



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Gasversorgungsgesetz

Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage

September 2019

Übersicht

Der Schweizer Gasmarkt ist im Rohrleitungsgesetz (RLG) nur rudimentär geregelt. Die Weiterentwicklung der privatrechtlichen Netzzugangsbedingungen zwischen Industrie und Gasbranche (Verbändevereinbarung) stösst an ihre Grenzen und es läuft eine Untersuchung der Wettbewerbskommission. Eine spezialgesetzliche Regelung des Netzzugangs im neuen Gasversorgungsgesetz (GasVG) ist daher notwendig, um Rechtssicherheit zu schaffen.

Ausgangslage und Handlungsbedarf

Das RLG aus dem Jahr 1963 enthält für den Gasmarkt nicht mehr als eine Transportpflicht: Nach dieser sind Netzbetreiber verpflichtet, vertraglich Transporte für Dritte zu übernehmen, wenn dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet. Bei Streitigkeiten entscheidet das Bundesamt für Energie (BFE) einzelfallweise über die Verpflichtung des Vertragsabschlusses sowie über die Vertragsbedingungen. Alternativ kann die Wettbewerbskommission (WEKO) den Durchleitungsanspruch gestützt auf das Kartellrecht durchsetzen.

Mit dem Aufbau des Gasbinnenmarktes in der EU ab den 1990er-Jahren stieg in der Schweiz das Interesse von grösseren Industriebetrieben und Händlern, Gas auf europäischen Grosshandelsmärkten einzukaufen und selbst in die Schweiz bis hin zum Verbrauchsort zu transportieren. Rechtsunsicherheiten zu den zahlreichen Einzelheiten, die für die Abwicklung der Transportpflicht relevant sind, führten im Jahr 2012 zum Abschluss der sogenannten Verbändevereinbarung über den Netzzugang im Gasmarkt. Diese wurde zwischen der Gasbranche und zwei Verbänden von grösseren Industriekunden abgeschlossen. Die Verbändevereinbarung gewährt den Netzzugang für Gaslieferungen an grosse Industriekunden. Den übrigen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern räumt sie hingegen keinen Anspruch auf freie Wahl des Lieferanten ein. 2017 hat die WEKO Vorabklärungen im Bereich Erdgas eröffnet um zu prüfen, ob Anhaltspunkte für missbräuchliches Verhalten der Netzbetreiber vorliegen. Ende Januar 2019 eröffnete die WEKO schliesslich eine Untersuchung. Auch beim BFE gingen vereinzelt Gesuche um Feststellung der Transportbedingungen ein. Es besteht somit eine erhebliche Rechtsunsicherheit, die mit dieser Vorlage beseitigt werden soll.

Inhalt der Vorlage

Der Bundesrat sieht, nach einer Abwägung der Vor- und Nachteile einer vollständigen Marktöffnung, vor, dass der Gasmarkt für Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von mindestens 100 Megawattstunden geöffnet wird – derselben Grenze wie beim Strom. Die Energiekommission (die heutige Elektrizitätskommission) beaufsichtigt das natürliche Monopol der Netzbetreiber mittels der im Stromversorgungsrecht bewährten Regulierung des Netznutzungsentgelts. Der Netzzugang wird durch ein schweizweites Ein- und Ausspeisemodell («Entry-Exit-Modell») verwirklicht: In Zukunft müssen Lieferanten zur Reservation der Netz-

kapazität von der Landesgrenze bis zum Verbrauchsort lediglich noch zwei Netznutzungsverträge abschliessen, ohne dabei einen konkreten Transportweg zu bezeichnen. Auch gibt es nur noch eine einzige Bilanzzone Schweiz. Ein neu zu schaffender, unabhängiger Marktgebietsverantwortlicher vergibt die Transportkapazitäten und führt diese Bilanzzone. Das GasVG definiert zudem die Anforderungen für eine weiterhin zuverlässige Gasversorgung und leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, indem die gesetzlichen Regeln an diejenigen der EU angenähert werden, der Zugang zu den Grosshandelsmärkten der Nachbarländer vereinfacht und die notwendigen Aufgaben und Verantwortlichkeiten den verschiedenen Marktteilnehmern zugeordnet werden.

Auswirkungen

Vom neuen Gesetz werden positive volkswirtschaftliche Effekte erwartet. Lokale Energieversorgungsunternehmen, die oft sowohl das Gas- als auch das Stromnetz betreiben, können sich auf ähnliche Regeln in beiden Bereichen einstellen, auch da dieselbe Regulierungsbehörde für Strom- und Gasnetze zuständig ist.

Die Auswirkungen auf die Umwelt dürften geringfügig sein, weil die CO₂-Emissionen des Gasverbrauchs bedeutend stärker durch die Gesetzgebung im Klimabereich beeinflusst werden als durch die Folgen der Teilmarktöffnung.

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	6
1.1 Einleitung	6
1.2 Handlungsbedarf und Ziele	7
1.2.1 Rechtssicherheit schaffen	7
1.2.2 Gewährleistung einer wirtschaftlichen Gasversorgung	7
1.2.3 Versorgungssicherheit beibehalten	10
1.3 Geprüfte Alternativen und gewählte Lösungen	11
1.3.1 Geprüfte Alternative: Vollständige Marktöffnung	11
1.3.2 Geprüfte Alternative: Ergänzung Rohrleitungsgesetz	12
1.4. Verhältnis zur Legislaturplanung und zu Strategien des Bundesrates	13
1.4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung	13
1.4.2 Neue Wachstums-, Energie- und Klimapolitik	14
1.5 Erledigung parlamentarischer Vorstösse	15
2 Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht	15
2.1 Wichtigste Rechtsakte der EU	15
2.2 Europarechtskompatibilität der Vorlage	16
3 Grundzüge der Vorlage	17
3.1 Die beantragte Neuregelung	17
3.2 Abstimmung von Aufgaben und Finanzen	30
3.3 Umsetzungsfragen	30
4 Erläuterungen zu einzelnen Artikeln	31
4.1 Gasversorgungsgesetz	31
4.2 Änderung anderer Erlasse	57
4.2.1 Energiegesetz vom 30. September 2016	57
4.2.2 Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007	58
4.2.3 Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963	59
4.2.4 Finanzmarktinfrastrukturgesetz vom 19. Juni 2015	60
5 Auswirkungen	61
5.1 Auswirkungen auf den Bund	61
5.2 Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden	61
5.3 Auswirkungen auf die Volkswirtschaft	62
5.4 Auswirkungen auf die Umwelt	64
6 Rechtliche Aspekte	64
6.1 Verfassungsmässigkeit	64
6.2 Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz	66
6.3 Erlassform	67
6.4 Unterstellung unter die Ausgabenbremse	67

6.5	Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen	67
6.6	Datenschutz	67

Erläuternder Bericht

1. Ausgangslage

1.1 Einleitung

Der Schweizer Gasmarkt ist heute gesetzlich nur rudimentär geregelt. Das Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963¹ (RLG) enthält für den Gasmarkt nicht mehr als eine Transportpflicht: Nach Artikel 13 Absatz 1 RLG sind die Netzbetreiber verpflichtet, vertraglich Transporte für Dritte zu übernehmen, wenn es technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet. Im Übrigen richtet sich das Verhalten der verschiedenen Marktakteure nach den allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Bestimmungen, insbesondere nach dem Kartellgesetz vom 6. Oktober 1995² (KG) sowie nach den Bestimmungen des Preisüberwachungsgesetzes vom 20. Dezember 1985³ (PÜG).

Bei Streitigkeiten entscheidet heute gemäss Artikel 13 Absatz 2 RLG das Bundesamt für Energie (BFE) einzelfallweise über die Verpflichtung des Vertragsabschlusses sowie über die Vertragsbedingungen. Alternativ kann die Wettbewerbskommission (WEKO) den Durchleitungsanspruch gestützt auf das Kartellrecht durchsetzen. Für Streitfälle besteht also eine parallele Zuständigkeit von WEKO und BFE.

Das 1964 in Kraft getretene RLG dient der Aufsicht über den Bau und den Betrieb von Rohrleitungen. In diesem Kontext erscheint sein Artikel 13 an sich sachfremd. Dieser sollte die Ausnützung der monopolistischen Stellung des Rohrleitungsinhabers und den Bau von Parallelleitungen verhindern. Der Artikel gab über Jahrzehnte zu keinen Diskussionen Anlass. Dies änderte sich mit dem Aufbau eines Gasbinnenmarktes in der Europäischen Union (EU) ab den 1990er-Jahren. Durch drei Binnenmarktpakete sowie den zugehörigen technischen Normen wurden liquide Grosshandelsmärkte etabliert, auf welchen verschiedene Akteure das Gas auch kurzfristig handeln können; dies in einer Branche, welche bis anhin auf langjährigen Vereinbarungen zwischen wenigen Beteiligten beruhte. Diese Entwicklungen hatten auch Folgen für die Schweiz: Grössere Industriebetriebe oder Händler wollten das benötigte Gas vermehrt auf europäischen Grosshandelsmärkten kaufen und selbst in die Schweiz und weiter zum Verbrauchsort transportieren.

Zur Konkretisierung der Netzzugangsbedingungen erstellte die Schweizer Gasbranche im Jahre 2003 eine sogenannte Transportkoordinations-Vereinbarung. 2008 beantragte dennoch ein industrieller Gasbezüger beim BFE gestützt auf Artikel 13 Absatz 2 RLG die behördliche Festlegung der Netzzugangsbedingungen und erstattete parallel dazu bei der WEKO Anzeige. Als Folge daraus schlossen die Gasbranche und zwei Verbände von grösseren Industriekunden am 1. Oktober 2012 eine Vereinbarung über den Netzzugang, die sogenannte Verbändevereinbarung⁴. Diese konkretisiert die Bedingungen zwar eingehender als ihre Vorläuferin, gewährt den Netzzugang jedoch

¹ SR 746.1

² SR 251

³ SR 942.20

⁴ Die Verbändevereinbarung ist abrufbar unter www.ksdl-erdgas.ch > downloads > Verbändevereinbarung.

(wiederum) nicht allen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern: Die gebuchte Transportkapazität muss seit dem 1. Oktober 2015 mindestens 150 Normkubikmeter pro Stunde (Nm^3/h) betragen (davor lag die Grenze bei $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$), das Erdgas muss primär als Prozessgas verwendet werden und der Netznutzer oder die Netznutzerin muss über eine Lastgangmessung mit Datenfernübertragung verfügen.

Seit Inkrafttreten der Verbändevereinbarung im Jahr 2012 laufen zwischen Industrie und Gasbranche Diskussionen zu deren Weiterentwicklung. Vor einiger Zeit sind die Gespräche indes ins Stocken geraten. Diskussionspunkte sind u.a. eine einheitliche Bilanzzone und die Senkung der Marktöffnungsschwelle; Letzteres bspw. durch die Aufhebung der Bestimmung, nach welcher das Gas hauptsächlich für Industriezwecke genutzt werden muss. Anfang 2019 wurde der Dialog wieder aufgenommen worden. Ergebnisse liegen noch keine vor.

1.2 Handlungsbedarf und Ziele

1.2.1 Rechtssicherheit schaffen

Die Gasbranche reichte die Verbändevereinbarung bei der WEKO zur Vorabklärung ein. In ihrem Schlussbericht vom 16. Dezember 2013⁵ zur Verbändevereinbarung verzichtete die WEKO zwar auf Einleitung einer Untersuchung, doch behielt sie sich eine Einzelfallprüfung mit allfälligen Sanktionsfolgen ausdrücklich vor. Im Jahr 2017 hat das Sekretariat der WEKO denn auch Vorabklärungen im Bereich Erdgas eröffnet, um zu prüfen, ob Anhaltspunkte für ein im Sinne von Artikel 7 KG missbräuchliches Verhalten der Netzbetreiber vorliegt. Am 31. Januar 2019 gab die WEKO bekannt, dass sie in einer der Vorabklärungen eine Untersuchung eröffnet hat. Auch wenn ein Entscheid der WEKO nur den konkreten Einzelfall regeln wird, dürfte dieser eine Signalwirkung für die gesamte Branche haben. Es besteht somit eine erhebliche Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Netzzugangsbedingungen, zumal Entscheide der WEKO auch Sanktionen zur Folge haben können. Zudem gingen auch beim BFE vereinzelt Gesuche um Feststellung der Transportbedingungen ein. Eine spezialgesetzliche Regelung, wie sie mit dem vorliegenden Gasversorgungsgesetz (GasVG) vorgesehen ist, soll die Rechtsunsicherheit beseitigen.

1.2.2 Gewährleistung einer wirtschaftlichen Gasversorgung

Aus volkswirtschaftlicher Sicht weisen die Transport- und Verteilnetze die Eigenschaft eines stabilen, monopolistischen Engpasses auf. Die Netzbetreiber sind daher grundsätzlich in der Lage, Monopolrenten abzuschöpfen und/oder die Marktmacht auf benachbarte Märkte auszudehnen, mit entsprechend negativen Effekten. Auch wenn für die Erzeugung von Raumwärme alternative Technologien zur Verfügung stehen und damit Gas in diesem Bereich mittel- bis längerfristig einem Wettbewerb ausge-

⁵ Recht und Politik des Wettbewerbs 2014/1, S. 110-146.

setzt ist, sind die Hausbesitzer zumindest kurzfristig von ihrem lokalen Versorger abhängig. Im Bereich der industriellen Prozesswärme ist ein Umstieg auf andere Energieträger oft, wenn überhaupt, nur unter hohen Investitionen möglich. Der Schlussbericht der WEKO vom 16. Dezember 2013 schätzte die Substitutionsmöglichkeiten der Kunden wie folgt ein: «Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die überwiegende Mehrheit der Endverbraucherinnen und Endverbraucher ihre Erdgasnachfrage nicht in angemessener Frist auf einen anderen Energieträger umstellen könnten.» Zur Frage der Marktstellung der Netzbetreiber lautete das Fazit: «Aufgrund des natürlichen Monopolcharakters von Erdgasrohrleitungsanlagen sowie der fehlenden Ausweichmöglichkeiten der Marktgegenseite ist davon auszugehen, dass sich die Schweizer Netzbetreiber als Anbieter von Erdgastransport- resp. Erdgasverteilungsdienstleistungen in ihren Netzgebieten in wesentlichem Umfang unabhängig von anderen Marktteilnehmern verhalten können.» Eine Regulierung des Netzbereiches ist daher notwendig und sinnvoll.

Nicht alle Bereiche der Gasversorgung sind natürliche Monopole. Der Monopolbereich beschränkt sich auf den Betrieb des Gasnetzes. In den anderen Bereichen – Beschaffung, Handel, Vertrieb – ist Wettbewerb möglich. Um diesen Wettbewerb zu ermöglichen, ist der Zugang zum Netz so zu regeln, dass der Netzbetreiber ungeachtet seiner natürlichen Monopolstellung nicht in der Lage ist, den Wettbewerb in den anderen Bereichen zu behindern. Entscheidend ist ein transparenter und diskriminierungsfreier Netzzugang. Dieser ist notwendig für die Beschaffung und den Handel sowie für die Belieferung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die ihren Lieferanten frei wählen können.

Gemäss Erkenntnissen der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD)⁶ sollen insbesondere folgende Voraussetzungen geschaffen werden, um Wettbewerb im Gasmarkt zu erreichen:

1. Schaffung eines regulatorischen Rahmens, welcher den Zugang zu den nicht wettbewerblichen Bereichen garantiert, insbesondere zum Netz.
2. Ermöglichung der Wahlmöglichkeiten der Konsumenten.
3. Schaffung eines Mechanismus zur Zuteilung von knappen Netzkapazitäten.
4. Schaffung eines unabhängigen, fachkundigen Regulators.
5. Trennung (Entflechtung) der nicht wettbewerblichen (v.a. Netzbetrieb) von den wettbewerblichen Bereichen (v.a. Produktion, Handel und Vertrieb).

⁶ OECD Policy Roundtable, Promoting Competition in the Natural Gas Industry, 2000.

In den EU-Mitgliedstaaten wurde die Öffnung der Gasmärkte im Jahr 1998 mit dem ersten Binnenmarktpaket⁷ eingeleitet. Das zweite⁸ und das dritte⁹ Binnenmarktpaket entwickelten die Marktöffnung weiter. Seit dem 1. Juli 2007 ist der Gasmarkt in allen EU-Mitgliedstaaten für sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher offen – mit Ausnahme von einigen wenigen, schlecht ins europäische Netz eingebundenen Gebieten. Mit der Marktöffnung haben sich in den Nachbarländern der Schweiz mehr oder weniger liquide Grosshandelsmärkte (sog. Hubs) herausgebildet. Eine besondere Bedeutung für die Schweiz hat dabei der deutsche Hub *Net Connect Germany (NCG)*, auf welchem die Gashändler für den Schweizer Markt aktiv sind. Voraussichtlich werden am 1. Oktober 2021 in Deutschland die beiden heute noch bestehenden Marktgebiete *NCG* und *Gaspool* zu einem einzigen, integrierten Marktgebiet fusioniert. Seit dem 1. November 2018 haben sich in Frankreich die beiden verbliebenen Marktzone (Bilanzzone) zur *Trading Region France (TRF)* mit dem Grosshandelsmarkt *PEG* zusammengeschlossen, womit für die Schweizer Lieferanten ein weiterer attraktiver Beschaffungsmarkt entstanden ist.

Die Schaffung des Gasbinnenmarktes in der EU bedingte eine weitgehende Vereinheitlichung der Regeln des Gastransports zwischen den Mitgliedstaaten. Hierzu wurden insbesondere fünf sogenannte Netzkodizes verabschiedet (siehe Kap. 2.1). Die Internationale Energieagentur (IEA) empfiehlt der Schweiz, sich beim neuen Gesetz möglichst an die Regeln der EU anzulehnen und einen starken, unabhängigen Regulator zu benennen.¹⁰

Als Grundlagen für die Erarbeitung des GasVG dienten deshalb nicht nur die privatrechtliche Verbändevereinbarung und die Stromversorgungsgesetzgebung, sondern auch der Anspruch, möglichst mit den EU-Regeln zum Gasmarkt kompatibel zu sein. Allerdings weichen diese drei Regelwerke bei verschiedenen Fragen wie bspw. der Marktöffnungsgrenze, den Bilanzierungsregeln oder der Entflechtung voneinander ab. Es musste für die verschiedenen Themen jeweils situativ entschieden werden, an welcher dieser Grundlagen sich das GasVG orientiert, ohne einem Regelwerk generell den Vorzug zu geben.

Mit der Verbändevereinbarung wurden bereits zwei Marktöffnungsschritte verwirklicht: Zunächst wurde der Markt für Prozessenergie bei einer gebuchten Transportkapazität von mindestens 200 Nm³/h geöffnet. Später wurde die erforderliche Schwelle auf 150 Nm³/h reduziert. Damit haben heute rund 330 Endverbraucherinnen und Endverbraucher Marktzugang. Diese verbrauchen rund 30 Prozent der im Schweizer

⁷ Richtlinie 98/30/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Abl. L 204, S. 1.

⁸ Die Richtlinien 2003/55/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Abl. L 176, S. 57.

⁹ Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94; Verordnung 2009/715/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36.

¹⁰ IEA, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland, 2018 Review, S. 61.

Gasmarkt abgesetzten Energie. Allerdings machen nur rund ein Dutzend dieser Verbraucher von ihrem Recht Gebrauch, einen anderen Lieferanten als den lokalen Gasversorger zu wählen. Unter den heutigen Netzzugangsbedingungen scheint sich kein funktionierender Wettbewerb einzustellen. Mit der nun vorgeschlagenen Teilmarktöffnung für Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit mindestens 100 MWh Verbrauch pro Verbrauchsstätte und Jahr erhält gegenüber der heute in der Verbändevereinbarung festgesetzten Schwelle ein substantiell grösserer Anteil von Kunden Marktzugang. Dass keine vollständige Marktöffnung vorgeschlagen wird, hängt mit den Rahmenbedingungen des Schweizer Gasmarktes (relativ kleiner Markt, in Zukunft abnehmende Bedeutung des Energieträgers Erdgas im Wärmebereich) zusammen (siehe Kap. 3.1 zur Teilmarktöffnung).

1.2.3 Versorgungssicherheit beibehalten

Die Gasversorgung ist eine sogenannt kritische Infrastruktur.¹¹ Die Schweiz importiert praktisch sämtliches Gas, welches hierzulande verbraucht wird. Der Anteil des im Inland produzierten Biogases am Konsum beträgt nur rund ein Prozent. Erdgas wird aus verschiedenen Ländern und über verschiedene Routen bezogen. Die grösste Gasleitung ist die Transitgasleitung von Deutschland und Frankreich über die Schweiz nach Italien. Diese kann seit 2017/2018 in beiden Richtungen betrieben werden (sog. Umkehrfluss). Die IEA bescheinigt der Schweiz, dass sie gut ins europäische Gasnetz eingebunden ist.¹² Dies ist für die Gasversorgungssicherheit von zentraler Bedeutung.

Die EU hat als Folge der russisch-ukrainischen Erdgaskrise von 2009 ihr Gaskrisenmanagement ausgebaut und eine so genannte «Koordinierungsgruppe Gas» gebildet. Nach der EU-Erdgasversorgungsverordnung¹³, die die Grundlage für dieses Gremium bildet, ist die Gewährleistung der Erdgasversorgungssicherheit eine gemeinsame Aufgabe der Gaswirtschaft, der EU-Mitgliedstaaten (bzw. der dafür jeweils zuständigen Behörden) sowie der EU-Kommission. Die neuste Revision dieser Verordnung im Jahr 2017 führte unter Artikel 13 einen Solidaritätsmechanismus ein. Nach diesem ist jeder EU-Mitgliedstaat verpflichtet, einem anderen Mitgliedstaat – sofern dieser über das Gasnetz direkt oder über einen Drittstaat mit ihm verbunden ist – Gas zu liefern, falls der Versorgungs-Notfall ausgerufen wird und bereits alle möglichen anderen Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung ergriffen wurden. Die Schweiz ist weder Mitglied noch hat sie Beobachterstatus in der Koordinationsgruppe; sie wird jedoch regelmässig zu deren Sitzungen eingeladen. Das Bundesamt für Energie hat in den vergangenen Jahren, in Analogie zu den Erfordernissen der EU-Erdgasversorgungsverordnung, eine Risikobewertung sowie Notfall- und Präventionspläne erarbeitet und veröffentlicht.

¹¹ Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen 2018–2022 (BBl 2018 503), S. 511

¹² IEA, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland, 2018 Review, S. 60.

¹³ Verordnung 2017/1938/EU des europäischen Parlaments und Rates vom 25. Oktober 2017 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Abl. L 280 vom 28.10.2017, S. 1.

Mit dem GasVG soll die Versorgungssicherheit optimiert werden, indem die Marktregeln denjenigen der EU angepasst werden, was den gegenseitigen Austausch vereinfacht. In erster Linie soll die Versorgungssicherheit wie heute subsidiär sichergestellt werden (siehe Kap. 3.1 zur Versorgungssicherheit).

1.3 Geprüfte Alternativen und gewählte Lösungen

1.3.1 Geprüfte Alternative: Vollständige Marktöffnung

Eingehend geprüft wurde die *Frage des Marktöffnungsgrades* – dieser ist für die Ausgestaltung der Vorlage von entscheidender Bedeutung. Einerseits könnte der Markt für sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher geöffnet werden, andererseits ist es möglich, den Markt lediglich für die grösseren Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu öffnen. Die vollständige Schliessung des Marktes und Re-Etablierung des Monopols der Netzbetreiber stand nicht zur Diskussion, da der Markt schon heute teilweise geöffnet ist und für die grössten Endverbraucherinnen und Endverbraucher hiermit Wahlmöglichkeiten wegfallen würden.

Vorteile einer vollständigen Marktöffnung

Die Vorteile einer vollständigen Marktöffnung würden darin liegen, dass, falls der Strom- und der Gasmarkt gleichzeitig vollständig geöffnet sind, aufeinander abgestimmte Produkte für beide Sektoren gemeinsam angeboten werden könnten. Die Erfahrung unserer Nachbarländer zeigt, dass im Gasmarkt der Wettbewerb unter den richtigen Rahmenbedingungen funktioniert; der freie Netzzugang ist im EU-Recht verbindlich vorgegeben. Die Konsumenten, auch die kleinen Verbraucher, dürften vom Wettbewerb im Gasmarkt finanziell profitieren. Bei einer vollständigen Marktöffnung würden die Einsparungen der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, gemäss groben Abschätzungen einer Studie¹⁴, fünf Jahre nach der Öffnung rund 40 Millionen Franken pro Jahr und zehn Jahre nach der Marktöffnung rund 70 Millionen Franken pro Jahr betragen (gleichbleibender Verbrauch vorausgesetzt). Bei diesen Zahlen handelt es sich nicht nur um volkswirtschaftliche Effizienzsteigerungen, sondern auch um Umverteilung weg von den Versorgern hin zu den Konsumenten. Durch die Wahlmöglichkeit für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher werden Geschäftsmodelle erst ermöglicht, die durch das Optimieren der leitungsgebundenen Energieträger entstehen. Sowohl etablierte als auch neue Marktakteure könnten kombinierte Angebote für Strom, Gas, Wärme oder Elektromobilität auf den Markt bringen. Längerfristig kann dies zu neuen, innovativen Produkten bspw. zur flexiblen Speicherung und bedarfsgerechtem Einsatz führen.

¹⁴ Studie betreffend den möglichen Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarkts, Juni 2016, Infrac und Frontier Economics im Auftrag des Bundesamts für Energie, S.68.

Nachteile einer vollständigen Marktöffnung

Hingegen bringt die vollständige Marktöffnung auch gewichtige Nachteile: Die Wärmeversorgung wird in den nächsten Jahren weg von fossilen Energieträgern gehen; es kommen zunehmend erneuerbare Heizsysteme zum Zug. Durch die energetische Sanierung von Häusern sinkt zudem der Wärmebedarf. Hier sind die Städte und Gemeinden gefordert, im Rahmen der Energieplanung aufzuzeigen, wie die übergeordneten oder eigenen Energie- und Klimaziele kommunal bzw. auf regionaler Ebene umsetzbar sind. Dies dürfte dazu führen, dass deutlich weniger Haushalte als heute Endkunden von Gasversorgern sein werden. Es dürften auch Teile von Gasnetzen stillgelegt werden. Ein solcher Umbau ist nur mit langjähriger Planung möglich. Angesichts der Tatsache, dass die meisten Gasversorger im Eigentum der öffentlichen Hand sind und diese bzw. die Versorger diesen Umbau planen und später finanzieren müssen, bietet das Teilmonopol für die Städte und Gemeinden zweierlei Vorteile:

- Sie können vorgeben, dass der Versorger den gebundenen Kunden einen gewissen Anteil an erneuerbarem Gas liefern muss, und damit Einfluss auf die Zusammensetzung des Gases nehmen.
- Sie haben bei der Koordination der Arbeiten hinsichtlich der Versorgung der kleineren, gasversorgten Kunden einen zentralen Ansprechpartner.

Bei einer Teilmarktöffnung mit Netzzugang für Gewerbe sowie mittlere (und grosse) Industrie betragen, nach groben Abschätzungen der erwähnten Studie, die Einsparungen der Endverbraucherinnen und Endverbraucherinnen fünf Jahre nach der Öffnung rund 19 Millionen Franken pro Jahr und zehn Jahre nach der Öffnung rund 34 Millionen Franken pro Jahr (gleichbleibender Verbrauch vorausgesetzt). Auch hier handelt es sich nicht nur um volkswirtschaftliche Effizienzsteigerungen, sondern auch um Umverteilung weg von den Versorgern hin zu den Konsumenten.

In Anbetracht der grossen Herausforderung der nächsten Jahre und Jahrzehnte, die Energie- und Klimaziele zu erreichen, ist der Bundesrat der Meinung, dass den Versorgern und Gemeinden dieser Handlungsspielraum belassen werden soll und schlägt deshalb eine Teilmarktöffnung vor (siehe Abschnitt 3.1).

1.3.2 Geprüfte Alternative: Ergänzung des Rohrleitungsgesetzes

Der Bundesrat ist der Auffassung, dass die künftige Regelung zum Schweizer Gasmarkt möglichst schlank ausfallen soll. Er hat deshalb vorgängig geprüft, ob es reichen würde, anstelle eines GasVG die Voraussetzungen für den Anspruch auf Netzzugang in Artikel 13 RLG präziser zu fassen.

Für eine effektive Teilmarktöffnung genügt es jedoch nicht, wenn der Gesetzgeber nur die Netzzugangskriterien bezeichnet oder wenn er den Anspruch auf Netzzugang für die Belieferung der (grösseren) Endverbraucherinnen und Endverbraucher einräumt, ohne die konkrete Abwicklung zu regeln. Macht ein Lieferant von seinem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch, stellen sich zahlreiche und komplexe Folgefragen. So müsste etwa über das geschuldete Netznutzungsentgelt entschieden werden, womit

sich gleichzeitig die Frage nach den anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten stellt. Weiter ergeben sich Fragen zum Netznutzungsmodell (z.B. buchbare Kapazitäten), zur Bilanzierung (v.a. Toleranzen und Pönalen) und zur Entflechtung (Kostenabgrenzung, Umgang mit sensiblen Informationen des Netzbereichs usw.).

In einer Ergänzung des RLG (Art. 13 ff.) könnten neben der Netzzugangsberechtigung zwar allenfalls auch Vorschriften zur buchhalterischen Entflechtung und der anrechenbaren Netzkosten aufgenommen werden. Eine darüber hinausgehende Regelung (z.B. zu Fragen der Bilanzierung oder des Netznutzungsmodells) würde den Rahmen jedoch sprengen.

Über diejenigen Aspekte der Marktordnung, zu denen spezialgesetzliche Vorgaben fehlen, müssten im Streitfall die zuständigen Behörden entscheiden (WEKO, Preisüberwacher, BFE sowie Zivil- und Verwaltungsgerichte). Aufgrund der mangels gesetzlicher Informationspflichten intransparenten Marktverhältnisse würde eine sachgerechte Entscheidung nicht leichtfallen, zumal diese Behörden im Unterschied zu einem sektorspezifischen Regulator nicht über spezifisches Fachwissen verfügen. Es wäre deshalb mit zahlreichen und womöglich auch aufwändigen Gerichtsverfahren zu rechnen. Da jeder Entscheid von den konkreten Umständen des Einzelfalls geprägt ist, würde dieses Vorgehen «von Fall zu Fall» zudem – wenn überhaupt – nur sehr langsam zu mehr Rechtssicherheit führen. Somit wäre es den vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen bis auf Weiteres grundsätzlich möglich, den gewünschten Wettbewerb im Energiebereich durch eine Diskriminierung von Drittanbietern zu unterdrücken.

Wenn gewichtige Aspekte der Marktordnung einer «Branchenlösung» überlassen bleiben, birgt dies zum einen die Gefahr, dass die gewählte Lösung in wettbewerbsrechtlicher Hinsicht problematisch ausfällt. Zudem kann dieser Regelungsansatz auch grundsätzlich scheitern, wie sich dies am Beispiel der Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung gezeigt hat. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der im Falle einer sehr schlanken Regelung via RLG eingesparte Gesetzgebungsaufwand voraussichtlich durch eine Vielzahl unerwünschter Effekte konterkariert würde (Rechtssicherheit, grosses Diskriminierungspotenzial, aufwändige Gerichtsverfahren) – ein Mangel, der mit Artikel 13 RLG bereits heute offen zutage tritt. Deshalb ist der Bundesrat überzeugt, dass das vorliegende schlanke, aber themenmässig umfassende Gesetz eine angemessene Normdichte aufweist.

1.4. Verhältnis zur Legislaturplanung und zu Strategien des Bundesrates

1.4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung

Die Vorlage ist in der Botschaft vom 27. Januar 2016¹⁵ zur Legislaturplanung 2015–2019 angekündigt. Die Durchführung des Vernehmlassungsverfahrens zum GasVG ist zudem ein Jahresziel des Bundesrates für 2019.¹⁶

¹⁵ BBl 2016 1105, 1222

¹⁶ Jahresziele des Bundesrates 2019; Band I; Ziel 8.

1.4.2 Neue Wachstums-, Energie- und Klimapolitik

Der Bundesrat hat am 22. Juni 2016¹⁷ die «neue Wachstumspolitik» als Reformpaket mit insgesamt 14 Massnahmen verabschiedet. In der ersten Säule sind die Öffnung des Strommarktes und die Regulierung des Gasmarktes aufgeführt, da den Regulierungen dieser Netzwerksektoren für die Arbeitsproduktivität besondere Bedeutung zukommt.

Erdgas spielt mit einem Anteil von rund 14 Prozent am Endenergieverbrauch eine nach wie vor wichtige Rolle in der schweizerischen Energieversorgung. So betrug der Verbrauch von Gas in der Schweiz im Jahr 2018 33,5 Terrawattstunden (TWh), inklusive dem Verbrauch für Fernwärme und Stromerzeugung, den Netzverlusten und dem Eigenverbrauch. Um ihre Klimaziele zu erreichen, muss die Schweiz die Energieversorgung jedoch längerfristig ohne fossile Energieträger gewährleisten können. Den Rahmen für die dafür notwendigen Massnahmen soll die Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020 schaffen.¹⁸ Gas wird jedoch kurz- bis mittelfristig ein wichtiger Energieträger bleiben. Allerdings muss der Erdgasverbrauch deutlich reduziert und die verbleibende Nachfrage nach Gas soweit möglich mit erneuerbarem Gas gedeckt oder aber gesellschaftlich akzeptierte Lösungen für die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO₂ gefunden werden. Dies stellt eine Herausforderung für die Gasversorger und die betroffenen Eigentümer, v.a. Städte und Gemeinden, dar. Stilllegungen von Gasleitungen dürften in Folge der politischen Vorgaben der Energiestrategie und der CO₂-Gesetzgebung des Bundes, der kantonalen Energiegesetze und der kommunalen Energierichtpläne an Bedeutung gewinnen, selbst wenn erneuerbare Gase künftig eine Möglichkeit bieten, die bestehenden Gasleitungen teilweise weiterzutreiben. Das GasVG bietet die Grundlage für den Erlass von geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber, bspw. hinsichtlich der Festsetzung der regulatorischen Verzinsung oder der regulatorisch anerkannten Betriebsdauer der Anlagen. Für die Gasbezügler, die von einer Stilllegung betroffen sein könnten, ist hingegen keine spezifische Regelung vorgesehen.

Das GasVG unterscheidet nicht nach dem Ursprung des Gases, welches in der Gasleitung transportiert wird; es kann sich also um Erdgas, Biogas, Wasserstoff oder auch ein synthetisch hergestelltes (erneuerbares) Gas handeln. Fragen zur Förderung von erneuerbaren Gasen sind nicht Teil des GasVG. Diese Themen fallen in den Anwendungsbereich anderer Gesetze (Energiegesetz oder CO₂-Gesetz).

Es besteht eine hohe Kohärenz mit dem Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007¹⁹ (StromVG). So soll bspw. dieselbe Regulierungsbehörde für Strom und Gas zuständig sein. Weiter werden die Netzkosten nach derselben Methodik beurteilt und wie für den Strom gilt auch beim Gas das Subsidiaritätsprinzip. Damit werden ähnliche Rahmenbedingungen für leitungsggebundene Energien geschaffen, was eine wichtige Voraussetzung für die Kopplung von Strom-, Wärme-, Gas- und Verkehrssektor zu einem energieeffizienten, treibhausgasarmen und flexiblen Gesamtsystem ist.

¹⁷ Bericht des WBF zum Umsetzungsstand der neuen Wachstumspolitik, 20. Dezember 2017.

¹⁸ Botschaft vom 1. Dezember 2017 zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020; BBl 2018 247.

¹⁹ SR 734.7

1.5 Erledigung parlamentarischer Vorstösse

Der Bundesrat hat auf die Interpellation Müller Damian 16.3354 «Ist das Gasversorgungsgesetz auf Kurs?» hin geantwortet, dass das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) eine Vernehmlassungsvorlage erarbeiten will. Ebenfalls hat er, nach einer Verzögerung des Zeitplans, zur Interpellation Buttet Yannick 17.3981 «Arbeiten am Gasversorgungsgesetz und Erkenntnisse des BFE» im Februar 2018 geantwortet, dass die Erkenntnisse aus den vom BFE in Auftrag gegebenen Studien sowie die eigenen Arbeiten weiterhin Grundlage für den Gesetzesentwurf seien. In der Antwort auf die Frage Jans Beat 18.5529 «Chaotischer Gasmarktöffnung vorbeugen» hat er präzisiert, dass die Vernehmlassung auf Ende 2019 zu erwarten sei.

2 Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht

2.1 Wichtigste Rechtsakte der EU

Die Gasmärkte in der EU sind, wie erwähnt, im Zuge des zweiten EU-Energie-Binnenmarktpakets ab Mitte 2007 für sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher vollständig geöffnet worden. Inzwischen sind die im Jahr 2009 verabschiedeten Rechtsakte des dritten Energie-Binnenmarktpakets massgebend. Für den Gasmarkt sind dabei materiell zwei Erlasse relevant: Die Richtlinie 2009/73/EG²⁰ über den Erdgasbinnenmarkt und die Verordnung 2009/715/EG²¹ über den Netzzugang.

Institutionell sind die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden²² (ACER) und der Verbund der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G) hervorzuheben. ENTSO-G und ACER spielen bei der Erarbeitung der von der EU-Kommission zu erlassenden sogenannten Netzkodizes eine wichtige Rolle. Bis dato

²⁰ Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94.

²¹ Verordnung 2009/715/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36.

²² Verordnung 2009/73/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 1.

wurden solche Netzkodizes zur Regelung der folgenden Aspekte erlassen: Harmonisierung der Fernleitungsentgeltstrukturen²³, Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement²⁴, Bilanzierung²⁵ sowie der Interoperabilität der Netze und dem Datenaustausch²⁶. Die Netzkodizes enthalten technische Regeln, die insbesondere für die Transportnetzbetreiber relevant sind.

Im Nachgang zum dritten Energie-Binnenmarktpaket folgte 2011 die Verordnung 2011/1227/EU²⁷ über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (sog. REMIT-Verordnung). Diese statuiert sowohl für den Strom- als auch für den Gasmarkt ein Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation und verpflichtet die Mitgliedstaaten, entsprechende Sanktionen vorzusehen. Die Marktteilnehmer sind zur Veröffentlichung von Insiderinformationen und zur Lieferung bestimmter Daten an die Behörden der EU bzw. der Mitgliedstaaten verpflichtet.

Von Bedeutung ist ferner die bereits erwähnte Verordnung 2017/1938/EU über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (sog. SOS-Verordnung). Diese enthält Solidaritätsmechanismen, nach welchen sich die EU-Mitgliedstaaten im Falle einer kritischen Versorgungslage gegenseitig aushelfen. Darüber hinaus enthält sie Konzepte zum Schutz besonders schutzbedürftiger Kunden und eine an die Mitgliedstaaten gerichtete Pflicht zur Erstellung von Präventions- und Notfallplänen. Zur besseren Abstimmung des Vollzugs dieser Instrumente sieht die Verordnung ausserdem den Einsatz einer «Koordinierungsgruppe Gas» vor.

Aus dem sogenannten Clean Energy Package (CEP), das v.a. die Erreichung der Ziele des Klimaübereinkommens von Paris und eine weitere Stärkung des gemeinsamen Elektrizitätsmarktes absichern soll und das noch im Jahr 2019 in Kraft treten wird, ergeben sich keine Änderungen, die für den hier interessierenden Zugang zu den Gasnetzen von Bedeutung sind.

2.2 Europarechtskompatibilität der Vorlage

Der Gasmarkt ist nicht Gegenstand des Stromabkommens, über das die Schweiz und die EU seit 2007 verhandeln. Ein bilaterales Abkommen über den Gasmarkt wurde bisher nicht angestrebt. Trotzdem orientiert sich die Vorlage stark an den Vorgaben des EU-Rechts (vgl. nicht zuletzt Art. 39 Abs. 3), wobei in gewissen Bereichen bewusst Abweichungen bestehen.

²³ Verordnung 2017/460/EU der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, Abl. L 72 vom 17.3.2017, S. 29.

²⁴ Verordnung 2017/459/EU der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, Abl. L 72 vom 17.3.2017, S. 1.

²⁵ Verordnung 2014/312/EU der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, Abl. L 91 vom 27.3.2014, S. 15.

²⁶ Verordnung 2015/703/EU der Kommission vom 30. April 2015 zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch, Abl. L 113 vom 1.5.2015, S. 13.

²⁷ Verordnung 2011/1227/EU des europäischen Parlaments und Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, Abl. L 326 vom 8.12.2011, S. I.

Nicht europarechtskonform ist die im GasVG vorgesehene Teilmarktöffnung; nach dem EU-Recht müssten alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher ihren Lieferanten frei wählen können. Weitere Abweichungen vom EU-Recht bestehen in einzelnen Bereichen:

- Die Entflechtungsvorgaben, insbesondere auf Ebene des Transportnetzes, sind weniger strikt als vom EU-Recht verlangt. Mit dieser Abweichung nimmt das GasVG Rücksicht auf die stark fragmentierte, historisch gewachsene Struktur der hiesigen Gaswirtschaft. Diese zeichnet sich als Folge des föderalen Staatsaufbaus durch eine Vielzahl von kommunalen Gasversorgungsunternehmen aus; derzeit sind es rund 100, zumeist vertikal integrierte Unternehmen.
- Weitere Abweichungen bestehen im Bereich der Befugnisse und Aufgaben des Regulators. So verfügt die Energiekommission (EnCom) nicht über die im EU-Recht vorgesehenen Sanktionskompetenzen; diese sind bei Widerhandlungen gegen dieses Gesetz dem BFE vorbehalten.
- Ferner ist die Erstellung von mehrjährigen Netzentwicklungsplänen nicht verbindlich vorgegeben; sie kann vom BFE jedoch verlangt werden.
- Eine Partizipation an den Mechanismen der REMIT- und der SOS-Verordnung würde den Abschluss einer staatsvertraglichen Regelung erfordern. Hingegen wird analog zu den Artikeln 26a ff. der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008²⁸ (StromVV) im Gesetz vorgesehen, dass die von der REMIT-Verordnung betroffenen, in der Schweiz domizilierten Akteure die entsprechenden Datenlieferungen zugleich zuhanden der EnCom vornehmen müssen.

3 Grundzüge der Vorlage

3.1 Die beantragte Neuregelung

Mit dem GasVG wird vom verhandelten zum regulierten Netzzugang übergegangen, d.h. die Grundsätze des Netzzugangs werden neu ausführlich im Gesetz geregelt. Gleichzeitig wird klargestellt, welche Endverbraucherinnen und Endverbraucher ihren Lieferanten frei wählen können. Mit Blick auf die vielen Jahre, in denen in der Schweiz die Gasversorgung ohne gesetzliche Marktordnung funktioniert hat, wird dem Subsidiaritätsprinzip besondere Beachtung geschenkt und es soll demnach nur das Minimum gesetzlich geregelt werden. Für viele Detailfragen werden unter Aufsicht der Energiekommission (EnCom) sachgerechte Branchenlösungen möglich sein. Trotzdem bedarf es zur Gewährleistung des Netzzugangs einiger gesetzlicher Vorgaben, um allfällige Diskriminierungen durch die angestammten Versorger zu verhindern. Im Nachfolgenden werden die wichtigsten Punkte der gesetzlichen Regelung dargelegt.

Teilmarktöffnung: Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem Verbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte und Jahr (dreijähriger Durchschnitt)

²⁸ SR 734.71

können ihren Gaslieferanten frei wählen. Falls sie dies nicht tun, werden sie vom bisherigen (zumindest informativ und buchhalterisch entflochtenen) Lieferanten weiter versorgt. Der lokale Netzbetreiber gewährleistet, dass die nicht wahlberechtigten Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu angemessenen Gastarifen versorgt werden, die von der EnCom geprüft werden. Diese sogenannte regulierte Versorgung steht den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern nicht offen, die ihren Lieferanten frei wählen können. Es ist kein Übergang zu einer vollständigen Marktöffnung zu einem späteren Zeitpunkt vorgesehen, so wie dies beim Stromversorgungsgesetz der Fall war.

Mit der vorgeschlagenen Teilmarktöffnung kann der Netzzugang von rund 10 Prozent der Endverbraucherinnen und Endverbraucher (ca. 40 000 Verbrauchsstätten), die rund 70 Prozent des abgesetzten Gases verbrauchen, geltend gemacht werden. Gegenüber der heute in der Verbändevereinbarung festgesetzten Schwelle von gebuchten 150 Nm³/h Prozessgas – dies entspricht rund 2–5 GWh Jahresverbrauch – erhält ein substanziiell grösserer Anteil von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern Marktzugang.²⁹ Die relativ grosse Spannweite bei der Umrechnung von gebuchten Nm³/h in verbrauchte kWh/Jahr ergibt sich v.a. durch die gewählte Annahme zur jährlichen Nutzungsdauer.

Der Grossteil der Endverbraucherinnen und Endverbraucher wird in der regulierten Versorgung zu angemessenen Gastarifen beliefert. Die Angemessenheit prüft die EnCom anhand der marktüblichen Beschaffungs- und Vertriebskosten; dabei ist die Qualität des Gases zu berücksichtigen, so etwa der Anteil von Biogas.

Neben der regulierten Versorgung ist auch eine Ersatzversorgung vorgesehen. Diese greift vorübergehend, während maximal sechs Monaten, beim ersatzlosen Auslaufen eines Gaslieferungsvertrags oder beim Ausfall des im freien Markt gewählten Lieferanten.

Bei einem Lieferantenwechsel müssen dem neuen Lieferanten die notwendigen Daten und Informationen bereitgestellt werden. Künftig dürfte der Wechselprozess im Wesentlichen elektronisch erfolgen, wobei bei der Ausgestaltung der Informatiklösung Synergien zum Strombereich genutzt werden sollen.

Versorgungssicherheit: Die Verantwortung für die verschiedenen Aufgaben der Versorgungssicherheit wird im Sinne des Subsidiaritätsprinzips geregelt. In erster Linie treffen deshalb die Gaswirtschaft und der Marktgebietsverantwortliche (MGV; für Näheres zu diesem Marktakteur siehe weiter unten) die Vorkehrungen für die zuverlässige Versorgung. Hervorzuheben sind folgende Aufgaben und Befugnisse:

- Die Netzbetreiber gewährleisten einen stabilen, leistungsfähigen und effizienten Betrieb ihrer Netze und sind verpflichtet, miteinander, mit dem MGV sowie den Netzbetreibern der Nachbarländer zusammenzuarbeiten. Dies betrifft auch die Netzplanung.
- Bei der Ausarbeitung von Branchenregeln, insbesondere für das Transportnetz, sollen die Regeln der EU Beachtung finden (bspw. jene zur Kapazitätsvergabe, zur Engpassbewirtschaftung, zur Bilanzierung, zur Netznutzungstarifizierung, zur Gasqualität sowie zur Zusammenarbeit unter den

²⁹ Potentiel des profils des charges standards et des compteurs intelligent pour le marché du gaz, Dezember 2018, e-cube, S. 16.

Netzbetreibern). Mit einer Angleichung dieser technischen Regeln werden mögliche Unstimmigkeiten mit unseren Nachbarländern sowie Markteintrittsbarrieren beim Import und dem Transit von Gas verhindert.

- Die Transportnetzbetreiber können Netzentwicklungspläne zur Prüfung beim BFE einreichen. Dies dient der Planungssicherheit, da die Netzbetreiber bei einer positiven Beurteilung der Pläne gleichsam die grundsätzliche Zustimmung zur Anrechenbarkeit der Investitionskosten erhalten.
- Das BFE beobachtet zusammen mit dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) und unter Mitwirkung der Gaswirtschaft die Versorgungslage. Damit haben die beiden Ämter einen gemeinsamen Auftrag zur Beobachtung. Die Abgrenzung der Aufgaben ist klar: Das BWL ist für die kurzfristige Versorgungssicherheit zuständig, das BFE für die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit. Der Bundesrat wird bei Gefährdung der Versorgungslage geeignete Massnahmen ergreifen. Die Kosten, welche für die Aufgaben der wirtschaftlichen Landesversorgung anfallen, können zumindest teilweise über das Netznutzungsentgelt abgegolten werden.
- Die Rolle der EnCom beschränkt sich auf die Aufsicht über die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben, dies im Sinne einer klaren Zuordnung von Aufgaben und Kompetenzen.
- Über das Bilanzierungssystem werden, indem sie für den täglichen Ausgleich ihrer Bilanz verantwortlich sind, auch die Netznutzerinnen und Netznutzer in die Pflicht genommen.
- Der MGV soll auf Verordnungsebene verpflichtet werden, ein Frühwarnsystem für kritische Versorgungslagen zu erstellen. Dieses soll auf Grundlage der Daten des Bilanzmanagements Auskunft über den Stand und die Entwicklung der Versorgungslage geben und die relevanten Akteure bei kritischen Anzeichen entsprechend benachrichtigen und ggf. noch stärkere Anreize für ein systemdienliches Verhalten setzen.

Entflechtung: Quersubventionen zwischen dem Netzbetrieb, der regulierten Versorgung, der Ersatzversorgung und den Aktivitäten im freien Markt sind verboten. Vertikal integrierte Gasversorgungsunternehmen müssen deshalb eine buchhalterische Trennung zwischen dem Monopolbereich (insb. Netzbetrieb) und den wettbewerblichen Aktivitäten vornehmen. Zudem gibt es eine Pflicht zur informatorischen Entflechtung. So dürfen bspw. Adressen, die aus dem Monopolbereich gewonnen werden, nicht zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen im freien Markt genutzt werden. Die buchhalterische und informatorische Entflechtung orientiert sich an der Stromversorgungsgesetzgebung. Zur Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit wird – auf der Transportnetzebene – mit dem MGV ein neuer Akteur geschaffen, der seine Aufgaben unabhängig von den Transportnetzbetreibern erfüllt. An den Eigentumsverhältnissen am Netz ändert sich nichts.

Netzzugang und Kapazitätsvergabe: Die Netznutzerinnen und Netznutzer haben Anspruch auf diskriminierungsfreien Netzzugang. Als solche können Händler und Lieferanten auftreten, einschliesslich der für die Vornahme der regulierten Versorgung und der Ersatzversorgung zuständigen Akteure. Unter den Begriff des Lieferanten fallen in diesem Sinne auch Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die gewillt

und in der Lage sind, die mit dem Netzzugang verbundenen Prozesse (Kapazitätsbeschaffung usw.) selbst abzuwickeln. Zur Belieferung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die ihren Lieferanten nicht frei wählen können, kommt das Recht auf Netznutzung ausschliesslich dem Akteur zu, welcher die regulierte Versorgung gewährleisten muss (in der Regel der lokale Netzbetreiber).

Die (freien) Netzkapazitäten müssen vom MGV resp. von den Netzbetreibern öffentlich und diskriminierungsfrei angeboten werden. Für die Buchung der Kapazitäten und die Gasbeförderung wird ein sogenanntes Entry-Exit-Modell geschaffen, welches auch in den Nachbarländern der Schweiz existiert und Standard in der EU ist. Ziel der Einführung dieses Entry-Exit-Modells – in der Form eines Zweivertragsmodells – ist es, den Gashandel zu erleichtern, indem nur je ein Vertrag am Einspeise- (Entry) oder Ausspeisepunkt (Exit) erforderlich ist, um Gas durch das gesamte Marktgebiet zu befördern, ohne einen konkreten Transportweg bezeichnen zu müssen. Für die Einspeisung und die Ausspeisung ist ein Netznutzungsentgelt zu zahlen. Die im Inland gelegenen Ausspeisepunkte befinden sich bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern. Für die Bewirtschaftung der Grenzübergangspunkte ist der MGV zuständig; er vergibt die entsprechenden Netzkapazitäten in Auktionen mittels verschiedener Kapazitätsprodukte. Das Ziel ist es, möglichst viele Kapazitätsprodukte ohne Einschränkungen anzubieten. Solche Einschränkungen können einerseits räumlicher Natur sein, wenn also beispielsweise von einem bestimmten Einspeisepunkt nicht alle Ausspeisepunkte erreichbar sind. Andererseits kann es im Falle von sogenannten unterbrechbaren Netznutzungsverträgen auch zeitliche Einschränkungen geben, indem die Netznutzung unter bestimmten Voraussetzungen unterbrochen werden kann.

Lieferanten, die Gas in die Schweiz einführen und bis zu den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern transportieren wollen, müssen (nur) zwei Netznutzungsverträge abschliessen bzw. nur auf zwei Ebenen ein Netznutzungsentgelt entrichten: Erstens bei der Buchung von Einspeisekapazität mittels Erwerb eines Kapazitätsproduktes (Einspeisevertrag), zweitens beim Abschluss eines lokalen Netznutzungsvertrags (Ausspeisevertrag) mit dem jeweiligen Netzbetreiber. Das Entry-Exit-Modell soll neben dem Binnentransport schrittweise auch die Transitströme durch die Schweiz umfassen (siehe «Integration der Transitflüsse in das Schweizer Entry-Exit-Modell»). Inländische Einspeiser – heute sind dies gut 30 Biogasanlagen – schliessen mit dem jeweiligen Netzbetreiber einen Einspeisevertrag ab, womit das Gas, gegen Entrichtung des Netznutzungsentgelts, im gesamten Marktgebiet befördert und an einem beliebigen Ausspeisepunkt ausgespiessen werden kann.

Übergang vom Transport- ins Verteilnetz (Zweivertragsmodell): Der Übergang vom Transport- ins Verteilnetz (am entsprechenden Netzkopplungspunkt) erfolgt innerhalb des Entry-Exit-Modells, sprich vom Netznutzer oder der Netznutzerin unbenutzt, weil der Übergang zwischen dem Verteil- und dem Transportnetzbetreiber in einem Netzkopplungsvertrag geregelt wird. In diesem bucht der Verteilnetzbetreiber die Kapazität, welche für die Belieferung sämtlicher an seinem Netz angeschlossenen Endverbraucherinnen und Endverbraucher notwendig ist. Im Gegenzug bezahlt er dem Transportnetzbetreiber ein Netznutzungsentgelt, das er auf die Endverbrauchergemeinschaft seines Netzes überwälzen kann. Beim Zweivertragsmodell liegt der

Ausspeisepunkt also direkt beim Endverbraucher oder der Endverbraucherin. Mit sogenannten Citygates läge der Ausspeisepunkt aus dem Entry-Exit-Modell hingegen beim Übergang zwischen Transport- und Verteilnetz – bildhaft beim Stadttor –, das lokale Verteilnetz wäre nicht Teil des Entry-Exit-Modells. In diesem Fall müssten die Lieferanten neben einer Buchung beim Einspeisepunkt und einer solchen beim Ausspeisepunkt (Citygate) zusätzlich noch einen Vertrag mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber schliessen (Dreivertragsmodell). Der massgebliche Vorteil eines Verzehrs auf Citygates liegt darin, dass aufgrund der Kapazitätsbuchung am Citygate durch den Verteilnetzbetreiber alle Lieferanten gleich behandelt werden; mögliche Grössenvorteile von etablierten Versorgern sind ausgeschlossen. Mit einer Citygate-Lösung müssten hingegen alle Lieferanten Ausspeisekapazitäten am Citygate erwerben. Da sich bei Lieferanten mit vielen Kunden (v.a. etablierte Anbieter mit regulierter Versorgung) die benötigte maximale Netzkapazität über alle Kundengruppen glättet, müssten diese ggf. pro Kunden weniger Kapazität buchen als Lieferanten mit nur wenigen Kunden. Es stellte sich demnach ein sogenannter Verschachtelungsvorteil ein. Dieser käme vor allem den am jeweiligen Citygate etablierten Versorgern zugute.

Durch den geringeren Aufwand für die Lieferanten werden positive Auswirkungen auf den Wettbewerb, eine höhere Anbietervielfalt und eine höhere Liquidität im Schweizer Gasmarkt erwartet. Der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber ist mit einer elektronischen Lösung relativ klein, es fallen aber einmalige Investitionskosten und ein gewisser Umstellungsaufwand an. Allerdings würde auch mit Citygates zusätzlicher Aufwand anfallen, da für die Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzzugangs wohl ein sogenanntes Einzelbuchungssystem erforderlich wäre. Das vorgeschlagene Zweivertragsmodell verhindert ein mögliches Marktzutritts Hindernis und erscheint auch bei einer Teilmarktöffnung als gut umsetzbare Variante.

Integration der Transitflüsse in das Schweizer Entry-Exit-Modell: Die Transitgasleitung ist einerseits das Rückgrat der Schweizer Gasversorgung. So werden rund 70 bis 80 Prozent des in der Schweiz verbrauchten Gases über diese Leitung in die Schweiz importiert. Andererseits dient die Leitung zu einem grossen Teil dem Transit von Gas durch die Schweiz, hauptsächlich von Deutschland oder Frankreich nach Italien. Heute werden die Transitzapazitäten weitgehend unabhängig von den Gaslieferungen in die Schweiz vermarktet. Das Transitgeschäft ist heute nicht spezifisch reguliert, auch nicht durch Vorgaben der Preisüberwachung. Mit dem GasVG sollen sämtliche Gasflüsse über das Schweizer Entry-Exit-Modell laufen. Auch die Transitgasleitung ist Teil des schweizerischen Rechts- und Regulierungsrahmens. Den Besonderheiten des Transitgeschäfts wird dadurch Rechnung getragen, dass der MGV im Ausnahmefall, zumindest in der Anfangsphase nach Inkrafttreten des Gesetzes, Netzkapazitäten anbieten darf, die lediglich eine Gasbeförderung von «Grenze zu Grenze» erlauben, d.h. ohne Zugang zum schweizerischen Markt. Mit solchen spezifischen Transitzapazitäten könnte der MGV mittels einer schrittweisen Integration der Transitflüsse in das Entry-Exit-Modell zunächst Erfahrungen sammeln. Dies könnte angesichts der Tatsache, dass die Transitflüsse ein Mehrfaches des Schweizer Inlandkonsums ausmachen, ggf. notwendig sein. Den Besonderheiten des Transitgeschäfts wird weiter auch dadurch Rechnung getragen, dass die transitbedingten Netzkosten nur in einer Mehrjahresbetrachtung durch die entsprechenden Tarifeinnahmen gedeckt sein müssen, womit bei der Tariffestsetzung eine grössere Flexibilität besteht.

Die Integration der Transitflüsse in das Entry-Exit-Modell ist notwendig, um dem Marktgebiet Schweiz Liquidität zuzuführen. So können die entsprechenden Netzkapazitäten entweder für die Versorgung im Inland oder für den Transit genutzt werden. Eine auf die Inlandversorgung beschränkte Regelung wäre komplex, schwierig in der Umsetzung, nicht EU-kompatibel und würde die Zusammenarbeit mit den Behörden der Nachbarländer in Transitfragen praktisch verunmöglichen.

Bilanzierung: Die Bilanzierung dient der Übertragung sowie der Abrechnung von Gas im Leitungsnetz. Es gibt neu, mit Ausnahme der physisch nicht oder nur ungenügend an das übrige Schweizer Netz angeschlossenen Gebiete (Tessin und Kreuzlingen), nur noch eine Bilanzzone. Diese Bilanzzone entspricht dem Marktgebiet, was die Netznutzung deutlich vereinfacht. Die Bilanzzone wird vom MGV geführt. Jeder Netznutzer muss einer Bilanzgruppe angeschlossen sein, welche wiederum mit dem MGV einen Vertrag abschliessen muss. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat die Aufgabe, die Energiebilanz seiner Bilanzgruppe am Ende des Gas-Tages möglichst ausgeglichen zu halten (Tagesbilanzierung). Für allfällige Differenzen am Ende des Gas-Tages stellt ihm der MGV die sogenannte Ausgleichsenergie in Rechnung. Für bestimmte Bilanzierungsvorgänge, insbesondere im Zusammenhang mit der regulierten Versorgung, kann der MGV aus Gründen der Netzstabilität allerdings vorsehen, dass die Mengen stündlich innerhalb gewisser Toleranzen ausgeglichen werden müssen, andernfalls dem MGV sogenannte Flexibilitätsbeiträge (Pönale) zu entrichten sind. Zudem kann der MGV vorsehen, dass für die Belieferung von grösseren Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die ihren Bedarf selber strukturieren, wahlweise in ein System mit untertägigen Restriktionen gewechselt werden kann.

Gas kann am neu zu schaffenden virtuellen Austauschpunkt (eine elektronische Plattform) von einer Bilanzgruppe auf eine andere Bilanzgruppe übertragen und mit den angrenzenden ausländischen Marktgebieten ausgetauscht werden. Diese sogenannten Handelsmengen müssen exakt übereinstimmen; es können diesbezüglich also keine Differenzen auftreten, die für die Ausgleichsenergie relevant sind. Der virtuelle Austauschpunkt wird ebenfalls vom MGV geführt. Mit dem virtuellen Austauschpunkt sollen einerseits die Bilanzgruppenverantwortlichen eine Möglichkeit erhalten, ihre Bilanzen untertägig zu glätten, andererseits soll damit – idealerweise – Liquidität in den Schweizer Gasmarkt gebracht werden.

Der MGV ist im Rahmen des Bilanzmanagements zudem zuständig für den Einsatz der Flexibilität. Gemeint sind damit v.a. die Netzpufferung und die Speicherflexibilität sowie die Beschaffung von Regelenergie. Den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern und den Produzenten ist es freigestellt, ihr Flexibilitätspotenzial im Rahmen der Vertragsfreiheit gegenüber Dritten zu vermarkten.

Für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der regulierten Versorgung erfolgt die Bilanzierungstätigkeit durch den für die Vornahme der regulierten Versorgung zuständigen Akteur (im Regelfall der lokale Netzbetreiber). Sie müssen aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit in einer separaten Bilanzgruppe geführt werden. Die für die Vornahme der regulierten Versorgung verantwortlichen Akteure können hierfür, wenn sie sich in einem Regime mit untertägigen Restriktionen befinden, die Speicheranlagen ihres Netzes mitbenutzen.

Endverbraucherinnen und Endverbraucher sollen ab einem Verbrauch von voraussichtlich einer GWh pro Verbrauchsstätte und Jahr grundsätzlich mit einer kommunikationsfähigen Lastgangmessung ausgestattet sein (siehe «Messwesen»), welche auch für die Bilanzierung eingesetzt werden kann. Dazu ist erforderlich, dass die Messwerte mindestens täglich und mit automatischer Datenübertragung ausgelesen werden. Ist bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die ihren Lieferanten frei wählen können, kein solches Gerät installiert, sollen die Gasmengen mittels sogenannter Standardlastprofile (SLP) prognostiziert werden. Die Aufgabe zur Erarbeitung der entsprechenden Methodik ist dem MGV und den Netzbetreibern übertragen. Diese sind angehalten, die SLP rasch zu entwickeln, spätestens innerhalb von einem Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes (Art. 41 Abs. 1).

Die Finanzierung des Bilanzmanagements erfolgt einerseits über die Einnahmen, die der MGV aus der Ausgleichsenergie und den Flexibilitätskostenbeiträgen erzielt, andererseits über eine von den Bilanzgruppen zu zahlende Bilanzierungsumlage. Deren Höhe wird der MGV in Abhängigkeit des jeweiligen untertägigen Strukturierungsbedarfs und der Prognosegüte der Kundengruppen abstimmen. Für den Betrieb des Austauschpunktes wird ein Entgelt erhoben, das jedoch nicht kostendeckend sein muss; die Differenz wird über die Einnahmen aus der Bewirtschaftung der Transportnetzkapazitäten gedeckt.

Messwesen: Für das Messwesen gibt der Bundesrat zwei Varianten in die Vernehmlassung. In der ersten Variante bleibt der Netzbetreiber für das Messwesen zuständig, in der zweiten Variante können sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher ihren Messstellenbetreiber resp. ihren Messdienstleister frei wählen.

Variante 1: Der Netzbetreiber ist in seinem Netzgebiet für das Messwesen zuständig. Das Messentgelt ist auf Basis der anrechenbaren Messkosten zu ermitteln. Die Höhe des Messentgelts wird durch die EnCom beaufsichtigt. Für Variante 1 spricht, dass hiermit keine zusätzlichen Schnittstellen zum Netzbetreiber entstehen. Es ist davon auszugehen, dass beim Gas — im Gegensatz zum Strom, bei welchem ein Smart Meter Rollout im Gang ist — nur ein kleiner Teil der Endverbraucherinnen und Endverbraucher zwingend mit einer Lastgangmessung ausgestattet wird (siehe unten). Es stellt sich die Frage, ob für die herkömmlichen, nicht elektrischen, Messgeräte ein Wettbewerb entstehen wird. Die Höhe der in Rechnung gestellten Messkosten unterliegt der Prüfung durch die EnCom, was Monopolgewinne verhindern soll.

Variante 2: Sämtliche Messkunden können ihren Messstellenbetreiber resp. Messdienstleister frei wählen. Falls sie keine Wahl treffen, ist der Netzbetreiber für das Messwesen zuständig. Die Preise für die Verrechnungsmessung werden im Wettbewerb gebildet und nicht durch die EnCom beaufsichtigt. Für Variante 2 spricht, dass mit der im Rahmen der StromVG-Revision vorgesehenen freien Wahl des Messstellenbetreibers resp. Messdienstleisters, derselbe Anbieter sowohl Strom wie auch Gas messen und damit Synergien nutzen kann. Dies dürfte bspw. bei Unternehmen mit mehreren Standorten in der Schweiz oder bei der Sektorkopplung Vorteile bringen; dies angesichts der einsetzenden Verbreitung von Smart Metern auch beim Gas. Zudem wird erwartet, dass die Möglichkeit des Markteintritts eines Messstellenbetreibers resp. Messdienstleisters dazu führt, dass die Höhe der Messkosten diszipliniert wird.

In beiden Varianten sollen Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von voraussichtlich mindestens einer GWh pro Verbrauchsstätte und Jahr über eine Lastgangmessung mit Datenübertragung und ggf. einem Mengenumwerter verfügen müssen. Der Bundesrat wird Mindestanforderungen an die technische Ausstattung der Messgeräte sowie einen Zeitplan für die Einführung der Geräte festsetzen. Bei Letzterem ist mit rund fünf Jahren zu rechnen.

Austausch von Daten, Informationen und die Rolle eines Datahubs: Ein effizient organisierter Zugang zu Daten und Informationen spielt eine entscheidende Rolle für einen funktionsfähigen Wettbewerb und neue, innovative Geschäftsmodelle. Damit verhindert werden kann, dass Marktteilnehmer diskriminiert oder neue Marktteilnehmer am Markteintritt gehindert werden, müssen der Datenaustausch und die notwendigen Informationsprozesse zwischen den Netzbetreibern sowie den weiteren Marktakteuren klar geregelt, möglichst gut standardisiert und einfach organisiert sein. Eine qualitativ hochwertige, rechtzeitige und automatisierte Bereitstellung von Daten und Informationen zur Abwicklung der versorgungstechnischen Prozesse und insbesondere der Wechselprozesse ist unabdingbar. Darüber hinaus ist der Datenzugang für berechnete Dritte (bspw. Inhaber der Daten) zu gewährleisten. Bei der Umsetzung sind niedrige Transaktionskosten wichtig.

Gegenwärtig zeigt sich im internationalen Umfeld vor dem Hintergrund einer zunehmenden Komplexität der Prozesse und den neuen Möglichkeiten der Digitalisierung, dass für einen qualitativ hochwertigen und effizienten Datenaustausch eine zentrale, digitale, plattformbasierte Lösung vorteilhaft ist. Solche zentralen Ansätze werden gemeinhin als «Datahub» bezeichnet. Eine grössere Anzahl europäischer Länder weist bereits solche digitalen Plattformen auf, die den Datenaustausch in der Strom- und der Gasversorgung sicherstellen. Für Strom und Gas kombinierte Plattformen vermögen Skalenerträge und Synergien zu erschliessen, Kosten zu reduzieren, digitale Dienstleistungen zu unterstützen sowie Konsumentinnen und Konsumenten vermehrt zu befähigen, am Strom- und Gasmarkt teilzunehmen. Letztlich wird die Koordination der zunehmenden Anzahl an Akteuren vereinfacht. Da es sich bei der Strom- und der Gasversorgungsinfrastruktur um sogenannt kritische Infrastrukturen handelt, ist der Informationssicherheit auf Basis der Erkenntnisse der Nationalen Strategie zum Schutz der Schweiz vor Cyber-Risiken (NCS) 2018–2022 besondere Beachtung zu schenken. Aufgrund der zentralen Rolle des Datenaustauschs insbesondere für Wettbewerb und Innovation ist zudem auf die Wahl des Betreibers und auf die Eigentümerstruktur zu achten. Diese muss Diskriminierungspotenziale vermeiden, sprich Neutralität sicherstellen. Eine eigenständige Lösung für den Bereich der Gasversorgung erscheint volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Sollte dereinst für den Strommarkt eine solche Lösung geschaffen werden, wäre darauf zu achten, dass dieser auch für den Gasmarkt nutzbar ist.

Netzkosten und Netznutzungstarife: Zur Ermittlung des Netznutzungsentgelts legen die Netzbetreiber (für die Verteilnetzebene) und der MGV (für die Transportnetzebene) Netznutzungstarife fest und veröffentlichen diese. Die Höhe der Tarife ist nach Massgabe der anrechenbaren Kosten und unter Einschluss eines angemessenen Gewinns festzulegen (Cost-plus-Regulierung). Die EnCom prüft die anrechenbaren Kosten, die Angemessenheit der Tarife und die korrekte Kostenanlastung. Die kalkulatorische Bewertung der Anlagen beruht grundsätzlich auf den Anschaffungs- und

Herstellkosten (Art. 19 Abs. 4). Der MGV setzt die Netznutzungstarife für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Transportnetzes fest (insbesondere die Mindestpreise für die Auktion der Kapazitätsprodukte zur Nutzung der Grenzübergangspunkte), ferner auch die Tarife zur Nutzung der Netzkopplungspunkte im Übergang zum Verteilnetz. Die verschiedenen Netznutzungstarife, die auf Ebene des Transportnetzes zur Anwendung kommen, müssen aufeinander abgestimmt werden. Denn die Tarifeinnahmen müssen mit den anrechenbaren Kosten des Transportnetzes übereinstimmen, was nach einer Gesamtbetrachtung verlangt. Der Bundesrat wird Grundsätze für eine Methodik zur Bestimmung dieser Tarife festlegen. Auf deren Basis wird der MGV diese Methodik erarbeiten und sie der EnCom sowie den weiteren interessierten Kreisen zur Konsultation vorlegen. Mit dieser Methodik werden u.a. die Anteile der Einnahmen festgelegt, welche einerseits an den Grenzübergangspunkten und andererseits im Übergang zum Verteilnetz, d.h. durch Kostentragung der inländischen Verbraucher, erzielt werden sollen. Der MGV verwaltet die Einnahmen auf Ebene des Transportnetzes und zahlt diese an die Transportnetzbetreiber aus, proportional zu den jeweils anrechenbaren Netzkosten und unter Abzug der eigenen Kosten, die nicht durch anderweitige Einnahmen gedeckt sind.

Die Verteilnetzbetreiber setzen die Tarife für die lokalen Ein- resp. Ausspeiseverträge eigenständig fest. Die Tarifeinnahmen decken ihre anrechenbaren Kosten. Dazu gehören neben der Gewinnkomponente insbesondere auch die Kosten des Vorliegernetzes, Steuern und Abgaben sowie die Kosten für Systemdienstleistungen.

Anrechenbare Kosten: Heute prüft der Preisüberwacher die Gastarife. Diese Tarife sind publiziert, unterscheiden aber nicht zwischen den Kosten für die Netznutzung und den Kosten für die Energielieferung. Eine solche Aufteilung ist derzeit von Gesetzes wegen (im RLG) nicht vorgeschrieben. Auf einer Website der Preisüberwachung³⁰ können die Gesamttarife entsprechend dem Konsumprofil verglichen werden. Demgegenüber verlangt die Verbändevereinbarung nach einem separaten Ausweis der Netzkosten auf der Basis einer in Branchendokumenten vorgegebenen Methodik, die sich an den Vorgaben des StromVG anlehnt. Ausschlaggebend sind die Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) der Netzanlagen.

Da sich die Schweizer Gasversorgungsunternehmen grossmehrheitlich in der Hand der Gemeinden und Städte befinden und diese auf die Preissetzung entsprechend Einfluss nehmen, fallen die Gastarife in die Kompetenz des Preisüberwachers zur Prüfung administrierter Preise im Sinne von Artikel 14 PÜG. Neben dem Preisüberwacher entfaltet im Gasmarkt auch die WEKO ihre Kompetenzen. Sie ist gemäss Kartellgesetz zuständig für die Verhinderung volkswirtschaftlich oder sozial schädlicher Auswirkungen von Kartellen und anderen Wettbewerbsbeschränkungen.

Neu wird die EnCom für die Aufsicht über die Netznutzungstarife zuständig sein. Dabei kommt eine Cost-Plus-Regulierung zur Anwendung, d.h. die Angemessenheit der Netznutzungstarife bestimmt sich anhand der anrechenbaren Netzkosten zuzüglich eines angemessenen Gewinns.

Die Vorgaben zur Berechnung der anrechenbaren Netzkosten gestalten sich grundsätzlich analog zu denjenigen im StromVG. Die Netzbetreiber sollten diese Vorgaben

³⁰ <http://gaspreise.preisueberwacher.ch>

deshalb ohne grössere Schwierigkeiten umsetzen können. Allerdings besteht aufgrund der fehlenden Übersicht über die verwendete Bewertungsmethodik der Netzbetreiber eine gewisse Unsicherheit. Die Situation nach der Inkraftsetzung des StromVG hat gezeigt, dass die an sich nur im Ausnahmefall zulässige synthetische Bewertung verschiedentlich für die Netzbetreiber zu vorteilhafteren Anlagewerten geführt hat als die prinzipiell gebotene AHK-Methode. Dies hatte zur Folge, dass kurz nach dem Inkrafttreten des StromVG die Ausführungsverordnung (StromVV) mit Bestimmungen zur synthetischen Bewertung sowie generell zur Senkung der Kapitalkosten ergänzt werden musste.³¹ Deshalb ist die synthetische Bewertung auch im Gasbereich nur im Ausnahmefall zulässig. Zudem soll der Bundesrat eine Methodik zur Durchführung der synthetischen Bewertung vorgeben. Selbstredend kann die EnCom die vom Netzbetreiber ermittelten Werte auch korrigieren. Die Verwendung der AHK als Grundlage zur Berechnung der Kapitalkosten knüpft an das heutige Tarifregime an, da heute, gemäss dem entsprechenden Branchendokument zur Ermittlung der Tarife der Verteilnetze³² und der einvernehmlichen Regelung der Transportnetzbetreiber mit der Preisüberwachung³³, die AHK die Grundlage für die Bestimmung der Kapitalkosten bilden. Netzanlagen, welche bilanziell, d.h. in der Finanzbuchhaltung, bereits vollständig abgeschrieben oder erst gar nicht als Aktivum erfasst sind, dürfen nicht in die Berechnung der Kapitalkosten einfließen. Es sei denn, der Netzbetreiber macht glaubhaft, dass die entsprechenden Anlagen von den Kunden über die Netznutzungsentgelte noch nicht refinanziert worden sind. Mit dieser Regelung soll verhindert werden, dass Anlagen buchhalterisch ein zweites Leben erhalten und damit von den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern doppelt bezahlt werden.

Mittel- bis längerfristig stellt sich die Frage, wie regulatorisch mit der Stilllegung von Gasleitungen umgegangen werden soll. In Anbetracht der Energieplanungen von Gemeinden, der Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der Gasversorgungsunternehmen und der vermehrten Umstellung der Verbraucher von Gasheizungen auf andere Wärmequellen ist es denkbar, dass Leitungsnetze ganz oder teilweise stillgelegt werden. Falls die (aktuellen) Branchenrichtlinien angewandt werden, welche heute Abschreibungen über bis zu 50 Jahre vorsehen, ist es möglich, dass die Anlagen zum Zeitpunkt der Stilllegung zumindest kalkulatorisch noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Zudem entstehen ggf. direkte Kosten bei der Stilllegung der Leitung. Das BFE analysiert derzeit Möglichkeiten, wie mit dieser neuen Fragestellung umgegangen werden soll³⁴ – ggf. braucht es hierzu Bestimmungen auf Gesetzesebene. Dabei wird auch zu beachten sein, wie das Spannungsfeld zwischen Klimazielen und Anrechenbarkeit von neuen Gasleitungen aufgelöst werden kann.

³¹ Änderung der StromVV vom 12. Dezember 2008, AS **2008** 6467; vgl. Medienmitteilung des BFE vom 5. Dezember 2008. Abrufbar unter www.admin.ch > Dokumentation > Medienmitteilungen.

³² Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen. (Nemo). Abrufbar unter www.ksdl-erdgas.ch > downloads > Nemo Handbuch.

³³ Einvernehmliche Regelung mit HD-Gasnetzbetreibern betr. Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes. Abrufbar unter www.preisueberwacher.admin.ch > Dokumentation > Publikationen > Einvernehmliche Regelungen.

³⁴ Studie zu den regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzen. Abrufbar unter www.bfe.admin.ch > Versorgung > Fossile Energien > Erdgas > Gasversorgungsgesetz.

Transparenz: Informationen, welche die Netznutzerinnen und Netznutzerinnen zur Übersicht über die angebotene Netzkapazität, die Bilanzierungsregeln und die Netznutzungstarife benötigen, werden von den Netzbetreibern resp. dem MGV veröffentlicht. Die Netznutzungstarife und die Gastarife der regulierten Versorgung müssen jährlich veröffentlicht werden. Auf der Rechnung des Lieferanten müssen die Netznutzungsentgelte, die Messentgelte, die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen gesondert aufgeführt werden. Die Netzbetreiber veröffentlichen eine eigene Jahresrechnung. Die für den Lieferantenwechsel, die Bilanzierung, die Kapazitätsvergabe und die Tarifierung notwendigen Informationen müssen von den Verantwortlichen zeitgerecht, kostenlos und in guter Qualität an die auf die Informationen angewiesenen Akteure geliefert werden.

Regulator: Die bisher für den Vollzug der Stromversorgungsgesetzgebung zuständige Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) soll, wie dies in den EU-Mitgliedstaaten üblich ist, auch für den Vollzug des GasVG zuständig sein und künftig Energiekommission (EnCom) heissen. Ihre Hauptaufgaben sind die Aufsicht über die Netznutzungstarife, die Gastarife der regulierten Versorgung, die Messtarife (bei Zuständigkeit des Netzbetreibers für das Messwesen (Variante 1)), die Behandlung von Streitfällen beim Netzzugang sowie eine Missbrauchsaufsicht bei der Ersatzversorgung. Zudem arbeitet sie mit den entsprechenden Behörden der Nachbarländer zusammen. Nicht zu ihren Aufgaben gehört die Überwachung der Versorgungssicherheit. Diese Aufgabe ist beim BFE angesiedelt.

Marktgebietsverantwortlicher (MGV): Der Marktgebietsverantwortliche ist eine neue Institution, welche von der Gaswirtschaft und Interessengemeinschaften der Endverbraucherseite in Form einer privatrechtlichen Kapitalgesellschaft oder Genossenschaft zu gründen ist. Falls dies nicht geschieht, sorgt der Bundesrat dafür, dass die entsprechenden Aufgaben erfüllt werden. Aufgrund des mit den Aufgaben des MGV einhergehenden Diskriminierungspotenzials muss der MGV von der Gaswirtschaft unabhängig sein, insbesondere auch in personeller Hinsicht. Das UVEK genehmigt die Statuten des MGV. Mit Blick auf die vorausgesetzte Unabhängigkeit wäre eine vielfältig zusammengesetzte Trägerschaft mit Akteuren aus verschiedenen Bereichen wünschenswert (Netzbetreiber, Lieferanten, Händler, Industrie und Konsumenten oder entsprechende Interessenorganisationen). Auf Ebene des Transportnetzes ist der MGV zuständig für die Bewirtschaftung der Kapazitätsprodukte, die Engpassbewirtschaftung, die Festsetzung der Netznutzungstarife und die Ausrichtung des vereinnahmten Netznutzungsentgelts an die Transportnetzbetreiber. Hinzu kommen das Bilanzmanagement und Aufgaben zur Koordination von Lieferantenwechseln.

Zur Finanzierung seiner Tätigkeit partizipiert der MGV an den Tarifeinnahmen auf Transportnetzebene, d.h. er finanziert sich zu einem guten Teil aus den Netznutzungstarifen. Ausserdem erzielt er Einkünfte aus seiner Tätigkeit als Bilanzzonenverantwortlicher (siehe «Bilanzierung»). Seine Einnahmen sollen aber nicht mehr als kostendeckend sein, er erzielt keinen Gewinn.

Die Aufgaben, die der MGV im Bereich der Kapazitätsbewirtschaftung hat, könnten – im Gegensatz zu den Bilanzierungsaufgaben – alternativ auch von den Transportnetzbetreibern übernommen werden. Um wettbewerbshinderliche Anreize (Dis-

kriminierung netzfremder Lieferanten) auszuschliessen, setzte dies aber eine vollständige Entflechtung voraus. Dazu wäre namentlich eine Entflechtung der Transportnetzbetreiber notwendig, wie sie im EU-Recht vorgeschrieben ist. Im Normalfall ist dies ein sogenanntes Ownership-Unbundling (eigentumsrechtliche Entflechtung). Zudem wären (gesetzliche) Vorgaben zur Gestaltung und Vermarktung der Kapazitätsprodukte unabdingbar. Dieses Modell hätte den Vorteil, dass die Kapazitätsbewirtschaftung weitgehend den Transportnetzbetreibern überlassen werden könnten und entsprechende Schnittstellenproblematiken und der Koordinationsaufwand kleiner würden. Auf der Grundlage einer eigentumsrechtlichen Entflechtung könnte die Errichtung des Bilanzonenverantwortlichen – einen solchen braucht es in jedem Fall – unter Umständen der Selbstregulierung überlassen werden. Für die nun vorgeschlagene Regelung spricht die Verhältnismässigkeit, da eine eigentumsrechtliche Entflechtung für die Regionalnetzbetreiber weitaus einschneidender wäre. Zudem wurde das MGV-Modell von der Gasbranche bei der Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung bevorzugt.

Netzanschluss: Es gibt keinen bundesrechtlichen Anspruch auf Anschluss ans Gasnetz, die Anschlussbedingungen richten sich nach kantonalem oder kommunalem Recht bzw. nach den Regelwerken der Gasversorgungsunternehmen. Bundesrechtlich vorgegeben ist einzig, dass Kosten, die die Netzbetreiber beim Netzanschluss individuell in Rechnung stellen, nicht Teil der anrechenbaren Netzkosten sind und folglich nicht ins Netznutzungsentgelt einfließen dürfen. Der Netzanschlussnehmer finanziert den Netzanschluss also selbst, sei dies ganz oder teilweise.

Speicheranlagen: Es wird zwischen den heute bestehenden Röhren- und Kugelspeichern und ggf. neu entstehenden Speicheranlagen unterschieden. Die bestehenden Speicheranlagen des Transportnetzes sollen in erster Linie der Bereitstellung von Flexibilität für die Bilanzierung dienen. Hierzu hat der MGV ein vorrangiges Zugriffsrecht. Die für die Vornahme der regulierten Versorgung verantwortlichen Akteure können für die Bilanzierung ebenfalls auf die Speicheranlagen (in der Regel des betreffenden Verteilnetzes) zugreifen. Das Zugriffsrecht des MGV dient der Absicherung des Risikos von unzureichender Flexibilität in der Tagesbilanzierung, dasjenige zugunsten der regulierten Versorgung hilft den Zuständigen bei der untertägigen Strukturierung der Versorgung ihrer Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Die bestehenden Speicheranlagen sollen den Netzbetreibern zudem zum Druckausgleich sowie zur Engpassbewirtschaftung dienen, aber nicht zur Strukturierung der Gaslieferungen im freien Markt genutzt werden. Andernfalls hätten Versorger, die eine Speicheranlage besitzen, einen Wettbewerbsvorteil. Um sicherzustellen, dass Speicheranlagen auch im Rahmen der neuen gesetzlichen Vorgaben erhalten bleiben, können deren Betriebskosten, soweit sie nicht anderweitig gedeckt sind, über das Netznutzungsentgelt finanziert werden. Vorausgesetzt ist, dass die Speicheranlagen effizient betrieben werden. Die Kosten für die Bilanzierung müssen jedoch separat ausgewiesen und vom MGV sowie vom Akteur, der für die regulierte Versorgung zuständig ist, bezahlt werden. Am Eigentum an den Speicheranlagen ändert sich nichts. Allfällige neue Flüssiggas- oder Untergrundspeicher unterstehen dieser Regelung nicht. Deren Nutzung ist der vertraglichen Regelung anheimgestellt, wobei für Netzeinspeisungen und -ausspeisungen ein Netznutzungsentgelt anfällt (Art. 3 Bst. g und h sowie Art. 27).

Tessin und Kreuzlingen: Das Tessin ist nicht direkt und der Raum Kreuzlingen (Untersee, Stadt Kreuzlingen, Obersee) nicht bzw. nur über eine kleine Leitung an das Schweizer Gasnetz angeschlossen. Beide (isolierten) Zonen werden direkt aus den umliegenden Nachbarländern Italien resp. Deutschland beliefert. Da diese Strukturen historisch gewachsen und die Gasmengen relativ klein sind sowie eine grössere Umstellung nicht verhältnismässig wäre, soll der heutige Zustand möglichst beibehalten werden. Die Gebiete sind demnach nicht Teil des Marktgebiets Schweiz. Es ist deshalb vorgesehen, dass ein Teil der gesetzlichen Vorgaben auf Verordnungsstufe situationsgerecht angepasst werden kann. Das betrifft insbesondere die Vorgaben zum Entry-Exit-Modell, zur Bilanzierung und zur entsprechenden Aufgabenerfüllung des MGV. Anwendbar sind auf jeden Fall die Bestimmungen zur Teilmarktöffnung, zur Entflechtung, zur regulierten Versorgung und zur Ersatzversorgung. Auch gelten die Bestimmungen für eine zuverlässige Gasversorgung. Zudem ändert sich nichts an der Zuständigkeit der EnCom.

Übergangsbestimmungen: Die freie Lieferantenwahl soll von den dazu berechtigten Endverbraucherinnen und Endverbrauchern möglichst rasch ausgeübt werden können. Voraussetzung hierfür ist, dass sich die voraussichtlich benötigten Gasmengen entweder mit einer Lastgangmessung oder mittels sogenannter Standardlastprofile (SLP) prognostizieren lassen. Diese SLP sind von den Netzbetreibern und vom MGV innert einem Jahr ab Inkrafttreten des Gesetzes zu erarbeiten. Dabei ist berücksichtigt, dass erfahrungsgemäss ab Verabschiedung des Gesetzes bis zum Inkrafttreten ein Jahr vergeht, womit dafür insgesamt rund zwei Jahre zur Verfügung stehen. Mit den Arbeiten soll demnach schon vor dem Inkrafttreten des Gesetzes begonnen werden. Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die zur freien Wahl des Lieferanten berechtigt sind, sollen sich aber zum Zwecke des sofortigen Netzzugangs ungeachtet dieser Frist von einem Jahr vom Netzbetreiber eine Lastgangmessung installieren lassen können, sofern sie für die dadurch anfallenden (Mehr-)Kosten aufkommen.

Rechtsverhältnisse: Sämtliche für den Gasmarkt relevanten Rechtsverhältnisse sind privatrechtlicher Natur. Dies gilt einerseits für die im Gesetz nicht geregelten Energiegeschäfte im freien Markt, die zwischen Händlern, Lieferanten und den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern abgeschlossen werden. Andererseits gilt dies auch für die Netznutzungsverträge zwischen den Netznutzerinnen und Netznutzern und den Netzbetreibern sowie für die Bilanzgruppenverträge zwischen den Bilanzgruppenverantwortlichen und dem MGV. Insbesondere handelt es sich bei der regulierten Versorgung nicht um eine Form des Service public. Der MGV bewegt sich auf privatrechtlichem Boden. Ob er durch den Bundesrat oder auf Initiative der Branche hin konstituiert wird (vgl. Art. 28), ist hierfür nicht ausschlaggebend. Dass die Aufsicht über die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften der EnCom obliegt und ihre Verfügungen der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht unterliegen, ändert nichts an der privatrechtlichen Natur der Rechtsverhältnisse. Zudem sind mit dem GasVG keine staatlichen Aufgaben verbunden, weder seitens der Netzbetreiber noch seitens des MGV oder der für die Vornahme der regulierten Versorgung verantwortlichen Akteure.

3.2 Abstimmung von Aufgaben und Finanzen

Mit dem GasVG wird ein gesetzlicher Rahmen geschaffen, dessen Einhaltung von einer staatlichen Regulierungsbehörde überwacht wird.

In der Gasbranche fällt ein einmaliger Umstellungsaufwand zur Anpassung der Strukturen und Prozesse an. Diesen zusätzlichen Aufwendungen stehen volkswirtschaftliche Gewinne, Einsparungen und Wahlmöglichkeiten bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, Innovationsmöglichkeiten bei den Lieferanten sowie der Gewinn an Rechtssicherheit gegenüber (siehe Kap. 5).

3.3 Umsetzungsfragen

Das Subsidiaritätsprinzip ist zentral bei der Umsetzung des GasVG. Nur auf diese Art und Weise ist es möglich, dass ein von monopolistischer Netzinfrastruktur abhängiger Markt ohne ausufernde Regulierung funktioniert. Der Bund prüft vor dem Erlass von Ausführungsbestimmungen freiwillige Massnahmen der betroffenen Organisationen (Art. 39 Abs. 1). Konkret bedeutet dies, dass die Gasbranche, unter Mitwirkung der direkt betroffenen Kreise, bei Bedarf Branchendokumente erarbeitet, diese konsultiert und dann veröffentlicht. Die Mitwirkung der direkt betroffenen Kreise soll sicherstellen, dass mit den Dokumenten keine diskriminierenden Regeln aufgestellt werden. Diese Dokumente sollen sich an den Normen der EU sowie an den Empfehlungen von Fachorganisationen (v.a. des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches [SVGW]) orientieren.

Die Gaswirtschaft soll den notwendigen Handlungsspielraum behalten. Umgekehrt ist sie gefordert, im gegebenen Rahmen allgemein akzeptierte Konzepte und Vorschläge zur Umsetzung des GasVG zu erarbeiten. Von praktischer Relevanz ist dies besonders bei der Konstituierung des MGV, der Umsetzung der Teilmarktöffnung, des Bilanzierungsregimes (bspw. bei der Erarbeitung von Standardlastprofilen) sowie des Entry-Exit-Modells. Die Branche hat, zusammen mit dem MGV, Lösungen zur Gewährung und Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs zu erarbeiten. Dabei ist darauf zu achten, dass der Netzzugang nicht durch administrative, technische oder kostenbedingte Hürden unverhältnismässig erschwert wird und auch neu in den Markt eintretende Lieferanten nicht benachteiligt werden. Endverbraucherinnen und Endverbraucher sollen ihren Lieferanten mit geringem Aufwand wechseln können.

Die EnCom erhält in Bezug auf die Regelungsgegenstände des GasVG dieselben Aufgaben und Kompetenzen, wie sie im Strombereich gemäss StromVG vorgesehen sind, dies unter Berücksichtigung der laufenden StromVG-Revision.

Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit sind primär Sache der Netzbetreiber und des MGV. Die Beobachtung der Versorgungslage obliegt dem BFE (mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit) und der wirtschaftlichen Landesversorgung (kurzfristige Versorgungssicherheit).

4 Erläuterungen zu einzelnen Artikeln

4.1 Gasversorgungsgesetz

1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen

Art. 1 Zweck

Das Gesetz hat eine doppelte Zwecksetzung. Einerseits dient es der Zuverlässigkeit der Gasversorgung, so vor allem die in den Artikeln 4 und 6 vorgesehenen Aufgaben und Massnahmen. Andererseits sorgt es mit der Gewährleistung des Netzzugangs (Art. 12) für einen funktionstüchtigen Wettbewerb und damit für eine wirtschaftliche Gasversorgung. Die Bestimmungen, die für die Sicherheit des Netzbetriebs bzw. für den Schutz von Personen und Sachen erforderlich sind, sind im RLG enthalten.

Art. 2 Gegenstand und Geltungsbereich

Der Geltungsbereich des Gesetzes erstreckt sich grundsätzlich auf sämtliche Gasnetze (*Abs. 1*).

Das Gesetz sieht keine Netzanschlusspflicht vor. Es vermittelt den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern und den Erzeugern mithin keinen Anspruch auf Netzanschluss. Ebenso wenig regelt es die Tragung der Kosten beim Netzanschluss (*Abs. 2*). Netzanschlusspflichten wären nach kantonalem Recht möglich, spielen in der Praxis aber keine Rolle. Das Gesetz lässt die Vielfalt der Lösungen, die sich in der Praxis hinsichtlich der Finanzierung der Netzanschlussleitungen entwickelt haben, unberührt, und beschränkt sich derweil auf ein Verbot der doppelten Kostenanlastung (Art. 19 Abs. 1 Satz 2). Einmal erstellt, ist die Netzanschlussleitung jedoch Bestandteil des Gasnetzes (vgl. Erläuterungen zu Art. 3 Bst. e) und unterliegt als solche den gesetzlichen Betriebspflichten der Netzbetreiber.

Absatz 3 befasst sich mit den isolierten Netzgebieten (Tessin und Raum Kreuzlingen). Diese gehören nicht zum Schweizer Marktgebiet (Art. 3 Bst. f). Der Bundesrat wird Lösungen vorsehen können, die für die jeweilige netztechnische Situation adäquat sind, insbesondere was das Bilanzmanagement und die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Grenzübergangspunktes Bizzarone im Tessin anbelangt. Die Delegationsnorm belässt dem Bundesrat viel Spielraum. Sie verleiht ihm auch die Möglichkeit, vorzusehen, dass das UVEK einen anderen Akteur mit den Aufgaben des MGVB betrauen kann, sofern dieser hinreichend entflochten ist. Denkbar wäre auch, das Tessin mit dem Schweizer Marktgebiet nach Vorbild ausländischer Regelungen virtuell zusammenzuschliessen. Ausnahmen oder abweichende Regelungen kann der Bundesrat aber nur für die Vorgaben des dritten Kapitels treffen. Der Anspruch auf Netzzugang (Art. 12) ist auch in den isolierten Netzgebieten zu verwirklichen.

Art. 3 Begriffe

Die Legaldefinitionen orientieren sich an den Begriffsbestimmungen der Stromversorgungsgesetzgebung, wobei einige Begriffe aus technischen Gründen eine leicht modifizierte Bedeutung haben. Es werden deshalb nicht alle Begriffe erläutert.

Netznutzerin oder Netznutzer (*Bst. b*) ist, wer im Rahmen eines Netznutzungsvertrages (Ein- und Ausspeiseverträge nach Art. 13) als Vertragspartner des Netzbetreibers auftritt bzw. auftreten will. Unter diesen Begriff fallen somit insbesondere Lieferanten, ferner auch die für die Vornahme der regulierten Versorgung verantwortlichen Akteure, die Ersatzversorger sowie Zwischenhändler und Transiteure. Weiter können als Netznutzerin oder Netznutzer auch Gaserzeuger sowie die Betreiber von Rückvergassungsanlagen und Speicheranlagen auftreten. Für die Speicheranlagen gilt dies jedoch nicht ohne Einschränkung: Röhren- und Kugelspeicher, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes bereits am Gasnetz angeschlossen sind, verfügen über keine Ein- und Ausspeisepunkte im Sinne der Buchstaben g und h. Für ihre Nutzung hält Artikel 27 eine besondere Regelung bereit.

Das Transportnetz (*Bst. d*) – im EU-Recht ist vom Fernleitungsnetz die Rede – umfasst die Netzanlagen, die überwiegend mit höheren Druckstufen (> 5 bar) betrieben werden. Dazu gehört insbesondere auch die Transitgasleitung. Gegenwärtig umfasst das Transportnetz die Netzanlagen der Transitgas AG, der Swissgas AG, der Gaznat SA, der Gasverbund Mittelland (GVM) AG, der Erdgas Ostschweiz (EGO) AG, der Erdgas Zentralschweiz (EGZ) AG, der Unigaz SA und ggf. (vgl. Art. 2 Abs. 3 Bst. a) auch Netzanlagen der Azienda industriali di Lugano (AIL) SA.

Das Verteilnetz (*Bst. e*) umfasst die kleineren Netzanlagen der tieferen Druckstufen. Diese sind nicht auf die Beförderung über grössere Distanzen ausgerichtet, sondern vorwiegend auf die Belieferung der Endverbraucher. Dazu gehört auch das dem eigentlichen Verteilnetz vorgelagerte lokale Transportnetz, an welchem keine Endverbraucherinnen und Endverbraucher angeschlossen sind. Die Anschlussleitungen – sie erstrecken sich vom Hausanschluss bis hin zum Netzanschlusspunkt – sind Teil des jeweiligen Transport- oder Verteilnetzes. Über die Zuordnung einer Netzanlage zum Transport- oder zum Verteilnetz entscheidet im Streitfall die EnCom. Die Druckreduzier- und Messstationen sollten zumindest regional einheitlich entweder dem Transportnetz oder dem Verteilnetz zugeordnet werden.

Zum hiesigen Marktgebiet (*Bst. f*) gehören alle inländischen Netzanlagen mit Ausnahme der isolierten Gasnetze. Es zeichnet sich – über die Tätigkeit des MGV – vor allem durch zwei Elemente aus: Erstens bildet es eine Bilanzzone mit einheitlichen Bilanzierungsregeln (Art. 23–26). Zweitens ist es den Netznutzerinnen und Netznutzern im Marktgebiet möglich, gestützt auf einen Ein- und/oder Ausspeisevertrag Gas-mengen ohne Festlegung eines konkreten Transportweges und grundsätzlich ohne geographische Einschränkungen von einem Einspeisepunkt zu einem beliebigen Ausspeisepunkt befördern zu lassen (sog. Zweivertragsmodell, Art. 13–16).

Die Ein- und Ausspeisepunkte (*Bst. g und h*) definieren die Grenzen des Marktgebietes (bzw. der isolierten Netze). Ihre Nutzung ist Gegenstand der Ein- und Ausspeiseverträge (Art. 13) und Anlass zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts (Art. 17 Abs. 2 und Art. 18 Abs. 2).

Von besonderer Bedeutung sind die Grenzübergangspunkte (*Bst. i*) des Transportnetzes, über welche das hiesige Marktgebiet mit den Marktgebieten der Nachbarländer verbunden ist. Für deren Nutzung wird vom MGV der Erwerb von Kapazitätsprodukten angeboten (Art. 14).

Nicht definiert ist der Begriff «Gas». Neben Erdgas fallen darunter auch Biogas und andere Gasarten (z.B. synthetisch erzeugtes Methan oder Wasserstoff).

2. Kapitel: Gasversorgung

1. Abschnitt: Aufgaben der Gaswirtschaft

Art. 4 Netzbetrieb

Die in *Absatz 1 Buchstabe a* statuierte Pflicht ist als elementare Zielvorgabe bei der Erfüllung sämtlicher Aufgaben zu beachten. Ist die Stabilität des Netzbetriebs gefährdet, sind die Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die erforderlichen netzseitigen Massnahmen zu ergreifen. Während für die Zwecke dieses Gesetzes die Stabilität des Netzbetriebs im Vordergrund steht, geht es beim RLG um die zum Schutz von Personen, Sachen oder anderen Rechtsgütern erforderliche Sicherheit des Netzbetriebs (vgl. Art. 3 Abs. 1 Bst. a und Art. 31 RLG). Zu den Systemdienstleistungen (Art. 3 Bst. m) zählen insbesondere die Druck- und Mengenregulierung, die Handhabung der Netzengpässe auf Verteilnetzebene und die Prüfung der Gasqualität (Zusammensetzung und Brennwert des Gases). Bei Letzterem orientieren sich die Netzbetreiber an den einschlägigen Branchenstandards (v. a. Regelwerke des SVGW) und an den Vorgaben des EU-Rechts. Ist die Qualität des eingespeisten Gases ungenügend, verweigern die Netzbetreiber den Netzzugang (Art. 12). Davon abzugrenzen sind die Beschaffung und der Einsatz der Regelenergie sowie die Handhabung von Netzengpässen auf Transportnetzebene. Diese Aufgaben zählen nicht zu den Systemdienstleistungen, sondern fallen in die Kompetenz des MGV (Art. 15 Abs. 1 und Art. 3 Bst. k i.V.m. Art. 24 Abs. 1).

Bei der Erarbeitung der Anforderungen nach *Buchstabe b* orientieren sich die Netzbetreiber an den Branchenstandards und internationalen Regelwerken (Art. 39 Abs. 3).

Buchstabe c enthält eine weit gefasste Koordinationspflicht. Diese dient der Interoperabilität der Netze, auch im Verbund mit dem gesamteuropäischen Gasnetz. Die Netzbetreiber müssen – untereinander und im Verhältnis zum MGV und ausländischen Netzbetreibern – so zusammenarbeiten, dass die Gasbeförderung im Rahmen des Zweivertragsmodells (Art. 13–16) auch über mehrere, durch Netzkopplungspunkte verbundene Netze möglich ist (u.a. durch Netzkopplungsverträge). Die Netzbetreiber unterstützen sich weiter auch bei der Ermittlung der technischen Kapazitäten, bei den Systemdienstleistungen und bei der Kostenwälzung. Netzentwicklungspläne sind insoweit zu erstellen, als dies für die Zusammenarbeit oder für die Koordination mit ausländischen Netzbetreibern notwendig ist. Gegebenenfalls kann das für die Beobachtung der Versorgungslage zuständige BFE deren Erstellung und Vorlage anordnen (vgl. Art. 34 Abs. 1), insbesondere, wenn sie zur internationalen Zusammenarbeit notwendig sind.

Nach *Absatz 2* können die Transportnetzbetreiber dem BFE Netzentwicklungspläne zur Abklärung des Bedarfs eines Netzausbauvorhabens vorlegen. In Abhängigkeit des Bedarfs beurteilt das BFE auch die voraussichtliche Anrechenbarkeit der entsprechen-

den Inverstitionskosten. Letzteres erfolgt im Lichte der in Artikel 19 genannten Kriterien. Dabei wird in der Regel eine Absprache mit der EnCom notwendig sein (Art. 36 Abs. 1). Das BFE kann seine Vorabanschätzung mit Bedingungen und Auflagen verknüpfen.

Art. 5 Entflechtung

Variante 1: Keine Marktöffnung im Bereich der Verrechnungsmessung

Absatz 1 verbietet es einem vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen, seine Monopolstellung als Netzbetreiber zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen zu missbrauchen. Da neben dem Netzbetrieb auch die Ersatzversorgung (Art. 8), die regulierte Versorgung (Art. 9) und das Messwesen (Art. 21 Abs. 1) bzw. die Vornahme der Verrechnungsmessung unter Ausschluss der Konkurrenz stattfinden, müssen die damit verbundenen Einnahmen und Ausgaben ebenfalls von den wettbewerblichen Geschäftsbereichen separiert werden. Zwischen den verschiedenen monopolistischen und von diesem Gesetz entsprechend regulierten Tätigkeiten ist eine Verrechnung von Gewinn und Verlust hingegen prinzipiell zulässig.

Absatz 2 enthält ein Gebot zur informatorischen Entflechtung. Nicht vorgeschrieben sind eine personelle Entflechtung oder die Ergreifung anderer organisatorischer Entflechtungsinstrumente.

Die Einhaltung des Quersubventionierungsverbots von *Absatz 1* bedingt, dass die Netzbetreiber und die Akteure, die für die Vornahme der regulierten Versorgung und der Ersatzversorgung zuständig sind, eine buchhalterische Entflechtung vornehmen (*Abs. 3*). Dies bedeutet, dass sie für jedes Gasnetz, das in ihrem Verantwortungsreich liegt, je eine Jahresrechnung und eine Kostenrechnung erstellen, in denen der Netzbetrieb, die regulierte Versorgung, die Ersatzversorgung und die Verrechnungsmessung sowohl getrennt voneinander als auch getrennt von den übrigen Geschäftsbereichen dargestellt werden (sog. Segment- oder Spartenrechnung). Da die Netzbetreiber zwar für die regulierte Versorgung und die Ersatzversorgung verantwortlich sind, sie deren Vornahme aber auch einem anderen Akteur übertragen können, sind die dafür Zuständigen hier separat angesprochen.

Anhand der buchhalterischen Entflechtung prüft die EnCom die Absenz von Quersubventionierungen. *Absatz 4* sieht deshalb vor, dass ihr die nach *Absatz 3* zu erstellende Kostenrechnung jährlich einzureichen ist.

Variante 2: Vollständige Marktöffnung im Bereich der Verrechnungsmessung

Absatz 1 verbietet es einem vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen, seine Monopolstellung als Netzbetreiber zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen zu missbrauchen. Da neben dem Netzbetrieb auch die Ersatzversorgung (Art. 8) und die regulierte Versorgung (Art. 9) unter Ausschluss der Konkurrenz stattfinden, müssen die damit verbundenen Einnahmen und Ausgaben ebenfalls von den wettbewerblichen Geschäftsbereichen separiert werden. Zwischen den verschiedenen monopolistischen und von diesem Gesetz entsprechend regulierten Tätigkeiten ist eine Verrechnung von

Gewinn und Verlust hingegen prinzipiell zulässig. Da im Bereich der Verrechnungsmessung eine vollständige Marktöffnung stattfindet, ist eine Entflechtung von den anderen wettbewerblichen Bereichen diesbezüglich nicht notwendig.

Absatz 2 enthält ein Gebot zur informatorischen Entflechtung. Nicht vorgeschrieben sind eine personelle Entflechtung oder die Ergreifung anderer organisatorischer Entflechtungsinstrumente. Diese Bestimmung konkretisiert das Verbot, die aus dem (monopolistischen) Netzbetrieb erlangten Daten für kommerzielle Zwecke zu verwenden.

Die Einhaltung des Quersubventionierungsverbots von *Absatz 1* bedingt, dass die Netzbetreiber und die Akteure, die für die Vornahme der regulierten Versorgung und der Ersatzversorgung zuständig sind, eine buchhalterische Entflechtung vornehmen (*Abs. 3*). Dies bedeutet, dass sie für jedes Gasnetz, das in ihrem Verantwortungsbereich liegt, je eine Jahresrechnung und eine Kostenrechnung erstellen, in denen der Netzbetrieb, die regulierte Versorgung, die Ersatzversorgung und die Verrechnungsmessung sowohl getrennt voneinander als auch getrennt von den übrigen Geschäftsbereichen dargestellt werden (sog. Segment- oder Spartenrechnung). Da die Netzbetreiber zwar für die regulierte Versorgung und die Ersatzversorgung verantwortlich sind, sie deren Vornahme aber auch einem anderen Akteur übertragen können, sind die dafür Zuständigen hier separat angesprochen.

Anhand der buchhalterischen Entflechtung prüft die EnCom die Absenz von Quersubventionierungen. *Absatz 4* sieht deshalb vor, dass ihr die nach *Absatz 3* zu erstellende Kostenrechnung jährlich einzureichen ist.

Art. 6 Zuverlässige Gasversorgung

Nach *Absatz 1* ist die Gewährleistung einer möglichst zuverlässigen Gasversorgung primär eine Aufgabe der Gasbranche. Damit sind insbesondere die Netzbetreiber und der MGV angesprochen, weiter auch die Gashändler und Lieferanten. Sie alle haben die für eine möglichst zuverlässige Gasversorgung geeigneten und erforderlichen Vorkehrungen zu treffen. Für den MGV ist dies etwa bei der Ausgestaltung des Bilanzierungssystems (*Art. 23–26*) relevant. Auf Verordnungsstufe wird ihm voraussichtlich eine Pflicht zur Implementierung eines Warnsystems auferlegt (siehe Ausführungen in *Kap. 3.1* zur Versorgungssicherheit). Sollte sich eine schwere Mangellage einstellen oder unmittelbar drohen und die Gasbranche nicht mehr in der Lage sein, die Versorgung zu gewährleisten, entscheidet der Bundesrat auf Antrag der wirtschaftlichen Landesversorgung gemäss dem Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016³⁵ (LVG) über die kurzfristig, d. h. für die Dauer von einigen Tagen bis einigen Monaten, notwendigen Massnahmen.

Die Beobachtung der Versorgungslage obliegt nach *Absatz 2* dem BFE und dem BWL. Demgegenüber sind die Aufgaben der EnCom zum Zwecke einer möglichst klaren Zuweisung der Kompetenzen auf die Überwachung der Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften beschränkt (*Art. 30 Abs. 2*). Während das BFE für die Beobachtung der mittel- bis langfristigen Versorgungslage zuständig ist, fällt die Beobachtung der kurzfristigen Versorgungssicherheit in die Zuständigkeit des BWL. Diese Kompetenzaufteilung bedingt, dass sich die beiden Ämter untereinander koordinieren.

Damit das BFE seine Aufgabe erfüllen kann, sind die Unternehmen der Gaswirtschaft und der MGV zur Erteilung der erforderlichen Auskünfte und zur Vorlage der notwendigen Unterlagen verpflichtet (Art. 34 Abs. 1). Zudem kann das BFE auf die der EnCom vorliegenden Daten zugreifen (Art. 36 Abs. 1). Das BWL stützt sich bei der notwendigen Informationsbeschaffung auf die im LVG enthaltenen Rechtsgrundlagen.

2. Abschnitt: Belieferung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher

Art. 7 Freie Lieferantenwahl

Die freie Wahl des Lieferanten ist auf diejenigen Verbrauchsstätten beschränkt, an denen der Jahresverbrauch der betreffenden Endverbraucherin oder des betreffenden Endverbrauchers mindestens 100 MWh beträgt; an allen anderen Verbrauchsstätten haben die Endverbraucherinnen und Endverbraucher Anspruch auf die regulierte Versorgung gemäss Artikel 9. Dabei handelt es sich nicht um ein Wahlrecht: Ist die Verbrauchsschwelle erreicht – massgebend ist der Verbrauch der letzten drei Jahre –, besteht kein Anspruch auf die regulierte Versorgung. Wird der bevorzugte Lieferant nach Inkrafttreten des Gesetzes oder nach Erreichen der Verbrauchsschwelle nicht aktiv gewählt, bleibt die betreffende Endverbraucherin oder der betreffende Endverbraucher beim angestammten Versorger, dies aber im freien Markt.

Der Bundesrat wird gestützt auf Artikel 10 eine Verfahrensordnung (v. a. Fristen, Termine und Zuständigkeiten) für den Wechsel von der regulierten Versorgung in den freien Markt und eine allfällige Rückkehr in die regulierte Versorgung vorgeben. Dabei wird er auch regeln müssen, wie mit Neuanschlüssen sowie mit Änderungen oder Erweiterungen eines bestehenden Anschlusses umzugehen ist, sprich mit Fällen, in denen die relevanten Verbrauchsdaten nicht vollständig (für drei Jahre) vorliegen.

Art. 8 Ersatzversorgung

Die Ersatzversorgung ist eine Art Rettungsring für Endverbraucherinnen und Endverbraucher im freien Markt. Sie unterliegt keiner Tarifordnung, sondern einer Missbrauchsaufsicht durch die EnCom (Art. 30 Abs. 2 Bst. e). Diese wird sich bei der Konkretisierung der Missbrauchsschwelle an den Bestimmungen des Preisüberwachungsgesetzes orientieren können (vgl. Art. 12 f. PÜG).

Nach *Absatz 1* findet die Ersatzversorgung während längstens sechs Monaten statt. Sie ist ultima ratio und in erster Linie für Lieferantenausfälle gedacht. Läuft ein Gaslieferverhältnis aus, ist der Endverbraucher oder die Endverbraucherin gehalten, sich rechtzeitig um einen neuen Lieferanten zu bemühen. Zur Ersatzversorgung kommt es nur, wenn der Abschluss eines neuen Gasliefervertrages nicht lediglich die Folge eines eigenen Versäumnisses ist. Wie bei der regulierten Versorgung muss der lokale Netzbetreiber seine Pflicht zur Ersatzversorgung nicht persönlich erfüllen; er kann damit auch einen Dritten beauftragen (*Abs. 2*).

Art. 9 Regulierte Versorgung

Die regulierte Versorgung zeichnet sich durch den Anspruch auf eine Versorgung zu gesetzlich regulierten Gastarifen aus (*Abs. 1 und 3*), deren Angemessenheit von der EnCom kontrolliert wird (Art. 30 Abs. 2 Bst. b). Die Gastarife, die nach Artikel 32 Buchstabe a zu veröffentlichen sind, müssen nach Massgabe des Bezugsprofils einheitlich sein und sich an den Vertriebskosten sowie an den marktüblichen Beschaffungskosten orientieren – letzteres unter Berücksichtigung der ökologischen Qualität des gelieferten Gases (Erdgas sowie Biogas und andere erneuerbare Gase). Dass in diesem Zusammenhang von einer regulierten Versorgung und nicht von einer Grundversorgung die Rede ist, bringt zum Ausdruck, dass es sich dabei nicht um eine staatliche Aufgabe handelt.

Für die regulierte Versorgung sind nach *Absatz 2* die Netzbetreiber verantwortlich. Sie können deren Vornahme an Dritte auslagern, sei es an andere Netzbetreiber oder, was im Sinne der Entflechtung (Art. 5) zu begrüssen wäre, an Akteure ohne Netzbetrieb. Vorstellbar wäre auch, dass sich mehrere Netzbetreiber zur Vornahme der regulierten Versorgung aus Effizienzgründen in einem Verbundunternehmen zusammenschliessen. Selbstredend wären dabei die Vorgaben zur Entflechtung (Art. 5) und das Kartellgesetz zu beachten, letzteres v. a. in Bezug auf horizontale und vertikale Preisabsprachen.

Art. 10 Lieferantenwechsel und weitere Wechselprozesse

In den Ausführungsvorschriften wird der normative Rahmen geschaffen, der für eine reibungslose Abwicklung der Wechselprozesse notwendig ist. Der Bundesrat wird vorgeben, innert welcher Frist ein Lieferantenwechsel abgewickelt werden muss. Nach den Vorgaben des EU-Rechts beträgt diese maximal drei Wochen.³⁶ Es ist angedacht, dass sich der MGV der notwendigen Koordination annimmt. Weiter wird der Bundesrat die Termine und Fristen festlegen, die für einen Wechsel zwischen dem freien Markt und der regulierten Versorgung sowie für eine Rückkehr aus der maximal sechsmonatigen Ersatzversorgung in den freien Markt massgebend sind. Die Vertragsbedingungen der im freien Markt abgeschlossenen Gaslieferverträge unterliegen der Vertragsfreiheit (u. a. die Kündigungsmöglichkeiten und -fristen).

Art. 11 Rechnungsstellung

Die gebotene Transparenz in der Rechnungsstellung verlangt, dass die Lieferanten, einschliesslich der Akteure, die für die regulierte Versorgung und die Ersatzversorgung verantwortlich sind, das Entgelt für die Gaslieferung, das angefallene Netznutzungsentgelt, das Messentgelt sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (z. B. CO₂-Abgabe) separat ausweisen. Die Netzbetreiber liefern ihnen die dazu notwendigen Angaben (Art. 33 Abs. 1).

³⁶ Art. 3 Abs. 6 Bst. a der Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 211/94 vom 14.8.2009, S. 94.

3. Kapitel: Netznutzung

1. Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsmodell

Art. 12 Netzzugang

Zur Verwirklichung eines funktionsfähigen Wettbewerbs im Energiebereich haben grundsätzlich alle Netznutzerinnen und Netznutzer Anspruch auf Netzzugang. Gemeint ist das Recht auf Einspeisung, Ausspeisung und Beförderung von Gas (Art. 3 Bst. c). Die praktische Umsetzung des Netzzugangs erfolgt über die Ein- und Ausspeiseverträge (Art. 13), zu deren Abschluss die Netzbetreiber gegenüber den Netznutzerinnen und Netznutzern verpflichtet sind. Aus der Kontrahierungspflicht lässt sich nicht folgern, dass es sich beim Netzbetrieb um eine staatliche Aufgabe handelt. Die Verträge sind privatrechtlicher Natur.

Aufgrund der bloss teilweisen Marktöffnung (vgl. Art. 7) unterliegt der Anspruch auf Netzzugang indes gewissen Beschränkungen: Zur Belieferung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, die ihren Lieferanten nicht frei wählen können, kann der Netzzugang einzig von demjenigen Akteur geltend gemacht werden, der für die Vornahme der regulierten Versorgung verantwortlich ist (vgl. Art. 9 Abs. 2). Analog gilt für die Belieferung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der Ersatzversorgung (Art. 8), dass der Netzzugang ausschliesslich vom zuständigen Ersatzversorger geltend gemacht werden kann. Im Falle einer ungenügenden Gasqualität ist der Netzzugang zu verweigern (vgl. auch Art. 3 Bst. m i.V.m. Art. 4 Abs. 1 Bst. a).

Art. 13 Ein- und Ausspeiseverträge

Artikel 13 normiert das sogenannte Entry-Exit-Modell, das hier in Form eines Zweivertragsmodells ausgestaltet ist. Konkret bedeutet dies, dass der Netznutzer oder die Netznutzerin (Art. 3 Bst. b) nur zwei Netznutzungsverträge abschliessen muss, um Gasmengen von einem beliebigen Einspeisepunkt bis hin zu einem Endverbraucher oder einer Endverbraucherin befördern zu lassen (respektive zum betreffenden Ausspeisepunkt). Diese Ein- und Ausspeiseverträge sind privatrechtlicher Natur und mit dem jeweiligen Netzbetreiber abzuschliessen. Die Gasbeförderung ist Aufgabe der Netzbetreiber – der Netznutzer oder die Netznutzerin muss keinen konkreten Transportweg zwischen Ein- und Ausspeisepunkt angeben.

Die Ein- und Ausspeiseverträge können unabhängig voneinander abgeschlossen werden. Wer Gas ins Schweizer Marktgebiet importieren will, ohne die nachmalige Belieferung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern selbst vorzunehmen, braucht dazu lediglich einen Einspeisevertrag abzuschliessen. Umgekehrt kann sich ein Lieferant, der sich nicht selbst um die Gasbeschaffung kümmern will (in der Regel im Ausland), mit dem Abschluss von Ausspeiseverträgen begnügen. Für den (direkten) Gastransit sind sowohl ein Ein- als auch ein Ausspeisevertrag notwendig.

Absatz 1 enthält die zur Verwirklichung des Netzzugangs (Art. 12) erforderliche Kontrahierungspflicht. Die Netzbetreiber sind gehalten, den Netznutzerinnen und Netznutzern die grösstmögliche Netzkapazität zur Nutzung anzubieten. Es ist denkbar, dass der Bundesrat vorsehen wird, dass Lieferanten Ausspeiseverträge abschliessen

können, die nicht auf spezifische Ausspeisepunkte bezogen sind (sog. Lieferantenrahmenverträge).

Nach *Absatz 2* müssen die Netzbetreiber einen gemeinsamen Standard für die Netznutzungsverträge erarbeiten, so dass diese im gesamten Marktgebiet einheitlich sind. Die Pflicht zur vorgängigen Konsultation stellt sicher, dass die interessierten Kreise (u.a. Verbraucherorganisationen, Kantone und Gemeinden) sowie auch die EnCom frühzeitig Einfluss auf die Ausgestaltung dieses Standards nehmen können.

Art. 14 Nutzung der Kapazitäten des Transportnetzes

Nach *Absatz 1* erfolgt die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes durch den MGV (auf privatrechtlicher Ebene). Zur Bewirtschaftung gehört insbesondere die Ausgestaltung und die Versteigerung der Kapazitätsprodukte (*Abs. 2*) sowie die Festlegung der Netznutzungstarife und das Inkasso der Netznutzungsentgelte (vgl. Art. 18). Die Zuständigkeit des MGV ist eine Folge der milden Entflechtungsvorgaben (Art. 5): Die Kapazitätsbewirtschaftung birgt auf Ebene des Transportnetzes ein zu hohes Diskriminierungspotenzial in sich, um sie in den Händen eines nur schwach entflochtenen, vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmens zu belassen. Die Transportnetzbetreiber sind gegenüber dem MGV und der Allgemeinheit zum Ausweis der technischen Kapazitäten ihrer Netze verpflichtet (Art. 32 Bst. d und Art. 33 Abs. 1).

Die *Absätze 2–3* beziehen sich auf die Grenzübergangspunkte (Art. 3 Bst. i). Durch diese ist das Schweizer Marktgebiet auf der Transportnetzebene mit den Marktgebieten der Nachbarstaaten verbunden. Die Kapazitäten dieser Grenzübergangspunkte sind für den Gastransit und die Inlandversorgung von essenzieller Bedeutung. Um die Abläufe effizienter zu gestalten, wird der Abschluss der erforderlichen Netznutzungsverträge (Art. 13) durch den Erwerb von sogenannten Kapazitätsprodukten vermittelt, die vom MGV angeboten werden. Der MGV agiert mit anderen Worten als Intermediär zwischen den Parteien; das Verfahren gleicht einer Börsentransaktion.

Mit dem Erwerb eines Kapazitätsproduktes ist die Netznutzerin oder der Netznutzer während dessen Laufzeit und im Umfang der erworbenen Kapazität zur Ein- oder Ausspeisung am betreffenden Grenzübergangspunkt berechtigt (*Abs. 3*) und kann die entsprechenden Gasmengen «im gesamten Marktgebiet» (Art. 13 Abs. 1 S. 3) uneingeschränkt befördern lassen. *Absatz 4* sieht dazu zwei Ausnahmen vor: Erstens können Kapazitätsprodukte notwendig sein, die nur in Teilen des Marktgebiets zur Gasbeförderung berechtigen (sog. beschränkt zuordenbare Kapazitätsprodukte). Dies einerseits zur Aufrechterhaltung der regionalen Netzstabilität, andererseits, weil es voraussichtlich notwendig sein wird, dass die Transitgasleitung anfänglich zumindest teilweise für den Transit reserviert bleibt (siehe Ausführungen in Kap. 3.1 zur Integration der Transitflüsse). Letzteres würde durch Kapazitätsprodukte erreicht, die nur zum Gastransport «von Grenze zu Grenze» berechtigen, ohne Zugang zum sogenannten virtuellen Austauschpunkt (Art. 26 Abs. 1). Zweitens kann es aus Gründen der Flexibilität sinnvoll sein, wenn der Netzbetreiber die Nutzung gewisser Kapazitätsprodukte unter bestimmten Voraussetzungen vorübergehend einschränken kann (sog. unterbrechbare Kapazitätsprodukte). Es handelt sich aber um Ausnahmefälle; die EnCom nimmt die entsprechende Aufsichtsfunktion wahr (Art. 30 Abs. 2 Bst. d).

Die Ausgestaltung der verschiedenen Kapazitätsprodukte wird sich am EU-Recht³⁷ orientieren. Die Kapazitätsprodukte unterscheiden sich nach ihrer Laufzeit (z.B. Jahres-, Quartals-, Monats-, Wochen- und Tagesprodukte) und nach allfälligen Einschränkungen gemäss *Absatz 4*. Unter Vorbehalt der Ausführungsvorschriften des Bundesrates (*Abs. 5*) verfügt der MGV bei der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte über Gestaltungsfreiräume. Es ist u.a. denkbar, dass er mehrere Grenzübergangspunkte bündelt und in gemeinsamen Kapazitätsprodukten zur Nutzung anbietet oder dass die zum «Grenzübertritt» notwendigen Entry- und Exit-Produkte in Absprache mit den zuständigen Stellen des angrenzenden ausländischen Marktgebietes gemeinsam vermarktet werden. Weiter wird der Bundesrat auch das Verfahren zur Auktion und zum nachmaligen Handel (sog. Sekundärhandel) der Kapazitätsprodukte regeln. Es ist angedacht, dass der MGV dafür sorgen soll, dass den Netznutzerinnen und Netznutzern hierfür eine Buchungsplattform zur Verfügung steht.

Art. 15 Bewirtschaftung von Netzengpässen im Transportnetz

Artikel 15 enthält Vorschriften zum Engpassmanagement auf Ebene des Transportnetzes. Deren Umsetzung wird der MGV (*Abs. 1*) mit den im EU-Recht vorgesehenen Instrumenten³⁸ vornehmen. Die *Absätze 2 und 3* bieten ihm die dazu erforderliche gesetzliche Grundlage. Der Entzug von systematisch ungenutzten Kapazitäten (sog. Kapazitätshortung) ist ultima ratio; zuvor sind andere Massnahmen der Engpassbewirtschaftung zu ergreifen (z. B. Sekundärhandel oder Einsatz von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten).

Art. 16 Nutzung der Netzkopplungspunkte zwischen Transport- und Verteilnetz

Um den Netznutzerinnen und Netznutzern eine Gasbeförderung im gesamten Marktgebiet zu ermöglichen, müssen die Netzbetreiber untereinander Netzkopplungsverträge abschliessen. Von besonderer Bedeutung sind die Netzkopplungsverträge, die den Übergang vom Transport- ins Verteilnetz regeln. Als Folge des Zweivertragsmodells müssen die Verteilnetzbetreiber (und nicht die Netznutzerinnen und Netznutzer) die Buchung der erforderlichen Kapazitäten dieser Netzkopplungspunkte vornehmen (*Art. 16*) und vergüten (*Art. 18 Abs. 2 S. 3*). Die entsprechenden Netznutzungstarife werden vom MGV festgelegt (*Art. 18 Abs. 1*).

³⁷ Vgl. Verordnung 2017/459/EU der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, Abl. L 72/1 vom 17.3.2017.

³⁸ Vgl. Beschluss 2012/490/EU der Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, Abl. L 231/16.

2. Abschnitt: Netznutzungstarife und anrechenbare Netzkosten

Art. 17 Netznutzungstarife der Verteilnetze

Nach *Absatz 1 Satz 1* legen die Verteilnetzbetreiber ihre Netznutzungstarife fest. Anhand dieser ermitteln sie das Netznutzungsentgelt, das ihnen die Netznutzerinnen und Netznutzer für die Ein- und Ausspeisung bezahlen (*Abs. 2*). Anders als im Stromversorgungsrecht (vgl. Art. 14 Abs. 2 StromVG) gilt also kein reines Ausspeiseprinzip. Die Tarife sind Bestandteil der Netznutzungsverträge (Art. 13). Die Tarife zur Nutzung des Verteilnetzes gelangen in folgenden Fällen zur Anwendung: Bei der Ausspeisung bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, bei der Einspeisung aus Gaserzeugungs- und aus Rückvergasungsanlagen (Umwandlung von verflüssigtem Erdgas in den gasförmigen Zustand) sowie auch bei der Nutzung der Übergänge zu den Verteilnetzen der Nachbarländer (vgl. Art. 3 Bst. g und h). Darüber hinaus sind die Netznutzungstarife grundsätzlich auch für die Ein- und Ausspeisungen bei den am Verteilnetz angeschlossenen Speicheranlagen relevant. Etwas anderes gilt indes für die Kugel- und Röhrenspeicher nach Artikel 27. Diese werden in dieser Hinsicht als Bestandteil des Netzes behandelt, womit für die entsprechenden Gasflüsse kein Netznutzungsentgelt anfällt. Die Tarifperiode wird auf Verordnungsstufe bestimmt (ein Jahr wie im Stromversorgungsrecht).

Die Verteilnetzbetreiber verfügen bei der Umsetzung der in *Absatz 1 Satz 2* genannten Tarifgrundsätze über Ermessensspielräume. Diese können sie etwa bei der Gewichtung verschiedener Tarifkomponenten nutzen (Arbeits- und Leistungskomponenten). Im Vordergrund steht die Verursachergerechtigkeit. Dementsprechend hat die Bildung verschiedener Kunden- bzw. Tarifgruppen auf Grundlage des Profils der Ein- und Ausspeisung zu erfolgen.

Stimmt das Total des vereinnahmten Netznutzungsentgelts nicht mit den anrechenbaren Netzkosten der betreffenden Tarifperiode überein, sind die entsprechenden Deckungsdifferenzen in den folgenden Tarifjahren zeitnah auszugleichen, grundsätzlich innert längstens drei Jahren (*Abs. 3*).

Art. 18 Netznutzungstarife des Transportnetzes

Nach *Absatz 1* liegt die Tarifhoheit auf Ebene des Transportnetzes beim MGV (vgl. auch Art. 14 Abs. 1). Die Festsetzung der Netznutzungstarife hat er am Grundsatz der Verursachergerechtigkeit auszurichten. Hinsichtlich der Einstandspreise der Kapazitätsprodukte wird der MGV nach Vorbild des EU-Rechts³⁹ (Art. 39 Abs. 3) zunächst den Preis für das Standardkapazitätsprodukt festsetzen. Dieses hat eine Laufzeit von einem Jahr und unterliegt keinen Einschränkungen, wie sie in Artikel 14 Absatz 4 vorgesehen sind. Daraus leitet er nach ökonomischen Prinzipien die Einstandspreise für die weiteren Kapazitätsprodukte ab, indem er u. a. die unterschiedlichen Laufzeiten oder allfällige Einschränkungen gemäss Artikel 14 Absatz 4 berücksichtigt. Aufgrund ihrer hohen Tragweite muss diese den Tarifen zugrundeliegende Methodik, die

³⁹ Vgl. Verordnung 2017/460/EU der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, Abl. L 72/29 vom 17.3.2017.

der MGV auf Grundlage der vom Bundesrat vorgegebenen Grundsätze (*Abs. 5*) auszuarbeiten hat, der EnCom und den weiteren interessierten Kreisen vorgängig zur Konsultation vorgelegt werden. Steht die Methodik nicht in Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben, kann die EnCom korrigierend eingreifen (Art. 30 Abs. 2 Bst. b).

Die Tarife bestimmen über das Netznutzungsentgelt, das dem MGV für die Nutzung der Kapazitäten geschuldet ist. *Absatz 2* bringt diesbezüglich zwei Besonderheiten zum Ausdruck (*Sätze 2 und 3*): Während sich das Entgelt bei den nicht zu den Grenzübergangspunkten zählenden Ein- und Ausspeisepunkten (v. a. bei grösseren Endverbraucherinnen und Endverbrauchern und grösseren Erzeugern) unmittelbar aus den Tarifen ergibt, bestimmen diese bei den Grenzübergangspunkten lediglich über den Startpreis für die Auktion der Kapazitätsprodukte. Kommt es zu einer Versteigerung, ist die Auktionsprämie hinzuzurechnen. Die zweite Besonderheit besteht darin, dass das Netznutzungsentgelt bei den Netzkopplungspunkten zwischen Transport- und Verteilnetz von den Verteilnetzbetreibern zu entrichten ist (vgl. auch Art. 16). Diese können das Entgelt als anrechenbare Netzkosten (Art. 19 Abs. 2 Bst. b) auf die ihrem Netz angeschlossenen Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen.

Die verschiedenen Tarife müssen nach *Absatz 3 Satz 1* so aufeinander abstimmt sein, dass das während der Tarifperiode eingenommene Netznutzungsentgelt möglichst gut mit den anrechenbaren Kosten aller Transportnetzbetreiber übereinstimmt. Deckungsdifferenzen sind analog zur Regelung für die Verteilnetztarife in den Folgejahren, im Regelfall längstens innerhalb von drei Jahren, auszugleichen. Zur Umsetzung dieser Vorgabe müssen die Transportnetzbetreiber dem MGV die Plan- und Ist-Werte ihrer Netzkosten zeitgerecht übermitteln (vgl. Art. 33 Abs. 1).

Absatz 3 Satz 2 ist der Transitgasleitung gewidmet: Zwar müssen die Kosten des Transits und der Inlandversorgung im jeweiligen Umfang durch die entsprechenden Tarifeinnahmen gedeckt sein, doch kann der MGV temporär von diesem Grundsatz abweichen. Auf diese Weise kann er zu einem international konkurrenzfähigen Betrieb der Transitgasleitung beitragen. Wettbewerbliche Tarife für den Transit kommen letztlich auch den Schweizer Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zugute, da bei geringer Nachfrage immerhin ein Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann – und im Gegenzug zu Zeiten hoher Nachfrage ein höherer Beitrag anfällt. Die Zuordnung der Kosten zu Transit und Inlandkonsum erfolgt mit einem verursachergerechten Verteilungsschlüssel (sog. *asset-cost split*). Der Bundesrat wird diesen, im Rahmen der Festsetzung der Grundsätze der Methodik für die Transporttarife, jeweils für die Dauer von drei bis fünf Jahren festlegen.

Das Inkasso des Netznutzungsentgelts liegt in der Verantwortung des MGV. Das vereinnahmte Entgelt zahlt er nach Deckung seiner eigenen Kosten (vgl. hierzu auch Art. 29 Abs. 3) den Transportnetzbetreibern aus (*Abs. 4*). Dies, unter Abzug der Zahlungen, die er aus dem vereinnahmten Netznutzungsentgelt an andere Akteure leisten muss (vgl. etwa Art. 20 und Art. 37).

Art. 19 Anrechenbare Netzkosten

Nach *Absatz 1* bemisst sich die Anrechenbarkeit der Netzkosten nach dem, was für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich ist. Ausschlaggebend sind insbesondere die gesetzlichen Aufgaben der Netzbetreiber (v. a.

Art. 4 Abs. 1 und Art. 6 Abs. 1), einschliesslich derjenigen, die nach dem RLG zu erfüllen sind. Stellen die Netzbetreiber Kosten, die einem Netznutzer oder einer Netznutzerin direkt zuordenbar sind, gestützt auf eine entsprechende Rechtsgrundlage individuell in Rechnung (z. B. Netzanschlussbeiträge), sind diese in der Kostenrechnung von den anrechenbaren Netzkosten auszuscheiden, dürfen also nicht über die Netznutzungstarife ins Netznutzungsentgelt einfließen.

Zu den als Systemdienstleistungen (Art. 3 Bst. m) anrechenbaren Betriebskosten gemäss *Absatz 2 Buchstabe a* gehören u. a. die den Netzbetreibern anfallenden Kosten für die Sicherstellung der Gasqualität. Anrechenbar können unter diesem Titel auch Vergütungen sein, die den sogenannten Zweistoffkunden zur Sicherstellung der Netzstabilität entrichtet werden. Die Anrechenbarkeit setzt hierbei aus Effizienzgründen voraus, dass die Vergütung ökonomisch sinnvoller ist als die Alternativen (Netzausbau oder Nutzung anderer Flexibilitätsmassnahmen). Zur Kostenwälzung (*Abs. 2 Bst. b*) – eine solche findet zwischen den beiden Verteilnetzebenen (sog. lokal-Transport und lokal-Verteilung) statt – und zur vorgängigen Zuordnung der Kosten zur jeweiligen Netzebene wird der Bundesrat Ausführungsvorschriften erlassen (*Abs. 5 Bst. a*). Diese Zuordnung hat nach funktionalen, sachgerechten und transparenten Kriterien zu erfolgen und soll zur Vermeidung der Aufsummierung von Netzentgelten (sog. «Pancaking») beitragen. Zu den von den höheren Netzebenen überwältigten Kosten gehört auch das vom Verteilnetzbetreiber zu entrichtende Entgelt für die Nutzung der Netzkopplungspunkte im Übergang vom Transport- zum Verteilnetz (Art. 16). Anrechenbar sind weiter auch die Kosten für die Durchführung von Wechselprozessen (*Abs. 2 Bst. c*) sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (*Abs. 2 Bst. d*) – unter der Voraussetzung, dass diese Kosten dem Netzbetrieb (und nicht dem Energiebereich) zuzurechnen sind.

Zur Konkretisierung der nach *Absatz 3* anrechenbaren Kapitalkosten wird der Bundesrat gestützt auf *Absatz 5* eine angemessene Gewinnkomponente festlegen. Hierzu bietet sich an, die kalkulatorischen Zinsen nach Vorbild des Stromversorgungsrechts anhand eines jährlich zu berechnenden durchschnittlichen Kapitalkostensatzes zu definieren (Weighted Average Cost of Capital [WACC]). Ebenfalls auf Verordnungsebene sollen Grundsätze für die Abschreibung der Anlagen festgeschrieben werden. Insbesondere sollen Abschreibungen unter Null nicht zulässig sein.

Nach *Absatz 4* ist eine sogenannte synthetische Bewertung der Netzanlagen nur im Ausnahmefall zulässig. Wendet ein Netzbetreiber diese Methodik, deren Grundsätze vom Bundesrat vorgegeben werden (*Abs. 5 Bst. c*) an, so kann die EnCom, wenn sie eine fehlerhafte Anwendung erkennt, die vom Netzbetreiber durchgeführte Bewertung entsprechend korrigieren. Nach Vorbild von Artikel 13 Absatz 4 StromVV (letzter Satz) lässt es der Gesetzestext alternativ zu, dass die EnCom eine synthetische Bewertung – ohne eine eingehende Prüfung des konkreten Falles vorzunehmen – auch pauschal mittels eines prozentualen Abzugs reduziert. Die maximale Höhe oder die Bandbreite des möglichen Pauschalabzugs wird nach *Absatz 5 Buchstabe d* vom Bundesrat festgelegt. Laut der bundesgerichtlichen Rechtsprechung (vgl. BGE 138 II 465) gelten hierbei folgende Grundsätze: Da sich der Netzbetreiber mit der synthetischen Methode auf eine Ausnahme beruft, liegt die Beweislast bei ihm. Macht die EnCom von der Möglichkeit des Pauschalabzugs Gebrauch, ist dieser anwendbar, solange der

Netzbetreiber nicht aufzeigt, dass der Abzug im konkreten Fall zu einer Unterbewertung führt. Die EnCom darf den Pauschalabzug indes nicht kumulativ zu einer bereits erfolgten konkreten Korrektur des Bewertungsergebnisses vornehmen. Anzumerken ist, dass synthetische Bewertungen, wenn überhaupt, nur auf Verteilnetzebene zum Tragen kommen; die Transportnetzbetreiber haben die für ihre Netze massgebenden Anschaffungs- und Herstellungskosten bereits auf Basis einer einvernehmlichen Regelung ermittelt, die sie mit dem Preisüberwacher im Oktober 2014 abgeschlossen haben. Hinsichtlich der Netzanlagen ist ferner angedacht, dass die Netzbetreiber auf Verordnungsstufe zur Führung eines regulatorischen Anlageregisters verpflichtet werden.

Neben den vorstehend erwähnten Einzelheiten wird der Bundesrat überdies Ausführungsvorschriften zum Umgang mit sogenannten Deckungsdifferenzen (siehe dazu die Bemerkungen zu Art. 17 Abs. 3 und Art. 18 Abs. 3) erlassen (Abs. 5 Bst. b). Diesbezüglich ist insbesondere angedacht, dass Unterdeckungen – in diesem Fall ist das Netznutzungsentgelt, das in den vergangenen Tarifperioden vereinnahmt wurde, tiefer als die anrechenbaren Netzkosten –, nicht verzinst werden. Ansonsten bestünde ein Anreiz zur systematischen Bildung von negativen Deckungsdifferenzen.

Art. 20 Kosten für Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung

Neben Artikel 6 geht in allgemeiner Weise auch aus Artikel 3 Absatz 1 LVG hervor, dass die Sicherstellung einer zuverlässigen Gasversorgung – im Rahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung (Art. 3 Abs. 1 LVG) – primär eine Aufgabe der Gaswirtschaft ist. In diesem Zusammenhang sind im LVG Massnahmen vorgesehen, die der Verhinderung und Beseitigung von schweren Mangellagen dienen, denen die Gaswirtschaft nicht selber zu begegnen vermag. Nach *Artikel 20* können die Kosten solcher Massnahmen, soweit sie nicht durch die im LVG vorgesehenen Finanzierungsinstrumente (vgl. Art. 16, 35 und 38 LVG) gedeckt sind, als anrechenbare Betriebskosten des Transportnetzes über dessen Netznutzungstarife finanziert werden. Dies kann vor allem für gewisse Vorbereitungsmaßnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung relevant sein. In Zeiten ungestörter Versorgung bereiten die Organe der wirtschaftlichen Landesversorgung gemeinsam mit der Gaswirtschaft den Vollzug von Bewirtschaftungsvorschriften im Bereich der Gasversorgung vor und treffen hierzu die erforderlichen Vorkehrungen organisatorischer und technischer Art. Der Bundesrat kann Organisationen der Gaswirtschaft auch öffentliche Aufgaben übertragen, beispielsweise die Marktbeobachtung oder Vollzugstätigkeiten im Rahmen von Vorbereitungs- und Interventionsmassnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung (Art. 60 LVG).

3. Abschnitt: Messwesen

Variante 1: Keine Marktöffnung im Bereich der Verrechnungsmessung

Art. 21 Zuständigkeit und Anforderungen an die Messeinrichtungen Neben dem Netzbetrieb sowie der Sicherstellung der regulierten Versorgung und der Ersatzversorgung (vgl. Art. 4, 8 und 9) zählt auch das Messwesen zum Aufgabenbereich der

Netzbetreiber (*Abs. 1*). Zum Messwesen gehören die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte (Vergabe, Registrierung und Dokumentation der Messpunkte), die betriebliche Messung und die Verrechnungsmessung. Die betriebliche Messung betrifft Messeinrichtungen *im* Netz; sie ist Teil der Systemdienstleistungen (Art. 3 Bst. m) und umfasst die Erfassung von Messdaten für Aufgaben der Netzbetriebsführung (Sicherstellung des reibungslosen Netzbetriebs). Zur Verrechnungsmessung (Art. 3 Bst. j) gehören der Messstellenbetrieb (Einbau, Betrieb und Wartung der Messmittel) und die Messdienstleistungen (Erfassung, Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten).

Nach *Absatz 2* setzt der Bundesrat die Mindestanforderungen an die technischen Eigenschaften der Messeinrichtungen fest, dies unter Berücksichtigung der Bundesgesetzgebung über das Messwesen. Damit sind das Messgesetz vom 17. Juni 2011⁴⁰ und dessen Ausführungsbestimmungen angesprochen. Nach dem aktuellen Stand der Technik erscheint es sinnvoll, eine Pflicht zum Einsatz einer registrierenden Lastgangmessung mit automatischer Datenübertragung nur gegenüber Messkunden mit einem Jahresverbrauch von mindestens 1 000 MWh zu statuieren. Schreiten die technischen Entwicklungen weiter voran, könnte sich in Zukunft aber auch bei einem tieferen Grenzwert ein vernünftiges Verhältnis von Kosten und Nutzen einstellen. Ein flächendeckender Einsatz von intelligenten Messsystemen ist mithin nicht vorgesehen. Hinsichtlich der näheren Ausgestaltung der technischen Mindestanforderungen (u.a. Mengenumwertung, Datensicherheit) können ggf. Branchenrichtlinien berücksichtigt werden (z.B. das SVGW-Regelwerk). Neben den technischen Eigenschaften wird der Bundesrat auch ein besonderes Augenmerk auf die Datensicherheit dieser in datenschutzrechtlicher Hinsicht kritischen Infrastrukturen legen müssen, insbesondere was die automatisierten und digitalen Datenübertragung angeht.

Art. 22 Messtarife

Die Kosten der betrieblichen Messung sind Teil der (anrechenbaren) Netzkosten und werden über die Netznutzungstarife in Rechnung gestellt. Die (anrechenbaren) Kosten der Verrechnungsmessung werden den Messkunden hingegen pro Messpunkt auf der Grundlage von veröffentlichten (Art. 32 Bst. a) Messtarifen mittels eines in der Rechnung separat ausgewiesenen (Art. 11) Messentgelts angelastet. Die Kostenanlastung unterliegt der Prüfung durch die EnCom (Art. 30 Abs. 2 Bst. b). Die Trennung von Netz- und Messkosten lässt sich auf Ebene der Kostenrechnung verwirklichen. Die Messtarife müssen sich am Grundsatz der Verursachergerechtigkeit orientieren. Treten (positive oder negative) Deckungsdifferenzen auf, sind diese analog zu den Netzkosten in den folgenden Tarifperioden über eine entsprechende Tarifierfassung auszugleichen. Der Bundesrat wird die Methodik zur Ermittlung der Kapitalrendite (WACC) für Investitionen in die Verrechnungsmessung in angemessener Höhe festlegen. Messkosten, die individuell in Rechnung gestellt wurden, dürfen nicht in die Messtarife einfließen.

⁴⁰ SR 941.20

Variante 2: Vollständige Marktöffnung im Bereich der Verrechnungsmessung

Art. 21 Freie Wahl des Anbieters bei der Verrechnungsmessung

Zum Messwesen gehören die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte (Vergabe, Registrierung und Dokumentation der Messpunkte), die betriebliche Messung und die Verrechnungsmessung. Die betriebliche Messung betrifft Messeinrichtungen *im* Netz; sie ist Teil der Systemdienstleistungen (Art. 3 Bst. m) und umfasst die Erfassung von Messdaten für Aufgaben der Netzbetriebsführung (Sicherstellung des reibungslosen Netzbetriebs). Zur Verrechnungsmessung (Art. 3 Bst. j) gehören der Messstellenbetrieb (Einbau, Betrieb und Wartung der Messmittel) und die Messdienstleistungen (Erfassung, Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten). Die Marktöffnung betrifft nur die Verrechnungsmessung.

Absatz 1 verleiht den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, den Produzenten und den Betreibern von Speichereinrichtungen das Recht auf freie Wahl des Messdienstleisters und des Messstellenbetreibers. Was die Verrechnungsmessung anbelangt, ist der Markt somit vollständig geöffnet.

Absatz 2 sieht vor, dass der Netzbetreiber in seinem Netzgebiet für die Vornahme der Verrechnungsmessung verantwortlich bleibt, wenn die dazu Berechtigten ihr Wahlrecht nicht ausüben. Insbesondere wird er mit ihnen, in einem separaten Vertrag oder im Lieferantenvertrag, die Bedingungen für die Datennutzung und die vom Messkunden zu tragenden Kosten vereinbaren müssen. Der Netzbetreiber ist in der Preissetzung frei, unter Vorbehalt der wettbewerbsrechtlichen Vorgaben.

Absatz 3 enthält eine Delegationsnorm, auf welche der Bundesrat Ausführungsbestimmungen zu verschiedenen Punkten stützen kann. Dies betrifft insbesondere den Prozess zum Wechsel des Messstellenbetreibers oder des Messdienstleisters (*Bst. a*) und die Kosten, die dem Netzbetreiber durch die Ausübung des Wahlrechts durch die Endverbraucherin oder den Endverbraucher entstehen (*Bst. b*), sowie die Aufgaben der Messstellenbetreiber und der Messdienstleister (*Bst. c*).

Art. 22 Anforderungen an die Messeinrichtungen

Neben den technischen Eigenschaften wird der Bundesrat auch ein besonderes Augenmerk auf die Datensicherheit dieser in datenschutzrechtlicher Hinsicht kritischen Infrastrukturen legen müssen, insbesondere was die automatisierte und digitale Datenübertragung anbelangt.

Der Bundesrat setzt die Mindestanforderungen an die technischen Eigenschaften der Messeinrichtungen fest, dies unter Berücksichtigung des Messgesetzes vom 17. Juni 2011⁴¹ und dessen Ausführungsbestimmungen. So ist zum Beispiel eine generelle Pflicht zum Einsatz von intelligenten Messsystemen nicht angedacht. Nach dem aktuellen Stand der Technik erscheint es sinnvoll, eine Pflicht zum Einsatz einer registrierenden Lastgangmessung mit automatischer Datenübertragung nur gegenüber Messkunden mit einem Jahresverbrauch von mindestens 1 000 MWh zu statuieren.

⁴¹ SR 941.20

Schreiten die technischen Entwicklungen weiter voran, könnte sich in Zukunft aber auch bei einem tieferen Grenzwert ein vernünftiges Verhältnis von Kosten und Nutzen einstellen. Dies würde nach einer Änderung der bundesrätlichen Ausführungsbestimmungen verlangen. Hinsichtlich der näheren Ausgestaltung der technischen Mindestanforderungen (u. a. Mengenumwertung, Datensicherheit) können ggf. Branchenrichtlinien berücksichtigt werden (z. B. das SVGW-Regelwerk).

4. Abschnitt: Bilanzierung

Art. 23 Bilanzgruppen

Die Vorgaben zur Bilanzierung bezwecken, dass über eine vorgegebene Zeit (Bilanzierungsperiode) gleich viel Gas ins System ein- wie ausgespeist wird. Sie gestalten sich weitgehend analog zum Stromversorgungsrecht.

Nach *Absatz 1 Satz 1* muss jede Netznutzerin und jeder Netznutzer einer Bilanzgruppe angehören. So ist sichergestellt, dass alle von ihnen in Anspruch genommenen Ein- und Ausspeisepunkte entsprechend zugeordnet sind. Anstatt sich einer Bilanzgruppe anzuschließen, kann die Netznutzerin oder der Netznutzer auch eine eigene Bilanzgruppe bilden. Nach *Satz 2* dürfen einer Bilanzgruppe, der Endverbraucher oder Endverbraucherinnen der regulierten Versorgung zugeordnet sind, keine Endverbraucherinnen und Endverbraucher des freien Marktes angehören – und umgekehrt. Für Bilanzierungsvorgänge mit untertägigen Restriktionen (Art. 25) müssen hingegen keine separaten Bilanzgruppen gebildet werden.

Im Bilanzgruppenvertrag (*Abs. 2*) werden die Modalitäten der Bilanzierung (z.B. Anlastung von Ausgleichsenergie) in standardisierter Weise und unter Aufsicht der EnCom (Art. 30 Abs. 2 Bst. a) festgelegt. Für die interne Organisation der Bilanzgruppe gilt die Vertragsfreiheit. Dies gilt insbesondere für die sogenannten Bilanzgruppen-Anschlussverträge, in deren Rahmen auch Subbilanzgruppen gebildet werden können.

Art. 24 Bilanzmanagement

Um eine einheitliche, das gesamte Marktgebiet umfassende Bilanzzone zu gewährleisten, ist nach *Absatz 1* der MGV für die Vornahme des Bilanzmanagements (Art. 3 Bst. k) zuständig; von den Bilanzgruppenverantwortlichen erhebt er hierfür ein kostendeckendes Entgelt, die sogenannte Bilanzierungsumlage. Bei der Ausgestaltung des Bilanzmanagements kann und soll er den Bilanzgruppen Anreize für ein möglichst systemdienliches Verhalten geben. Dabei berücksichtigt er die entsprechenden Vorgaben⁴² der EU.

Die *Absätze 2 und 3* geben das System der Tagesbilanzierung vor. Am Ende jedes Gastages werden die Bilanzgruppensaldi vom MGV (ohne Anwendung einer Toleranz) abgerechnet und wieder auf Null gestellt. Ein Gastag dauert 24 Stunden, von

⁴² Insbesondere die Verordnung 2014/312/EU der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, Abl. L 91/15 vom 27.3.2014.

6:00 bis 6:00 Uhr (MEZ). Aus der Differenz zwischen den Gasmengen, die vom Bilanzgruppenverantwortlichen für die Ein- und Ausspeisung gemeldet (nominiert) wurden und den Mengen, die seiner Bilanzgruppe schliesslich zuzuordnen (zu allozieren) sind, resultiert die zu bezahlende Ausgleichsenergie. Keine Differenzen können beim Gasaustausch mit anderen Bilanzgruppen und benachbarten, ausländischen Marktgebieten auftreten (sog. Handelsmengen); diesbezüglich müssen die Nominierungen der beteiligten Bilanzgruppenverantwortlichen jeweils exakt übereinstimmen – ansonsten wird die Meldung vom MGV nicht entgegengenommen.

Bei der näheren Ausgestaltung des Bilanzmanagements ist insbesondere von Interesse, wie die Meldung und die Zuordnung der Gasmengen zu einer Bilanzgruppe für Messpunkte ohne stündliche Messung erfolgt, d. h. für Endverbraucherinnen und Endverbraucher ohne Lastgangmessung (vgl. Erläuterungen zu Art. 21 Abs. 2 [Variante 1] bzw. Art. 22 [Variante 2]). Nach *Absatz 4* soll die Prognose hierbei mittels Standardlastprofilen (SLP) erfolgen, die von den Netzbetreibern – das betrifft v.a. die Verteilnetzbetreiber – in Zusammenarbeit mit dem MGV zu erarbeiten sind und veröffentlicht werden sollen (Art. 32). Die Verteilnetzbetreiber sollen auch zuständig sein für die Zuordnung der verschiedenen Profile zu den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern sowie für die Vornahme der mindestens täglichen Prognose und der Übermittlung der Prognoseresultate an die Netznutzerinnen und Netznutzer sowie an den MGV. Da sie diese Pflicht in ihrer Eigenschaft als Netzbetreiber trifft, sind die entsprechenden Aufwände ungeachtet des Bezugs zum Energiegeschäft den anrechenbaren Netzkosten zuzurechnen.

Der Bundesrat wird nähere Vorgaben an die Ausgestaltung des Bilanzmanagements machen (*Abs. 5*). So ist etwa angedacht, dass die notwendige Regelenergie (*Bst. a*) nach objektiven, transparenten, nichtdiskriminierenden und wirtschaftlichen Kriterien zu beschaffen ist. Vor ihrem Einsatz soll der MGV das Flexibilitätsangebot der Netzpufferung sowie der Röhren- und Kugelspeicher des Transportnetzes nutzen. Artikel 27 Absatz 2 räumt ihm das dazu notwendige Zugriffsrecht ein. Der Bundesrat kann vorsehen, in welcher Weise, wie häufig oder zu welchen Zeitpunkten eine Nomination resp. Renomination erfolgen muss bzw. darf (*Bst. b*). Für die Festlegung der Preise der Ausgleichsenergie (*Bst. c*) ist ein Zwei-Preissystem angedacht (separate Preise für Über- und Unterschreitungen der gemeldeten Gasmengen), das sich an den Preisen der Regelenergie orientiert. Bei der Festlegung der Höhe der Bilanzierungsumlage (*Bst. d*) sind der Strukturierungsbedarf und die erwartete Prognosegüte zu berücksichtigen. Wie bereits aus *Absatz 1* hervorgeht, ist deshalb im Falle von untätigen Restriktionen (Art. 25) eine reduzierte Bilanzierungsumlage geschuldet.

Art. 25 Untertägige Restriktionen

Die sogenannten untätigen Restriktionen stellen die Ausnahme vom Grundsatz der Tagesbilanzierung (Art. 24 Abs. 2) dar. Solche Restriktionen drängen sich insbesondere hinsichtlich der Belieferung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern mit sehr grossem Verbrauch auf. Weiter können untätige Restriktionen auch hinsichtlich der Belieferung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern in der regulierten Versorgung sinnvoll sein. Die in *Absatz 1 Satz 2* vorgesehene Möglichkeit, dass sich die Bilanzgruppenverantwortlichen solchen untätigen Restriktionen bei der

Belieferung von grossen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern freiwillig unterstellen können, ist nicht nur systemdienlich, sie kann bei guter Prognostizierbarkeit des Verbrauchs auch finanziell attraktiv sein: Untertägige Restriktionen entlasten den MGV bei der Strukturierung (Abruf von Regelenergie oder Flexibilität), womit sich die ihm geschuldete Bilanzierungsumlage vermindert (Art. 24 Satz 2). Den Mindestjahresverbrauch, der für die Einräumung bzw. Wahrnehmung dieser Wahlmöglichkeit vorausgesetzt ist, wird der Bundesrat festlegen.

Bestehen untertägige Restriktionen, sind nach Massgabe der angefallenen, über den Tag kumulierten (stündlichen) Abweichungen Flexibilitätskostenbeiträge an den MGV fällig (*Abs. 2*), und zwar unabhängig von der allenfalls zusätzlich geschuldeten Ausgleichsenergie. Der MGV verfügt bei der Ausgestaltung von untertägigen Restriktionen über gewisse Spielräume, insbesondere bei der Festlegung der allfälligen Toleranzen. Auf Ebene der Ausführungsvorschriften ist angedacht, dass diese Flexibilitätskostenbeiträge einerseits die Kosten reflektieren müssen, die dem MGV im Umgang mit untertägigen Restriktionen entstehen, und sie andererseits einen Anreiz für ein möglichst systemdienliches Netznutzungsverhalten setzen sollen.

Art. 26 Austausch von Gasmengen unter den Bilanzgruppen

Absatz 1 sieht vor, dass der MGV es den Bilanzgruppenverantwortlichen ermöglicht, den Austausch der Handelsmengen auf einer (elektronischen) Plattform vorzunehmen. Damit ist der sogenannte virtuelle Austauschpunkt angesprochen. Mit diesen wird eine möglichst hohe Liquidität auf dem Austauschplatz Schweiz angestrebt. Aus diesem Grund soll der nach *Absatz 2* geschuldete Beitrag für die Benutzung der Plattform nicht in kostendeckender Weise festgelegt werden. Es ist angedacht, dass der Bundesrat vorsehen wird, dass die verbleibenden Kosten durch die Einnahmen aus der Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes (vgl. Art. 18 Abs. 2 und 4) gedeckt werden.

5. Abschnitt: Speicheranlagen und Netzpufferung

Art. 27

Nach *Absatz 1* dürfen die bereits bestehenden, am Gasnetz angeschlossenen Kugel- und Röhrenspeicher in erster Linie netzdienlich zur Wahrung der Netzstabilität eingesetzt werden (*Bst. a und b*). Für den Gashandel dürfen sie nicht eingesetzt werden und zur Strukturierung der Gaslieferungen nur dann, wenn dies zur Vornahme der regulierten Versorgung erfolgt und diese im Rahmen der Bilanzierung untertägigen Restriktionen unterliegt (*Bst. c*). Darunter fallen sämtliche heute in der Schweiz vorhandenen Speicheranlagen – mit Ausnahme des LNG-Speichers in Bellinzona. Für diesen kann der Bundesrat gestützt auf Artikel 2 Absatz 3 Buchstabe a bei Bedarf eine besondere Regelung vorsehen. Nicht unter *Artikel 27* fallen Speicheranlagen, die erst nach dem Inkrafttreten des Gesetzes am Gasnetz angeschlossen werden. Für deren Einsatz gelten die Einschränkungen von *Absatz 1* folglich nicht. Auch müssen deren

Betreiber mit dem betreffenden Netzbetreiber Ein- und Ausspeiseverträge nach Artikel 13 Absatz 1 abschliessen (siehe auch die Bemerkungen zu Art. 3 und 17).

Absatz 2 vermittelt dem MGV ein vorrangiges Zugriffsrecht auf die Flexibilität der Speicheranlagen und der Netzpufferung des Transportnetzes. Ein solches ist zur Realisierung der Tagesbilanzierung notwendig, zumal die Netzstabilität primär über inländische Flexibilitätsquellen erhalten, Regelenergie also erst sekundär eingesetzt werden soll (vgl. Erläuterungen zu Art. 24 Abs. 5 Bst. a). Die Modalitäten des Zugriffs, einschliesslich des vom MGV geschuldeten Entgelts, unterstehen der vertraglichen Regelung.

Um zu vermeiden, dass Kosten der Strukturierung über die Netznutzungsentgelte getragen werden, muss ein im Sinne von *Absatz 1 Buchstabe c* erfolgender Einsatz der Speicheranlage angemessen vergütet werden (*Abs. 3*).

Absatz 4 sieht vor, dass die Kapital- und Betriebskosten dieser Speicheranlagen, die gegenwärtig fast ausschliesslich von den Netzbetreibern selbst betrieben werden, als Netzkosten anrechenbar sind, sofern sie effizient betrieben werden, wobei Vergütungen für Einsätze nach *Absatz 1 Buchstaben b und c* in Abzug zu bringen sind. Ein effizienter Betrieb setzt voraus, dass diese Speicher in der Lage sind, einen Nutzen für die in *Absatz 1* genannten Einsatzzwecke zu stiften. Durch diese Regelung erhalten diese vergleichsweise kleinen Speicheranlagen, die heute primär auf Stundenbasis eingesetzt werden, ungeachtet der Tagesbilanzierung (Art. 24 Abs. 2) eine gewisse Bestandesgarantie.

4. Kapitel: Marktgebietsverantwortlicher

Art. 28 Konstituierung

Die *Absätze 1 und 2* sehen vor, dass Unternehmen der Gaswirtschaft zusammen mit Interessengemeinschaften der Verbraucherseite eine Kapitalgesellschaft oder Genossenschaft gründen und sie diese Gesellschaft mittels Genehmigung der Statuten durch das UVEK als Marktgebietsverantwortlichen (MGV) konstituieren lassen. Von dieser Möglichkeit können insbesondere die daran interessierten Transport- und Verteilnetzbetreiber Gebrauch machen. Die Beteiligung der Verbraucherseite dient der Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen. Dem Genehmigungsvorbehalt durch das UVEK unterliegen auch allfällige Statutenänderungen. Um ein ausreichendes Zeitfenster für die Gründung und Konstituierung des MGV zu geben, könnte *Artikel 28* vom Bundesrat allenfalls etwas früher in Kraft gesetzt werden als die übrigen Bestimmungen dieses Gesetzes.

Wird der MGV nicht durch Genehmigung seiner Statuten konstituiert, sei es, dass die Statuten den Anforderungen an seine Organisation nicht genügen oder dass innert nützlicher Frist erst gar keine solche Gesellschaft gegründet wird, muss nach *Absatz 3* der Bundesrat dafür sorgen, dass die Aufgaben des MGV erfüllt werden. Dazu könnte er etwa einen Auftrag an einen bereits bestehenden, von der Gaswirtschaft unabhängigen Akteur vergeben oder den MGV in Form einer öffentlich-rechtlichen Verwaltungseinheit errichten.

Nach *Absatz 1* muss der MGV von der Gaswirtschaft vollständig unabhängig sein und den allfälligen weiteren, in den Ausführungsbestimmungen enthaltenen Anforderungen an seine Organisation genügen. Unabdingbar sind insbesondere eine vollumfängliche personelle Entflechtung (Verwaltungsrat, Geschäftsleitung und weiteres Personal) und eine eigenständige Ressourcenausstattung. Auch darf es keinem Anteilseigner möglich sein, über eine Mehrheitsbeteiligung einen bestimmenden Einfluss zu nehmen. Die Entflechtung von den wettbewerblich tätigen Unternehmen der Gaswirtschaft muss mindestens so scharf ausfallen, wie dies bei der nationalen Netzgesellschaft gemäss den Vorgaben des StromVG der Fall ist. Andernfalls wird das UVEK die Statuten nicht genehmigen. Die Vorgaben von *Absatz 2* dienen ebenfalls der Unabhängigkeit des MGV.

Zur Finanzierung der Kosten des Marktgebietsverantwortlichen sind keine Zuschüsse der öffentlichen Hand notwendig. Gestützt auf *Absatz 3* wird der Bundesrat vorgeben, welche Einnahmen der MGV zur Deckung welcher Kosten verwendet. Es geht darum, das Gefüge der verschiedenen Einkünfte ins Verhältnis zu den Kosten zu setzen, die ihm in den verschiedenen Tätigkeitsbereichen anfallen. Einnahmen erzielt er aus der Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes (Art. 18 Abs. 2 und 4) sowie mit der Bilanzierungsumlage (Art. 24 Abs. 1), der Ausgleichsenergie (Art. 24 Abs. 3), den Flexibilitätskostenbeiträgen (Art. 25 Abs. 2) und dem Unkostenbeitrag für die Benutzung des virtuellen Austauschpunkts (Art. 26 Abs. 2). Kosten fallen dem MGV an durch die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes (Art. 14 und 18), einschliesslich der Engpassbewirtschaftung (Art. 15) sowie durch das Bilanzmanagement (Art. 23–26) und die Koordination der Lieferantenwechsel (siehe Bemerkungen zu Art. 10).

5. Kapitel: Energiekommission

Aus Effizienzgründen wird die Einhaltung sowohl der Gasversorgungs- als auch der Stromversorgungsgesetzgebung unter die Aufsicht derselben Behörde gestellt. In diesem Sinne wird die heutige Elektrizitätskommission (ElCom) zur Energiekommission (EnCom), welche die Rolle des Regulators auch für dieses Gesetz und seine Ausführungsbestimmungen wahrnimmt (*Abs. 1*). Ihre Organisation richtet sich weiterhin nach den Vorgaben von Artikel 21 StromVG. Ausserdem sind die in Artikel 22 Absätze 5 und 6 StromVG enthaltenen Bestimmungen zur Koordination mit ausländischen Regulierungsbehörden und Gremien sowie zur Information der Öffentlichkeit auch für ihre Tätigkeit im Gasmarkt anwendbar. Gleiches gilt für die Bestimmungen zum Rechtsschutz von Artikel 23 StromVG (*Abs. 3*), ggf. einschliesslich des Rechts auf Beschwerdeführung gegen Urteile des Bundesverwaltungsgerichts, so wie es in der Vernehmlassungsvorlage vom 17. Oktober 2018 zur Änderung des StromVG vorgeschlagen wurde.

Abgesehen davon, dass die Beobachtung der Versorgungslage im Gasmarkt ausschliesslich dem BFE obliegt – in Zusammenarbeit mit dem BWL – (Art. 6 Abs. 2), unterscheiden sich die Aufgaben und Befugnisse der EnCom nur unwesentlich von jenen, die sie im Strombereich hat. Insbesondere trifft sie die Entscheide und erlässt die Verfügungen, die für den Vollzug dieses Gesetzes und seiner Ausführungsbestimmungen notwendig sind. Gewisse Aufgaben und Befugnisse der EnCom sind in *Ab-satz 2* ausdrücklich normiert: Über den Netzzugang und die Netznutzungsbedingungen entscheidet sie sowohl von Amtes wegen als auch im Streitfall (*Bst. a*). Der Anspruch auf einen Entscheid im Streitfall gewährleistet die Rechtsweggarantie (Art. 29a der Bundesverfassung [BV]⁴³). Der weitreichende Begriff «Netznutzungsbedingungen» umfasst beispielsweise die Ausgestaltung der Ein- und Ausspeiseverträge (Art. 13) sowie Einzelheiten bezüglich der Kapazitätsbewirtschaftung, unter Einschluss des Engpassmanagements (Art. 14 f.), und des Bilanzmanagements (Art. 23–26). Ebenfalls sowohl von Amtes wegen als auch im Streitfall entscheidet die EnCom über die Angemessenheit der Tarife und die korrekte Kostenanlastung (*Bst. b*). Dies umfasst auch die Möglichkeit, auf die Methodik zur Festlegung der Netznutzungstarife des Transportnetzes (Art. 18 Abs. 1 und 5) Einfluss zu nehmen. Nach *Buchstabe c* stellt die EnCom sicher, dass der MGV seine Aufgaben effizient erfüllt, keinen Gewinn erzielt und die Anforderungen an die Verwendung seiner Einnahmen einhält (vgl. Art. 29 Abs. 2). Weiter sorgt sie dafür, dass Kapazitätsprodukte, deren Nutzung Einschränkungen nach Artikel 14 Absatz 4 unterliegt, nur im notwendigen Ausmass bzw. nach Möglichkeit überhaupt nicht angeboten werden (*Bst. d*). Aufgrund ihrer spezifischen Expertise obliegt ihr und nicht der WEKO (vgl. Art. 7 Abs. 2 Bst. c KG) die Korrektur von missbräuchlichen Bedingungen in der Ersatzversorgung (*Bst. e*).

Die Standardlastprofile sind nicht zuletzt für die freie Lieferantenwahl bzw. für die Wahrnehmung des Netzzugangs von entscheidender Bedeutung (siehe auch die Ausführungen zu Art. 41 Abs. 1). *Buchstabe f* weist der EnCom daher eine Auffangskompetenz zu, falls diese von der Branche nicht innerhalb der vorgegebenen Frist (ein Jahr ab Inkrafttreten des Gesetzes) erarbeitet werden.

Die Befugnis nach *Buchstabe g* ist den Vorgaben des EU Rechts⁴⁴ nachempfunden. Eine solche Ausnahme kann sich auch nur auf einen Teil der neuen oder erweiterten Kapazität beziehen.

Art. 31 Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen

Absatz 1 führt eine sogenannte Sunshine-Regulierung ein. Diese dient der Transparenz. Sie soll zu einer angemessenen Qualität und hohen Effizienz bei der Leistungserbringung beitragen. Die EnCom geniesst im Rahmen ihres Zuständigkeitsbereichs über gewisse Freiräume bei der Auswahl der Tätigkeitsbereiche, die sie anhand von geeigneten Kriterien einem Vergleich unterzieht (z. B. Stabilität des Netzbetriebs,

⁴³ SR 101

⁴⁴ Vgl. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 211/94 vom 14.8.2009, S. 94.

Netznutzungstarife, Messtarife und Gastarife der regulierten Versorgung, anrechenbare Netz- und Messkosten, Wahrnehmung von Veröffentlichungspflichten, Datenaustausch- und Informationsprozesse). Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse kann es angezeigt sein, die Verteilnetzbetreiber und die Akteure, die für die regulierte Versorgung zuständig sind, anhand sachgerechter Kriterien in Gruppen einzuteilen. Der Bundesrat kann der EnCom nähere Vorgaben machen, auch über die Art und Weise der Veröffentlichung der Ergebnisse. Die notwendigen Daten kann die EnCom gestützt auf Artikel 34 Absatz 1 bei den Betreibern bzw. den Eigentümern der Netze einfordern.

Absatz 2 sieht vor, dass das BFE die Ergebnisse der Vergleiche alle fünf Jahre evaluiert, wobei ihm die EnCom die dazu notwendigen Daten gemäss Artikel 36 Absatz 1 zur Verfügung stellen muss. Zeigt die Evaluation, dass keine genügenden Effizienzsteigerungen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten erkennbar sind, so legt der Bundesrat dem Parlament eine Vorlage zur Einführung einer Anreizregulierung vor, welche die Sunshine-Regulierung ersetzen oder ergänzen würde. Bei der Einführung einer Anreizregulierung fände ein Wechsel von einer ex-post- zu einer ex-ante-Regulierung statt. Dabei würden den Verteilnetzbetreibern Vorgaben für ihre Erlöse innerhalb einer Regulierungsperiode (von in der Regel vier bis fünf Jahren) gemacht. Diese Vorgaben leiten sich aus Effizienzwerten der Netzbetreiber ab, welche in statistischen Vergleichen (Benchmarking) zu ermitteln wären.

6. Kapitel: Umgang mit Informationen und Daten, Amtshilfe und Aufsichtsabgabe

Art. 32 Veröffentlichungspflichten

Die Aufzählung der Informationen, die zur Netznutzung und zur Gasversorgung erforderlich und deshalb zu veröffentlichen sind, ist nicht abschliessend. Notwendig sind beispielsweise auch Angaben zur vorausgesetzten Gasqualität. Bei den Netzkapazitäten, welche von den Transport- und Verteilnetzbetreibern sowie – bezogen auf die Transportnetzebene – teilweise auch vom MGV (zentral und elektronisch) zu veröffentlichen sind, geht es um quantitative Angaben zur Nutzung der Ein- und der Ausspeisepunkte (technische, kontrahierte und verfügbare Kapazitäten).

Art. 33 Datenaustausch und Informationsprozesse

Artikel 33 befasst sich mit dem Daten- und Informationsaustausch, der insbesondere für die Bilanzierung (Art. 23–26) und die reibungslose Abwicklung der Wechselprozesse (Art. 10) unabdingbar ist. Werden die erforderlichen Daten und Informationen nicht rechtzeitig oder nicht in der erforderlichen Qualität geliefert, behindert dies den Marktzutritt von Drittanbietern. Aus diesem Grund ist die Regelung mit einer Strafbestimmung flankiert (Art. 38 Abs. 1 Bst. c).

Der konkrete Inhalt der unter die Regelung von *Absatz 1* fallenden Daten und Informationen richtet sich nach dem, was zur Durchführung der jeweiligen Aufgaben und Prozesse erforderlich ist (u. a. Netzbetrieb, Bilanzmanagement, Energielieferungen,

Wechselprozesse, Berechnung und Anlastung des Netznutzungsentgelts und anderer Kosten). Zu den weiteren Akteuren, die ggf. zum Datenaustausch berechtigt und verpflichtet sind, gehören unter anderem auch die Betreiber von Speicheranlagen und die Lieferanten. Adressat der Pflicht ist derjenige Akteur, der über die relevanten Daten und Informationen verfügt.

Zu beachten sind die datenschutzrechtlichen Vorgaben. So darf eine Bearbeitung von Mess- und von Stammdaten, die für eine ordnungsgemässe Gasversorgung nicht zwingend nötig ist, nach dem Bundesgesetz vom 19. Juni 1992⁴⁵ über den Datenschutz (DSG) nur im ausdrücklichen Einverständnis des Betroffenen stattfinden (Art. 4 DSG). Die Bereitschaft zum Netzanschluss kann für eine solche Datenbearbeitung nicht als implizite Zustimmung gewertet werden. Ausserdem haben die Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie die Erzeuger und die Betreiber von Speicheranlagen gegenüber sämtlichen Akteuren, die an der Datenbearbeitung beteiligt sind, Anspruch auf unentgeltliche Herausgabe all ihrer Mess- und Stammdaten (Art. 8 DSG). Auf die nach kantonalem oder kommunalem Recht konstituierten Gasversorgungsunternehmen finden die jeweiligen kantonalen und kommunalen Datenschutzvorgaben Anwendung (Art. 2 DSG).

Absatz 2 enthält eine weit gefasste Delegationsnorm. Gestützt darauf kann der Bundesrat die Zurverfügungstellung der betreffenden Daten und Informationen näher regeln. Dazu gehört neben der Festlegung der massgebenden Fristen und der Form der Übermittlung (z. B. Automatisierung) insbesondere auch die Definition der jeweiligen Datenformate. Dies dient der Gewährleistung der Einheitlichkeit und der erforderlichen Qualität. Weiter kann der Bundesrat den Inhalt der notwendigen Daten und Informationen konkretisieren.

Art. 34 Auskunftspflicht

Die Unternehmen der Gaswirtschaft und der MGV müssen dem BFE und der EnCom die Informationen und Daten bekannt geben sowie die Unterlagen zur Verfügung stellen, welche die Behörden zum Vollzug des Gesetzes oder dessen Weiterentwicklung benötigen (*Abs. 1*). Dazu gehören beispielsweise die Unterlagen, welche der Bundesrat für die Festlegung der Methodik zur Bewertung von Netzanlagen mittels Vergleichswerten benötigt (vgl. Art. 19 Abs. 5 Bst. c). Das Amts- und Geschäftsgeheimnis richtet sich nach den Artikeln 162 und 320 Ziffer 1 des Strafgesetzbuches⁴⁶.

Absatz 2 enthält dieselbe Vorgabe, die hinsichtlich der Stromversorgung in Artikel 26a Absatz 1 StromVV enthalten ist. Bei der Ausgestaltung der ausführenden Bestimmungen kann sich der Bundesrat am Vorbild der Artikel 26a ff. StromVV orientieren.

Art. 35 Datenschutz

Absatz 1 dient im Sinne von Artikel 17 Absatz 2 DSG als Rechtsgrundlage für das Bearbeiten, inklusive des elektronischen Aufbewahrens, von Daten durch das BFE

⁴⁵ SR 235.1

⁴⁶ SR 311.0

und die EnCom über strafrechtliche Verfolgungen und Sanktionen. *Absatz 2* gibt dem Bundesrat im Sinne von Artikel 19 Absatz 1 DSG die Kompetenz, eine Veröffentlichung bestimmter Personendaten durch das BFE bzw. durch die EnCom vorzusehen.

Art. 36 Amtshilfe

Auf eine Datenlieferung der EnCom kann das BFE etwa bei der ihm nach Artikel 6 Absatz 2 obliegenden Beobachtung der Versorgungslage angewiesen sein. Zu einem gegenseitigen Datenaustausch kann es zudem im Bereich der Sunshine-Regulierung (Art. 31) kommen (*Abs. 1*).

Im Sinne von Artikel 44 Absatz 1 BV und Artikel 14 der Regierungs- und Verwaltungsorganisationsverordnung vom 25. November 1998⁴⁷ erstreckt sich die Datenlieferungspflicht auch auf die weiteren Behörden des Bundes und auf die Kantone (*Abs. 2*) – unter Vorbehalt entgegenstehender Spezialvorschriften (vgl. z.B. Art. 25 KG). *Artikel 36* wird durch die Auskunftspflicht der Privaten (Art. 34 Abs. 1) komplementiert.

Art. 37 Aufsichtsabgabe

Analog zu Artikel 28 StromVG enthält auch dieses Gesetz eine Rechtsgrundlage für die Erhebung einer Aufsichtsabgabe. Mit dieser können Aufsichtskosten gedeckt werden, die nicht individuell zurechenbar sind und daher nicht durch Gebühren finanziert werden können.

7. Kapitel: Strafbestimmungen

Art. 38

In *Absatz 1* sind die strafbaren Handlungen oder Unterlassungen abschliessend aufgezählt. Im Falle einer fahrlässigen Begehung ist das Strafmass auf 20 000 Franken beschränkt (*Abs. 2*). Die Strafbarkeit richtet sich grundsätzlich gegen die natürliche Person, welche die Tat verübt hat. Fällt eine Busse von höchstens 20 000 Franken in Betracht, kann unter den Voraussetzungen von Artikel 7 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsstrafrecht vom 22. März 1974⁴⁸ (VStR) anstelle der handelnden natürlichen Person die juristische Person zu deren Bezahlung verurteilt werden (*Abs. 4*).

⁴⁷ SR 172.010.1

⁴⁸ SR 313.0

8. Kapitel: Schlussbestimmungen

Art. 39 Ausführungsbestimmungen

Absatz 1 statuiert das Subsidiaritätsprinzip. *Absatz 2* bildet die nach Artikel 48 Absatz 2 des Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetzes vom 21. März 1997⁴⁹ (RVOG) erforderliche, formell-gesetzliche Grundlage zur Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen an das Bundesamt. *Absatz 3* stellt sicher, dass die mit dem vorliegenden Gesetz angestrebte Kompatibilität mit den Vorgaben des EU-Recht (insbesondere der Netzkodizes der EU-Kommission) auch auf Ebene der Branchenrichtlinien gewahrt ist. Es ist angedacht, dass der Bundesrat vorsehen wird, dass Branchenrichtlinien unter Vorkonsultation der interessierten Kreise zu erarbeiten sind.

Art. 41 Übergangsbestimmungen

Die *Absätze 1–4* enthalten Übergangsbestimmungen zur Teilmarktöffnung. Die freie Wahl des Lieferanten setzt aus Bilanzierungstechnischen Gründen voraus, dass entweder die betreffende Verbrauchsstätte über eine Lastgangmessung verfügt oder die Prognose des Verbrauchs bzw. des Bezugsprofils anhand von Standardlastprofilen erfolgen kann (*Abs. 2*). Letztere sind von den Netzbetreibern und vom MGV innert einem Jahr ab Inkrafttreten des Gesetzes zu entwickeln (Art. 24 Abs. 4 in Verbindung mit *Abs. 1*). Spätestens dann sollen demnach alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die dazu berechtigt sind, ihren Lieferanten frei wählen können. *Absatz 3* gewährleistet, dass das Recht auf freie Wahl des Lieferanten auch ungeachtet dieser einjährigen Frist ausgeübt werden kann, wenn die Endverbraucherin oder der Endverbraucher bereit ist, im Rahmen des Messentgelts (Art. 22) für die Mehrkosten einer Lastgangmessung aufzukommen. Dieser Anspruch auf sofortige Installation einer Lastgangmessung besteht auch dann, wenn eine solche nach den gesetzlichen Vorgaben an der betreffenden Verbrauchsstätte nicht zwingend erforderlich wäre.

Mit Bezug auf die Verbändevereinbarung, in welcher die Voraussetzungen für den Netzzugang vergleichsweise restriktiv festgesetzt sind, ist in *Absatz 4* eine Art Bestandesschutz vorgesehen.

Absatz 5: Mit Inkrafttreten dieses Gesetzes geht die Kompetenz zur Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes auf den MGV über (Art. 14 Abs. 1). Damit werden die vormals zwischen den Transportnetzbetreibern und Dritten getroffenen Vereinbarungen über die Nutzung der Kapazitäten grundsätzlich hinfällig. Im Sinne einer möglichst schonungsvollen Einführung des neuen Rechts besteht für Langfristverträge ein Bestandesschutz bis längstens 31. Dezember 2024. Vorausgesetzt ist, dass die Verträge vor dem 30. Oktober 2019 (Eröffnung der Vernehmlassung) geschlossen wurden, also zu einem Zeitpunkt, in welchem die mit dem Inkrafttreten dieses Gesetzes einhergehenden Rechtsänderungen noch nicht konkret absehbar waren. Die Wahl des zweiten Stichtatums (31. Dezember 2024) begründet sich damit, dass die bestehenden Langfristverträge grundsätzlich – teilweise sehen die Verträge eine Option auf

⁴⁹ SR 172.010

Verlängerung vor – spätestens an diesem Datum auslaufen. Energieliefer- bzw. Energiebezugsverträge (ohne Kapazitätsnutzungsvereinbarung) bleiben vom Inkrafttreten des Gesetzes unberührt.

Absatz 6: Nach Artikel 19 Absatz 4 müssen die Netzanlagen zur Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten grundsätzlich anhand der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt werden. Eine sogenannte synthetische Bewertung ist nur unter Einhaltung der restriktiven gesetzlichen Voraussetzungen möglich. Für bereits bestehende Netzanlagen statuiert *Absatz 6* eine gewichtige Ausnahmeregel: Hat der Netzbetreiber eine bestimmte Netzanlage in seiner Jahresrechnung (Bilanz) am 30. Oktober 2019 (Eröffnung der Vernehmlassung) bereits vollständig abgeschrieben oder erst gar nicht als Aktivum erfasst, so wird er insofern auf seiner Finanzbuchhaltung behaftet, als dass die betreffende Netzanlage bei der Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten unberücksichtigt bleibt. Diese Regelung begründet sich mit der Vermutung, dass die entsprechenden Kosten durch das vereinnahmte Netznutzungsentgelt bereits vollständig gedeckt sind. Ist dies nicht der Fall, sei es bspw., dass der Netzbetreiber auf entsprechende Einnahmen verzichtet hat oder dass er als Gemeinde- oder Stadtwerk Mindereinnahmen durch Zuschüsse der öffentlichen Hand kompensiert erhalten hat, so kann er dies zur Abwendung dieser Rechtsfolge aufzeigen. Dabei sind die Anforderungen an die Beweisführung auf eine Glaubhaftmachung reduziert.

Absatz 7 nimmt auf eine einvernehmliche Regelung Bezug, welche der Preisüberwacher im Oktober 2014 mit fünf Transportnetzbetreibern getroffen hat. In dieser wurden einerseits gewisse Modalitäten zur Kalkulation des Netznutzungsentgelts ab dem Jahr 2015 definiert. Andererseits wurde die Schaffung einer gebundenen Reserve (Investitionsfonds) vorgesehen (jährlich 12.5 Mio. Fr. bis maximal 251 Mio. Fr.). Die Kapitalkosten der Investitionen, welche aus diesem Fonds finanziert werden, stellen nach der einvernehmlichen Regelung anrechenbare Netzkosten dar. Die Dauer der einvernehmlichen Regelung wurde bis zum Inkrafttreten eines Gasmarktgesetzes, längstens aber bis zum 31. Dezember 2019 befristet. *Absatz 7* stellt in diesem Zusammenhang klar, dass die Mittel dieses Investitionsfonds ab Inkrafttreten des Gesetzes keine anrechenbaren Kapitalkosten mehr darstellen und für Investitionen in Netzanlagen zu verwenden sind. Die Mittel des Fonds sollen also weder verzinst noch abgeschrieben werden, ebensowenig wie die Anlagen, welche dereinst daraus finanziert werden. Da die Mittel bei der Äufnung des Fonds den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern bereits einmal in Rechnung gestellt wurden, würden diese die betreffenden Anlagen ansonsten doppelt bezahlen müssen.

4.2 Änderung anderer Erlasse

4.2.1 Energiegesetz vom 30. September 2016⁵⁰

Art. 15 Abs. 1 Bst. b

Die neue Formulierung berücksichtigt neben Gas aus Biomasse (Biogas) auch synthetische erneuerbare Gase beispielsweise aus Power-to-Gas-Anlagen (P2G). Die

⁵⁰ SR 730.0

Technologien im Bereich P2G entwickeln sich und ergeben neuen Möglichkeiten für die Produktion von erneuerbaren Gasen. Verschiedene Pilotprojekte werden umgesetzt. Diese neuen erneuerbaren Gase könnten in der Zukunft den Anteil an erneuerbaren Energien in der Schweiz steigern und zur Dekarbonisierung mancher Sektoren beitragen. Die neue Formulierung lehnt sich an die Anpassungen des Umweltschutzgesetzes vom 7. Oktober 1983⁵¹ an, die in der Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020⁵² vorgeschlagenen sind (vgl. Art. 7 Abs. 9 und 10), und stimmt überdies mit der Terminologie des Mineralölsteuergesetzes vom 21. Juni 1996⁵³ (Art. 2 Abs. 3 Bst. d) überein.

Art. 30 Abs. 4 Bst. f

Diese Änderung ist rein terminologischer Natur: Die Elektrizitätskommission (El-Com) wird in Energiekommission (EnCom) umbenannt.

4.2.2 Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007⁵⁴

Art. 8 Abs. 3

Diese Änderung ist rein terminologischer Natur: Die Elektrizitätskommission (El-Com) wird in Energiekommission (EnCom) umbenannt.

Art. 21 Abs. 1

Zufolge ihres erweiterten Kompetenzbereichs müssen die Mitglieder der EnCom fortan auch unabhängig von der Gaswirtschaft sein.

Art. 22 Abs. 7

Der Verweis auf die Aufgaben, die die EnCom im Bereich der Gasversorgung wahrnimmt, dient der Konsistenz und Übersichtlichkeit der Rechtsordnung.

⁵¹ SR 814.01

⁵² BBl 2018 247

⁵³ SR 641.61

⁵⁴ SR 734.7

4.2.3

Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963⁵⁵

Art. 2 Abs. 5

Nach Artikel 2 Absatz 1 RLG dürfen Rohrleitungsanlagen nur mit einer Plangenehmigung der Aufsichtsbehörde erstellt oder geändert werden. Dies betrifft auch geringfügige Änderungen. In der Praxis hat sich gezeigt, dass diese Regelung zu unflexiblen und zu unerwünschten Verzögerungen sowohl bei der Planung als auch im Bewilligungsprozess führt.

Mit *Absatz 5* wird neu die Möglichkeit eingeführt, Bauvorhaben von untergeordneter Bedeutung von der Plangenehmigungspflicht zu befreien oder Verfahrenserleichterungen einzuführen. Mit der genehmigungsfreien Verwirklichung von Vorhaben soll die Abwicklung eines Plangenehmigungsverfahrens, allein um der Form zu genügen, wegfallen. Dies ist der Fall, wenn keine schutzwürdigen Interessen der Raumplanung, des Umweltschutzes, des Natur- und Heimatschutzes oder Dritter berührt sind und keine Bewilligungen oder Genehmigungen nach den Bestimmungen des übrigen Bundesrechts erforderlich sind. So haben beispielsweise Instandhaltungsarbeiten oder geringfügige Anpassungen von bestehenden Anlagen kaum Auswirkungen auf Raum und Umwelt. Bestimmungen für Verfahrenserleichterungen sollen dazu dienen, das Plangenehmigungsverfahren für bestimmte Vorhaben zu vereinfachen oder dessen Durchführung zu beschleunigen, wenn dies in der Sache gerechtfertigt ist. So soll es beispielsweise möglich sein, auf die Anhörung von Bundesfachstellen oder auf die Prüfung bestimmter Sachverhalte zu verzichten⁵⁶, wenn dies nicht zwingend erforderlich ist.

Der Wortlaut von *Absatz 5* ist identisch mit der neuen Bestimmung von Artikel 16 Absatz 7 des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902⁵⁷ (EleG). Die eisenbahn- und luftfahrtrechtlichen Erlasse enthalten ebenfalls Bestimmungen, welche für untergeordnete Vorhaben eine Ausnahme von der Plangenehmigungspflicht vorsehen (vgl. Art. 28 der Verordnung vom 23. November 1994⁵⁸ über die Infrastruktur der Luftfahrt; Art. 1a der Verordnung vom 2. Februar 2000⁵⁹ über das Plangenehmigungsverfahren für Eisenbahnanlagen).

Art. 13

Mit dem GasVG wird der Netzzugang für Gasleitungen umfassend geregelt. Für Rohrleitungen zur Beförderung von Erdöl oder anderen vom Bundesrat bezeichneten flüssigen oder gasförmigen Brenn- oder Treibstoffen (vgl. Art. 1 Abs. 1 RLG) ist die in *Artikel 13* enthaltene Transportpflicht praktisch nicht relevant; ggf. liesse sie sich auch auf das Wettbewerbsrecht stützen. Die Bestimmung wird deshalb aufgehoben.

⁵⁵ SR 746.1

⁵⁶ Auf eine Anhörung von Bundesfachstellen kann die Leitbehörde auch in den Fällen von Artikel 62a Abs. 4 des RVOG verzichten.

⁵⁷ SR 734.0

⁵⁸ SR 748.131.1

⁵⁹ SR 742.142.1

Art. 17

Die Änderung ist einerseits redaktioneller Natur und begründet sich durch die Aufhebung von Artikel 13 RLG. Zur Aufhebung des aktuellen *Absatz 2*: Zuständig für die Einsetzung und Wahl der Mitglieder von ausserparlamentarischen Kommissionen ist der Bundesrat (Art. 57c Abs. 2 RVOG). Es obliegt somit dem Bundesrat, über die Aufhebung der Sicherheitskommission zu beschliessen. Seit den frühen 90er Jahren ist keine Sicherheitskommission mehr eingesetzt worden. Anlässlich der Überprüfung der Notwendigkeit von Kommissionen hat der Bundesrat Ende 2003 beschlossen, die Sicherheitskommission aufzuheben. Die Sicherheitskommission soll deshalb im RLG nicht mehr erwähnt werden.

Art. 35 Abs. 2

Seit dem Inkrafttreten des RLG im Jahr 1964 beträgt die Haftpflichtversicherungsdeckung bei Rohrleitungsanlagen für flüssige Brenn- oder Treibstoffe 10 Millionen Franken, bei Rohrleitungsanlagen für gasförmige Brenn- oder Treibstoffe 5 Millionen Franken. Diese Beträge sind im Fall eines grösseren Unfalls ungenügend und müssen angepasst werden. Die Kompetenz, die Versicherungssummen festzulegen, soll aus Flexibilitätsgründen auf den Bundesrat übergehen. Der Bundesrat wird mit der Versicherungsbranche und den Betreibern von Rohrleitungsanlagen abklären, welche Deckungssummen bzw. Prämien möglich sind. Dabei wird zu berücksichtigen sein, dass die Versicherungssummen nicht so hoch sein dürfen, dass die Prämien für den Betrieb einer Leitung prohibitiv wirken (siehe dazu Botschaft des Bundesrats betreffend den Entwurf zum RLG vom 28. September 1962⁶⁰).

Art. 42 Abs. 3

Die Möglichkeit, Ausnahmen von der Bewilligungspflicht und Verfahrenserleichterungen vorzusehen, soll auch für die unter kantonaler Aufsicht stehenden Rohrleitungsanlagen gelten. Sie ist für Bagatellfälle gedacht. Aus Gründen der Rechtssicherheit wird der Bundesrat die Situationen, in denen sich solche Ausnahmen aufdrängen, näher umschreiben.

4.2.4 Finanzmarktinfrastrukturgesetz vom 19. Juni 2015⁶¹

Die Änderung ist rein terminologischer Natur: Die Elektrizitätskommission (EiCom) wird in Energiekommission (EnCom) umbenannt.

⁶⁰ BBl 1962 II 821

⁶¹ SR 958.1

5 Auswirkungen

5.1 Auswirkungen auf den Bund

Um die beim Sekretariat der ElCom bereits vorhandenen Ressourcen (Räumlichkeiten, IT-Infrastruktur, Know-how, Personal usw.) auch für den Gasmarkt zu nutzen, ohne dass ein Konfliktpotenzial zwischen zwei Behördenkommissionen entsteht, wird die ElCom zu einer Behörde ausgebaut, die ihre Funktionen sowohl im Elektrizitäts- als auch im Gasmarkt wahrnehmen wird. Es wird geprüft, in welchem Umfang der zusätzliche personelle Mehrbedarf bei der EnCom durch Einsparungen beim Preisüberwacher kompensiert werden kann. Beim BFE sind zusätzliche Stellen für die Beobachtung der Versorgungssicherheit sowie für seine gesetzgeberischen Tätigkeiten notwendig.

Für die Erfüllung der in diesem Gesetz festgelegten Aufgaben der EnCom und des BFE werden somit insgesamt voraussichtlich zusätzlich elf Stellen (v.a. Ökonominen/Ökonomen, Ingenieurinnen/Ingenieure sowie Juristinnen/Juristen) benötigt. Es wird angestrebt, dass die Kosten vollständig durch Gebühren und Aufsichtsabgaben gedeckt werden. Die definitiv zu beantragenden Personalressourcen werden aufgrund der Resultate der Vernehmlassung bestimmt werden.

Mit Inkrafttreten des GasVG wird ein von den übrigen Akteuren unabhängiger, nicht gewinnorientierter Marktgebietsverantwortlicher (MGV) geschaffen. Es ist vorgesehen, dass dies durch die Gasbranche geschieht. Falls nicht, würde der Bundesrat dafür sorgen, dass dessen Aufgabenerfüllt werden. An der Finanzierung des MGV würde dies dadurch nichts ändern, diese würde ebenfalls über die im Gesetz vorgesehenen Einnahmequellen erfolgen.

5.2 Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden

Aus den vorgeschlagenen Gesetzesänderungen resultieren direkt keine wesentlichen Auswirkungen auf die Kantone, da diese heute keine grösseren Aufgaben im Gasmarkt wahrnehmen. Es wird einzig klargestellt, dass für Netzanschlüsse kantonales Recht gilt – wobei sich diesbezüglich aus Sicht des Bundes kein direkter Handlungsbedarf ergibt. Wo Gemeinden Eigentümerinnen von Gasversorgungsunternehmen sind, können sie von den Auswirkungen betroffen sein, vor allem falls sich der zukünftige Ertragswert der von der Teilmarktöffnung betroffenen Unternehmen verändern würde. Dieser ist vor allem davon abhängig, wie sich die Unternehmen im Wettbewerb behaupten. Das Recht der Kantone und Gemeinden, Konzessionen, bspw. über die Nutzung von Grund und Boden, zu erteilen, wird durch das Gesetz grundsätzlich nicht angetastet. Die hierfür anfallenden Kosten können neu vom Netzbetreiber den Kunden nur insoweit weiterverrechnet werden, als dass sie dem Netzbetrieb und nicht dem Energiebereich zuzurechnen sind. Da dies bei der in den meisten Fällen vergebenen Konzession über die Nutzung von Grund und Boden der Fall ist, dürfte sich in der Praxis nicht viel ändern. Auch bleiben die Verantwortlichkeiten für die Erteilung der für den Bau und Betrieb der Rohrleitungsanlagen erforderlichen Plan genehmigungen bzw. Bewilligungen unverändert (Art. 2 Abs. 1, Art. 41 und Art. 42 Abs. 1 RLG). Die öffentliche Hand kann ggf. als Endkunde von der Wahlfreiheit bei

den Lieferanten und so von Einsparungen bei den Energieausgaben und von innovativen Produkten profitieren.

Da vor allem dichter besiedelten Gebiete von Gasleitungen erschlossen sind, sind Berggebiete vom GasVG kaum betroffen.

5.3 Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Den bedeutendsten Einfluss auf die Volkswirtschaft hat die Wahlmöglichkeit des Gaslieferanten für einen Teil der Konsumenten (Teilmarktöffnung). Aus der vom BFE in Auftrag gegebenen und im Januar 2016 veröffentlichten Studie zur Gasmarktöffnung⁶² lassen sich für eine Teilmarktöffnung mit der vorgeschlagenen Schwelle eines Gasverbrauchs von 100 MWh pro Jahr folgende Auswirkungen ableiten:

Die Einsparungen bei den betroffenen *Endverbraucherinnen und Endverbrauchern* (Gewerbe und mittlere Industrie) sind abhängig von der effektiven, über die Jahre zunehmenden Wechselrate und betragen, nach groben Abschätzungen der Studie, fünf Jahre nach der Öffnung rund 19 Millionen Franken pro Jahr und zehn Jahre nach der Öffnung rund 34 Millionen Franken pro Jahr (gleichbleibender Verbrauch vorausgesetzt). Dabei handelt es sich allerdings nicht nur um volkswirtschaftliche Effizienzsteigerungen, sondern auch um Umverteilung weg von den Versorgern hin zu den Konsumenten. Bei den Industrie- und Gewerbebetrieben führt dies zu einer Kostenreduktion, zu einer Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe und zu einer Freisetzung von finanziellen Mitteln, die wiederum für Investitionen eingesetzt werden können. Bei einer vollständigen Marktöffnung würden die Einsparungen der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, gemäss groben Abschätzungen der Studie, fünf Jahre nach der Öffnung rund 40 Millionen Franken pro Jahr und rund 70 Millionen Franken pro Jahr zehn Jahre nach der Marktöffnung betragen (gleichbleibender Verbrauch vorausgesetzt).

Bei den rund 100 Schweizer *Gasversorgern* steigt der Wettbewerbsdruck insbesondere auch durch den möglichen Markteintritt von neuen Lieferanten. Dies zwingt die Gasversorger zu Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen, zur Optimierung von Vertriebs- und Kundenbindungsprozessen sowie zur Schaffung von neuen Produkten. Es fällt ein einmaliger Umstellungsaufwand zur Anpassung der Strukturen und Prozesse an (Kostenschätzungen siehe unten). Dabei können jedoch die im teilgeöffneten Strommarkt in den letzten Jahren gewonnenen Erkenntnisse und die Erfahrungen in den europäischen Nachbarstaaten genutzt werden. Auch helfen die technologische Entwicklung in den Informationstechnologien und Synergien mit Strom-, Fernwärme- und Wasserversorgung, den Aufwand in Grenzen zu halten.

Kurz- und mittelfristig könnten Kostensenkungsmassnahmen zu einem leichten Beschäftigungsrückgang in der Gaswirtschaft führen. Mittel- bis längerfristig könnte die Beschäftigung aufgrund zusätzlicher Kundenbindungsmassnahmen und Produkteinnovation jedoch wieder steigen. Angesichts des geringen Anteils der Beschäftigten in der Gasbranche an der Gesamtbeschäftigung (rund 1'650 Personen, entsprechend rund

⁶² Studie betreffend den möglichen Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarkts, Juni 2016, Infrac und Frontier Economics.

0,03 Prozent der Gesamtbeschäftigung in der Schweiz) fallen diese Auswirkungen gesamtwirtschaftlich gering aus. Die Auswirkungen auf das generelle Preisniveau sind vernachlässigbar. Die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Endverbraucherinnen und Endverbraucher dürfte tendenziell positive Effekte auf das BIP haben.

Zu *Kosten und Nutzen* der (Teil)marktöffnung, den Kosten der Erarbeitung von Standardlastprofilen und der Ausstattung der Messkunden mit intelligenten Messgeräten sind zwei Studien aufschlussreich:

Die Studie zu den Standardlastprofilen⁶³ beziffert die einmaligen Kosten für die Installation einer Lastgangmessung für Verbrauchsstätten mit einem Verbrauch von mind. 1 GWh/Jahr auf rund 4 Millionen Franken, die Gesamtkosten (Kapitalkosten und Betriebskosten) nach 20 Jahren auf 6 Millionen Franken. Für die Erarbeitung der Standardlastprofile für Verbrauchsstätten mit einem Verbrauch von 100 MWh bis zu 1 GWh pro Jahr kommen rund 6 Millionen Franken hinzu; die Gesamtkosten nach 20 Jahren hierfür betragen 14 Millionen Franken. Die Studie zur Gasmarktöffnung⁶⁴ beziffert die Umstellungskosten für neue IT-Systeme und die Anpassung der Prozesse auf einmalig rund 7 bis 16 Millionen Franken. Diese Zahl ist vergleichbar mit den Kapitalkosten gemäss der erwähnten Studie (9-10 Mio. Fr.).

In der Summe ergeben sich aufgrund der Teilmarktöffnung für Lastgangmessung, Standardlastprofile und IT-Systeme einmalige Umstellungskosten (Kapitalkosten) in der Höhe von rund 9 bis 10 Millionen Franken und Gesamtkosten nach 20 Jahren von rund 17 bis 20 Millionen Franken.

Diesen zusätzlichen Aufwendungen stehen die von der Studie geschätzten und oben beschriebenen volkswirtschaftlichen Gewinne und Einsparungen der Verbraucherseite von geschätzt 19 bis 34 Millionen Franken *pro Jahr*, positive Auswirkungen des Wettbewerbs über die Zeit (Innovation) sowie der durch das Gesetz angestrebte Gewinn an Rechtssicherheit gegenüber.

Unabhängig von der Teilmarktöffnung können sich auch aus der neu organisierten *Regulierung der Netznutzungstarife* volks- und betriebswirtschaftliche Folgen ergeben. Heute sind die Netzbetreiber gemäss Verbändevereinbarung und Branchenrichtlinien gehalten, die Netznutzungstarife separat festzulegen und die Berechnungsmethodik an derjenigen des Stroms zu orientieren. Für die Bewertung der Anlagen folgt das GasVG diesem Prinzip im Grundsatz. Mit den Restriktionen, die für die Möglichkeit der synthetischen Bewertung vorgesehen sind sowie der Bestimmung, dass vollständig abgeschriebene bzw. in der Finanzbuchhaltung nicht als Aktivum erfasste Netzanlagen nicht in die Anlagebewertung einfließen können, sollten sich gesamthaft betrachtet keine grösseren Veränderungen ergeben. Auswirkungen können sich hingegen aus der Höhe des massgebenden Zinssatzes für die Kapitalkosten (WACC) ergeben. Dieser wird jedoch erst auf Stufe Verordnung festgelegt.

⁶³ Potentiel des profils des charges standards et des compteurs intelligent pour le marché du gaz, Dezember 2018, e-cube.

⁶⁴ Studie betreffend der möglichen Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarkts, Juni 2016, Infrac und Frontier Economics.

Zusammenfassend dürften sich durch das GasVG verschiedene positive Auswirkungen auf die Volkswirtschaft wie Rechtssicherheit, Tarif- und Kostentransparenz, Effizienzgewinne und Innovation ergeben. Mit dem Entry-Exit-Modell wird zudem die Kompatibilität mit dem Recht der Nachbarstaaten wesentlich erhöht, was die Abstimmung der Schweizer Energiepolitik mit der Energiepolitik anderer europäischer Länder erleichtert und die Integration der Gasmärkte fördert.

5.4 Auswirkungen auf die Umwelt

Die Auswirkungen auf die Umwelt dürften insgesamt geringfügig sein. Aufgrund der oben erwähnten erwarteten Reduktion der Endverbraucherpreise für die Kunden, welche den Lieferanten wählen können, und des damit verbundenen vermehrten Substitutionspotenzials von Öl zu (Erd)gas könnten die CO₂-Emissionen geringfügig sinken. Allerdings könnte aufgrund von sinkenden Gaspreisen der (Erd)gasverbrauch auch leicht zunehmen – was ohne gleichzeitige Substitution von Öl steigende CO₂-Emissionen zur Folge hätte. Aufgrund von tieferen Preise könnten die Anreize zu Investitionen in die Erhöhung der Energieeffizienz geringfügig reduziert werden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die CO₂-Emissionen des Gasverbrauchs bedeutend stärker durch die Gesetzgebung im Klimabereich beeinflusst werden als durch die Folgen der Teilmarktöffnung. Massnahmen von Bund, Kantonen und Gemeinden fördern die Energieeffizienz und die Abkehr vom fossilen Energieträger Erdgas – Letzteres über den Umstieg auf erneuerbare Energieträger oder auch auf erneuerbare Gase (Biogas etc.). Zu nennen sind insbesondere die CO₂-Abgabe, die Gebäudevorschriften und das Gebäudeprogramm der Kantone, Zielvereinbarungen von Unternehmen mit den Bundesämtern für Energie und Umwelt oder auch Energiepläne von Gemeinden. Auch soll gemäss den Zielen der Gaswirtschaft Gas zunehmend mittels erneuerbaren Ausgangsstoffen (Biomasse und erneuerbarer Elektrizität) hergestellt werden.

Da es beim Gas relativ wenig inländische Produktion gibt – die Einspeisung von inländischem Biogas entspricht rund 1 Prozent des Konsums – und es für das im Inland produzierte Biogas heute genügend Nachfrage gibt, ist die Produktionsseite von einer Teilmarktöffnung unmittelbar kaum betroffen. So werden durch die zunehmende CO₂-Abgabe und die Aktivitäten der Gas-Branche für mehr erneuerbares Gas im Wärmebereich stärkere Anreize zum Bezug von Biogas gesetzt. Auch gibt es im Rahmen der laufenden Behandlung des CO₂-Gesetzes im Parlament Vorschläge, die Einspeisung von inländischem Biogas zu fördern.

6 Rechtliche Aspekte

6.1 Verfassungsmässigkeit

Rechtsgrundlagen

Die Vorlage stützt sich hauptsächlich auf Artikel 91 Absatz 2 der Bundesverfassung (BV). Diese Bestimmung verleiht dem Bund eine umfassende Kompetenz zur Gesetzgebung über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn-

oder Treibstoffe. Die Kompetenz umfasst auch Marktregulierungen. Sie erstreckt sich sowohl auf die unter Bundesaufsicht, als auch auf die unter kantonaler Aufsicht stehenden Rohrleitungsanlagen (vgl. Art. 41 ff. RLG). Gestützt auf Artikel 91 Absatz 2 BV kann der Bund für den Gasmarkt – unter Beachtung der Anforderungen an Grundrechtseingriffe (Art. 36 BV) – weitgehend dieselben Regelungen erlassen, die im Stromversorgungsrecht für den Strommarkt vorgesehen sind. Der Bund kann insbesondere den Netzzugang und das dafür geschuldete Entgelt regeln. Zudem kann er Vorschriften zur Organisation (u.a. Entflechtung) und Tätigkeit der Versorgungsunternehmen erlassen.

Vereinbarkeit mit Grundrechten

Mit der Vorlage werden die beiden Grundrechte der Eigentumsgarantie (Art. 26 BV) und der Wirtschaftsfreiheit (Art. 27 BV) eingeschränkt. Diese Einschränkung ist zulässig, sofern sie sich auf eine formell-gesetzliche Grundlage stützt, die Einschränkung durch ein öffentliches Interesse gerechtfertigt und verhältnismässig ist, und der Kerngehalt der Grundrechte nicht angetastet wird (Art. 36 BV).

Die erforderliche Normstufe ist mit dem vorliegenden Bundesgesetz gegeben. Auch das öffentliche Interesse ist vorhanden: Dass die Transportnetzkapazitäten (vgl. Art. 14) fortan durch den neu zu errichtenden, von der Gaswirtschaft vollständig unabhängigen MGV (Art. 28 f.) bewirtschaftet werden, ist notwendig, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang (Art. 12) zu gewährleisten. Ein solcher ist für den funktionierenden Wettbewerb im Energiegeschäft unabdingbar. Die Entflechtungsvorgaben (Art. 5) sind notwendig, um wettbewerbsverzerrende Quersubventionen zu unterbinden und um die erforderliche Kostentransparenz zu gewährleisten. Die Vorgaben zum Betrieb der im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits bestehenden Kugel- und Röhrenspeicher (Art. 27) dienen der Aufrechterhaltung der Systemstabilität; ebenso wie auch die Zugriffsrechte, die dem MGV im Rahmen des Bilanzmanagements (Art. 27 Abs. 2) hinsichtlich der bestehenden Speichereinrichtungen und der Netzpufferung des Transportnetzes eingeräumt sind.

Die vorgesehenen Grundrechtseinschränkungen sind zudem verhältnismässig; sie sind erforderlich und geeignet, um eine zuverlässige und wirtschaftliche Gasversorgung zu gewährleisten. Sie gehen nicht über das hinaus, was zum Erreichen der angestrebten Ziele getan werden muss und tasten den Kerngehalt der beiden Grundrechte nicht an. Diesbezüglich ist hervorzuheben, dass sich die vorgesehenen Entflechtungsvorschriften auf das Mindestmass beschränken. Mit dem MGV, der von der Branche prinzipiell selbst errichtet werden kann (vgl. Art. 28), wurde ein Weg gewählt, der für die Branche weniger einschneidend ist als die Errichtung einer vollständig entflochtenen Transportnetzgesellschaft; eine solche ist im EU-Recht⁶⁵ Standard. Für die bereits bestehenden, am Gasnetz angeschlossenen Kugel- und Röhrenspeicher ist zwar vorgesehen, dass sie ausschliesslich zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität oder zur Strukturierung der Gaslieferungen in der regulierten Versorgung eingesetzt werden dürfen. Infolgedessen sind ihre Kosten aber auch grundsätzlich als Netzkosten

⁶⁵ Art. 9 ff. der Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94.

anrechenbar (Art. 27 Abs. 1 und 4). Diese Regelung könnte sich für viele Speicherbetreiber vorteilhaft auswirken, zumal sich der Wert vieler dieser Speicheranlagen durch die Einführung der Tagesbilanzierung (Art. 24 Abs. 2) vermindern wird. Hervorzuheben ist weiter auch, dass den Netzbetreibern mit den ihnen anrechenbaren Kapitalkosten ein angemessener Betriebsgewinn verbleiben wird (Art. 19 Abs. 3). Die vorgesehenen Grundrechtseinschränkungen sind somit zulässig.

Auch die Rechtsgleichheit (Art. 8 Abs. 1 BV) bleibt vorliegend gewahrt. Die lediglich teilweise Öffnung des Gasmarktes ist sachlich begründet (siehe Kap. 3.1 zur Teilmarktöffnung).

Verhältnis zu kantonalem Recht

Bei Artikel 91 Absatz 2 BV handelt es sich um eine nachträglich derogatorische Bundeskompetenz. Mit dem GasVG macht der Bund von dieser Kompetenz vor allem insoweit Gebrauch, als er den Netzzugang (Art. 12) und das dafür geschuldete Entgelt normiert (Art. 17 ff.), Vorschriften über die Entflechtung statuiert (Art. 5) und die Bewirtschaftung der Transportnetzkapazitäten auf den neu zu errichtenden MGV überträgt (Art. 14 und 28 f.). Soweit der Bundesgesetzgeber von seinen Rechtsetzungskompetenzen keinen Gebrauch macht, bleiben allfällige kantonale und kommunale Vorschriften bestehen.

6.2 Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Gas gilt im Welthandelsrecht ungeachtet der Leitungsgebundenheit des Transportes als gewöhnliche Handelsware. Das Abkommen zur Errichtung der Welthandelsorganisation (WTO⁶⁶) bzw. das Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen (GATT⁶⁷) sind somit anwendbar. Zudem unterstehen diejenigen Aufgaben der Gasversorgung, die einen Dienstleistungscharakter aufweisen – dazu gehören beispielsweise Messdienstleistungen – dem Allgemeinen Abkommen der WTO über den Handel mit Dienstleistungen (GATS⁶⁸). Der Umgang mit staatlichen Beihilfen wiederum richtet sich nach dem WTO-Abkommen zu Subventionen und Ausgleichsmassnahmen (SCM)⁶⁹. Abgesehen von diesen welthandelsrechtlichen Vorgaben sind im Verhältnis zur EU sowie zu den EFTA-Staaten überdies das Freihandelsabkommen Schweiz-EU von 1972⁷⁰ bzw. die EFTA-Konvention von 1960⁷¹ zu beachten. Der vorliegende Entwurf trägt diesen internationalen Verpflichtungen Rechnung. Im Sinne des internationalen Handelsrechts ist insbesondere die Wahlfreiheit, die im Rahmen der Teilmarktöffnung geschaffen wird.

⁶⁶ SR **0.632.20**

⁶⁷ SR **0.632.21**

⁶⁸ SR **0.632.20**, Anhang 1B

⁶⁹ SR **0.632.20**, Anhang 1A.13

⁷⁰ Abkommen vom 22. Juli 1972 zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft; SR **0.632.401**

⁷¹ Übereinkommen vom 4. Januar 1960 zur Errichtung der Europäischen Freihandelsassoziation; SR **0.632.31**

6.3 Erlassform

Die Vorlage beinhaltet wichtige rechtsetzende Bestimmungen, die nach Artikel 164 Absatz 1 BV der Form des Bundesgesetzes bedürfen. Wie vorgesehen, ist das GasVG demzufolge im Verfahren der einfachen Gesetzgebung zu erlassen.

6.4 Unterstellung unter die Ausgabenbremse

Die Vorlage untersteht nicht der Ausgabenbremse nach Artikel 159 Absatz 3 Buchstabe b BV. Sie verschafft weder Ansprüche auf Subventionen noch enthält sie eine Grundlage für die Schaffung von Verpflichtungskrediten oder Zahlungsrahmen mit neuen einmaligen Ausgaben von mehr als 20 Millionen Franken oder neuen wiederkehrenden Ausgaben von mehr als 2 Millionen Franken. Die zusätzlichen Kosten, die der EnCom und dem BFE mit den neuen Aufgaben im Gasmarkt entstehen, werden möglichst vollständig durch Gebühren und Aufsichtsabgaben gedeckt.

6.5 Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen

Die dem Bundesrat übertragenen Rechtsetzungsbefugnisse beschränken sich jeweils auf einen bestimmten Regelungsgegenstand und sind nach Inhalt, Zweck und Ausmass hinreichend konkretisiert. Eine Delegation, die dem Bundesrat vergleichsweise viel Spielraum belässt, ist in Artikel 2 Absatz 3 Buchstabe a für den Umgang mit isolierten Netzgebieten enthalten (Tessin und Raum Kreuzlingen). Der Spielraum ist notwendig, damit der Bundesrat Lösungen vorsehen kann, die der räumlichen Grösse und der netztechnischen Anbindung dieser isolierten Gebiete angemessen sind, insbesondere was die Ausgestaltung des Bilanzmanagements und die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Grenzübergangspunktes Bizzarone im Tessin anbelangt. Weitere Delegationsnormen finden sich zur Regelung des Verfahrens und der Aufgaben bei Wechselprozessen (Art. 10) und für die nähere Ausgestaltung des Bilanzmanagements (Art. 24 Abs. 5). Diese Delegationsnormen entlasten den Gesetzestext von Bestimmungen von zu hohem Konkretisierungsgrad und gewährleisten, dass die bezüglichen Vorgaben rasch an die sich ändernden Verhältnisse und den technologischen Fortschritt angepasst werden können.

6.6 Datenschutz

Artikel 35 Absatz 1 bildet die gesetzliche Grundlage, die für eine Bearbeitung von Personendaten durch das BFE und die EnCom erforderlich ist (vgl. Art. 17 Abs. 1 DSGVO). Nach Artikel 19 DSGVO bedarf die Bekanntgabe von Personendaten durch Bundesorgane grundsätzlich einer ausdrücklichen Regelung in einem Gesetz im formellen Sinn. Unter den Begriff der Bekanntgabe fällt auch die Weitergabe von Daten an Dritte, einschliesslich eines Datenaustauschs unter Bundesbehörden. In diesem Sinne

bestimmt Artikel 36 Absatz 1, dass sich das BFE und die EnCom gegenseitig diejenigen Daten übermitteln, die zur Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben erforderlich sind, einschliesslich der nach Artikel 3 Buchstabe c DSGVO besonders schützenswerten Daten über strafrechtliche Verfolgungen und Sanktionen. Ein solcher Datenaustausch kann insbesondere bei der Zusammenarbeit im Bereich der Sunshine-Regulierung (Art. 31) notwendig sein. Soweit für die Aufgabenerfüllung relevant, sind dem BFE und der EnCom auch die weiteren Behörden des Bundes und die Kantone zur Datenlieferung verpflichtet (Art. 36 Abs. 2). Gestützt auf Artikel 35 Absatz 2 kann der Bundesrat vorsehen, dass das BFE und die EnCom bestimmte Personendaten veröffentlichen dürfen.

Der in Artikel 33 Absatz 1 vorgesehene Datenaustausch unter den verschiedenen, im Gasmarkt tätigen Akteuren betrifft keine besonders schützenswerten Daten im Sinne von Artikel 3 Buchstabe c DSGVO, sondern insbesondere Mess- und Stammdaten. Gleichwohl sind die betreffenden Akteure an die Einhaltung der datenschutzrechtlichen Vorgaben gehalten. So darf ein Datenaustausch, der für eine ordnungsgemässe Gasversorgung nicht erforderlich ist, nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Betroffenen stattfinden (vgl. Erläuterungen zu Artikel 33 Absatz 1). Gestützt auf Artikel 21 Absatz 2 in Verbindung mit Artikel 7 DSGVO kann der Bundesrat Anforderungen an die Datensicherheit von Messsystemen festlegen.