



Bern, 19. September 2025

Gasversorgungsgesetz

Erläuternder Bericht zur Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens

Übersicht

Für den Gasmarkt gibt es in der Schweiz bisher keine spezialgesetzliche Regelung, im Gegensatz zum Strombereich. Das Fehlen spezialgesetzlicher Vorschriften hat Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und erschwert den Netzzugang für die Gaskundinnen und -kunden. Mit dem vorliegenden Entwurf soll diese Lücke geschlossen werden.

Ausgangslage

Der russische Angriff auf die Ukraine hat erhebliche Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit in Europa, insbesondere im Gasbereich. Da die Energieversorgung in Europa zu Beginn des Krieges stark vom russischen Gas abhängig war, wurden in der EU und der Schweiz innerhalb kurzer Zeit Massnahmen getroffen, um die Gasversorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Arbeiten der Schweiz im Bereich Krisenmanagement und Krisenvorsorge haben gezeigt, dass ein Gasversorgungsgesetz notwendig ist, damit die Schweiz in Zukunft Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leichter ergreifen und unter Einhaltung des Wettbewerbsrechts umsetzen kann. Da es für den Gasbereich keine spezialgesetzliche Regelung gibt, fehlen in der Schweiz wichtige institutionelle Akteure, vor allem eine Regulierungsbehörde – wie die Eidgenössische Elektrizitätskommission im Strombereich – und ein Marktgebietsverantwortlicher, der den Betrieb des Gastransportnetzes koordiniert – wie Swissgrid für das Übertragungsnetz. Dank den institutionellen Akteuren ist es in dem vom Spezialgesetz vorgegebenen Rahmen einfacher, kurzfristig Massnahmen zur Bewältigung einer Krise zu ergreifen und umzusetzen und so die Gasversorgungssicherheit zu gewährleisten.

Das Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963 enthält für den Gasmarkt nicht mehr als eine Transportpflicht, wonach die Netzbetreiber vertraglich Transporte für Dritte übernehmen müssen, wenn es technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet. Bei Streitigkeiten entscheidet das Bundesamt für Energie einzelfallweise über die Verpflichtung des Vertragsabschlusses sowie über die Vertragsbedingungen. Alternativ kann die Wettbewerbskommission den Durchleitungsanspruch gestützt auf das Kartellrecht durchsetzen. Vor diesem Hintergrund ist auch das Fehlen einer Regulierungsbehörde sowie eines Akteurs, der für das Transportnetz zuständig ist, problematisch.

Wie beim Strom- oder beim Eisenbahnnetz besteht auch bei den Gasnetzbetreibern ein natürliches Monopol. Aus diesem Grund wurden bei der Liberalisierung im Schienengüterverkehr und der teilweisen Marktöffnung im Stromsektor der Marktzugang und die Marktorganisation durch ein Spezialgesetz geregelt. Da das Gasnetz, ebenso wie das Strom- und das Fernmeldenetz, eine kritische Infrastruktur ist, muss das Gasversorgungsgesetz auch die notwendigen Grundlagen für die Gaswirtschaft schaffen, um die derzeit bestehende rechtliche Lücke zu schliessen.

Inhalt der Vorlage

Die Vorlage sieht vor, sämtlichen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern den Zugang zum Gasmarkt zu ermöglichen. Verbraucherinnen und Verbraucher, die von Dritten beliefert werden, müssen mit einem kommunikationsfähigen Messsystem ausgestattet sein. Sie können den Lieferanten und den Dienstleister für das kommunikationsfähige Messsystem frei wählen. Da es verschiedene Arten von Messsystemen gibt, können alle Verbraucherinnen und Verbraucher das für ihre Situation am besten geeignete System wählen. Die Kosten für die kommunikationsfähigen Messsysteme werden dementsprechend individuell in Rechnung gestellt. Die Eidgenössische Energiekommission (die heutige Eidgenössische Elektrizitätskommission) beaufsichtigt das natürliche Monopol der Netzbetreiber und kontrolliert insbesondere deren Kosten – ein im Stromversorgungsrecht bewährtes Regulierungsinstrument. Der Netzzugang wird durch ein Entry-Exit-Modell verwirklicht. In Zukunft müssen Lieferanten zur Reservation der Netzkapazität von der Landesgrenze (Entry) bis zum Verbrauchsort (Exit) lediglich noch zwei Netznutzungsverträge abschliessen, ohne dabei einen konkreten Transportweg zu bezeichnen. Auch gibt es nur noch eine einzige Bilanzierungszone Schweiz, die von einem unabhängigen, neu zu errichtenden Marktgebietsverantwortlichen bewirtschaftet wird. Dieser vergibt ausserdem die Transportkapazitäten. Der Entwurf definiert zudem die Anforderungen für eine weiterhin zuverlässige Gasversorgung und leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Er schreibt insbesondere vor, dass alle Unternehmen, die Erdgas in Verkehr bringen, jährlich von der Regulierungsbehörde festgelegte Mengen an Gas in Speicheranlagen einlagern lassen müssen, soweit dies zur Sicherstellung der Gasversorgung erforderlich ist.

Inhaltsverzeichnis

Übersicht	2
1. Ausgangslage	6
1.1. Handlungsbedarf und Ziele	6
1.1.1. Gewährleistung der Versorgungssicherheit	6
1.1.2. Schaffung von Rechtssicherheit und Gewährleistung einer wirtschaftlichen Gasversorgung	8
1.1.3. Fazit	9
1.2. Geprüfte Alternativen und gewählte Lösung	9
1.2.1. Geprüfte Alternative: Ergänzung des Rohrleitungsgesetzes	9
1.2.2. Änderungen gegenüber der ersten Vernehmlassungsvorlage	10
1.3. Verhältnis zur Legislaturplanung und zur Finanzplanung sowie zu Strategien des Bundesrates	10
1.3.1. Verhältnis zur Legislaturplanung	10
1.3.2. Verhältnis zur Finanzplanung	10
1.3.3. Verhältnis zu anderen Dossiers der Legislaturperiode	11
2. Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht	12
2.1. Wichtigste Rechtsakte der EU	12
2.2. Vereinbarkeit der Vorlage mit dem europäischen Recht	14
3. Grundzüge der Vorlage	15
3.1. Die beantragte Neuregelung	15
3.1.1. Grundsätze des Marktzugangs	15
3.1.2. Gasversorgungssicherheit	17
3.1.3. Netzregulierung	18
3.1.4. Regulierungsbehörde und Marktgebietsverantwortlicher	26
3.1.5. Transparenz und Daten	28
3.1.6. Kompetenzabgrenzung zwischen EnCom, der Wettbewerbskommission und der Preisüberwachung	29
3.2. Abstimmung von Aufgaben und Finanzen	29
3.3. Umsetzungsfragen	30
4. Erläuterungen zu einzelnen Artikeln	31
4.1. Gasversorgungsgesetz	31
4.2. Änderung anderer Erlasse	66
4.2.1. Energiegesetz vom 30. September 2016	66
4.2.2. Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007	67
4.2.2. Bundesgesetz vom 30. September 2022 über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft	68

4.2.3.	Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963	68
4.2.4.	Finanzmarktinfrastrukturgesetz vom 19. Juni 2015	70
4.2.5.	Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten vom 21. März 2025	70
5.	Auswirkungen	70
5.1.	Auswirkungen auf den Bund	70
5.2.	Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden sowie auf urbane Zentren, Agglomerationen und Berggebiete	71
5.3.	Auswirkungen auf die Volkswirtschaft	72
5.4.	Auswirkungen auf die Gesellschaft	74
5.5.	Auswirkungen auf die Umwelt	74
6.	Rechtliche Aspekte	74
6.1.	Verfassungsmässigkeit	74
6.2.	Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz	77
6.3.	Erlassform	77
6.4.	Unterstellung unter die Ausgabenbremse	78
6.5.	Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen	78
6.6.	Datenschutz	79
Anhänge		77
Bundesgesetz über die Gasversorgung (Gasversorgungsgesetz, GasVG)		
<i>(Entwurf)</i>		BB1 2024

1. Ausgangslage

Der russische Angriff auf die Ukraine hat erhebliche Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit in Europa, insbesondere im Gasbereich. Die aus Russland nach Europa gelieferte Menge Gas ist deutlich zurückgegangen. Die Gaslieferungen aus Russland machten Ende 2024 nur noch rund 19 Prozent der europäischen Importe aus, gegenüber den 40 Prozent vor Kriegsbeginn. Im Gegensatz zum Strombereich gibt es für den Gasmarkt in der Schweiz bisher keine spezialgesetzliche Regelung. Die einzige relevante Bestimmung ist im Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963¹ (RLG) zu finden und sieht lediglich eine Transportpflicht vor. Das Fehlen spezialgesetzlicher Vorschriften hat Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und erschwert den Netzzugang für die Gaskundinnen und -kunden.

1.1. Handlungsbedarf und Ziele

1.1.1. Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Gasversorgungsinfrastruktur gehört zu den kritischen Infrastrukturen der Schweiz.² Gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundes (Basisszenario) könnte der Endverbrauch von Gas von 32 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2015 auf 23 TWh im Jahr 2050 sinken. Bis 2050 dürfte der Verbrauch hauptsächlich durch Biomethan, aber auch durch Wasserstoff und Erdgas gedeckt werden. So wird Gas trotz eines Rückgangs des Verbrauchs um 30 Prozent bis 2050 wohl nach wie vor eine wichtige Rolle in der schweizerischen Energieversorgung spielen. Der vorliegende Entwurf eines Gasversorgungsgesetzes (GasVG) wird dazu beitragen, die Gasversorgungssicherheit der Schweiz zu erhöhen.

Erstens verbessert das GasVG den institutionellen Rahmen für den Gasmarkt, was eine wirksamere *Koordination bei der Bewältigung einer Krise* ermöglichen wird. So werden mit der Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen und mit der neuen Marktregulierungsbehörde – die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) wird zur Eidgenössischen Energiekommission (EnCom) – kompetente Akteure für die gesamte Schweiz geschaffen, die insbesondere zur Implementierung von Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit beitragen können. Im Winter 2022/23 erfolgte diese Koordination auf freiwilliger Basis. Die Gaswirtschaft hat unter der Federführung des Verbands der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) die Taskforce Winterversorgung eingerichtet, in der auch Bundesbehörden (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK] und Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung [WBF]) vertreten sind. Diese Ad-hoc-Organisation koordinierte die Umsetzung der Massnahmen, die zur Stärkung der Versorgungssicherheit notwendig waren. Demgegenüber konnte im Stromsektor das Konzept für die Winterreserve auf relativ einfache Weise erstellt und

¹ SR 746.1

² Nationale Strategie vom 16. Juni 2023 zum Schutz kritischer Infrastrukturen (BBl 2023 1659, S. 25).

in der Umsetzung weitgehend an die ElCom delegiert werden. Hinzu kommt, dass Swissgrid als nationale Netzgesellschaft in der Lage ist, Koordinationsaufgaben auch in Bereichen zu übernehmen, die über die Thematik der Stromreserven hinausgehen.

Zweitens wird die *Rechtssicherheit* bei der Umsetzung von Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gestärkt. Das GasVG bietet einen anderen Rechtsrahmen als das Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016³ (LVG). Zwar wurden verschiedene Ad-hoc-Massnahmen auf der Grundlage des LVG ergriffen, doch gelten diese nur für einen begrenzten Zeitraum, was die Planungssicherheit für die betroffenen Unternehmen beeinträchtigt. Zudem stellten sich gewisse rechtliche Fragen bezüglich sowohl der Finanzierung als auch einer kartellrechtskonformen Umsetzung. Letzteres hängt insbesondere damit zusammen, dass die regionalen Gastransportunternehmen, die den Markt zwar weitgehend, aber nicht vollständig abdecken – Aziende Industriali di Lugano SA, Erdgas Ostschweiz AG, Erdgas Zentralschweiz AG, Gasverbund Mittelland AG und Gaznat SA –, durch die Verordnung vom 18. Mai 2022⁴ über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung beauftragt wurden, zu gewährleisten, dass per 1. November 2022 Erdgas im Umfang von mindestens 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Jahresverbrauchs in Speichieranlagen gelagert und verfügbar ist. Die Geltungsdauer dieser Verordnung wurde für die Winter 2023/24, 2024/25 und 2025/26 verlängert. Das GasVG verpflichtet alle Unternehmen, die Erdgas in Verkehr bringen, Gasvorräte anzulegen, sofern und soweit dies zur Sicherstellung der Gasversorgung erforderlich ist. Mit Ausnahme der inländischen Produktion wird auf diese Weise der gesamte Gasmarkt abgedeckt, wodurch das Risiko von Marktverzerrungen begrenzt wird. Die Überwälzung der Kosten von Massnahmen, die von der wirtschaftlichen Landesversorgung angeordnet werden, auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher wird nun durch den neuen Artikel 8a des Energiegesetzes (EnG)⁵ rechtlich gesichert. Dieser Artikel wird vollständig in das GasVG überführt.

Drittens kann mit dem GasVG die Versorgungssicherheit optimiert werden, indem die *schweizerischen Marktregeln an diejenigen der EU angeglichen* werden, was den gegenseitigen Austausch und die Beziehungen mit den Nachbarländern vereinfacht. Die Schweiz importiert praktisch sämtliches Gas, das hierzulande verbraucht wird. Der Anteil von im Inland produziertem Biomethan am Konsum im Jahr 2023 beträgt nur rund 1,5 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 2017/18 in beide Richtungen betrieben werden (sog. Umkehrfluss). Dank der Regulierung der Nutzung der Transitleitung kann die Schweiz ihre Vorschriften an diejenigen der EU angleichen. Mit dem GasVG wird eine Regelung über kostenbasierte Netznutzungstarife eingeführt. Die durch den militärischen Angriff Russlands auf die Ukraine veränderten

³ SR 531

⁴ SR 531.82

⁵ In der Fassung gemäss dem Anhang zum Bundesbeschluss vom 21. März 2025 über die Genehmigung und die Umsetzung des Abkommens zwischen der Schweiz, Deutschland und Italien über Solidaritätsmassnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (BB1 2025 1116).

Rahmenbedingungen erhöhen die Bedeutung einer solchen Transitregulierung, dies auch in Anbetracht der Abhängigkeit der Schweiz von Gasimporten. Artikel 13 der EU-Verordnung zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung⁶ sieht vor, dass sich die EU-Mitgliedstaaten, sofern ihre Gasnetze direkt oder über ein nicht der EU angehöriges Drittland verbunden sind, bei einer Versorgungskrise im Rahmen von Solidaritätsabkommen gegenseitig mit Gaslieferungen unterstützen. Die Annäherung der schweizerischen Gesetzgebung an den EU-Rechtsrahmen durch das GasVG scheint in diesem Kontext zweckmässig.

1.1.2. Schaffung von Rechtssicherheit und Gewährleistung einer wirtschaftlichen Gasversorgung

Wie beim Strom- oder beim Eisenbahnnetz besteht auch bei den Gasnetzbetreibern ein natürliches Monopol. Aus diesem Grund wurden bei der Marktöffnung im Fernmeldebereich und der teilweisen Marktöffnung im Stromsektor der Netzzugang und die Marktorganisation durch ein Spezialgesetz geregelt. Dank der Regulierung eines natürlichen Monopols können nämlich die Prozesse für den Zugang zur Infrastruktur vereinfacht und die Tarife für deren Nutzung begrenzt werden.

Der erste Aspekt der Regulierung eines natürlichen Monopols betrifft die *Ausgestaltung der Tarife für die monopolistische Tätigkeit*, in diesem Fall für den Netzbetrieb (vgl. Anhang A.1 für einen Überblick über die Voraussetzungen, die nach Ansicht der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung [OECD] für die Ermöglichung eines Wettbewerbs im Gasmarkt notwendig sind). Die Netzbetreiber sind nämlich in der Lage, Monopolrenten für die Nutzung ihrer Infrastruktur abzuschöpfen. Der vorliegende Entwurf trägt dieser Tatsache mit der Einführung einer sogenannten Cost-plus-Regulierung Rechnung: Die Tarife basieren auf den Netzkosten und beinhalten eine fixe Marge. Eine realistische Einschätzung des Werts der Netzanlagen ist in diesem Zusammenhang von entscheidender Bedeutung. Kostengerechte Netztarife sind wichtig, umso mehr, da die Heizkosten einen wichtigen Bestandteil des Haushaltsbudgets bilden.

Der zweite Aspekt der Regulierung eines natürlichen Monopols ist der *Netzzugang*. Auch wenn Wettbewerb in den Bereichen Beschaffung, Handel oder Vertrieb von Gas grundsätzlich möglich ist, kann er bei beschränktem Zugang zum Netz nicht stattfinden, da die Lieferanten das Gas nicht zu ihrer Kundschaft transportieren können. Die Wettbewerbskommission (WEKO) hat mit einer Verfügung vom Juni 2020 den Gasmarkt in der Zentralschweiz vollständig geöffnet.⁷ Es könnten weitere Untersuchungen eingeleitet werden, wodurch der Markt in der gesamten Schweiz zugänglich gemacht würde. Allerdings legt die WEKO in ihren Entscheiden nur allgemeine

⁶ 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.

⁷ Verfügung der Wettbewerbskommission vom 25. Mai 2020, «Netzzugang EGZ und ewl». Abrufbar unter www.weko.admin.ch > Praxis > Recht und Politik des Wettbewerbs (RPW) > 2020 > RPW 2020-4b, S. 1863–1894.

Grundsätze fest; die Umsetzung dieser Grundsätze müssen die Akteure unter sich aushandeln. Für Gasverbraucherinnen und -verbraucher, die den Lieferanten wechseln wollen, bleibt daher eine grosse Rechtsunsicherheit bestehen. Auch für die Netzbetreiber bedeutet dies Rechtsunsicherheit, da die Entscheide der WEKO Sanktionen nach sich ziehen können. Das GasVG führt einen transparenten Rahmen mit Regeln für den Netzzugang ein, die für alle Verbraucherinnen und Verbraucher gelten. So können die kleinen Verbraucherinnen und Verbraucher, die derzeit von Dritten versorgt werden, auch nach Inkrafttreten des Spezialgesetzes weiterhin beliefert werden. Der Netzzugang wird vereinfacht: Um das Gas zu ihrer Kundschaft zu transportieren, müssen Lieferanten zur Reservation der Netzkapazität von der Schweizer Grenze bis zum Verbrauchsort lediglich noch zwei Netznutzungsverträge abschliessen, ohne dabei einen konkreten Transportweg zu bezeichnen. Die Umsetzung wird von der Regulierungsbehörde begleitet.

1.1.3. Fazit

Der Bundesrat ist der Ansicht, dass der Status quo keine zufriedenstellende Antwort auf die Herausforderungen liefert, denen sich die Schweiz bei der Gas- und Wärmeversorgung gegenübersteht. Die Verabschiedung des GasVG ermöglicht die Schaffung eines Marktgebietsverantwortlichen sowie einer Regulierungsbehörde im Gasbereich, was für eine gute Koordination vorsorglicher Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit der Schweiz von entscheidender Bedeutung ist. Die Regulierungsbehörde wird zudem eine zentrale Rolle bei der Sicherstellung angemessener Netztarife für die Verbraucherinnen und Verbraucher spielen, vor allem angesichts der Tatsache, dass das Gasnetz aufgrund der sinkenden Gasnachfrage wahrscheinlich überdimensioniert ist und zum Teil stillgelegt oder umgewidmet werden muss. Mit dem GasVG wird zudem die Rechtssicherheit in Bezug auf den Netzzugang gewährleistet.

1.2. Geprüfte Alternativen und gewählte Lösung

1.2.1. Geprüfte Alternative: Ergänzung des Rohrleitungsgesetzes

Die Bundesverwaltung hat zunächst geprüft, ob eine Teilrevision des RLG, insbesondere von Artikel 13, eine Antwort auf die in Ziffer 1.1 in diesem erläuternden Bericht dargelegten Herausforderungen am Schweizer Gasmarkt darstellen könnte, was den Regulierungsaufwand begrenzen würde. Das 1964 in Kraft getretene RLG dient der Aufsicht über den Bau und den Betrieb von Rohrleitungen. Es bezweckt die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs, um schädliche Auswirkungen für Mensch und Umwelt zu verhindern. Artikel 13 RLG sieht eine Transportpflicht vor. Eine umfassendere Marktordnung wäre im RLG ein Fremdkörper. Dies gilt auch deshalb, weil sich der Anwendungsbereich des RLG nicht auf Gasleitungen beschränkt. Ohne eine ausführliche Regelung der Netzzugangsbedingungen würden zahlreiche Fragen of-

fenbleiben. Dies könnte zu teilweise aufwändigen Gerichtsverfahren und einer erheblichen Rechtsunsicherheit führen. Ausserdem wäre es kaum möglich, die EnCom als Regulierungsbehörde einzusetzen oder einen Marktgebietsverantwortlichen zu konstituieren, der schweizweit für die Koordination des Transportnetzes zuständig ist. Folglich gäbe es weder ein einheitliches Modell für die Netznutzung noch eine Bilanzierungszone Schweiz.

1.2.2. Änderungen gegenüber der ersten Vernehmlassungsvorlage

Eine erste Fassung des GasVG war von Ende 2019 bis Anfang 2020 in der Vernehmlassung. Eine der wichtigsten Änderungen gegenüber der damals in die Vernehmlassung geschickten Fassung besteht darin, dass nun alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher ihren Lieferanten frei wählen können. In der vorherigen Version war dies bei einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh nicht möglich. Ausserdem wurden neue Regelungen zur Versorgungssicherheit (vgl. Ziff. 3.1.2) und zur Pflicht der Netzplanung (vgl. Ziff. 3.1.3) aufgenommen. Und schliesslich wurden zahlreiche Artikel im Anschluss an die erste Vernehmlassung überarbeitet.

1.3. Verhältnis zur Legislaturplanung und zur Finanzplanung sowie zu Strategien des Bundesrates

1.3.1. Verhältnis zur Legislaturplanung

Die Vorlage war in der Botschaft vom 29. Januar 2020⁸ zur Legislaturplanung 2019–2023 und im Bundesbeschluss vom 21. September 2020⁹ über die Legislaturplanung 2019–2023 angekündigt. Die Ausarbeitung der Vorlage wurde verschoben, damit die Erkenntnisse im Zusammenhang mit dem Krieg in der Ukraine und dessen Auswirkungen auf die Gasversorgungssicherheit miteinbezogen werden können. Der Gesetzesentwurf war daher erneut Gegenstand der Botschaft zur Legislaturplanung (Botschaft vom 24. Jan. 2024¹⁰ zur Legislaturplanung 2023–2027) und des Bundesbeschlusses über die Legislaturplanung (Bundesbeschluss vom 6. Juni 2024¹¹ über die Legislaturplanung 2023–2027).

1.3.2. Verhältnis zur Finanzplanung

Die in Ziffer 5.1 erwähnten gegenfinanzierten Ausgaben wurden noch nicht in die Finanzplanung des Bundes aufgenommen.

⁸ BBl 2020 1777 S. 1862

⁹ BBl 2020 8385 S. 8391

¹⁰ BBl 2024 525

¹¹ BBl 2024 1440 S. 13

1.3.3. Verhältnis zu anderen Dossiers der Legislaturperiode

Die Kohärenz mit dem Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007¹² (StromVG) ist gewährleistet. So ist beispielsweise vorgesehen, dass für Strom und für Gas dieselbe Regulierungsbehörde zuständig ist. Weiter werden die Netzkosten nach derselben Methodik beurteilt, und wie für den Strom gilt auch beim Gas das Subsidiaritätsprinzip.

Das GasVG ist zudem mit dem Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (BATE)¹³, das vom Parlament in der Frühlingssession 2025 verabschiedet wurde, vereinbar. Dieses verbietet Marktmanipulation und Insiderhandel, auch auf dem Gasgrosshandelsmarkt, und sieht vor, dass die Aufsichtsbehörde ECom ebenfalls für die Überwachung des Gasmarkts zuständig ist, was mit dem GasVG in Einklang steht.

Mit dem GasVG und der Revision des LVG werden die Kompetenzen im Bereich der Gasversorgungssicherheit klar verteilt und definiert. Die aufgrund des Kriegs in der Ukraine ergriffenen vorsorglichen Massnahmen (insbesondere zur Gasspeicherung) werden in das GasVG aufgenommen. Diese Massnahmen werden gegenwärtig im LVG geregelt, können aber aufgrund des subsidiären Charakters dieses Gesetzes nicht dauerhaft verlängert werden. Schliesslich bietet das GasVG eine neue Grundlage für ein System zur Überwachung der Versorgungslage und deren Entwicklung.

Um ihre Klimaziele zu erreichen, muss die Schweiz die Energieversorgung langfristig ohne fossile Energieträger gewährleisten können. Das am 18. Juni 2023 vom Stimmvolk angenommene Bundesgesetz vom 30. September 2022¹⁴ über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) sowie das CO₂-Gesetz vom 23. Dezember 2011¹⁵ und das EnG bilden den Rahmen für die dafür notwendigen Massnahmen. Das GasVG ergänzt die oben genannten Erlasse mit spezifischen Bestimmungen zur Planung des Gasnetzes.

Das sich in der Vernehmlassung befindliche Stromabkommen¹⁶ zwischen der Schweiz und der EU tangiert das GasVG nicht, da das Abkommen explizit auf den Strombereich beschränkt ist. Es gibt im Abkommen mit Artikel 44 lediglich eine Evolutivklausel, welche besagt, dass sich die Vertragsparteien bereit erklären, eine vertiefte Zusammenarbeit insbesondere in den Bereichen erneuerbare Gase und Wasserstoff zu prüfen.

12 SR 734.7

13 BBl 2025 1102

14 BBl 2022 2403

15 SR 641.71

16 «Abkommen zwischen der Schweiz und der EU über Elektrizität», abrufbar unter www.fedlex.admin.ch > Vernehmlassungen > Laufende Vernehmlassungen > Vernehmlassung 2025/47, Paket «Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU».

2. Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht

2.1. Wichtigste Rechtsakte der EU

Die Gasmärkte in der EU wurden im Zuge des 2003 verabschiedeten zweiten EU-Energie-Binnenmarktpakets, auch Energiepaket genannt, Mitte 2007 für sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher vollständig geöffnet. Von 2009 bis 2024 waren die im Jahr 2009 verabschiedeten Rechtsakte des dritten Energiepakets massgebend, im Jahr 2024 ist ein neues Paket für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff in Kraft getreten. Zwei Erlasse sind dabei relevant: Die Richtlinie (EU) 2024/1788¹⁷ über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff und die Verordnung (EU) 2024/1789¹⁸ über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff.

Institutionell sind die Gründung der EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) mit der Verordnung (EU) 2019/942¹⁹ und die Einrichtung des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSO-G) hervorzuheben. ENTSO-G und ACER spielen bei der Erarbeitung der sogenannten Netzkodizes eine wichtige Rolle, die von der EU-Kommission erlassen werden und technische Regeln enthalten, die insbesondere für die Transportnetzbetreiber relevant sind. Bis dato wurden solche Netzkodizes insbesondere zur Regelung der folgenden Aspekte erlassen: Harmonisierung der Fernleitungsentgeltstrukturen²⁰, Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement²¹, Bilanzierung²² sowie Interoperabilität der Netze und Datenaustausch²³.

¹⁷ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung), ABl. L, 2024/1788, 15.7.2024.

¹⁸ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung), ABl. L, 2024/1789, 15.7.2024.

¹⁹ Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Neufassung), ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 22.

²⁰ Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. L 72 vom 17.3.2017, S. 29.

²¹ Verordnung (EU) 2017/459 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.

²² Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. L 91 vom 27.3.2014, S. 15.

²³ Verordnung (EU) 2015/703 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.

Im Nachgang zum dritten Energiepaket folgte 2011 die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011²⁴ über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung). Diese führt sowohl für den Strom- als auch für den Gasmarkt ein Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation ein und verpflichtet die Mitgliedstaaten, entsprechende Sanktionen vorzusehen. Die Marktteilnehmer sind zur Veröffentlichung von Insiderinformationen und zur Lieferung bestimmter Daten an ACER und die Mitgliedstaaten verpflichtet.

Von Bedeutung ist ferner auch die Verordnung (EU) 2017/1938²⁵ über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (Security-of-Supply- oder SOS-Verordnung). Diese enthält Solidaritätsmechanismen, nach denen sich die EU-Mitgliedstaaten im Falle einer kritischen Versorgungslage gegenseitig aushelfen. Darüber hinaus beinhaltet sie Vorschriften bezüglich des Schutzes besonders gefährdeter Kundinnen und Kunden und eine an die Mitgliedstaaten gerichtete Pflicht zur Erstellung von Präventions- und Notfallplänen. Zur besseren Abstimmung des Vollzugs dieser Instrumente sieht die Verordnung den Einsatz einer «Koordinierungsgruppe Gas» vor.

Das vierte Energiepaket, auch «Saubere Energie für alle Europäer» (Clean Energy Package, CEP) genannt, das im Jahr 2019 in Kraft trat, soll vor allem die Erreichung der Ziele des Klimaübereinkommens von Paris und eine weitere Stärkung des gemeinsamen Elektrizitätsmarkts absichern. Daraus ergeben sich keine Änderungen, die für den hier interessierenden Zugang zu den Gasnetzen von Bedeutung sind.

Das Ziel des Pakets für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff vom 13. Juni 2024 (Richtlinie [EU] 2024/1788 und Verordnung [EU] 2024/1789) ist die Schaffung eines Rechtsrahmens, der die Entwicklung eines Wasserstoffmarkts und der damit verbundenen Infrastruktur steuert und die Dekarbonisierung des Erdgasmarkts fördert. Das Paket umfasst auch Massnahmen zur Gewährleistung der Erdgasversorgungssicherheit (vgl. Art. 84 der Verordnung [EU] 2024/1789), insbesondere durch die Stärkung der regionalen Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten und die Schaffung von Solidaritätsmechanismen zwischen Mitgliedstaaten, die im Krisenfall automatisch angewendet werden (vgl. Verordnung [EU] 2017/1938). Zudem klärt das Paket die Rolle der Netzbetreiber und der nationalen Regulierungsbehörden bei der gemeinsamen integrierten Planung der landesweiten Gas- und Wasserstoffnetze auf der Grundlage der Szenarien der EU (vgl. Kap. VIII der Richtlinie [EU] 2024/1788 sowie die Art. 32 und 60 der Verordnung [EU] 2024/1789). Dadurch sollen die für die Beförderung von Methan genutzten Gasleitungen, die für eine Umwidmung für den Wasserstofftransport infrage kommen, identifiziert werden können, um so auch das Risiko eines Lock-in-Effekts und von verlorenen Vermögenswerten (sog. stranded assets) zu verringern.

²⁴ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des europäischen Parlaments und Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1.

²⁵ Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des 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.

Das Paket enthält auch Bestimmungen, die die Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasfernleitungsnetze ermöglichen. Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, Gasflüsse mit einem Wasserstoffvolumenanteil von bis zu 2 Prozent an Netzkopplungspunkten an den Grenzen zwischen den Mitgliedstaaten zu akzeptieren (vgl. Art. 21 der Verordnung [EU] 2024/1789). Es ist ausserdem geregelt, dass in den EU-Mitgliedstaaten keine langfristigen Verträge zur Versorgung mit fossilem Gas über das Jahr 2049 hinaus abgeschlossen werden dürfen, sofern keine Kompensation der CO₂-Emissionen vorgesehen ist (vgl. Art. 31 und 78 der Richtlinie [EU] 2024/1788). Ferner legt das Paket Vorschriften für die speziellen Wasserstoffnetze fest und zielt darauf ab, Hindernisse für die Entwicklung einer grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur zu beseitigen (vgl. Kap. VII der Richtlinie [EU] 2024/1788 sowie die Kap. II und III der Verordnung [EU] 2024/1789).

2.2. Vereinbarkeit der Vorlage mit dem europäischen Recht

Bislang gibt es in der Schweiz keine Bestrebungen, mit der EU ein sektorielles Abkommen für den Erdgasmarkt abzuschliessen. Trotzdem orientiert sich die Vorlage stark an den Vorgaben des EU-Rechts, insbesondere in Bezug auf die freie Lieferantwahl für alle Verbraucherinnen und Verbraucher, die Einrichtung einer Regulierungsbehörde für den Gasmarkt sowie die Gleichbehandlung von Gastransitflüssen und Gasflüssen für den Binnenmarkt. In spezifischen Bereichen gibt es jedoch Abweichungen:

- 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 Schweizer 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, die sowohl das Netz betreiben als auch die Gasversorgung übernehmen.
- Abweichungen bestehen auch im Bereich der Befugnisse und Aufgaben der Regulierungsbehörde. So verfügt die EnCom beispielsweise nicht über die im EU-Recht vorgesehenen Sanktionskompetenzen. Verwaltungsstrafen kann bei Widerhandlungen gegen dieses Gesetz einzig das Bundesamt für Energie (BFE) aussprechen.
- Eine Partizipation an den Mechanismen der REMIT- und der SoS-Verordnung würde den Abschluss einer staatsvertraglichen Regelung erfordern. Jedoch steht das BATE mit der REMIT-Verordnung der EU im Einklang.
- Im Gegensatz zum EU-Paket für erneuerbares Gas und Wasserstoff von 2024 sind bestimmte Fördermechanismen für erneuerbare und CO₂-arme Gase nicht enthalten. Dies betrifft insbesondere die Befreiung von der Einspeisevergütung für Produktionsstätten dieser Gase sowie Erleichterungen bei der Einspeise- und Ausspeisevergütung an den Grenzübergangspunkten beim

Transport dieser Gase. Der maximal zulässige Wasserstoffanteil von 2 Prozent im Methan an den Grenzübergangspunkten kann durch technische Vorgaben zur Gasqualität eingehalten werden. Das GasVG enthält zudem keine Vorschriften für Wasserstoffleitungen.

3. Grundzüge der Vorlage

3.1. Die beantragte Neuregelung

Mit dem GasVG erfolgt ein Übergang vom verhandelten zum regulierten und von der EnCom überwachten Netzzugang, d. h., die Grundsätze des Netzzugangs, die gleichzeitig den Marktzugang ermöglichen, werden neu ausführlich im Gesetz geregelt. Dieser gesetzliche Rahmen sowie die Einsetzung einer Regulierungsbehörde und eines Marktgebietsverantwortlichen für den Gasmarkt schaffen ausserdem die nötigen Voraussetzungen, um die Herausforderungen einer zuverlässigen Gasversorgung zu bewältigen. Das Subsidiaritätsprinzip spielt in diesem Gesetz und namentlich bei der Umsetzung seiner Bestimmungen eine wichtige Rolle. Die betroffenen Organisationen werden bei der Klärung vieler Detailfragen unter Aufsicht der Regulierungsbehörde über weitreichende Gestaltungsspielräume verfügen. In diesem Abschnitt werden zunächst die Grundsätze des Marktzugangs und die Eckpunkte der neuen gesetzlichen Regelung der Versorgung mit Gas erläutert. Danach wird auf die Netzregulierung sowie auf die Regulierungsbehörde und den Marktgebietsverantwortlichen eingegangen. Abschliessend werden Fragen zur Transparenz und zum Datenaustausch erörtert.

3.1.1. Grundsätze des Marktzugangs

Marktzugang: Alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher können ihren Gaslieferanten frei wählen. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die von Dritten beliefert werden, müssen mit einem kommunikationsfähigen Messsystem ausgestattet sein, damit ihnen oder ihren Lieferanten der Zugang zum Gasnetz gewährleistet werden kann. Ist dies nicht der Fall, kann der Netzbetreiber ihnen den Zugang zum Netz vorübergehend verweigern. Es gibt keine regulierte Versorgung: Die EnCom hat keine Kompetenzen im Bereich der Gasversorgung – auch nicht, wenn die Verbraucherinnen und Verbraucher von ihrem lokalen Netzbetreiber beliefert werden. Daher sind die WEKO und der Preisüberwacher zuständig.

Messwesen: Für die Messsysteme der von ihnen belieferten Kundinnen und Kunden bleiben ausschliesslich die Netzbetreiber zuständig. Die Kosten des Messwesens sind Teil der Netzbetriebskosten. Sie müssen auf den Rechnungen der Endverbraucherinnen und Endverbraucher separat ausgewiesen werden. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die von Dritten beliefert werden, können den Lieferanten und den Messstellenbetreiber frei wählen. Da es verschiedene Arten von kommunikationsfähigen Messsystemen gibt, können alle Verbraucherinnen und Verbraucher das für ihre Situation am besten geeignete System wählen. Die Kosten für die Messsysteme werden

den Verbraucherinnen und Verbrauchern dementsprechend individuell in Rechnung gestellt.

Verteilnetzbetreiber können Verbraucherinnen und Verbraucher, die von Dritten beliefert werden, zur Installation eines kommunikationsfähigen Messsystems verpflichten. Andernfalls kann ihnen der Zugang zum Netz vorübergehend verweigert werden. Die Anforderungen an das Messgerät sind weniger streng als im Strombereich, in dem ein intelligentes Messsystem vorgeschrieben ist. Ein Messgerät mit Fernauslesung reicht in den meisten Fällen aus.

Bereits heute ist gemäss der für industrielle Grossverbraucher geltenden Verbändevereinbarung²⁶ und der von der WEKO im Jahr 2020 genehmigten Regelung²⁷ betreffend Netzzugang für alle Kundinnen und Kunden in der Zentralschweiz die Installation eines Messsystems mit Fernauslesung bei einem Lieferantenwechsel obligatorisch. Diese Anforderung steht daher im Einklang mit der bisherigen Praxis. Die Alternative wäre ein neues System mit Standardlastprofilen.

Das BFE hat eine Studie²⁸ über die Kosten von kommunikationsfähigen Messsystemen (Messsysteme mit Fernauslesung und intelligente Messsysteme) in einem offenen Markt in Auftrag gegeben. Die Studie zeigt, dass die Pflicht zur Installation kommunikationsfähiger Messsysteme bei einem Lieferantenwechsel wahrscheinlich höhere Kosten verursachen würde als der Einsatz nicht-kommunikationsfähiger Messsysteme. Dabei werden jedoch die zusätzlichen Kosten eines alternativen Systems – etwa die Erstellung von Standardlastprofilen –, das bei einem Lieferantenwechsel erforderlich wäre, nicht berücksichtigt. Messsysteme mit Fernauslesung ermöglichen einen Lieferantenwechsel (Fernauslesung am Vertragsende, Prognosen ohne Standardlastprofile möglich); die zusätzlichen Funktionen intelligenter Messsysteme (lokaler Datenzugang, zertifizierte Kommunikationskette, Fernsteuerung) sind dafür nicht notwendig. Für die Installation von Messsystemen mit Fernauslesung fallen im Vergleich zu Messsystemen ohne Fernauslesung pro Jahr und System zusätzliche Kosten von 16 bis 53 Franken an, sofern die Messdienstleistungen von wenigen grossen Anbietern erbracht werden. Ist der Markt dagegen stark fragmentiert, liegen die Mehrkosten bei 132 bis 534 Franken pro Jahr und System. Der Bund verfügt über mehrere Möglichkeiten, um die zusätzlichen Kosten zu senken: Datahub, Preisregulierung im Messwesen oder Liberalisierung dieses Sektors.

Der Bundesrat wird Mindestanforderungen an die technische Ausstattung der Messgeräte festsetzen.

26 [Verbaendevereinbarung.pdf](#)

27 Verfügung der Wettbewerbskommission vom 25. Mai 2020, «Netzzugang EGZ und ewl». Abrufbar unter www.weko.admin.ch > Praxis > Recht und Politik des Wettbewerbs (RPW) > 2020 > RPW 2020-4b, S. 1863–1894.

28 [Gasversorgungsgesetz](#): Analyse von zwei verschiedenen Messsystemen im Kontext eines liberalisierten Gasmarkts; Studie im Auftrag des BFE; E-CUBE Strategy Consultants, Mai 2025.

Entflechtung: Querfinanzierungen zwischen dem Netzbetrieb und netzunabhängigen Tätigkeiten (namentlich Aktivitäten im freien Markt) sind verboten. Vertikal integrierte Gasversorgungsunternehmen – d. h. Gasversorgungsunternehmen, die sowohl ein Netz betreiben als auch auf dem Gasversorgungsmarkt tätig sind – müssen deshalb eine buchhalterische Trennung zwischen den regulierten Bereichen (Netzbetrieb) und den wettbewerblichen Aktivitäten vornehmen. Zudem besteht eine Pflicht zur informatorischen Entflechtung. So dürfen z. B. Adressen, die aus den regulierten Monopolbereichen gewonnen werden, nicht zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen im Markt genutzt werden. Die buchhalterische und informatorische Entflechtung ist analog zur Stromversorgungsgesetzgebung ausgestaltet. Wie im Stromsektor ist auch hier keine Entflechtung der Eigentumsverhältnisse der verschiedenen Tätigkeitsbereiche vorgeschrieben.

3.1.2. Gasversorgungssicherheit

Es obliegt in erster Linie der Gaswirtschaft und dem Marktgebietsverantwortlichen, die notwendigen Vorkehrungen für eine zuverlässige Gasversorgung zu treffen, was die folgenden Aufgaben und Befugnisse voraussetzt.

Saisonale Gasspeicherung: Alle Unternehmen, die Erdgas in der Schweiz in Verkehr bringen, sind dafür verantwortlich, Gasmengen in den Gasspeichern in den Nachbarländern saisonal einzuspeichern. Die Schweiz verfügt in ihrem Hoheitsgebiet über keine derartigen Speicheranlagen. Die einzuspeichernden Gasmengen werden jährlich von der EnCom in Absprache mit dem BFE festgelegt. Die Schweiz sollte sich dabei an die Massnahmen der benachbarten Länder anlehnen, um einen Beitrag an die EU-weiten Bemühungen für eine sichere Gasversorgung zu leisten. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass für schweizerische und europäische Unternehmen dieselben Bedingungen gelten. Dabei ist Folgendes zu beachten: Im Gegensatz zur Winterstromreserve, die nur zum Abruf freisteht, wenn an der Strombörse für den Folgetag die nachgefragte Menge Elektrizität das Angebot übersteigt (fehlende Markträumung)²⁹, kann das eingespeicherte Gas hier kommerziell genutzt werden, wobei allfällige Mindestspeichermengen, die die EnCom für bestimmte Zeitpunkte im Winterhalbjahr festlegen kann, nicht unterschritten werden dürfen.

Der Bundesrat kann weitere Vorschriften zur Stärkung der Versorgungssicherheit erlassen, so etwa den Erwerb von grenzüberschreitenden Transportkapazitäten. Die Kosten für diese zusätzlichen Massnahmen werden ebenfalls über den Energiepreis finanziert.

Monitoring der Versorgungssicherheit: Die Regulierungsbehörde ist – wie auch im Elektrizitätsbereich – für das Monitoring der mittel- bis langfristigen Versorgungslage sowie für die Überwachung der Cybersicherheit zuständig. Der Minimalstandard für die Sicherheit der Informations- und Kommunikationstechnologie in der Gasversorgung wird von der Branche festgelegt.³⁰ Bei ihren Analysen stützt sich die Behörde

²⁹ Vgl. Art. 18 Abs. 1 der Winterreserververordnung vom 25. Jan. 2023; SR 734.722.

³⁰ Abrufbar unter www.svzw.ch/media > Gas > Alles zum Thema Gas > Regelwerk (1).

unter anderem auf Daten, die der Marktgebietsverantwortliche erhoben hat. Diese Daten stammen beispielsweise aus dem Bilanzierungsmanagement (vgl. unten) oder aus dem Monitoringsystem. In Zukunft kann der Marktgebietsverantwortliche, auf Geheiss des Bundesrats, ein solches Monitoringsystem betreiben. Dabei wertet er laufend alle Informationen aus, die für die Beurteilung der Versorgungslage von Belang sind. Dieses Monitoringsystem würde über das Entgelt für die Nutzung des Transportnetzes finanziert, sobald der Marktgebietsverantwortliche konstituiert ist. Die aus dem Monitoring gewonnenen Daten und Analysen werden der Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellt. Parallel dazu überwachen die Organe der wirtschaftlichen Landesversorgung und das BFE aus ihrer jeweiligen Perspektive die Versorgungssicherheit. Auch ihnen stellt der Marktgebietsverantwortliche die Informationen und Ergebnisse zur Verfügung, die sie für ihre Beobachtungstätigkeit benötigen.

3.1.3. Netzregulierung

Netzzugang: Die Netznutzerinnen und Netznutzer haben Anspruch auf diskriminierungsfreien Netzzugang. Als Nutzerinnen und Nutzer des Netzes können Händler und Lieferanten auftreten. 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. Drittlieferanten – d. h. alle Lieferanten ausser dem lokalen Netzbetreiber – erhalten nur dann Zugang zum Netz, wenn ihre Kundinnen und Kunden mit einem kommunikationsfähigen Messsystem ausgestattet sind. Zur Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit wird mit dem Marktgebietsverantwortlichen ein neuer Akteur zur Koordinierung des Zugangs zum Transportnetz geschaffen, der seine Aufgaben unabhängig von den Transportnetzbetreibern erfüllt.

Kapazitätsvergabe nach dem Entry-Exit-Modell, in Form eines Zweivertragsmodells: Der Marktgebietsverantwortliche und die Verteilnetzbetreiber müssen die freien Kapazitäten ihrer jeweiligen Netze öffentlich und diskriminierungsfrei anbieten. Für die Buchung der zur Gasbeförderung erforderlichen Kapazitäten wird ein sogenanntes Entry-Exit-Modell geschaffen, das auch in den Nachbarländern der Schweiz existiert und Standard in der EU ist. Das Modell soll den Gashandel erleichtern, indem nur je ein Vertrag für den Einspeise- (Entry) und den Ausspeisepunkt (Exit) erforderlich ist, um Gas durch das gesamte Marktgebiet zu befördern, ohne dass ein konkreter Transportweg bezeichnet werden muss. Für die Einspeisung und die Ausspeisung ist ein Netznutzungsentgelt zu zahlen.

Das Entry-Exit-Modell wird in Form eines Zweivertragsmodells ausgestaltet (aus der Sicht des Gaslieferanten). Bei diesem Modell befinden sich die im Marktgebiet gelegenen Ausspeisepunkte (Exit) bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern. Die beiden Verträge decken somit den gesamten inländischen Gastransport vom Grenzübergangspunkt (z. B. Wallbach) bis zur Endverbraucherin oder zum Endverbraucher ab. Lieferanten, die Gas in die Schweiz einführen und bis zu den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern transportieren wollen, müssen folglich nur zwei

Netznutzungsverträge abschliessen bzw. nur auf zwei Ebenen ein Netznutzungsentgelt entrichten: erstens bei der Buchung von Einspeisekapazität beim Marktgebietsverantwortlichen mittels Erwerb eines Kapazitätsprodukts (Einspeisevertrag), zweitens beim Abschluss eines Nutzungsvertrags für das lokale Netz (Ausspeisevertrag) mit dem jeweiligen Netzbetreiber.

Der Übergang vom Transport- ins Verteilnetz (am entsprechenden Netzkopplungspunkt) wird durch einen Netzkopplungsvertrag geregelt, der zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen (für die Tarifierung und die finanziellen Belange) bzw. dem Transportnetzbetreiber (für alle technischen Belange) auf der einen Seite und dem Verteilnetzbetreiber auf der anderen Seite geschlossen wird. Mit diesem Vertrag bucht der Verteilnetzbetreiber beim Marktgebietsverantwortlichen die Kapazität am Netzkopplungspunkt, die für die Belieferung sämtlicher an sein Netz angeschlossenen Endverbraucherinnen und Endverbraucher notwendig ist. Im Gegenzug bezahlt er dem Transportnetzbetreiber ein Netznutzungsentgelt, das er auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher in seinem Netz überwälzen kann.

Für die Bewirtschaftung der Grenzübergangspunkte ist der Marktgebietsverantwortliche 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 Einschränkungen geben, im Rahmen derer der Marktgebietsverantwortliche die Netznutzung unter bestimmten Voraussetzungen unterbrechen kann.

Integration der Transitflüsse in das Schweizer Entry-Exit-Modell: Die Transitgasleitung ist einerseits das Rückgrat der Schweizer Gasversorgung. So werden rund 70–80 Prozent des in der Schweiz verbrauchten Gases über diese Leitung in die Schweiz importiert. Andererseits dient die Leitung zu einem grossen Teil der Durchleitung von Gas durch die Schweiz, hauptsächlich von Deutschland oder Frankreich nach Italien. Sie kann aber auch für den Transport von Gas von Süden nach Norden genutzt werden. Das Volumen der Transitflüsse ist deutlich höher als der inländische Verbrauch. Heute werden die Transitzapazitäten weitgehend unabhängig von den Gaslieferungen in die Schweiz vermarktet. Das Transitgeschäft ist nicht spezifisch reglementiert, auch nicht durch Vorgaben der Preisüberwachung.

Mit dem GasVG sollen sämtliche Gasflüsse über das Schweizer Entry-Exit-Modell laufen. Damit erfolgt die Abgeltung der Netznutzung für die Ein- und Ausspeisung nach den gleichen Regeln wie im Transportnetz. Auch die Transitgasleitung wird in den schweizerischen Rechts- und Regulierungsrahmen aufgenommen. Angesichts der Abhängigkeit der Schweiz von Gasimporten verstärkt der veränderte Kontext im Zusammenhang mit dem militärischen Angriff Russlands auf die Ukraine das Interesse an einer solchen Einbindung. Eine auf die Inlandversorgung beschränkte Regelung wäre mit derjenigen der EU nicht kompatibel und würde die Zusammenarbeit mit den Behörden der Nachbarländer in Transitfragen praktisch verunmöglichen. Hinzu

kommt, dass die Integration der Transitflüsse ins Entry-Exit-Modell für eine erhebliche Erhöhung der Liquidität des Markts für Transportkapazitäten sorgt. So können die entsprechenden Netzkapazitäten entweder für die Versorgung im Inland oder für den Transit genutzt werden.

Eine Übergangsbestimmung gewährleistet ferner, dass der Marktgebietsverantwortliche keine Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten vergeben kann, die vor dem 30. Oktober 2019 vertraglich reserviert wurden oder deren Reservierung auf der Grundlage von Optionen verlängert wurde, die vor diesem Datum vereinbart wurden.

Bilanzierungsmanagement: Mithilfe des Bilanzierungsmanagements werden die ein- und ausgehenden Gasflüsse ausgeglichen, um die Stabilität des Netzes sicherzustellen. Nach der derzeitigen Praxis ist jedes regionale Gastransportunternehmen für das Bilanzierungsmanagement in seinem Netz verantwortlich. Mit der Einführung eines GasVG gibt es – mit Ausnahme der isolierten Netzgebiete (Tessin und Kreuzlingen) – in der Schweiz neu nur noch eine Bilanzierungszone, die dem Marktgebiet Schweiz entspricht. Sie wird vom Marktgebietsverantwortlichen geführt und setzt sich aus mehreren Bilanzgruppen zusammen. Alle Netznutzenden müssen einer Bilanzgruppe angeschlossen sein, die wiederum mit dem Marktgebietsverantwortlichen einen Vertrag abschliessen muss.

Der vorliegende GasVG-Entwurf sieht eine Tagesbilanzierung der Gasflüsse vor. So hat der Bilanzgruppenverantwortliche die Aufgabe, die Energiebilanz seiner Bilanzgruppe am Ende des Gastages möglichst ausgeglichen zu halten. Für allfällige Abweichungen zwischen der angemeldeten und der am Ende des Gastages tatsächlich zugeordneten Gasmenge stellt der Marktgebietsverantwortliche dem Bilanzgruppenverantwortlichen ein Ausgleichsenergieentgelt in Rechnung. Für bestimmte Bilanzierungsvorgänge kann der Marktgebietsverantwortliche aus Gründen der Netzstabilität allerdings bestimmen, dass die Mengen der Bilanzgruppe stündlich innerhalb gewisser Toleranzen ausgeglichen werden müssen; andernfalls ist dem Marktgebietsverantwortlichen ein untertägliches Entgelt zu entrichten.

Gas kann am neu zu schaffenden virtuellen Austauschpunkt (einer elektronische Plattform) von einer Bilanzgruppe auf eine andere Bilanzgruppe übertragen werden. Der virtuelle Austauschpunkt wird ebenfalls vom Marktgebietsverantwortlichen geführt. Mit dem virtuellen Austauschpunkt sollen einerseits die Bilanzgruppenverantwortlichen eine Möglichkeit erhalten, ihre Bilanzen untertäglich zu glätten, andererseits soll damit idealerweise Liquidität in den Schweizer Gasmarkt gebracht werden.

Der Marktgebietsverantwortliche ist für die Nutzung der Flexibilität zuständig. Dies umfasst insbesondere 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.

Die Finanzierung des Bilanzierungsmanagements erfolgt in erster Linie über die Einnahmen, die der Marktgebietsverantwortliche aus dem Ausgleichsenergieentgelt und dem untertägigen Entgelt erzielt. Mit einem von den Bilanzgruppen zu zahlenden

Ausgleichsenergieentgelt werden die restlichen Kosten gedeckt und wird sichergestellt, dass das Bilanzierungsmanagement kostenneutral durchgeführt werden kann. Für den Betrieb des virtuellen Austauschpunkts wird ein Entgelt erhoben.

Tessin und Kreuzlingen: Das Tessin ist nicht direkt und der Raum Kreuzlingen (Untersee, Stadt Kreuzlingen, Obersee) nur über eine kleine Leitung an das Schweizer Gasnetz angeschlossen. Beide isolierten Zonen werden direkt aus den angrenzenden Nachbarländern Italien respektive Deutschland beliefert. Da diese Strukturen historisch gewachsen und die Gasmengen relativ klein sind, wäre eine grössere Umstellung der Versorgungsstruktur nicht verhältnismässig. Diese Gebiete gehören demnach nicht zum Marktgebiet 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 durch den Marktgebietsverantwortlichen. Anwendbar sind auf jeden Fall die Bestimmungen zum Marktzugang und zur Entflechtung. Auch gelten die Bestimmungen für eine zuverlässige Gasversorgung sowie zum Datenschutz. Zudem ändert sich nichts an der Zuständigkeit der Regulierungsbehörde. Des Weiteren gibt es nur eine schwache Verbindung zwischen dem schweizerischen und dem liechtensteinischen Gasnetz. Liechtenstein wird hauptsächlich von Österreich aus versorgt. Die Gasnetze Liechtensteins werden nicht zum Zuständigkeitsbereich des Marktgebietsverantwortlichen gehören, anders als dies im Strombereich mit Swissgrid der Fall ist.

Zuverlässigkeit der Gasnetze: Die Netzbetreiber gewährleisten einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb ihrer Netze und treffen die Massnahmen, die für einen angemessenen Schutz ihrer Anlagen vor Cyberbedrohungen nötig sind. Sie sind verpflichtet, untereinander und mit dem Marktgebietsverantwortlichen zusammenzuarbeiten. Letzterer wiederum stellt die Zusammenarbeit mit den Transportnetzbetreibern und den Marktgebietsverantwortlichen der Nachbarländer sicher. Diese Pflichten gelten auch im Bereich der Netzplanung.

Bei der Ausarbeitung von Branchenregeln, insbesondere für das Transportnetz, sollen ferner die Regeln der EU Beachtung finden (z. B. jene zur Kapazitätsvergabe, zur Engpassbewirtschaftung, zur Bilanzierung, zur Netznutzungstarifizierung, zur Gasqualität sowie zur Zusammenarbeit unter den Netzbetreibern). Mit einer Angleichung dieser technischen Regeln werden mögliche Unstimmigkeiten mit unseren Nachbarländern sowie Markteintrittsbarrieren beim Import und beim Transit von Gas verhindert. Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher werden ebenfalls in die Erarbeitung der Regeln eingebunden.

Netznutzungstarife: Zur Ermittlung des Netznutzungsentgelts legen die Netzbetreiber (für die Verteilnetzebene) und der Marktgebietsverantwortliche (für die Transportnetzebene) für alle Ein- und Ausspeisepunkte Netznutzungstarife fest und veröffentlichen diese. Die Regulierungsbehörde ist für die Überwachung der Netznutzungstarife, einschliesslich der Tarife für das Messwesen, zuständig. Die Höhe der Tarife wird kostenbasiert unter Einschluss eines Gewinns bestimmt (Cost-plus-Regulierung), d. h., ein angemessener Netznutzungstarif deckt die anrechenba-

ren Netzkosten und beinhaltet zudem einen angemessenen Gewinn. Dabei ist der kalkulatorische Zinssatz für die Berechnung der Kapitalkosten massgebend. Dieser wird auf Verordnungsstufe festgelegt.

Auch für die Nutzung der Transitleitungen kommt ein kostenbasierter Tarif zur Anwendung. Dank kostenbasierten Tarifen für den Gastransit kann die Schweiz die Vereinbarkeit mit den europäischen Vorschriften gewährleisten.

Die Regulierungsbehörde überwacht die nachstehend genannten Kriterien dafür, wie die anrechenbaren Netzkosten zwischen den Netznutzenden aufgeteilt werden. Die anrechenbaren Kosten müssen gemäss dem *Verursacherprinzip* aufgeteilt und nach Möglichkeit denjenigen Nutzerinnen und Nutzern angelastet werden, die sie auch verursacht haben. Im Falle der Messsysteme könnte so für Kundinnen und Kunden, die über ein kommunikationsfähiges Messsystem verfügen, ein anderer Tarif zur Anwendung kommen als für diejenigen, bei denen kein solches System installiert ist.

Hinsichtlich der Netznutzungstarife gibt es zwischen den Verteilnetzen und dem Transportnetz einige Unterschiede. Die Netznutzungstarife der Verteilnetze werden von den Verteilnetzbetreibern festgelegt und müssen distanzunabhängig sein. Die Tarife für die Nutzung des Transportnetzes dagegen können je nach Distanz variieren, müssen aber für die ganze Schweiz nach derselben Methodik berechnet werden. Auf diese Weise lassen sich unter anderem die Transportkosten zwischen den inländischen Verbraucherinnen und Verbrauchern und dem Transit aufteilen. Der Marktgebietsverantwortliche wird diese Methodik erarbeiten und sie der Regulierungsbehörde sowie den weiteren interessierten Kreisen zur Konsultation vorlegen. Ausserdem legt der Marktgebietsverantwortliche die Bedingungen für die Auktion der Kapazitätsprodukte fest, die zur Nutzung der Grenzübergangspunkte des Transportnetzes berechnen. Der Marktgebietsverantwortliche 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.

Heute prüft der Preisüberwacher die Gastarife. Diese Tarife werden publiziert, aber es wird nicht zwischen den Kosten für die Netznutzung und den Kosten für die Energielieferung unterschieden. Auf der Website des Preisüberwachers zu den Gaspreisen³¹ können die Gesamttarife entsprechend dem Konsumprofil verglichen werden. Da sich die Schweizer Gasversorgungsunternehmen grossmehreheitlich in der Hand der Gemeinden 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 des Preisüberwachungsgesetzes vom 20. Dezember 1985³² (PüG). Im Rahmen seiner Tätigkeit hat der Preisüberwacher im Oktober 2014 mit fünf Transportnetzbetreibern eine einvernehmliche Regelung getroffen, die im Oktober 2020 erneuert und vorerst bis zum 30. September 2024 befristet wurde. Inzwischen wurde eine weitere einvernehmliche Regelung mit Geltung bis zum 30. September 2025 getroffen. In diesen Regelungen wurden einerseits gewisse

³¹ <https://gaspreise.preisueberwacher.ch>

³² SR 942.20

Modalitäten zur Berechnung des Netznutzungsentgelts ab dem Jahr 2015 definiert. Andererseits wurde die Schaffung einer zweckgebundenen Reserve (Investitionsfonds) vorgesehen (jährlich 12,5 Mio. CHF bis max. 251 Mio. CHF). Die Investitionen, die aus diesem Fonds finanziert werden, stellen nach der einvernehmlichen Regelung anrechenbare Kapitalnetzkosten dar. Mit den Bestimmungen des vorliegenden Gesetzes wird diese Regelung obsolet und die Reserve ist entsprechend aufzulösen. Werden die Fondsmittel nach Auflösung des Fonds ins Gasnetz investiert, fliessen sie in die anrechenbare Kapitalkostenbasis ein.

Die Tarife für die thermischen Netze (Wärme- und Kältenetze) verbleiben weiterhin im Zuständigkeitsbereich des Preisüberwachers. Der Hauptgrund dafür lautet, dass die Synergien mit dem Gas- bzw. mit dem Strombereich weniger bedeutend sind als zwischen diesen beiden Energieträgern, denn die Dezentralisierung und die Heterogenität sind bei den thermischen Netzen stärker ausgeprägt. Ausserdem gibt es bei den thermischen Netzen keinen Bezug zum Ausland. Allerdings weisen auch thermische Netze Merkmale eines natürlichen Monopols auf, und es wäre grundsätzlich denkbar, sie einer Regulierung nach dem Cost-plus-Ansatz zu unterstellen. Grossbritannien beispielsweise zieht angesichts der weit verbreiteten Energiearmut eine Regulierung der Tarifbildung für Fernwärmenetze in Betracht, um die Verbraucherinnen und Verbraucher vor unverhältnismässig hohen Preisen zu schützen, die durch die Monopolstellung der Betreiber zustande kommen. Eine Cost-plus-Regelung ist dabei eine von mehreren Möglichkeiten, die in Betracht gezogen werden.³³ Die Kompetenzen des Bundes in Bezug auf Wärmenetze sind jedoch sehr eingeschränkt; Artikel 91 Absatz 2 der Bundesverfassung (BV)³⁴, der den Transport von Energie regelt, ist hierfür nicht anwendbar (vgl. Ziff. 4 des Berichts des Bundesrates vom 17. Dez. 2021 «Potenzial von Fernwärme- und Fernkälteanlagen» in Erfüllung des Postulats 19.4051).

Anrechenbare Netzkosten:

Wert des Netzes: Die Vorgaben zur kalkulatorischen Bewertung der Anlagen sehen vor, dass dafür grundsätzlich auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten abgestellt wird (Art. 19 Abs. 3), und entsprechen im Wesentlichen den Bestimmungen des StromVG. Eine synthetische Bewertung ist nur in Ausnahmefällen zulässig. Um Diskussionen zu vermeiden, wie sie nach der Inkraftsetzung des StromVG geführt werden mussten (Überbewertung infolge synthetischer Bewertung), ist eine Übergangsbestimmung vorgesehen, nach welcher für ältere Anlagen unter gewissen Umständen auf den finanzbuchhalterischen Wert abgestellt werden kann. Netzanlagen, die in der Jahresrechnung bis zum 14. Februar 2020 (dem Datum des Abschlusses der ersten Vernehmlassung zum Vorentwurf des GasVG) nie als Aktiven bilanziert wurden oder bis dahin vollständig beschrieben waren, werden bei der Bewertung grundsätzlich nicht berücksichtigt (Art. 44 Abs. 3). Kurz nach dem Inkrafttreten des StromVG musste die Ausführungsverordnung – die Stromversorgungsverordnung vom

³³ Vgl. «Heat networks regulation – consumer protection» (insb. S. 41 ff.). Abrufbar unter https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1176732/heat-network-consumer-protection-consultation-document.pdf.

³⁴ SR 101

14. März 2008³⁵ (StromVV) – um verschiedene Bestimmungen über die synthetische Bewertung und im weiteren Sinne über die Senkung der Kapitalkosten ergänzt werden.³⁶ Zudem wird der Bundesrat die Methodik zur Durchführung der synthetischen Bewertung näher regeln. Die Regulierungsbehörde prüft die korrekte Kostenanlassung. Selbstredend kann sie die vom Netzbetreiber ermittelten Werte korrigieren. Das regulierte Anlagevermögen (Regulated Asset Base, RAB) des Netzes entspricht dem Gesamtwert der Anlagen, die vom Netzbetreiber bewirtschaftet werden.

Gemäss der Dokumentation der Branche über die Berechnung der Tarife der Verteilnetze³⁷ und einer einvernehmlichen Regelung vom August 2024³⁸ zwischen den Transportnetzbetreibern und dem Preisüberwacher bilden die Anschaffungs- und Herstellungskosten bereits heute die Basis für die Ermittlung der Kapitalkosten.

Ausserordentliche Abschreibungen: Die ausserordentlichen Abschreibungen, die im Hinblick auf eine vorzeitige Stilllegung des Gasnetzes oder zu dessen Rückbau erforderlich sind, müssen ebenfalls an die Netzkosten angerechnet werden können. In Anbetracht der Energieplanungen von Gemeinden, der Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der Gasversorgungsunternehmen und der vermehrten Umstellung der Verbraucherinnen und Verbraucher von Gasheizungen auf andere Wärmequellen haben verschiedene Städte bereits geplant, Leitungsnetze ganz oder teilweise stillzulegen. Falls die (aktuellen) Branchenrichtlinien angewandt werden, die heute Abschreibungen über bis zu 50 Jahre vorsehen, ist es möglich, dass die Anlagen zum Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung zumindest kalkulatorisch noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Dies darf jedoch kein Hindernis für ihre Stilllegung sein. Deshalb müssen die vorzeitig stillzulegenden Leitungsabschnitte grundsätzlich in den Netzentwicklungsplänen ausgewiesen werden, die der EnCom vorgelegt werden. Bei notwendigen Investitionen für den Ersatz einer Leitung muss die voraussichtliche Nutzungsdauer der neuen Leitung bestimmt werden. Ist diese kürzer als die übliche Abschreibedauer, können ab der Inbetriebnahme der Leitung jährlich höhere Abschreibungen vorgesehen werden. Ausserdem können bei der Stilllegung oder beim Rückbau einer Leitung direkte Kosten anfallen.³⁹ Dies ergänzt die Bestimmung in Artikel 32b RLG, wonach ein Unternehmen bei Aufgabe des Betriebs die Rohrleitungsanlage auf eigene Kosten beseitigen und den früheren Zustand wiederherstellen muss, soweit ein öffentliches Interesse besteht.

³⁵ SR 734.71

³⁶ Änderung vom 12. Dez. 2008, AS 2008 6467; vgl. Medienmitteilung des BFE vom 5. Dez. 2008. Abrufbar unter www.admin.ch > [Dokumentation](#) > [Medienmitteilungen](#) > [«Neue Massnahmen gegen hohe Strompreise: Bundesrat revidiert Verordnung»](#).

³⁷ Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen. (Nemo). Abrufbar unter www.preisueberwacher.admin.ch > [Dokumentation](#) > [Publikationen](#) > [Einvernehmliche Regelungen](#).

³⁸ Einvernehmliche Regelung mit HD-Gasnetzbetreibern betr. Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes. Abrufbar unter www.preisueberwacher.admin.ch > [Dokumentation](#) > [Publikationen](#) > [Einvernehmliche Regelungen](#).

³⁹ Eine vertiefte Erörterung findet sich in der Studie zu den regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzen. Abrufbar unter www.bfe.admin.ch > [Versorgung](#) > [Fossile Energien](#) > [Gasversorgung](#) > [Gasversorgungsgesetz](#).

Investitionen in das Netz im Hinblick auf die Einspeisung eines Gemischs von erneuerbarem Gas und fossilem Erdgas ins Netz: Die Investitionen, mit denen die bestehenden Netzanlagen befähigt werden, ein Gemisch aus erneuerbarem Gas und fossilem Erdgas zu transportieren, sind grundsätzlich als Netzkosten anrechenbar. So können beispielsweise Investitionen notwendig werden, um Gasflüsse vom Verteilins Transportnetz zu gewährleisten. Geht es um die Beimischung von Wasserstoff, sind die Investitionen jedoch nur anrechenbar, wenn sie als unerheblich erscheinen – beispielsweise für die Erkennung von Wasserstofflecks – und wenn der Wasserstoffanteil im Gasgemisch nicht überwiegt (vgl. folgenden Abschnitt). Investitionen in Leitungsanlagen und Kompressoren, die der Erhöhung des Leitungsdrucks oder des Durchflusses dienen, sind nicht unerheblich und gelten nicht als anrechenbare Netzkosten.

Investitionen in das Netz im Hinblick auf die Umrüstung von Methangasleitungen für den Wasserstofftransport: Investitionen zur Umrüstung der herkömmlichen Gasnetze zur Beförderung von reinem Wasserstoff können nicht an die Netzkosten des Gasnetzes angerechnet werden und dürfen folglich nicht ins Netznutzungsentgelt eingerechnet werden. Damit sollen intransparente Querfinanzierungen zwischen Methan- und Wasserstoffkundinnen und -kunden verhindert werden. Sollte in Zukunft eine Regelung für ein reines Wasserstoffnetz eingeführt werden, könnten derartige Querfinanzierungen in Betracht gezogen werden, etwa in Form von Transfers zwischen regulierten Bereichen, wie dies in der EU vorgesehen ist. Artikel 5 der EU-Verordnung 2024/1789 hält fest, dass Querfinanzierungen (Finanztransfers) zwischen getrennten regulierten Dienstleistungen genehmigt werden können, wenn a) die Netzzugangstarife bei den Nutzern des RAB erhoben werden, das von dem Finanztransfer profitiert, b) die Summe der Finanztransfers und der durch Netzzugangstarife erzielten Erlöse nicht höher ist als die zulässigen Erlöse und c) ein Finanztransfer für einen befristeten Zeitraum genehmigt wird, der in keinem Fall länger sein darf als ein Drittel des Abschreibungszeitraums der betreffenden Infrastruktur. Bei der Umwidmung von Methangasleitungen für den Transport von Wasserstoff setzt die EnCom den Wert fest, zu dem die Anlagen aus dem RAB des Methangasnetzes ausgeschieden werden. Der Wert, zu dem die Anlagen ausgeschieden werden, muss ihrem Restwert entsprechen und ist im Hinblick auf eine allfällige künftige Regulierung des Wasserstoffnetzes zu dokumentieren. Diese Informationen sind dem Preisüberwacher zugänglich zu machen (Art. 18 PüG). Investitionen, die gegebenenfalls zuvor im Hinblick auf die Umwidmung getätigt wurden und die nicht an die Kosten des Gasnetzes, das hauptsächlich dem Transport von Methan dient, angerechnet werden konnten, sind in diesem Wert nicht enthalten. Der Wert, zu dem die Anlagen im RAB des Wasserstoffnetzes erfasst werden, kann folglich vom Wert abweichen, zu dem sie aus dem RAB des Methangasnetzes ausgeschieden wurden.

Netzentwicklungsplan und Koordination mit den Fernwärmenetzen:

In Anbetracht der möglichen vorzeitigen Stilllegung von Gasleitungen sowie des Rechts, die damit verbundenen Mehrkosten an die Netzkosten anzurechnen, muss der Netzentwicklungsplanung besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden. Damit die Kundinnen und Kunden frühzeitig informiert, eine reibungslose Koordination mit

dem Ausbau der Fernwärme sichergestellt und die Mehrkosten auf eine angemessene Anzahl Kundinnen und Kunden überwältzt werden können, braucht es eine langfristige Vision. Je frühzeitiger eine Stilllegung geplant wird, desto länger ist der Zeitraum, über den die damit verbundenen Kosten verteilt werden können, und desto grösser ist die Zahl der verbleibenden Gasbezüglerinnen und -bezügler, die diese Kosten tragen müssen. Es wird erwartet, dass der Erdgasverbrauch im Laufe der Zeit aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen bei Gebäuden und der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung sinken wird.

Das GasVG verpflichtet die Netzbetreiber deshalb dazu, Netzentwicklungspläne auszuarbeiten. Dabei stellen sie die Koordination mit den Gemeinden und den Betreibern von thermischen Netzen sicher und prüfen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung. Die Transportnetzbetreiber stimmen sich auch mit den Verteilnetzbetreibern ab, um die Sicherheit der Gasversorgung zu gewährleisten. Ihre Planung soll die Vereinbarkeit mit den energie- und klimapolitischen Zielen für eine Energieversorgung ohne fossiles CO₂ sicherstellen, die in den Energieplanungen der Kantone und Gemeinden festgeschrieben sind. Die kantonalen und kommunalen Energieplanungen sind den Planungen der Netzbetreiber übergeordnet. Die Netzbetreiber müssen auch den verschiedenen Gasarten Rechnung tragen, namentlich durch die Bezeichnung der Leitungen, die künftig der Beförderung von reinem Wasserstoff dienen sollen, und der Leitungen, die weiterhin benötigt werden. Dies impliziert, dass auch Stilllegungen von Gasleitungen in Betracht gezogen werden können. Der Bundesrat kann ferner vorsehen, dass bei der Ausarbeitung der Entwicklungspläne für das Gasnetz dem Szenariorahmen für den Strombereich Rechnung zu tragen ist. Tatsächlich werden die Interaktionen zwischen den verschiedenen Energieträgern künftig zunehmen (u. a. Substitution von Gas durch Strom bei der Wärmeproduktion, Wasserstoff und Sektorkopplung).

Die Pläne müssen der Regulierungsbehörde vorgelegt werden, die den Netzbetreibern einen Grundsatzentscheid über die Anrechenbarkeit der Investitionskosten übermitteln kann. Der Bundesrat kann auch vorsehen, dass die Regulierungsbehörde die Pläne unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasleitungen prüft. Es gilt insbesondere, dass ein vorgelagertes Netz nicht stillgelegt werden kann, wenn die nachgelagerten Netze nicht stillgelegt sind. Schliesslich müssen den Kantonen und Gemeinden auf Anfrage alle Angaben geliefert werden, die diese für eine reibungslose Koordination im Bereich der Komfortwärme benötigen.

3.1.4. Regulierungsbehörde und Marktgebietsverantwortlicher

Regulierungsbehörde: Die bisher für den Vollzug der Stromversorgungsgesetzgebung und in Zukunft für die Aufsicht über die Strom- und Gasgrosshandelsmärkte zuständige ElCom soll, wie dies in den EU-Mitgliedstaaten der Fall ist, auch für den Vollzug der Gasversorgungsgesetzgebung zuständig sein und künftig Eidgenössische Energiekommission (EnCom) heissen. Ihre Aufgaben umfassen insbesondere die

Aufsicht über die Netznutzungstarife, die Behandlung von Streitfällen beim Netzzugang sowie die Überwachung der Umsetzung der Bestimmungen zur Versorgungssicherheit. Zudem arbeitet sie mit den entsprechenden Behörden der Nachbarländer zusammen. Zu ihren Aufgaben gehört ferner – wie auch im Elektrizitätsbereich – die Überwachung der Cybersicherheit.

Marktgebietsverantwortlicher: Zur Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit wird – auf der Transportnetzebene – mit dem Marktgebietsverantwortlichen ein neuer Akteur geschaffen, der seine Aufgaben unabhängig von den Transportnetzbetreibern erfüllt. An den Eigentumsverhältnissen in Bezug auf das Netz ändert sich nichts. Zur Finanzierung seiner Tätigkeit (Bewirtschaftung der Transportkapazitäten und Bilanzierungsmanagement) wird der Marktgebietsverantwortliche an den Tarifeinnahmen auf Transportnetzebene beteiligt, d. h., seine Funktion wird zu einem guten Teil aus den Netznutzungstarifen finanziert. Ausserdem erzielt er Einkünfte aus seiner Tätigkeit als Bilanzierungszonenverantwortlicher (vgl. Ziff. 3.1.3 «Bilanzierungsmanagement»). Seine Einnahmen sollen aber nicht mehr als kostendeckend sein, da er keinen Gewinn erzielen darf.

Der Marktgebietsverantwortliche ist von den Transportnetzbetreibern als Aktiengesellschaft zu konstituieren. Angesichts des Diskriminierungspotenzials, das mit den Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen aufgrund des natürlichen Monopolcharakters des Netzes einhergeht, muss dieser von der Gaswirtschaft unabhängig sein, insbesondere auch in personeller Hinsicht. Der Bundesrat genehmigt die Statuten des Marktgebietsverantwortlichen. Die Konstituierung des Marktgebietsverantwortlichen dürfte etwa zwei Jahre in Anspruch nehmen, und nach weiteren 18 Monaten sollte er vollumfänglich funktionsfähig sein. Daher ist ein gestaffeltes Inkrafttreten vorgesehen: Die Bestimmungen, deren Umsetzung vom Marktgebietsverantwortlichen abhängt, werden erst in einer zweiten Phase in Kraft gesetzt. Dies betrifft namentlich die Bestimmungen zum Netzzugang, zur Auktion von Kapazitäten und zur Festsetzung von Tarifen durch den Marktgebietsverantwortlichen für die Nutzung des Transportnetzes sowie zur Durchführung und Finanzierung des Monitorings der Versorgungssicherheit (vgl. Erläuterungen zu Art. 46 in Kap. 4).

Die Kantone, die Gemeinden und die schweizerisch beherrschten Unternehmen der Gaswirtschaft haben ein Vorkaufsrecht an den Aktien des Marktgebietsverantwortlichen.

Dadurch wird sichergestellt, dass die Beherrschung des Marktgebietsverantwortlichen den Interessen der Schweiz folgt. Der Bundesrat kann weitere Anforderungen an die Organisation und Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen vorsehen. Dazu zählt insbesondere das Recht der Kantone, sich am Gesellschaftskapital zu beteiligen und Vertreterinnen und Vertreter in das oberste Leitungsorgan entsenden zu können.

Für das Modell des Marktgebietsverantwortlichen spricht der Grundsatz der Verhältnismässigkeit. Die Errichtung eines einzigen Transportnetzbetreibers nach dem Modell der Swissgrid AG im Strombereich wäre aufgrund der Eigentumsübertragung ein weitaus stärkerer Eingriff. Das EU-Recht sieht im Standardmodell eine eigentumsrechtliche Entflechtung vor (ownership unbundling).

3.1.5. Transparenz und Daten

Transparenz: Informationen, welche die Netznutzerinnen und -nutzer zur Übersicht über die angebotene Netzkapazität, die Bilanzierungsregeln und die Netznutzungstarife benötigen, werden von den Netzbetreibern oder gegebenenfalls vom Marktgebietsverantwortlichen veröffentlicht. Die Netznutzungstarife müssen jährlich veröffentlicht werden. Auf der Rechnung des Lieferanten sind die Energiekosten, die Netznutzungsentgelte, die Messentgelte sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen gesondert aufzuführen. Die Netzbetreiber veröffentlichen ihre Jahresrechnung. Der Bundesrat kann auch vorsehen, dass die Netzentwicklungspläne veröffentlicht werden müssen.

Datenaustausch, Informationsprozesse und Rolle einer zentralen Datenplattform: Bei einem Lieferantenwechsel müssen dem neuen Lieferanten die notwendigen Daten und Informationen bereitgestellt werden. Künftig dürfte der Wechselprozess im Wesentlichen elektronisch erfolgen. Der Bundesrat kann vorsehen, dass sich die Gasnetzbetreiber an die für den Elektrizitätsbereich vorgesehene zentrale Datenplattform (Datahub) anschließen (Art. 17g ff. StromVG) und auf diesem Weg sämtliche Daten den betroffenen Kundinnen und Kunden zugänglich machen müssen. Eine eigenständige Lösung für den Bereich der Gasversorgung erscheint wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Gegenwärtig zeigt sich im internationalen Umfeld vor dem Hintergrund einer zunehmenden Komplexität der Prozesse und der neuen Möglichkeiten der Digitalisierung, dass für einen qualitativ hochwertigen und effizienten Datenaustausch eine solche Lösung vorteilhaft ist. Ein effizient organisierter Zugang zu Daten und Informationen spielt in der Tat eine entscheidende Rolle für einen funktionstüchtigen Wettbewerb. 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 zu gewährleisten, dass berechtigte Dritte (z. B. die Inhaberinnen und Inhaber der Daten) Zugang zu den Daten erhalten. Bei der Umsetzung ist es wichtig, die Transaktionskosten niedrig zu halten. Die für die Bilanzierung, die Kapazitätsvergabe und die Tarifierung notwendigen Informationen müssen ebenfalls von den Verantwortlichen zeitgerecht, kostenlos und in guter Qualität an die auf diese Informationen angewiesenen Akteure geliefert werden.

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 sogenannte kritische Infrastrukturen handelt, ist der Informationssicherheit auf Basis der

Erkenntnisse der Nationalen Strategie zum Schutz der Schweiz vor Cyber-Risiken (NCS) besondere Beachtung zu schenken. Die Strategie wurde vom Bundesrat an seiner Sitzung vom 5. April 2023 verabschiedet und an der Plenarversammlung der Konferenz der Kantonalen Justiz- und Polizeidirektorinnen und -direktoren vom 13. April 2023 durch die Kantone gutgeheissen.

3.1.6. Kompetenzabgrenzung zwischen EnCom, der Wettbewerbskommission und der Preisüberwachung

Mit der EnCom wird eine Regulierungsbehörde geschaffen, die im Gasbereich die Einhaltung des Gesetzes überwacht, Entscheide trifft und Verfügungen erlässt (Art. 33). In Sachbereichen, die durch das GasVG reguliert werden und für die im Streitfall oder von Amtes wegen die EnCom die zuständige Aufsichtsbehörde ist, entfällt die Zuständigkeit der Wettbewerbskommission (WEKO) und der Preisüberwachung. Dies betrifft namentlich die Kontrolle der Netznutzungsentgelte und Netznutzungstarife, die Gewährleistung des Netzzugangs, das Messwesen der Netzbetreiber und die Bestimmungen zur Versorgungssicherheit.

Im Bereich der Gasversorgung kann die WEKO gegen einen Gaslieferanten oder einen Messstellenbetreiber auf dem freien Markt vorgehen, falls dieser marktbeherrschend ist (vgl. Art. 4 Abs. 2 des Bundesgesetzes über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen vom 6. Oktober 1995 [KG, SR 251]) und sich missbräuchlich verhält, indem er Konkurrenten behindert oder die Marktgegenseite ausbeutet (vgl. Art. 7 Abs. 1 KG). Weiter bekämpft die WEKO insbesondere Wettbewerbsabreden in diesen Bereichen (Art. 5 KG). In den genannten Bereichen besteht keine Zuständigkeit der EnCom. Bei einem Lieferantenwechsel sind beide Behörden jeweils für den sie betreffenden Aspekt Netz resp. Netzzugang (EnCom) und Energie (WEKO) zuständig.

Gemäss Preisüberwachungsgesetz vom 20. Dezember 1985 (PüG, SR 942.20) beobachtet der Preisüberwacher die Preisentwicklung und verhindert oder beseitigt die missbräuchliche Erhöhung und Beibehaltung von Preisen. Das Überwachen bestimmter Preise durch andere Behörden bleibt vorbehalten (Art. 4 und 15 PüG). Sollte die Höhe der Preise für Gaslieferungen oder Messdienstleistungen im freien Markt in einem Einzelfall zur Diskussion stehen, tauschen sich die Wettbewerbsbehörden aus und treffen eine Vereinbarung darüber, ob der Preisüberwacher oder die WEKO den Fall weiterverfolgt (Art. 3 Abs. 3 KG).

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 verschiedene Vorteile gegenüber: volkswirtschaftliche Gewinne, Einsparungen und Wahlmöglichkeiten für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher, Innovationsmöglichkeiten bei den Lieferanten, der Gewinn an Rechtssicherheit sowie die Stärkung der Gasversorgungssicherheit.

3.3. Umsetzungsfragen

Das Subsidiaritätsprinzip ist zentral bei der Umsetzung des GasVG. Nur so kann ein von einer Netzinfrastruktur mit reguliertem Monopol abhängiger Markt ohne ausufernde Regulierung funktionieren. Diese Auffassung spiegelt sich in Artikel 42 wieder, wonach der Bundesrat Ausführungsbestimmungen erlässt und die betroffenen Organisationen gemeinsam die für den Vollzug notwendigen technischen und administrativen Richtlinien erlassen. Die Bundesbehörden bleiben aber auch beim Beizug privater Organisationen für den Vollzug verantwortlich; die Aufsichtskompetenz kann nicht an Dritte übertragen werden. Kommen die betroffenen Organisationen ihrer Pflicht nicht oder nur ungenügend nach, so müssen die Bundesbehörden tätig werden. Die Mitwirkung der direkt betroffenen Kreise soll sicherstellen, dass mit den Richtlinien keine diskriminierenden Regeln aufgestellt werden.

Die Gaswirtschaft soll den notwendigen Handlungsspielraum behalten. Sie ist gefordert, im vorgegebenen Rahmen allgemein akzeptierte Konzepte und Vorschläge zur Umsetzung des GasVG zu erarbeiten. Von praktischer Relevanz ist dies besonders bei der Umsetzung des Marktzugangs und des Entry-Exit-Modells. Die betroffenen Organisationen haben 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.

Die EnCom erhält in Bezug auf die Regelungsgegenstände des GasVG dieselben Aufgaben und Kompetenzen, wie sie im Strombereich gemäss dem StromVG vorgesehen sind, dies unter Berücksichtigung der StromVG-Revision vom 29. September 2023⁴⁰.

⁴⁰ BBl 2023 2301

4. Erläuterungen zu einzelnen Artikeln

4.1. Gasversorgungsgesetz

1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen

Art. 1 Zweck

Das Gesetz hat eine doppelte Zwecksetzung. Erstens dient es der Zuverlässigkeit der Gasversorgung. Unter den Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit sind vor allem die Vorgaben zur Speicherung von Gasmengen im Winterhalbjahr hervorzuheben (Art. 10). Diese sektoriellen Massnahmen ergänzen die Instrumente der wirtschaftlichen Landesversorgung. Von der Versorgungssicherheit abzugrenzen ist die Sicherheit des Netzbetriebs: Die Anforderungen, die für den Schutz von Personen, Sachen und der Umwelt erforderlich sind, finden sich im RLG. Zweitens sorgt das Gesetz mit der Gewährleistung des Netzzugangs (Art. 16) für einen funktionstüchtigen Wettbewerb und damit für eine wirtschaftliche Gasversorgung.

Art. 2 Gegenstand und Geltungsbereich

Der Geltungsbereich des Gesetzes erstreckt sich grundsätzlich auf sämtliche Gasnetze (*Abs. 1 und 3*). Im Vordergrund steht die Netznutzung. Nicht geregelt sind die Netzanschlusspflichten und die Tragung der Kosten für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsstätten (*Abs. 2*). Die Finanzierung der Netzanschlusssysteme bleibt somit analog zum Stromversorgungsrecht eine kantonale und kommunale Domäne. Das Gesetz belässt die Vielfalt der Lösungen, die sich dazu in der Praxis entwickelt hat, unberührt, und beschränkt sich derweil auf ein Verbot der doppelten Kostenanlastung (Art. 8, Verursachergerechtigkeit). Auch vermittelt es keinen Anspruch auf Netzanschluss. Allfällige Ansprüche nach kantonalem oder kommunalem Recht sind indes nicht ausgeschlossen.

Eine Beimischung von erneuerbarem Gas steht der Anwendbarkeit des Gesetzes nicht im Wege. Vorausgesetzt ist nach Absatz 4 aber, dass mehrheitlich Methan befördert wird (Erdgas und Biomethan). Zu den erneuerbaren Gasen gehören neben Biomethan insbesondere auch synthetisch erzeugtes Methan oder Wasserstoff. Vom Anwendungsbereich ausgenommen sind somit insbesondere diejenigen Gasnetze, die mehrheitlich Wasserstoff befördern, gemessen in Kubikmetern (vgl. dazu auch Art. 22 Abs. 2). Der Bundesrat hat am 14. Dezember 2024 die nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. Dabei hat er festgehalten, dass eine Marktregulierung der Wasserstoffnetze erst ins GasVG aufgenommen werden soll, wenn der Bedarf nach Wasserstoffleitungen nachgewiesen ist – was heute noch nicht der Fall ist.

Absatz 5 befasst sich mit den isolierten Netzgebieten (Tessin und Raum Kreuzlingen). Diese gehören nicht zum Schweizer Marktgebiet (Art. 3 Bst. h). Der Bundesrat wird Lösungen vorsehen können, die der Situation angemessen sind, insbesondere was das Bilanzierungsmanagement und die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Grenzüber-

gangspunktes Bizzarone im Tessin anbelangt. Die Delegationsnorm belässt dem Bundesrat viel Spielraum. Ausnahmen oder abweichende Regelungen kann er aber nur für die Netznutzungstarife, die Bilanzierung und die Speicheranlagen treffen. In jedem Fall ist der Anspruch auf Netzzugang (Art. 16) 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 Legaldefinitionen erläutert.

Im Unterschied zum StromVG gibt es keine kantonalen Netzgebietszuteilungen. Damit gleichwohl klar ist, wer als Netzbetreiber anzusehen ist, stellt Buchstabe b diesbezüglich auf die Betriebsbewilligungen ab, die gestützt auf das RLG vom Bund (Art. 30 Abs. 1 RLG) und von den Kantonen (Art. 42 Abs. 1 RLG) ausgestellt werden.

Netznutzerin oder Netznutzer (Bst. c) ist die natürliche oder juristische Person, die Gas in ein Netz einspeist, aus einem Netz ausspeist oder durch ein Netz durchleiten lässt. Unter diesen Begriff fallen insbesondere die Lieferanten und damit auch die Netzbetreiber, in ihrer Rolle als Versorger, indem diese Endkundinnen und Endkunden direkt mit Gas beliefern. Hinzu kommen Zwischenhändler und Transiteure. Endverbraucherinnen und Endverbraucher treten hingegen in aller Regel nur als Netzanschlussnehmerin oder Netzanschlussnehmer und nicht zugleich auch als Netznutzerin oder Netznutzer auf. Es sei denn, sie kümmern sich selber um ihre Versorgung. Bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen, Rückvergasungsanlagen und Speicheranlagen (Art. 29) ist eine differenzierte Betrachtung angebracht, je nachdem, ob sie ihre Ein- und Ausspeiseverträge selber abschliessen oder einen Dritten beauftragen. Als Drittlieferant (Bst. d) gilt ein Gaslieferant, der Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Gas versorgt, falls er nicht Betreiber des Verteilnetzes ist, das er für die Belieferung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher nutzt. Diese Definition steht in direktem Zusammenhang mit der freien Wahl des Lieferanten nach Artikel 9 Absatz 1 und der Möglichkeit des Verteilnetzbetreibers, den Zugang zu seinem Netz nach Artikel 16 Absatz 3 zu verweigern.

Das Transportnetz (Bst. f) – 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 Swisssgas AG, der Gaznat SA, der Gasverbund Mittelland (GVM) AG, der Erdgas Ostschweiz (EGO) AG, der Erdgas Zentralschweiz (EGZ) AG, der Unigaz SA und der Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA. In der Legaldefinition sind die Haupteigenschaften des Transportnetzes hervorgehoben; vereinzelt gibt es indes auch Grossverbraucher, die direkt am Transportnetz angeschlossen sind und über dieses beliefert werden.

Das Verteilnetz (Bst. g) umfasst die kleineren Netzanlagen der tieferen Druckstufen. Diese sind nicht auf die Beförderung über grössere Distanzen ausgerichtet, sondern

vorwiegend auf die Belieferung der Endverbraucherinnen und 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 Hausanschlusspunkt 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. Zur Abgrenzung der Systemgrenzen (Transitgasleitung und übriges Transportnetz, lokales Transportnetz und übriges Verteilnetz, Netzanschlussleitungen usw.) könnten Ausführungsvorschriften erlassen werden, sofern und soweit dazu im Rahmen des Subsidiaritätsprinzips keine sachgerechten Branchenstandards entwickelt werden (vgl. Art. 42 Abs. 3).

Zum hiesigen Marktgebiet (Bst. h) gehören alle inländischen Netzanlagen mit Ausnahme der isolierten Gasnetze (Bst. i). Es wird durch die Grenzübergangspunkte sowie die Ein- und Ausspeisepunkte zu den Endkundinnen und Endkunden, den Erzeugern und den Speichern begrenzt. Die isolierten Gasnetze können gemäss Artikel 2 Absatz 5 einem besonderen Regulierungsregime unterstellt werden. Das Marktgebiet zeichnet sich vor allem durch zwei Elemente aus: Erstens bildet es eine Bilanzierungszone mit einheitlichen Bilanzierungsregeln (Art. 26-28). Zweitens ist es den Netznutzerinnen und Netznutzern im Marktgebiet möglich, gestützt auf einen Netznutzungsvertrag Gasmengen ohne Festlegung eines konkreten Transportweges und grundsätzlich ohne geografische Einschränkungen von einem Einspeisepunkt zu einem beliebigen Ausspeisepunkt befördern zu lassen (sog. Zweivertragsmodell, Art. 17).

Die Ein- und Ausspeisepunkte (Bst. j und k) definieren die Grenzen des Marktgebietes (bzw. der isolierten Netze). Ihre Nutzung ist Gegenstand der Netznutzungsverträge (Art. 17 Abs. 1) und Anlass zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts (Art. 18 Abs. 1).

Von besonderer Bedeutung sind die Grenzübergangspunkte (Bst. l) des Transportnetzes, über welche das hiesige Marktgebiet mit den Marktgebieten der Nachbarländer verbunden ist. Für deren Nutzung wird der Marktgebietsverantwortliche Kapazitätsprodukte zum Erwerb anbieten (Art. 17 Abs. 2).

Ein Zusammenschluss der Netznutzerinnen und Netznutzern in einer Bilanzgruppe erlaubt den Grossverbrauchern eine gebündelte Beschaffung über das ganze Marktgebiet (Bst. n).

Die Definition des kommunikationsfähigen Messsystems (Bst. o) grenzt sich vom Begriff der intelligenten Messsysteme im Strombereich ab. Der Grund für die unterschiedliche Bezeichnung in den beiden Bereichen liegt darin, dass den Unterschieden zwischen einem intelligenten Messsystem und einem Messsystem, das lediglich eine Fernauslesung ermöglicht, Rechnung getragen werden soll.

Ein intelligentes Messsystem (Bst. p) ist ein kommunikationsfähiges Messsystem, das die bidirektionale Datenübertragung ermöglicht. Diese Fähigkeit kann für die Mes-

sung und Steuerung von grösseren Verbrauchsstätten sowie Erzeugungs- und Speichereinrichtungen und damit für die Netzstabilität und Bilanzierung vorteilhaft sein (vgl. auch Art. 23).

Absatz 2: Wie im Stromversorgungsrecht, können die Begriffe auf Verordnungsstufe noch detaillierter definiert werden (z. B. zur Abgrenzung der Netzebenen und der Unterscheidung zwischen dem Gasnetz und Anschlussleitungen). Zudem können auf Verordnungsstufe weitere Legaldefinitionen hinzugefügt werden, zum Beispiel zu Begriffen, die im Gesetz nicht oder nicht häufig benutzt werden, und daher auf der Verordnungsstufe mehr Raum einnehmen werden (z. B. Regelenergie, Systemdienstleistungen).

2. Kapitel: Gasversorgung

1. Abschnitt: Allgemeine Aufgaben und Pflichten der Gaswirtschaft

Art. 4 Aufgaben der Netzbetreiber

Die in *Buchstabe a* statuierte Pflicht ist im Netzbereich als elementare Zielvorgabe bei der Erfüllung sämtlicher Aufgaben zu beachten. Ist die Stabilität des Netzbetriebs gefährdet, sind die Netzbetreiber verpflichtet, die erforderlichen Massnahmen zu ergreifen. Die entsprechenden Befugnisse sichern sie sich insbesondere in den Netzanchluss- und den Netznutzungsverträgen zu. Zur Netzstabilität tragen insbesondere die Systemdienstleistungen bei. Diese fallen teilweise in die Kompetenz des Marktgebietsverantwortlichen (Beschaffung und Einsatz der Regelenergie sowie Handhabung von Netzengpässen auf der Transportnetzebene). Im Übrigen liegt es an den Netzbetreibern, sie zu gewährleisten. Damit sind unter anderem die Druck- und Mengenregulierung, die Handhabung der Netzengpässe auf Verteilnetzebene und die Prüfung der Gasbeschaffenheit (Zusammensetzung und Brennwert des Gases, vgl. Art. 16 Abs. 2 Bst. a) angesprochen. Von der hier vordringlich interessierenden *Stabilität* des Netzbetriebs abzugrenzen ist die *Sicherheit* des Netzbetriebs im Sinne des Schutzes von Personen, Sachen oder anderen Rechtsgütern (vgl. Art. 4 Bst. a GasVG und Art. 31 RLG).

Buchstaben b und c: Die Anforderungen an die Erstellung der Netzentwicklungspläne sind in Artikel 5 normiert, jene hinsichtlich der Gewährung des Netzzugangs in Artikel 16.

Art. 5 Netzentwicklungspläne

Wie im Stromversorgungsrecht sind die Netzbetreiber zur Vornahme einer Netzentwicklungsplanung angehalten. Die Vorschriften fallen vergleichsweise schlank aus. So ist etwa kein gasspezifischer Szenariorahmen (vgl. Art. 9a StromVG) vorgesehen. Anstelle von einem weiteren Ausbau des Netzes, vor allem des Transportnetzes, steht die Transformation der Infrastruktur hin zur vermehrten Nutzung von erneuerbaren Gasen oder zur Umstellung auf alternative Energieversorgungssysteme im Vordergrund. Das betrifft insbesondere die Verteilnetzebene.

Die Netzentwicklungspläne sind allen voran auf die Dekarbonisierung der Energieversorgung auszurichten (*Abs. 1*). Dabei geht es auch um die Planung der Stilllegung von Netzen. Weiter geht es um eine mögliche Umrüstung der herkömmlichen Gasnetze, um sie für eine Beimischung von Wasserstoff zu befähigen oder gar auf den ausschliesslichen Transport von Wasserstoff auszurichten (vgl. dazu Art. 2 Abs. 4 und Art. 22 Abs. 1). Als alternative Energieversorgungssysteme kommen neben reinen Wasserstoffnetzen vor allem thermische Netze (Fernwärme) in Frage. Gerade bei den Stilllegungen drängt sich zur Vermeidung von abrupten Tarifsprüngen eine langfristige Planung in Absprache mit den lokalen Gemeinwesen auf.

Absatz 2: Die Netzentwicklungspläne sind der EnCom vorzulegen. Dadurch kann sie auf die Planung und die Kosten Einfluss nehmen, die mit der Netzentwicklung verbunden sind. Ob den Netzbetreibern ein Anspruch auf eine Beurteilung der voraussichtlichen Anrechenbarkeit der Kosten zukommt, richtet sich nach den allgemeinen Grundsätzen des Verwaltungsrechts (v.a. Art. 25 Abs. 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes vom 20. Dezember 1968⁴¹). Die EnCom kann ihre Einschätzung mit Bedingungen und Auflagen verknüpfen. Diesbezüglich ist anzumerken, dass sich die Kompetenzen der EnCom im Zusammenhang mit der Stilllegung von Netzen im Wesentlichen auf eine Prüfung der Effizienz der Umsetzung und der rechnerisch korrekten Anlastung der Kosten beschränken. Die Stilllegung an sich ist im Rahmen der Energieplanung der betreffenden Gemeinwesen ein unternehmerischer Entscheid. Da sich die überwiegende Mehrheit der Verteilnetzbetreiber in der Hand der lokalen Gemeinden befindet, können diese die Netzentwicklung auch über ihre Rolle als Trägerschaft der Unternehmen beeinflussen.

Absatz 3: In den Ausführungsvorschriften wird der Bundesrat die Anforderungen an den Inhalt der Netzplanung näher ausführen, wobei die Anforderungen für die Transport- und die Verteilnetze unterschiedlich ausfallen können. Beispielsweise kann der Bundesrat vorsehen, dass der Szenariorahmen des BFE gemäss Artikel 9a^{ter} Absatz 1 StromVG, soweit er für die Gasversorgung relevant ist (z.B. bei Sektorenkopplung), zu berücksichtigen ist. Auch könnte die Verordnung näher auf die Prüfung der Möglichkeit zur Beimischung von Wasserstoff eingehen. Weiter können Koordinationspflichten geregelt werden, auch im Verhältnis zu Anbietern von alternativen Energieversorgungssystemen (z. B. thermische Netze) und angrenzenden ausländischen Transportnetzbetreibern. Im Rahmen dieser Koordinationspflicht können die Netzbetreiber nach Vorbild von Ziffer 10.4 Absatz 3 der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich auch verpflichtet werden, den Gemeinden Informationen zu liefern, welche diese für die Energieplanung benötigen (z. B. Angaben zum Alter einzelner Leitungsabschnitte und zu den geplanten Reinvestitionen).

In Verbindung mit Artikel 36 Absatz 1 könnte der Bundesrat ferner vorsehen, dass die Netzentwicklungspläne, zu veröffentlichen sind, so wie dies auch im Strombereich der Fall ist (vgl. Art. 9d Abs. 4 StromVG). Dabei sind Berufs-, Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnisse sowie andere überwiegende Interessen vorzubehalten, die einer Veröffentlichung entgegenstehen (z. B. die innere oder äussere Sicherheit der Schweiz).

41 SR 172.021

Art. 6 Entflechtung

Absatz 1 verbietet es einem Gasversorgungsunternehmen, Querfinanzierungen zwischen den regulierten Tätigkeitsbereichen und den wettbewerblichen Bereichen vorzunehmen. Zu den regulierten Tätigkeiten gehört der Netzbetrieb. Beim Messwesen ist gemäss Artikel 23 Absätze 1 und 2 zwischen Gaszählern zu differenzieren, die der Gasversorgung durch den Netzbetreiber selbst und jenen, die der Gasversorgung durch Drittlieferanten dienen. Letztere sind der wettbewerblichen Sphäre zuzuordnen. Weiter gehört zu den regulierten Tätigkeiten auch der Betrieb von Speicheranlagen, die nach Artikel 29 Absatz 1 Buchstabe b eingesetzt werden, zumal diese als Bestandteil des Netzes zu behandeln sind (Art. 29 Abs. 3). Das Querfinanzierungsverbot verlangt zunächst, dass die Einnahmen und Ausgaben aus dem regulierten Bereich von jenen aus den wettbewerblichen Tätigkeitsbereichen separiert werden. Dies geschieht über die buchhalterische Entflechtung (*Abs. 3*). Sodann ist es verboten, Ausgaben der wettbewerblichen Tätigkeitsbereiche den regulierten Tätigkeitsbereichen zuzuweisen resp. Einnahmen aus den regulierten Tätigkeitsbereichen in die wettbewerblichen Tätigkeitsbereiche zu transferieren.

Absatz 2 enthält ein Gebot zur informatorischen Entflechtung. Zu den gesetzlichen Offenlegungspflichten gehören insbesondere jene nach Artikel 36 und 37. Anzumerken ist, dass kein Verstoss gegen das Gebot zur vertraulichen Behandlung vorliegt, wenn Informationen diskriminierungsfrei veröffentlicht werden und so allen Marktteilnehmern offenstehen. Dies kann beispielsweise für Informationen relevant sein, die für Forschungszwecke zur Verfügung gestellt werden, deren Resultate veröffentlicht werden. Nicht explizit vorgeschrieben ist eine personelle Entflechtung. Gleichwohl sind zur Sicherstellung der informatorischen Entflechtung gewisse organisatorische Vorkehrungen zu treffen. Wirtschaftlich sensible Informationen sind keine besonders schützenswerte Personendaten im Sinne von Artikel 5 Buchstabe c des Bundesgesetzes über den Datenschutz⁴² (DSG).

Die Einhaltung des Querfinanzierungsverbots von *Absatz 1* bedingt, dass die Netzbetreiber eine buchhalterische Entflechtung vornehmen (*Abs. 3*). Dies bedeutet, dass für jedes Gasnetz eine Jahresrechnung und eine Kostenrechnung (auf das Gasjahr bezogen) erstellt wird, in denen die regulierten Geschäftsbereiche sowohl getrennt voneinander als auch getrennt von den übrigen Geschäftsbereichen dargestellt werden (Segment- oder Spartenrechnung). Getrennt darzustellen sind der Netzbetrieb und das Messwesen, zumal die entsprechenden Kosten im Rahmen der Rechnungstellung separat ausgewiesen werden müssen (Art. 7 Bst. c). Konkret ist beim Messwesen eine Trennung zwischen den Kosten der Gaszähler, die insbesondere der Gasversorgung durch die Netzbetreiber dienen (vgl. Erläuterungen zu Art. 23 Abs. 1) und denjenigen, welche der Gasversorgung durch Drittlieferanten dienen (Art. 23 Abs. 2), vorzunehmen. Dies, da bei Letzteren der Markt für alle Anbieter offen ist.

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

⁴² SR 235.1

Der Bundesrat kann Mindestanforderungen für die Rechnungslegung und Kostenrechnung festlegen (Abs. 5).

Art. 7 Rechnungsstellung

Die gebotene Transparenz in der Rechnungsstellung verlangt, dass die verschiedenen Kostenpositionen separat ausgewiesen werden. Bei den Energiekosten (Bst. a) sind die Kosten, die nach Artikel 10 mit der Speicherung von Gasmengen in Speicheranlagen verbunden sind, separat auszuweisen (vgl. Art. 11). Zu den Kosten der Messung (Bst. c) zählen jene, die für den Messstellenbetrieb und die Messdienstleistungen anfallen. Die Kosten für betriebliche Messungen sind Teil der Netzkosten (vgl. die Erläuterungen zu Art. 20 Abs. 1 Bst. b). Zu den Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (Bst. d) zählt insbesondere die CO₂-Abgabe. In den Ausführungsvorschriften kann der Bundesrat vorsehen, dass die Endverbraucherinnen und Endverbraucher des freien Markts darauf Anspruch haben, von ihrem Lieferanten eine einzige Rechnung für sämtliche Kostenpositionen zu erhalten. Zur Abwicklung müsste der Netzbetreiber dem Lieferanten die dazu notwendigen Angaben übermitteln (vgl. Art. 25 Abs. 1).

Art. 8 Transparenz, Verursachergerechtigkeit und Nichtdiskriminierung

Dieses allgemeine Gebot zur Transparenz, Verursachergerechtigkeit und Nichtdiskriminierung ist vom Marktgebietsverantwortlichen und den Netzbetreibern bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben zu beachten. Davon ausgenommen sind Tätigkeiten im freien Markt.

In Bezug auf die Rechnungsstellung wird das Transparenzgebot in Artikel 7 konkretisiert (vgl. Art. 7). In den Ausführungsvorschriften kann der Bundesrat vorsehen, dass die Endverbraucherinnen und Endverbraucher welche durch Drittparteien versorgt werden, darauf Anspruch haben, von ihrem Lieferanten eine einzige Rechnung für sämtliche Kostenpositionen zu erhalten. Zur Abwicklung müsste der Netzbetreiber dem Lieferanten die dazu notwendigen Angaben übermitteln (vgl. Art. 24 Abs. 1).

2. Abschnitt: Freie Lieferantenwahl

Art. 9

Absatz 1: Unter Vorbehalt von Artikel 16 Absatz 3 kommt das Recht auf freie Wahl des Lieferanten allen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zu, unabhängig des jeweiligen Jahresverbrauchs.

Wenn eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher von einem Drittlieferanten versorgt werden will, muss sie oder er mit diesem Lieferanten einen Liefervertrag abschliessen.

Gemäss Artikel 16 Absatz 1 müssen die Netzbetreiber den Netznutzerinnen und Netznutzern diskriminierungsfrei den Netzzugang gewähren. Nach Artikel 16 Absatz 4 kann ein Netzbetreiber jedoch einem Drittlieferanten den Netzzugang vorübergehend

verweigern, solange die Verbrauchsstätte der betroffenen Endverbraucherin oder des betroffenen Endverbrauchers nicht mit einem kommunikationsfähigen Messsystem ausgestattet ist. Der Zugang darf nur so lange verweigert werden, bis ein solches Messsystem installiert ist.

Eine vorübergehende Verweigerung ist durch ein übergeordnetes öffentliches Interesse gerechtfertigt: Der Marktgebietsverantwortliche muss ein effizientes Bilanzierungsmanagement gewährleisten. Zu diesem Zweck hat jeder Bilanzgruppenverantwortliche die Aufgabe, dafür zu sorgen, dass die Energiebilanz seiner Bilanzgruppe am Ende eines Gastages möglichst ausgeglichen ist (vgl. Erläuterungen in Ziff. 3.1.3). Damit dies gelingt, ist es für die Verteilnetzbetreiber entscheidend, den Verbrauch der an ihr Netz angeschlossenen Kundinnen und Kunden präzise prognostizieren zu können. Dies ist nur mit kommunikationsfähigen Messsystemen möglich, da diese eine genaue Schätzung des Verbrauchs ermöglichen, ohne auf Standardlastprofile zurückgreifen zu müssen. Die Verteilnetzbetreiber können den Verbrauch der Kundinnen und Kunden, die von Dritten beliefert werden, von dem von ihnen gemessenen Gesamtverbrauch abziehen.

Zudem ist bereits heute gemäss der Verbändevereinbarung⁴³ und der von der WEKO im Jahr 2020 genehmigten Regelung⁴⁴ betreffend Netzzugang für alle Kundinnen und Kunden in der Zentralschweiz die Installation eines kommunikationsfähigen Messsystems bei einem Lieferantenwechsel obligatorisch. Die vorliegende Anforderung steht daher im Einklang mit der bisherigen Praxis.

Es liegt im Ermessen des Netzbetreibers, ob er bei sämtlichen Kundinnen und Kunden, die an sein Netz angeschlossen sind, ein kommunikationsfähiges Messsystem installieren möchte oder nicht. Artikel 23 Absatz 4 sieht jedoch vor, dass der Bundesrat die Ausstattung der grösseren Verbrauchsstätten sowie Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einem solchen Messsystem vorsehen kann. Der Abschluss eines Liefervertrages mit einem Drittlieferanten ist also direkt damit verbunden, dass die betreffende Verbrauchsstätte der Endverbraucherin oder des Endverbrauchers mit einem kommunikationsfähigen Messsystem (Art. 3 Abs. 1 Bst. o) ausgestattet ist und die Messdaten erfasst werden.

Mit der Wahl eines Drittlieferanten befinden sich die Endverbraucherinnen und Endverbraucher hinsichtlich des Messwesens folglich im freien Markt. Es sei an dieser Stelle auf die Ausführungen zu Artikel 23 zu verweisen.

Konkret bedeutet dies für Endverbraucher, die ein Drittlieferant wählen möchten, dass sie:

1. gemäss Artikel 23 Absatz 2 einen Messanbieter ihrer Wahl mit der Ausstattung der betreffenden Verbrauchsstätte mit einem kommunikationsfähigen Messsystem und mit der Messung beauftragen sollten;

43 [Verbaendevereinbarung.pdf](#)

44 Verfügung der Wettbewerbskommission vom 25. Mai 2020, «Netzzugang EGZ und ewl». Abrufbar unter www.weko.admin.ch > Praxis > Recht und Politik des Wettbewerbs (RPW) > 2020 > RPW 2020-4b, S. 1863–1894.

2. einen Liefervertrag mit einem Drittlieferanten abschliessen, welchem der Netzzugang vom Netzbetreiber aufgrund des vorhandenen Messsystems mit Fernauslesung nicht verweigert werden kann (siehe Ausführungen zu Art. 16 Abs. 3).

Die Vertragsbedingungen der Gaslieferverträge unterliegen voll und ganz der Vertragsfreiheit (u. a. die Preise, die Kündigungsmöglichkeiten und -fristen).

Wird die Endverbraucherin oder der Endverbraucher an einer Verbrauchsstätte vom Netzbetreiber versorgt, so wird sie oder er grundsätzlich unverändert im Rahmen der bisherigen Vertragsverhältnisse beliefert. Das Gasversorgungsgesetz kennt weder Versorgungspflichten noch Tarifvorgaben. Da das Recht auf freie Lieferantenwahl allen zukommt, werden sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher als Endverbraucherinnen und Endverbraucher des freien Markts behandelt.

Absatz 2: Der Ablauf zum Wechsel der Lieferanten wird auf Verordnungsstufe geregelt. Es erscheint sinnvoll, wenn sich der Marktgebietsverantwortlichen der notwendigen Koordination annimmt. Nach den Vorgaben des EU-Rechts muss ein Lieferantenwechsel – unter Einhaltung der Vertragsbedingungen – binnen kürzester möglicher Zeit möglich sein. Ab 1. Januar 2026 darf der technische Vorgang nicht länger als 24 Stunden dauern und muss an jedem Werktag möglich sein (vgl. Art. 12 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2024/1788).

3. Abschnitt: Sicherstellung der Versorgung

Art. 10 Pflicht zur Speicherung von Gas

Die Gewährleistung einer möglichst zuverlässigen Gasversorgung ist primär eine Aufgabe der Gasbranche. In der Pflicht stehen neben dem Marktgebietsverantwortlichen insbesondere die Netzbetreiber, die Importeure, die Gashändler, die Speicherbetreiber und die Lieferanten. Sie alle haben die für eine zuverlässige Gasversorgung geeigneten und erforderlichen Massnahmen zu treffen (Art. 6 Abs. 2 EnG). Für den Marktgebietsverantwortlichen ist dies etwa bei der Ausgestaltung des Bilanzierungsmanagements (Art. 26–28) relevant. Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung können angeordnet werden, wenn eine schwere Mangellage unmittelbar droht, der die Wirtschaft nicht selbst zu begegnen vermag. Mit dem vorliegenden Gesetzesentwurf werden nun auch strukturelle Massnahmen vorgeschlagen, damit es nicht zu einer schweren Mangellage in der Gasversorgung (und zur Anwendung der Bestimmungen des Landesversorgungsgesetzes) kommt. Die Pflicht zur Speicherung von Gas ist ein wichtiger Teil dieser Massnahmen. Es ist wichtig zu erwähnen, dass diese Massnahmen nicht automatisch angewendet werden und dass die Regulierungsbehörde die zu lagernden Mengen auf null festlegen kann. Ihre Bewertung stützt sich insbesondere auf die in der EU getroffenen Massnahmen. Diese Bestimmung ersetzt die Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren

Mangellage in der Erdgasversorgung⁴⁵. Wie im Strombereich müssen auch im Gasbereich die Nutzung von Speichern und die Massnahmen zur wirtschaftlichen Landesversorgung koordiniert werden.

Absatz 1: Die Pflicht zur Speicherung bestimmter Gasmengen ist auf die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr ausgerichtet. In der Pflicht stehen diejenigen Unternehmen, die Erdgas (gemäss der entsprechenden Zolltarifnummer: 2711.2190) im Inland in Verkehr bringen, sei es im Marktgebiet oder in den isolierten Netzgebieten (v. a. Tessin). Da es in der Schweiz keine grösseren Speichereinrichtungen gibt, werden die Unternehmen ihre Pflicht zur Speicherung im Ausland erfüllen müssen. Die Mandatierung von Dritten ist zulässig. Es handelt sich mithin nicht um eine höchstpersönliche Pflicht. Dies kann vor allem für kleinere Unternehmen von Bedeutung sein, weil sie aufgrund geringerer Skaleneffekte ungleich stärker als grössere Unternehmen von der Pflicht zur Speicherung betroffen sind. Unter Beachtung des Kartellrechts können auch Einkaufskooperationen gebildet werden.

Absatz 2: Die zu speichernden Gasmengen werden von der EnCom jedes Jahr neu festgelegt (*Satz 1*), analog zu den Eckwerten, die sie für die Stromreserve festlegt (vgl. Art. 8a Abs. 3 StromVG). Vorgängig ist das BFE anzuhören. Das BFE verfügt mithin über ein Mitspracherecht. In diesem Rahmen ist auch eine Anhörung des Bundesamtes für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) möglich. *Satz 2* stellt sicher, dass jedes Unternehmen prozentual gleichermassen in der Pflicht steht. Die erforderlichen Speichermengen sind auf bestimmte Zeitpunkte bezogen. So wird es einen Aufbau- und einen Abbaupfad geben. Diesbezüglich ist zu betonen, dass die Speichermengen, sofern die Mindestspeichermenge nicht unterschritten wird, grundsätzlich frei bewirtschaftet werden dürfen. Es handelt sich mithin nicht um sog. strategische Speichermengen. Wenn es für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht erforderlich ist, kann die EnCom – unter Vorbehalt einer vom Bundesrat nach Absatz 3 festgelegten Untergrenze – auf die Bildung von Speichermengen verzichten. Auch in diesem Fall ist eine Rücksprache mit dem BFE geboten.

Absatz 3 verleiht dem Bundesrat die Möglichkeit, auf dem Verordnungsweg, nach verschiedenen Zeitpunkten differenziert, Unter- und Obergrenzen festzulegen, an welche die EnCom gebunden ist. Er könnte die massgebenden Speichermengen auch selber festlegen, ohne ein Zutun der EnCom. Um eine rasche Anpassung von solchen Vorgaben zu ermöglichen, könnten die Ausführungsvorschriften vorsehen, dass das UVEK die massgebenden Zahlen für jedes Winterhalbjahr mit genügend zeitlichem Vorlauf im Bundesblatt veröffentlicht.

Absatz 4 Buchstabe a bildet die gesetzliche Grundlage für Mindestanforderungen an die konkrete Vornahme der Speicherung. Entscheidend sind neben dem Ort der Speicherung – in Frage kommen insbesondere die Speichereinrichtungen der Nachbarländer – auch die vertraglichen Regelungen für den Zugang zu diesen Speichereinrichtungen. Damit kann der Bundesrat sicherstellen, dass die zur Speicherung von Gas verpflichteten Unternehmen keinen Wettbewerbsvorteil gegenüber der Konkurrenz erlangen, indem

⁴⁵ SR 531.82

sie sich lediglich einen minderwertigen Zugang zum Speichergas zu entsprechend tieferen Kosten verschaffen. Im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben bewirtschaftet jedes Unternehmen seine Speichermengen grundsätzlich selbst. *Buchstabe b* unterstützt die Aufsichtspflicht der EnCom.

Art. 11 Mehrkosten der Speicherung

Zur Refinanzierung der zusätzlichen Kosten, die aufgrund der Speicherung der verlangten Gasmengen anfallen, können die Unternehmen ihre Auslagen in ihre Energiepreise einrechnen (*Absatz 1*). Hierzu gibt es abgesehen von einem Transparenzgebot (*Satz 1*) und unter Vorbehalt des Kartellrechts keine eingehende Regelung. Das Transparenzgebot gilt für die gesamte Lieferkette. Die Importeure veräussern ihre Gasmengen zumeist an andere Unternehmen der Gaswirtschaft, bevor sie an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelangen. *Satz 2* stellt die Gleichbehandlung aller Endverbraucherinnen und Endverbraucher sicher.

Gemäss *Absatz 2* kann der Bundesrat Vorschriften zur Berechnung der Mehrkosten erlassen.

Art. 12 Unterschreitung der Speichermengen

Absatz 1 bestimmt, dass die Mindestspeichermenge nur unterschritten werden darf, wenn das betreffende Unternehmen aufgrund von ausserordentlichen Ereignissen nicht mehr oder nur zu unverhältnismässig hohen Kosten in der Lage ist, seine vertraglichen Lieferpflichten zu erfüllen (*Bst. a*) oder wenn sich die Unternehmen gegenseitig bei der Sicherstellung der Versorgung unterstützen (*Bst. b*). Unter ausserordentlichen Ereignissen wird ein besonderer Anlass (z. B. Kältewellen, Netzengpässe, Konkursfälle) verstanden. Die Bestimmung in *Bst. b* zielt auf Fallkonstellationen ab, in denen die zur Gasspeicherung verpflichteten Unternehmen von einer Versorgungskrise ungleich betroffen sind. Für solche Fälle soll der Bundesrat ausdrücklich vorsehen, dass sich die Unternehmen gegenseitig aushelfen können.

Eine Unterschreitung der Speichermenge erfordert eine vorgängige Zustimmung der EnCom (*Abs. 2*). Zeichnen sich Versorgungsstörungen ab, kann die EnCom eine entsprechende Praxis über Mitteilungen auch proaktiv kommunizieren.

Art. 13 Weitere Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung

Absatz 1: Im Zentrum der Massnahmen gegen kritische Versorgungssituationen stehen die Speichermengen nach Artikel 10. Falls es zur Sicherstellung der Versorgung erforderlich ist, kann die EnCom – in Absprache mit dem BFE und dem BWL– dieselben Unternehmen, an welche die Pflicht zur Speicherung adressiert ist, mittels Verfügung auch zum Erwerb von Optionen, die zum Bezug von Gasmengen in bestimmten Umfang berechtigen, sowie zum Erwerb von grenzüberschreitenden Transportkapazitäten verpflichten. Wie in Artikel 12 wird auch diese Massnahme nur angewendet, wenn der Regulator sie für notwendig erachtet. Es ist möglich, dass keine zusätzlichen Verpflichtungen auferlegt werden.

Absatz 2: Bei der Deckung der Kosten sind das Transparenzgebot und das Gebot zur Gleichbehandlung der Endverbraucherinnen und Endverbrauchern gemäss Artikel 11 Absatz 1 sinngemäss anwendbar.

Gemäss *Absatz 3* kann der Bundesrat Vorschriften zur Berechnung der Mehrkosten erlassen.

Art. 14 Beobachtung der Versorgungslage

Die Beobachtung der mittel- und langfristigen Versorgungslage obliegt primär der EnCom (*Abs. 1*), wobei sich die Wirtschaftliche Landesversorgung gemäss ihrem gesetzlichen Auftrag auf die Beobachtung der kurzfristigen Lage konzentriert. Gleichzeitig wird die Versorgungslage auch laufend durch das BFE und das BWL beobachtet. Aufgrund ihrer sich teilweise überschneidenden Kompetenzen koordinieren sich diese Bundesstellen untereinander.

Absatz 2: Der Bundesrat kann dem Marktgebietsverantwortlichen weitere Aufgaben übertragen.

Absätze 2 und 3: Der Marktgebietsverantwortliche nimmt mit seinen Aufgaben nach Artikel 33 eine wichtige Rolle für die Aufrechterhaltung der Versorgung wahr. Er kann zur Erfüllung seiner Aufgaben ein spezifisches Monitoringsystem betreiben. Dieses ist zu unterscheiden sowohl vom bereits bestehenden Monitoringsystem der Wirtschaftlichen Landesversorgung, welches deren spezifische Bedürfnisse abdeckt, wie auch vom Energie-Dashboard. Dieses wird im Auftrag des BFE betrieben, geht über den Gasbereich hinaus und dient primär der Information der Öffentlichkeit.

Die vom Marktgebietsverantwortliche gesammelten Informationen werden dem BFE, der EnCom und dem BWL zur Verfügung gestellt. Damit wird insbesondere sichergestellt, dass Daten nicht doppelt erhoben werden müssen.

Art. 15 Schutz vor Cyberbedrohungen

Nachdem eine im Auftrag des BFE erstellte Studie ergab, dass die Cybersicherheit in der Stromversorgung bis anhin zu stark vernachlässigt wurde, wird ein neuer Artikel 8a StromVG fortan einen besseren Schutz bieten vor Cyberbedrohungen. Im Bereich der Gasversorgung bestehen vergleichbare Risiken. Einstweilen soll die erkannte Sicherheitslücke gestützt auf das RLG in einem neuen, auf den 1. Januar 2024 in Kraft getretenen Artikel 39a der Rohrleitungssicherheitsverordnung vom 4. Juni 2021⁴⁶ (RLSV) geschlossen werden. In der Folge bestehen vorübergehend zwei unterschiedliche Regelungsregime, eines unter Aufsicht der ElCom, das andere unter Aufsicht des BFE. Mit dem GasVG sollen die Anforderungen an die Cybersicherheit nun für beide Energiesektoren vereinheitlicht werden. Artikel 15 enthält mithin den fast gleichen Normgehalt wie der besagte Artikel 8a StromVG. Für die Aufsicht soll hier wie dort die EnCom zuständig sein. Auf Verordnungsebene wird Artikel 39a RLSV dementsprechend aufzuheben sein.

⁴⁶ SR 746.12

Die in *Absatz 1* angesprochenen Massnahmen sollen Cybervorfälle verhindern, respektive möglichst rasch beheben. Im Unterschied zu Artikel 8a StromVG ist die Bestimmung hier nur an die Netzbetreiber adressiert. Da die bestehenden Biogasanlagen wie auch die Kugel- und Röhrenspeicher vergleichsweise klein sind, erscheinen sie im Lichte der Versorgungssicherheit nicht als besonders kritische Infrastrukturen. Falls es hierzulande dereinst grössere Erzeugungs- oder Speicheranlagen geben sollte, könnte der Bundesrat deren Betreiber aber gestützt auf *Absatz 2* mit in die Pflicht nehmen. In den Ausführungsbestimmungen kann der Bundesrat neben der Auditierung (Dokumentationspflichten zuhanden der EnCom) insbesondere auch das verlangte Schutzniveau normieren. Dabei wird er sich im Sinne des Subsidiaritätsprinzips (Art. 42 Abs. 3) an einschlägigen Branchenrichtlinien orientieren, welche er auch für verbindlich erklären kann. Beim vorausgesetzten Schutzniveau kann er, je nach Relevanz für die Versorgungssicherheit, auch Differenzierungen treffen (z. B. zwischen den Netzebenen).

3. Kapitel: Netznutzung

1. Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsmodell

Art. 16 Netzzugang

Absatz 1: Zur Verwirklichung eines funktionsfähigen Wettbewerbs im Energiebereich haben alle Netznutzerinnen und Netznutzer Anspruch auf Netzzugang. Damit angesprochen ist das Recht auf Einspeisung, Ausspeisung und Beförderung von Gas (Art. 3 Abs. 1 Bst. e). Die praktische Umsetzung des Netzzugangs erfolgt über die Ein- und Ausspeiseverträge (Art. 17 Abs. 1). Zu deren Abschluss sind die Netzbetreiber gegenüber den Netznutzerinnen und Netznutzern verpflichtet: Es besteht eine Kontrahierungspflicht.

Absatz 2: Dieser Netzzugang berechtigt zur Ein- oder zur Ausspeisung von Gas an einem gewählten Ein- oder Ausspeisepunkt sowie zur Durchleitung von Gas im gesamten Marktgebiet, ohne Festlegung eines Transportwegs. Die Gasbeförderung ist Aufgabe der Netzbetreiber – der Netznutzer oder die Netznutzerin muss keinen konkreten Transportweg zwischen dem Ein- und dem Ausspeisepunkt angeben (*Bst. b*). Der Netzzugang berechtigt zur Gasdurchleitung im gesamten Marktgebiet. Davon ausgenommen sind die isolierten Gasnetze (Art. 3 Abs. 1 Bst. i). Mangels hinreichender Verbindung mit dem Marktgebiet kann das Recht auf Gasdurchleitung nur innerhalb der isolierten Zone bestehen (vgl. auch Art. 2 Abs 5).

Absatz 3 normiert gewisse Einschränkungen: Werden die Anforderungen an die chemisch-physikalische Gasbeschaffenheit nicht eingehalten – damit ist nicht die ökologische Qualität angesprochen –, ist der Netzzugang von den Netzbetreibern (einstweilen) zu verweigern (*Bst. a*). Bei der Festlegung der Anforderungen an diese Gasbeschaffenheit können sich die Netzbetreiber an den einschlägigen Branchenstandards (v. a. Regelwerke des Fachverbands der Wasser-, Gas- und Wärmeversorger [SVGW]) und an den Vorgaben des EU-Rechts orientieren. Zu verweigern ist der Netzzugang weiter dann, wenn der sichere Netzbetrieb ansonsten gefährdet wäre

(Bst. b). Die Einschränkung von *Buchstabe c* adressiert Netzengpässe und entsprechende Versorgungsstörungen.

Absatz 4: Der Netzzugang kann überdies verweigert werden solange die Verbrauchsstätte der betroffenen Endverbraucherin oder des betroffenen Endverbrauchers nicht mit einem kommunikationsfähigen Messsystem ausgestattet ist. Dieser Absatz steht in engem Zusammenhang mit Artikel 9 Absatz 2. Es sei auf die entsprechenden Erläuterungen verwiesen.

Art. 17 Netznutzungsmodell

Diese Bestimmung normiert das Entry-Exit-Modell, das für das Schweizer Marktgebiet in Form eines Zweivertragsmodells ausgestaltet ist. Letzteres bedeutet, dass der Netznutzer oder die Netznutzerin (Art. 3 Abs. 1 Bst. c) nur zwei Netznutzungsverträge abschliessen muss, um Gasmengen von einem beliebigen Einspeisepunkt zu einem Endverbraucher oder einer Endverbraucherin befördern zu lassen (respektive zum betreffenden Ausspeisepunkt). Die Ein- und Ausspeiseverträge können unabhängig voneinander abgeschlossen werden. Wer Gas ins Schweizer Marktgebiet importieren will, ohne die Belieferung von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern selbst vornehmen zu wollen, braucht dazu lediglich einen Einspeisevertrag abzuschliessen. Umgekehrt kann sich ein Lieferant, der sich nicht selbst um die Gasbeschaffung kümmern will, mit dem Abschluss von Ausspeiseverträgen begnügen. Für den (direkten) Gastransit ist sowohl ein Ein- als auch ein Ausspeisevertrag notwendig. Sofern die Netzbetreiber das von ihnen betriebene Netz zur Belieferung von Endkundinnen und Endkunden nutzen, hat diese Nutzung zu den gleichen Bedingungen zu erfolgen, wie sie diese Drittlieferanten mittels Netznutzungsvertrag anbieten.

Absatz 1 enthält die zur Verwirklichung des Netzzugangs (Siehe Art. 16 Abs. 1 und 2) notwendige Grundlage, die die Netzbetreiber verpflichtet, den Netznutzerinnen und Netznutzern Netznutzungsverträge anzubieten.

Absatz 2: Die Kapazitäten der Grenzübergangspunkte (Art. 3 Bst. l) sind für den Gastransit und die Inlandversorgung von essenzieller Bedeutung. Um die Abläufe effizienter zu gestalten, wird der Abschluss der Netznutzungsverträge durch den Erwerb von Kapazitätsprodukten vermittelt. Der Marktgebietsverantwortliche agiert hier 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 und kann die entsprechenden Gasmengen im gesamten Marktgebiet befördern lassen (*Abs. 1 Bst. b*).

Absatz 3: Gestützt auf *Buchstabe a* könnte der Bundesrat die Netzbetreiber unter anderem dazu anhalten, einen gemeinsamen, für das gesamte Marktgebiet einheitlichen Standard zu erarbeiten. Im Rahmen einer vorgängigen Konsultation der interessierten Kreise könnte insbesondere die EnCom frühzeitig Einfluss darauf nehmen.

Gestützt auf *Buchstabe b* wird der Bundesrat Vorgaben an die Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte machen. Dabei kann er sich am EU-Recht⁴⁷ orientieren. Die Kapazitätsprodukte unterscheiden sich insbesondere nach ihrer Laufzeit (Jahres-, Quartals-, Monats-, Wochen- und Tagesprodukte). Im Grundsatz wird es sich um unbeschränkt zuordenbare Kapazitäten handeln, mit denen die entsprechenden Gasmengen im gesamten Marktgebiet (*Abs. 1 Bst. b*) uneingeschränkt befördert werden können. Aus verschiedenen Gründen können aber auch Kapazitätsprodukte notwendig sein, die nur in Teilen des Marktgebiets zur Gasbeförderung berechtigen (beschränkt zuordenbare Kapazitätsprodukte). Erstens kann dies zur Aufrechterhaltung der regionalen Netzstabilität notwendig sein. Zweitens ist dafür zu sorgen, dass zur Versorgung des Inlands stets genügend Kapazitäten vorhanden sind. Drittens wird es voraussichtlich notwendig sein, dass die Transitgasleitung anfänglich zumindest teilweise für den Transit reserviert bleibt. Letzteres kann durch Kapazitätsprodukte bewerkstelligt werden, die nur zum Gastransport «von Grenze zu Grenze» berechtigen. Unter Vorbehalt der Vorschriften, welche der Bundesrat zu diesen beschränkt zuordenbaren Kapazitätsprodukten erlassen wird, verfügt der Marktgebietsverantwortliche bei der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte über Gestaltungsfreiräume. Es ist 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. Gestützt auf *Buchstabe b* wird der Bundesrat zudem das Verfahren zur Auktion zum nachmaligen Handel (Sekundärhandel) der Kapazitätsprodukte regeln. Voraussichtlich wird der Marktgebietsverantwortliche hierfür eine Buchungsplattform zur Verfügung stellen müssen.

2. Abschnitt: Netznutzungsentgelt, Netznutzungstarife und anrechenbare Netzkosten

Art. 18 Netznutzungsentgelt

Absatz 1: Anders als im Stromversorgungsrecht (Art. 14 Abs. 2 StromVG) gilt kein reines Ausspeiseprinzip. Das Netznutzungsentgelt fällt sowohl bei der Einspeisung als auch bei der Ausspeisung an (vgl. zur Legaldefinition der Ein- und Ausspeisepunkte Art. 3 Abs. 1 Bst. j–k).

Absatz 2: Bei den Netzkopplungspunkten zwischen Transport- und Verteilnetz ist das Netznutzungsentgelt zufolge des Zweivertragsmodells nicht von den Netznutzerinnen und Netznutzern, sondern von den Verteilnetzbetreibern zu entrichten. Diese können das Entgelt als anrechenbare Netzkosten in ihre Netznutzungstarife einkalkulieren.

Absatz 3 und 4 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen den Netznutzungstarifen und dem Netznutzungsentgelt. Auf Transportnetzebene liegt das Inkasso des Netznutzungsentgelts in der Verantwortung des Marktgebietsverantwortlichen (*Abs. 3 Bst. a*). Auf Verteilnetzebene ist jeder Netzbetreiber selbst für die Erhebung des Netznutzungsentgelts besorgt (*Abs. 3 Bst. b*). Mit dem vereinnahmten Entgelt deckt der Marktgebietsverantwortliche vorab seine eigenen Kosten (Art. 31 Abs. 2). Weiter finanziert er daraus Zahlungen, die er an andere Akteure leisten muss (z. B. Art. 28

⁴⁷ Vgl. Verordnung (EU) 2017/459.

Abs. 3 Bst. c). Die verbleibenden Einnahmen zahlt er den Transportnetzbetreibern aus, und zwar nach Massgabe ihrer anrechenbaren Netzkosten (Art. 31 Abs. 3).

Art. 19 Netznutzungstarife

Absatz 1: Die Verteilnetzbetreiber legen die Tarife für die Nutzung ihrer Netze selbst fest. Die Netznutzungstarife sind gewissermassen ein Bestandteil der Netznutzungsverträge (Art. 17 Abs. 1).

Absatz 2: Auf Ebene des Transportnetzes liegt die Tarifhoheit beim Marktgebietsverantwortlichen (vgl. auch Art. 33 Abs. 1 Bst. b). In der Aufzählung kommen die verschiedenen Tarife zum Ausdruck, die der Marktgebietsverantwortliche festlegen muss. Von besonderer Bedeutung sind die Mindest- bzw. Einstandspreise für das Angebot der Kapazitätsprodukte (*Bst. a*). Nach Vorbild des EU-Rechts⁴⁸ wird der Marktgebietsverantwortliche zunächst den Preis für das Standardkapazitätsprodukt festsetzen. Dieses ist frei zuordenbar, berechtigt also zur Gasdurchleitung im gesamten Marktgebiet und hat eine Laufzeit von einem Jahr. Daraus leitet er nach ökonomischen Prinzipien die Einstandspreise für die weiteren Kapazitätsprodukte ab. Bei den Grenzübergangspunkten ergibt sich das Netznutzungsentgelt demnach nicht unmittelbar aus den Tarifen, da diese lediglich über den Startpreis für die Auktion der Kapazitätsprodukte bestimmen. Kommt es zu einer Versteigerung, ist die Auktionsprämie hinzuzurechnen.

Um die verschiedenen Tarifbestandteile gut aufeinander abzustimmen, ist angedacht, dass der Marktgebietsverantwortliche auf der Verordnungsebene zur Festlegung einer Methodik angehalten wird, die er der EnCom und den interessierten Kreisen zur Konsultation vorlegt. Steht die Methodik nicht in Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben, kann die EnCom korrigierend eingreifen (Art. 33 Abs. 2 Bst. b und c).

Nach *Absatz 3* sind die Tarife allen voran am Grundsatz der Verursachergerechtigkeit auszurichten. Sie müssen weiter so festgelegt werden, dass das während der Tarifperiode eingenommene Netznutzungsentgelt möglichst gut mit den anrechenbaren Kosten des betreffenden Netzes übereinstimmt. Dies ist insbesondere für den Marktgebietsverantwortlichen eine höchst anspruchsvolle Aufgabe, da er eine Vielzahl verschiedener Tarife festzulegen hat, die es aufeinander abzustimmen gilt. Zur Umsetzung müssen ihm die Transportnetzbetreiber die Plan- und Ist-Werte ihrer Netzkosten zeitgerecht übermitteln (Art. 25 Abs. 1). Besonders zu behandeln sind die dem Netzbereich zurechenbaren Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (z. B. Abgaben für die Nutzung des öffentlichen Grund und Bodens). Diese sind bei der Festlegung der Tarife zu berücksichtigen, aber in der Rechnungsstellung transparent auszuweisen, zumal solche Abgaben einer Überprüfung durch die EnCom entzogen sind (vgl. Art. 33 Abs. 3 Bst. b).

Weitere Vorgaben für die Tariffestlegung kann der Bundesrat gestützt auf *Absatz 4* auf der Verordnungsebene festlegen:

⁴⁸ Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. L 72 vom 17.3.2017, S. 29.

- Festzulegen ist allen voran die Tarifperiode. Es ist angedacht, dass die Tarife auf Jahresbasis festzulegen sind. Anders als im Strombereich könnte es sich anbieten, das Tarifjahr nicht auf das Kalenderjahr, sondern auf das Gasjahr auszurichten. Dieses beginnt jeweils Anfang Oktober.
- Zu konkretisieren ist weiter das Verbot der doppelten Kostenanlastung (vgl. auch Art. 14 Abs. 3^{bis} StromVG): Individuell in Rechnung gestellte Kosten (z. B. beim Netzanschluss) sind auf Ebene der Kostenrechnung vom Total der anrechenbaren Kosten, das in die Tarife einfließt, auszuscheiden und gesondert zu behandeln. Dabei geht es um Kosten, die einem bestimmten Akteur direkt zuordenbar sind und gestützt auf eine entsprechende vertragliche Grundlage individuell in Rechnung gestellt werden. Solche Kosten dürfen nicht in die Netznutzungstarife einfließen.
- Für die Verteilnetzebene ist das Prinzip der Briefmarke (Distanzunabhängigkeit) angedacht. Weiter ist vorstellbar, dass der Bundesrat eine Mindestarbeitskomponente festlegen wird. Unter Vorbehalt solcher Vorschriften und der Beachtung des Verursacherprinzips kommen den Verteilnetzbetreibern bei der Gewichtung der verschiedenen Tarifkomponenten (Arbeits-, Leistungs- und Grundkomponente) erhebliche Gestaltungsspielräume zu.
- Für die Transportnetzebene ist angedacht, dass die Tarife für Ausspeisungen zum Endverbraucher und für die Nutzung der Netzkopplungspunkte zum Verteilnetz schweizweit einheitlich festgelegt werden müssen. Weiter wird es voraussichtlich besondere tarifarische Vorgaben für die Transitgasleitung bedürfen: Grundsätzlich sollten die Kosten des Transits und der Inlandversorgung im jeweiligen Umfang durch die entsprechenden Tarifeinnahmen gedeckt sein. Für die dazu notwendige Zuordnung der Kosten zu Transit und Inlandversorgung wird ein verursachergerechter Verteilschlüssel (*asset-cost split*) notwendig sein, welcher in der vorstehend erwähnten Methodik für die Festlegung der Transportnetztarife für eine Dauer von voraussichtlich jeweils drei bis fünf Jahren festgelegt wird. Um zu einem international konkurrenzfähigen Betrieb der Transitgasleitung beitragen, ist vorstellbar, dass dem Marktgebietsverantwortliche erlaubt wird, zumindest temporär vom Grundsatz zur anteiligen Kostentragung abweichen.

Die Delegationsnorm in *Absatz 4 Satz 2* zum Umgang mit Deckungsdifferenzen ist dem Stromversorgungsrecht nachempfunden (Art. 15 Abs. 3^{bis} StromVG; ab Anfang 2026 in Kraft). Folglich dürften auch die Ausführungsvorschriften ähnlich ausfallen (Art. 18a StromVV). Ein Unterschied besteht auf Ebene des Transportnetzes darin, dass jeder Transportnetzbetreiber für sich sein Deckungsdifferenzkonto führt.

Art. 20 Anrechenbare Netzkosten

Absatz 1: Die Anrechenbarkeit der Netzkosten richtet sich nach dem, was für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich ist. Massgebend sind die gesetzlichen Aufgaben der Netzbetreiber (Art. 4), einschliesslich derjenigen, die nach dem RLG zu erfüllen sind. Beim Messwesen durch die Netzbetreiber gemäss Artikel 23 Absatz 1 sind die Kosten anrechenbar, es sei denn, Artikel 23 Absatz 2

kommt zur Anwendung (*Bst. b*). Die anrechenbaren Netzkosten sind, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kostenpositionen, im Rahmen der Kostenrechnung transparent dazulegen (Art. 6 Abs. 3). Was die vorzeitige Stilllegung und den Rückbau von Netzanlagen gemäss den Netzentwicklungsplänen anbelangt ist die grundsätzliche Anrechenbarkeit der bezüglichen Kosten in *Bst. c* ausdrücklich klargestellt. Der Bundesrat kann zur Berechnung der Stilllegungs- und Rückbaukosten Ausführungsvorschriften erlassen (*Abs. 4 Bst. c*).

Grundsätzlich gibt es für die Netznutzungstarife und den diesen zugrunde liegenden anrechenbaren Netzkosten keinen Prozess zur vorgängigen Genehmigung durch den Regulator (vgl. Art. 33 Abs. 2). Nicht zuletzt im Rahmen der Netzentwicklungspläne besteht aber die Möglichkeit, dass sich die EnCom bereits ex ante prospektiv zur grundsätzlichen Anrechenbarkeit gewisser Kosten äussert (z. B. zur Anpassung der Abschreibedauer an die Restnutzungsdauer bei Netzanlagen, die von einer vorzeitigen Stilllegung betroffenen sind; vgl. auch die Erläuterungen zu Art. 5).

Absatz 2: Zu den anrechenbaren Betriebskosten gehören insbesondere die Kosten für den Unterhalt der Netze, die Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzstabilität und die Kosten für die Sicherstellung der technisch vorausgesetzten Gasqualität. Anrechenbar können auch Vergütungen sein, die den Zweistoffkunden im Rahmen der Systemdienstleistungen entrichtet werden. Die Anrechenbarkeit setzt hierbei aus Effizienzgründen voraus, dass die Vergütung ökonomisch sinnvoller ist als die Alternativen (Netzausbau oder Nutzung anderer Flexibilitätsmassnahmen).

Absatz 3: Die Einzelheiten zu den anrechenbaren Kapitalkosten werden in den Ausführungsvorschriften geregelt (*Abs. 4 Bst. b*). Hinsichtlich der Grundsätze für die kalkulatorische Abschreibung der Anlagen wird dem Umstand Rechnung zu tragen sein, dass es aufgrund der Transformation der Gasnetze und der Energieversorgung zu vorzeitigen Stilllegungen von Netzanlagen und entsprechenden Sonderabschreibungen kommen kann. Was die angemessene Gewinnkomponente anbelangt, 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]). *Satz 3* statuiert analog zum Stromversorgungsrecht das Anschaffungs- und Herstellungskostenprinzip. Bei der Einführung der neuen Vorgaben kann es Ausnahmen geben (vgl. Art. 44). Für die Verordnungsstufe ist angedacht, dass die Netzbetreiber zur Führung eines regulatorischen Anlageregisters verpflichtet werden.

Gestützt auf *Absatz 4 Buchstabe a* wird der Bundesrat Ausführungsvorschriften zur Kostenwälzung und zur vorgängigen Zuordnung der Kosten zur jeweiligen Netzebene erlassen. Eine Kostenwälzung findet insbesondere zwischen den beiden Verteilnetzebenen (lokal-Transport und lokal-Verteilung) statt. Zu den von den höheren Netzebenen überwälzten Kosten gehört auch das vom Verteilnetzbetreiber zu entrichtende Entgelt für die Nutzung der Netzkopplungspunkte zwischen dem Transport- und dem Verteilnetz (Art. 18 Abs. 2).

Art. 21 Angeordnete Massnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung

Die Bestimmung von Artikel 8a EnG wird ohne inhaltliche Änderungen in den vorliegenden Gesetzesentwurf verschoben.

Art. 22 Anrechenbare Kapitalkosten für die Beförderung von Wasserstoff

Herkömmliche Gasleitungen sind zur Beförderung von Wasserstoff nur bedingt geeignet. Investitionen, die sie dazu befähigen, sind grundsätzlich nicht als Netzkosten anrechenbar, zumal dies im Normalfall mit erheblichen Kosten verbunden ist (Änderung des Betriebsdrucks usw.). Mithin bedarf es einer anderen Finanzierung. Eine Kostenanlastung über das Netznutzungsentgelt wäre insbesondere den Haushaltskundinnen und -kunden gegenüber nicht zumutbar, weil sie von der zukünftigen Wasserstoffleitung zumeist nicht profitieren werden. Nach *Absatz 1* sind solche Kosten dann ausnahmsweise als Netzkosten anrechenbar, wenn sie nicht besonders ins Gewicht fallen (z. B. Investitionen in eine automatisierte Leckortung). Der Bundesrat wird sich der Festlegung dieser Bagatellgrenze annehmen (*Abs. 3*). Investitionen in Anlagen, die reinen Wasserstoff transportieren, sind grundsätzlich nicht als Netzkosten anrechenbar. Eine Ausnahme bilden Investitionen in Anlagen, die reinen Wasserstoff direkt von Erzeugungs- oder Speicheranlagen zu Gasleitungen mit Methan-Wasserstoffgemisch transportieren.

Wird eine Netzanlage ausschliesslich oder zumindest überwiegend mit Wasserstoff gefüllt, so scheidet sie nach Artikel 2 Absatz 4 aus dem sachlichen Anwendungsbereich dieses Gesetzes aus. In diesem Fall dokumentiert die EnCom gemäss *Absatz 2* den regulatorischen Restwert der Anlage. Auch wenn eine solche Netzanlage in der Folge zumindest einstweilen keiner sektorspezifischen Regelung unterstellt ist, kann damit eine doppelte Kostenanlastung verhindert werden.

3. Abschnitt: Messwesen und Informationsprozesse

Art. 23 Zuständigkeiten sowie Anforderungen an die Messeinrichtungen

Absätze 1 und 2: Beim Messwesen erstreckt sich die Zuständigkeit der Netzbetreiber auf Gaszähler von Endkundinnen und Endkunden, die von ihnen versorgt werden. Sie sind ebenfalls für die Gewährleistung der Messdaten, die insbesondere für die Abrechnungsprozesse erforderlich sind, verantwortlich. Weiter fallen auch insbesondere die betriebliche Messung (vgl. die Erläuterungen zu Art. 4 Abs. 2) in den Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber, so etwa an den Netzkopplungspunkten zwischen dem Transportnetz und dem Verteilnetz, und die Messung bei den Speichern und Produktionsanlagen.

An Verbrauchstätten von Kunden, welche durch Drittlieferanten versorgt werden, sind die Netzbetreiber nicht dafür verantwortlich, die betreffende Verbrauchsstätte mit einem Messsystem auszustatten und die Messdaten zu erfassen. Es liegt hier an den betreffenden Endverbraucherinnen und Endverbrauchern dafür zu sorgen, dass

sich ein Anbieter freier Wahl der Messung annimmt (Absatz 2). Es ist den Netzbetreibern freilich unbenommen, auch auf diesem freien Messmarkt als Anbieter aufzutreten.

Anzumerken ist, dass die Pflichten zur Datenbekanntgabe und zum Informationsaustausch (Art. 25) mit dieser teilweisen Öffnung des Messmarkts an Bedeutung gewinnen. Wird ein Dritter mit der Messung beauftragt, ist es essenziell, dass auch der Netzbetreiber und der Lieferant über die erfassten Messdaten verfügen. In Zukunft kann in diesem Zusammenhang auch die zentrale Datenplattform (Art. 17g–17j StromVG) eine Schlüsselrolle einnehmen (vgl. Art. 25 Abs. 3).

Absatz 2: Der Kostenkontrolle der EnCom unterstehen die Kosten der Gaszähler bei sämtlichen Kunden ausser jenen, die durch eine Drittpartei versorgt werden (vgl. die vorstehenden Ausführungen zu Art. 20 Abs. 1 Bst. b). Diese Kosten müssen die Netzbetreiber den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern beziehungsweise den Betreibern von Erzeugungs- und Speicheranlagen verursachergerecht und transparent in Rechnung stellen, sprich mit einem vom Netznutzungsentgelt separierten Messentgelt. Dazu werden die Netzbetreiber in den Netznutzungstarifen gesonderte Tarifbestandteile für das Messwesen integrieren müssen. Wo Messsysteme bei Endkundinnen und Endkunden, welche durch Drittparteien versorgt werden im Einsatz sind, sprich im freien Messmarkt, gibt es demgegenüber keine Preisvorgaben und keine Kostenkontrolle durch die EnCom. Nach *Absatz 3* setzt der Bundesrat die Anforderungen an die Messeinrichtungen fest (u.a. Mengenumwertung, Datensicherheit), dies unter Berücksichtigung der Bundesgesetzgebung über das Messwesen. Damit sind das Messgesetz vom 17. Juni 2011⁴⁹ und dessen Ausführungsbestimmungen angesprochen. Weiter können Branchenrichtlinien berücksichtigt werden (z. B. das SVGW-Regelwerk). Bei der Festlegung dieser Mindestanforderungen gilt es zwischen den herkömmlichen und den kommunikationsfähigen Messsystemen (Art. 3 Abs. 1 Bst. o) zu unterscheiden. Bei den Lastgangwerten, die mit einem kommunikationsfähigen Messsystem (Art. 3 Abs. 1 Bst. o) gemessen werden, wird es sich anders als im Strombereich nicht um viertelstündliche Werte sondern voraussichtlich um stündliche Werte handeln. Die Datensicherheit ist insbesondere bei der automatisierten Datenübertragung (vgl. Art. 3 Abs. 1 Bst. o) zu gewährleisten. Hierzu wird auch die Bestimmung zum Schutz vor Cyberbedrohungen (Art. 15) einen Beitrag leisten.

Absatz 4: Eine Pflicht zum Einsatz von einem intelligenten Messsystem (Art. 3 Abs. 1 Bst. p) kommt beim aktuellen Stand der Technik in Anbetracht von Nutzen und Kosten nur für grössere Verbrauchsstätten in Frage. Der Bundesrat könnte dabei aber auch Anliegen der wirtschaftlichen Landesversorgung berücksichtigen (v.a. Umsetzbarkeit einer Kontingentierung oder von Verbrauchseinschränkungen). Auch was Erzeugungs- und Speicheranlagen anbelangt, könnte eine allfällige Pflicht auf grössere Anlagen beschränkt werden.

⁴⁹ SR 914.20

Art. 24 Messtarife

Der Bundesrat kann eine Obergrenze für die Messtarife festlegen, wenn die Messung vom Netzbetreiber durchgeführt wird.

Art. 25 Datenbekanntgabe und Informationsaustausch

Absatz 1 befasst sich mit dem Daten- und Informationsaustausch, der insbesondere für die Bilanzierung, die Abwicklung der Wechselprozesse und die Rechnungsstellung unabdingbar ist. Der konkrete Inhalt der unter diese Regelung fallenden Daten und Informationen richtet sich nach dem, was für eine «ordnungsgemässe Gasversorgung» respektive zur Durchführung der jeweiligen Aufgaben und Prozesse erforderlich ist (u. a. Netzbetrieb, Bilanzierungsmanagement, Energielieferungen, Wechselprozesse, Berechnung und Anlastung des Netznutzungsentgelts sowie anderer Kosten). Zu einer «ordnungsgemässen Gasversorgung» erforderlich sind insbesondere diejenigen Informationen, die erforderlich sind für die Belieferung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, für die Gewährleistung des Netzbetriebs sowie für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität und die Bilanzierung. Ausgenommen sind die Bearbeitung sowie die Bekanntgabe von besonders schützenswerten Personendaten und besonders schützenswerten Daten juristischer Personen. Dazu gehören insbesondere Daten über verwaltungs- und strafrechtliche Sanktionen oder Strafverfolgungen, die ausschliesslich in Artikel 41 Absatz 3 geregelt werden.

Als «weitere Unternehmen der Gaswirtschaft» gelten insbesondere diejenigen Messstellenbetreiber, die gemäss Artikel 23 Absatz 2 im Auftrag der durch Drittlieferanten versorgten Messkunden Messsysteme installieren und betreiben. Weiter können hier beispielsweise auch die Betreiber von Speicheranlagen in der Pflicht stehen. Nicht angesprochen ist in *Absatz 1* die Verbraucherseite. Was den Anspruch auf den Zugang zu den eigenen Messdaten anbelangt, kann der Bundesrat gestützt auf Artikel 23 Absatz 3 Buchstabe c Ausführungsvorschriften erlassen. Im Übrigen können solche Ansprüche auf die Datenschutzgesetzgebung gestützt werden.

Absatz 2: Gestützt auf diese Delegationsnorm kann der Bundesrat die Zurverfügungstellung der 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. Ausserdem sollte in der Verordnung klargestellt werden, dass die Lastgangwerte grundsätzlich einen Zeitraum von 24 Stunden abdecken sollten. Eine kürzere Dauer kann zu einem Risiko für Profiling führen (s. hierzu BVGE vom 20. Juni 2025⁵⁰, in dem es heisst, dass intelligente Messsysteme im Strombereich mit einem Lastgangwert von 15 Minuten nicht automatisch zu einem Risiko für Profiling führen, sondern dass die Frage von Fall zu Fall behandelt werden muss). Sollte eine kürzere Dauer festgelegt werden (im Sinne von Art. 27 Abs. 2), wird der Bundesrat diese Risiken berücksichtigen.

⁵⁰ BVGE A-484/2024 vom 20. Juni 2025.

Absatz 3 bezieht sich auf die zentrale Datenplattform nach Artikel 17g–17j StromVG. Um Synergien zu erschliessen, erscheint es sinnvoll, wenn diese Datenplattform in analoger Weise auch für Zwecke der Gasversorgung genutzt wird. In den Ausführungsvorschriften könnte der Bundesrat dies vorgeben und den genauen Einsatzbereich bezeichnen. Im Vordergrund steht der Austausch von Mess- und Stammdaten, beispielsweise für die Abwicklung der Lieferantenwechsel oder die Rechnungsstellung. Weiter könnte die Datenplattform dereinst im Rahmen eines Herkunftsnachweiswesens für erneuerbare Gase zum Einsatz kommen. Macht der Bundesrat von seiner Kompetenz Gebrauch, sorgt *Buchstabe a* für eine verursachergerechte Aufteilung der Kosten zwischen der Strom- und der Gasbranche, während *Buchstabe b* dem Gasbereich, vertreten durch den Marktgebietsverantwortlichen, eine zehnprozentige Vertretung in der Trägerschaft der zentralen Datenplattform vermittelt. Letzteres gilt nicht im Falle einer staatlichen Trägerschaft. Der prozentuale Anteil der Beteiligung (10 %) orientiert sich am Verhältnis der in der Strom- und Gaswirtschaft jeweils insgesamt vorhandenen Messpunkte.

Absatz 4: Um einen schweizweit einheitlichen Rechtsrahmen für den Datenschutz zu etablieren, ist die Bearbeitung von Personendaten im Zusammenhang mit dem Messwesen und dem Daten- und Informationsaustausch generell dem Bundesgesetz über den Datenschutz vom 25. September 2020 (DSG) unterstellt, auch im Verhältnis zu Gasversorgungsunternehmen, die nach kantonalem oder kommunalem Recht konstituiert sind (vgl. dazu Art. 2 Abs. 1 DSG). Um Personendaten handelt es sich namentlich bei den Stamm- und Messdaten, sofern sie nicht aggregiert oder anonymisiert sind. Dieser Grundsatz zur Anwendbarkeit des DSG gilt nicht nur für Messsysteme mit Fernauslesung, sondern auch für herkömmliche Gaszähler. Er ist in erster Linie an die Netzbetreiber adressiert, soweit diese für das Messwesen verantwortlich sind. Im Rahmen der Informationsprozesse kann er aber auch für die Lieferanten relevant sein, insbesondere wenn ihnen zum Zwecke der Rechnungsstellung Messdaten und Stammdaten kommuniziert werden. Ausserdem darf durch den Einsatz von (kommunikationsfähigen oder intelligenten) Messsystemen kein Profiling im Sinne von Artikel 5 Buchstabe f DSG durchgeführt werden.

4. Abschnitt: Bilanzierung

Art. 26 Bilanzgruppen und Bilanzierungsmanagement

Die Vorgaben zur Bilanzierung bezwecken, dass über eine vorgegebene Zeit (Bilanzierungsperiode) gleich viel Gas ins System ein- wie ausgespeist wird. Damit bleibt die Systemstabilität des Transportnetzes gewahrt. Die Prozesse gestalten sich weitgehend analog zum Stromversorgungsrecht.

Nach *Absatz 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. Eine Bilanzgruppe wird durch Abschluss eines Bilanzgruppenvertrages zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen und dem betreffenden Bilanzgruppenverantwortlichen gebildet. In diesen Verträgen

werden die Modalitäten der Bilanzierung geregelt (z. B. Anmeldung der sog. Fahrpläne, Anlastung des Ausgleichsenergieentgelts).

Der Marktgebietsverantwortliche ist nach *Absatz 2* für die Vornahme des Bilanzierungsmanagements (Art. 3 Abs. 1 Bst. m) zuständig. In den isolierten Gasnetzen richtet sich die Zuständigkeit nach den Ausführungsvorschriften zu Artikel 33 Absatz 4.

Absätze 3 und 4: Bei der näheren Ausgestaltung des Bilanzierungsmanagements soll der Marktgebietsverantwortliche den Bilanzgruppen Anreize für ein möglichst systemdienliches Verhalten geben. Dabei kann er sich an den entsprechenden Vorgaben der EU orientieren, insbesondere an der Verordnung (EU) Nr. 312/2014⁵¹.

Zu *Absatz 5 Buchstabe a* ist folgende Ausführungsregelung angedacht: Die notwendige Regelenergie ist nach objektiven, transparenten, nichtdiskriminierenden und wirtschaftlichen Kriterien zu beschaffen. Vor ihrem Einsatz soll der Marktgebietsverantwortliche das Flexibilitätsangebot der Netzpufferung sowie derjenigen Röhren- und Kugelspeicher des Transportnetzes nutzen, bei denen ihm ein vorrangiges Zugriffsrecht zukommt (Art. 29 Abs. 3 Bst. b und Abs. 4).

Buchstabe b: Auf Verordnungsstufe werden die näheren Anforderungen an die Bilanzgruppenverträge festgelegt. Es ist angedacht, dass der Marktgebietsverantwortliche unter Aufsicht der EnCom und unter Anhörung der interessierten Kreise einen einheitlichen Vertragsstandard festlegen wird. Für die interne Organisation der Bilanzgruppe gilt die Vertragsfreiheit. Dies gilt insbesondere für die Bilanzgruppen-Anschlussverträge, in deren Rahmen auch Subbilanzgruppen gebildet werden können. Im Rahmen der Ausführungsvorschriften kann der Bundesrat auch Vorkehrungen zur Unterbindung von Wettbewerbsverzerrungen vorsehen.

Buchstabe c: Für die Festlegung des Ausgleichsenergieentgelts ist ein Zwei-Preissystem angedacht (separate Preise für Über- und Unterschreitungen der gemeldeten Gasmengen), das sich an den Preisen der Regelenergie orientiert.

Weiter werden auf der Verordnungsstufe die Modalitäten zur Meldung der Gasmen gen und zur Zuordnung der Gasmengen zu einer Bilanzgruppe geregelt. Zu regeln ist unter anderem, in welcher Weise, wie häufig oder zu welchen Zeitpunkten eine Nominierung respektive Renominierung erfolgen muss bzw. darf. Ferner ist in diesem Zusammenhang der Umgang mit Messpunkten ohne stündliche Messung zu klären.

Art. 27 Bilanzierungsperiode und untertägige Restriktionen

Absatz 1 gibt das System der Tagesbilanzierung vor. Am Ende jedes Gastages werden die Bilanzgruppensaldi vom Marktgebietsverantwortlichen abgerechnet und wieder auf Null gestellt. Ein Gastag dauert 24 Stunden, von 6:00 bis 6:00 Uhr (MEZ). Aus der Differenz zwischen den Gasmengen, die vom Bilanzgruppenverantwortlichen für die Ein- und Auspeisung gemeldet (technisch: nominiert) wurden und den Mengen, die seiner Bilanzgruppe schliesslich zugewiesen sind, resultiert das zu bezahlende Ausgleichsenergieentgelt.

⁵¹ Verordnung (EU) Nr. 312/2014.

Absatz 2: Die untertägigen Restriktionen stellen die Ausnahme vom Grundsatz der Tagesbilanzierung dar. Sie entlasten den Marktgebietsverantwortlichen bei der Strukturierung (Abruf von Regelenergie oder andere Formen von Flexibilität) und sind somit systemdienlich.

Absatz 3: Bestehen untertägige Restriktionen, ist nach Massgabe der angefallenen, über den Tag kumulierten (stündlichen) Abweichungen ein untertägiges Entgelt fällig, und zwar unabhängig vom zusätzlich geschuldeten Ausgleichsenergieentgelt. Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass das untertägige Entgelt einen Anreiz für ein möglichst systemdienliches Netznutzungsverhalten setzt.

Absatz 4: Nach Massgabe der Ausführungsvorschriften verfügt der Marktgebietsverantwortliche über gewisse Spielräume bei der Ausgestaltung der untertägigen Restriktionen. Untertägige Restriktionen sind hinsichtlich der Belieferung von Grossverbrauchern vorstellbar, die in ihrem täglichen Lastgangprofil eine hohe Volatilität aufweisen.

Art. 28 Übrige Entgelte des Marktgebietsverantwortlichen

Kosten fallen beim Bilanzierungsmanagement durch die Beschaffung der Regelenergie und der weiteren Flexibilitätsquellen sowie durch die notwendigen organisatorischen Vorkehrungen an. Ein Teil dieser Kosten kann der Marktgebietsverantwortliche über die Einnahmen aus dem Ausgleichsenergieentgelt und dem untertägigen Entgelt decken. Die residualen Kosten lastet er den Bilanzgruppen über die Bilanzierungsumlage an (*Absatz 1*). Die Bilanzierungsumlage sorgt für eine finanzneutrale Ausgestaltung des Bilanzierungsmanagements: Zwischen dem Bilanzierungsmanagement und den weiteren Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen kann einzig bei der Finanzierung der Handelsplattform (*Absatz 3*) eine Querfinanzierung stattfinden. Weiter sorgt die Bilanzierungsumlage für eine möglichst verursachergerechte Kostenanlastung. Dadurch werden gleichsam Anreize für ein möglichst systemdienliches Verhalten gesetzt. Sind einer Bilanzgruppe Endverbraucher und Endverbraucherinnen mit vergleichsweise hohen Schwankungen im untertägigen Verbrauch zugeordnet, trägt dies zu einer höheren Bilanzierungsumlage bei (wegen dem erhöhten Strukturierungsbedarf). Umgekehrt tragen Endverbraucher und Endverbraucherinnen mit Grundlastcharakter zu einer tieferen Bilanzierungsumlage bei. Je nachdem kann die Bilanzierungsumlage per Saldo auch positiv sein, sodass der betreffenden Bilanzgruppe gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen ein Anspruch auf eine Geldzahlung zukommt. Folglich wird der Bilanzgruppe die Bilanzierungsumlage entweder angelastet oder ausbezahlt (*Absatz 2*).

Absatz 3: Der Marktgebietsverantwortliche erhebt von den Bilanzgruppen einen Beitrag zur Finanzierung der Handelsplattform. Dieser Austauschpunkt soll für einen möglichst liquiden Handel im Marktgebiet Schweiz sorgen. Um eine möglichst rege Beteiligung zu beanreizen, soll das Entgelt für die Nutzung dieser Plattform nicht in kostendeckender Weise festgesetzt und die verbleibenden Kosten durch die Einnahmen aus der Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes gedeckt werden.

5. Abschnitt: Speicheranlagen

Art. 29

Geregelt wird in diesem Abschnitt nur der Betrieb von Kugel- und Röhrenspeichern. Diese sind vergleichsweise klein. Für andere Speichertypen (z. B. Flüssiggas- oder Untertagespeicher) enthält dieses Gesetz keine spezifischen Vorschriften. Grossvolumige untertägige Gasspeicheranlagen gibt es in der Schweiz derzeit keine. Auch wenn es für diese keine spezifischen Vorschriften gibt, würde für die Ein- und Ausspeisung ein Netznutzungsentgelt anfallen (Art. 3 Abs. 1 Bst. j und k i.V.m. Art. 18 Abs. 1). Dementsprechend wäre auch eine Messeinrichtung erforderlich (Art. 23 Abs. 1).

Absatz 1: Um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern, müssen sich die Betreiber von Kugel- und Röhrenspeichern entscheiden, ob sie ihre Speicheranlage im freien Markt (*Bst. a*) oder zur Unterstützung des stabilen Netzbetriebs und zur Bereitstellung von Flexibilität für das Bilanzierungsmanagement (*Bst. b*) einsetzen. Ohne dieses «Entweder-oder-Prinzip» hätten Versorger, die eine eigene Speicheranlage besitzen, einen Wettbewerbsvorteil. Der Bundesrat wird in den Ausführungsvorschriften regeln, in welcher Form und in welcher Frist der Speicheranlagenbetreiber seine Wahl zu treffen hat und ob er zu einem späteren Zeitpunkt auf diese zurückkommen kann.

Werden Speicheranlagen gemäss *Absatz 1 Buchstabe a* im freien Markt eingesetzt, gibt es abgesehen davon, dass diese Anlagen ausschliesslich im freien Markt eingesetzt werden dürfen und die Netznutzer bei der Ein- und Ausspeisung das Netznutzungsentgelt entrichten müssen, keine spezifischen Vorgaben für ihren Betrieb. Insbesondere besteht keine gesetzliche Zugangs- oder Tarifordnung. Ihre Nutzung untersteht der Vertragsfreiheit und dem Kartellgesetz. Gehört die Speicheranlage einem Netzbetreiber, was in aller Regel der Fall ist, muss sie vom regulatorischen Anlagevermögen des Netzes ausgenommen werden. Es dürfen weder Querfinanzierungen stattfinden, noch dürfen wirtschaftlich sensible Informationen aus den regulierten Geschäftsbereichen beim Betrieb dieser Speicher genutzt werden (Art. 6 Abs. 1 und 2).

Absatz 2: Während mit der Formulierung von Absatz 1 die Wahl zwischen Buchstabe a und Buchstabe b gelassen wird, verbietet Absatz 2 ausdrücklich, dass ein Speicherbetreiber, der gemäss Absatz 2 handelt, Gas an Endverbraucherinnen und Endverbraucher im Sinne von Absatz 1 Bst. a liefert.

Absatz 3: Nach der Grundregel von *Satz 1* sind Speicheranlagen, die nicht im freien Markt eingesetzt werden, als Bestandteil ihres Netzes zu behandeln. Zum besseren Verständnis dieser Regelung und der Grundsätze, die in den Aufzählungsgliedern von *Satz 2* enthalten sind, ist anzumerken, dass die bestehenden Kugel- und Röhrenspeicher gegenwärtig fast ausschliesslich von den Netzbetreibern selbst betrieben werden.

Buchstabe a: Da die Speicheranlagen als Bestandteil ihres Netzes gelten, fällt bei deren Nutzung konsequenterweise auch kein Netznutzungsentgelt an.

Nach *Buchstabe b* verfügt der Marktgebietsverantwortliche auf der Transportnetzebene über ein vorrangiges Zugriffsrecht. Ein solches kann im Rahmen der Tagesbi-

lanzierung (Art. 27 Abs. 1) erforderlich sein, um genügend Flexibilität zu gewährleisten. Bei der Auswahl der Speicheranlage, für die er das Zugriffsrecht in Anspruch nehmen will, hat der Marktgebietsverantwortliche auf objektive Kriterien abzustellen, insbesondere auf die konkreten Eigenschaften der Speicheranlage (z.B. Steuerbarkeit) und die netztopologischen Gegebenheiten (v.a. Lage und Netzanschluss). Die Notwendigkeit des Zugriffs muss er der EnCom auf Anfrage hin, darlegen können. Die Modalitäten des Zugriffs sind nach Massgabe der Ausführungsvorschriften des Bundesrates vertraglich zu regeln. Anzumerken ist ferner, dass die Speicheranlagen auch bei einem Zugriff des Marktgebietsverantwortlichen nicht von diesem, sondern weiterhin vom Betreiber der betreffenden Anlage betrieben werden.

Nach *Buchstabe c* sind Einsätze zur Unterstützung des Bilanzierungsmanagements angemessen zu vergüten. Die Vergütung stellt sicher, dass die Kosten nicht – gemäss *Buchstabe c* – in den Netznutzungsentgelten der Netzbetreiber enthalten sind. Im Rahmen der buchhalterischen Entflechtung (Art. 6 Abs. 3) sind die Speicheranlagen deshalb separat zu behandeln; die Kosten und Vergütungen sind nach den verschiedenen Einsatzzwecken aufzuschlüsseln. Können sich die Parteien nicht einigen, so legt die EnCom die Vergütung fest.

Da die Speicheranlagen als Bestandteil ihres Netzes gelten, sind deren Kosten nach *Buchstabe d* den Netzkosten zugeordnet. Folglich können sie unter Abzug der Vergütungen gemäss *Buchstabe c* über das Netznutzungsentgelt gedeckt werden. Mit dieser Regelung ist der Fortbestand dieser vergleichsweise kleinen Kugel- und Röhrenspeicher sichergestellt.

Absatz 4: Sollten nicht genügend Speicheranlagen für die in *Absatz 1 Buchstabe b* genannten Zwecke zur Verfügung stehen, so kann die EnCom auf Antrag des Marktgebietsverantwortlichen hin vorsehen, dass er zur Unterstützung des Bilanzierungsmanagements auch Kugel- und Röhrenspeicher nutzen kann, die ansonsten im freien Markt eingesetzt werden. Von diesem Instrument sollte die EnCom nur mit Zurückhaltung Gebrauch machen («unabdingbar»). Auch hier verfügt der Marktgebietsverantwortliche über einen privilegierten Zugriff, wobei er den Zugriff angemessen zu vergüten hat, für die entsprechenden Gasflüsse aber kein Netznutzungsentgelt anfällt.

4. Kapitel: Marktgebietsverantwortlicher

Art. 30 Errichtung

Absatz 1: Zu den Eigentümern des Transportnetzes gehören die Transitgas AG, die Swissgas AG, die Gaznat SA, der Gasverbund Mittelland (GVM) AG, die Erdgas Ostschweiz (EGO) AG, die Erdgas Zentralschweiz (EGZ) AG, die Unigaz SA und die Azienda Industriali di Lugano (AIL) SA. In den Ausführungsvorschriften können innerhalb des zweijährigen Gründungsprozesses auch Zwischenetappen festgelegt werden (z.B. eine Frist zur Vorlage der Statuten zuhanden des Bundesrats zur Genehmigung). Dass die Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen in den isolierten Gasnetzen (Art. 3 Abs. 1 Bst. i; dazu gehört namentlich auch das Leitungsnetz im Tessin) einem anderen Akteur zugewiesen werden können (Art. 33 Abs. 4), ändert nichts daran, dass sich auch die AIL zwingend an der Errichtung beteiligen muss. *Satz 2* dient

der Wahrung der Eigentumsrechte (vgl. hierzu die analoge Bestimmung in Art. 33 Abs. 4 StromVG). Es ist auf den Wert der Netzanlagen zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes abzustellen.

Absatz 2: Die Statuten des Marktgebietsverantwortlichen müssen durch den Bundesrat genehmigt werden. Dem Genehmigungsvorbehalt unterliegen auch allfällige Statutenänderungen.

Absatz 3: Die Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen soll für die Beteiligten weder mit einem Gewinn noch mit einem Verlust verbunden sein. Der Bundesrat wird in den Ausführungsvorschriften regeln, wie die Errichtungskosten auszuweisen sind und in welchem Zeitraum die Rückerstattung erfolgt. Um auch die Opportunitätskosten zu decken, wird er eine angemessene Verzinsung vorsehen. Dabei kann sich der Bundesrat an den Vorgaben zur Errichtung des Betreibers der zentralen Datenplattform (Art. 17h StromVG) orientieren.

Absatz 4: Werden die durch den Marktgebietsverantwortlichen eingereichten Statuten nicht genehmigt, sei es, dass die eingereichten Statuten den gesetzlichen Anforderungen nicht genügen oder dass erst gar kein Gesuch zur Statutengenehmigung eingereicht wird, muss der Bundesrat dafür sorgen, dass die Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen erfüllt werden. Dazu könnte er etwa einen Auftrag an einen bereits bestehenden, von der Gaswirtschaft unabhängigen Akteur vergeben oder den Marktgebietsverantwortlichen in Form einer öffentlich-rechtlichen Verwaltungseinheit errichten. In diesem Fall sind die Unternehmen, die ihre Pflicht zur Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen nicht erfüllt haben, sprich die Eigentümer des Transportnetzes, zur Vorfinanzierung der Ausgaben verpflichtet, die dem Bund durch diese Ersatzvornahme entstehen. Die betreffenden Unternehmen müssen selbst um die Refinanzierung der Kosten besorgt sein – eine nachträgliche Rückerstattung durch den Marktgebietsverantwortlichen sieht das Gesetz nicht vor.

Art. 31 Organisation

Zum Zwecke seiner Unabhängigkeit von der Gaswirtschaft muss der Marktgebietsverantwortliche nach *Absatz 1* insbesondere in personeller Hinsicht vollumfänglich entflochten sein (Verwaltungsrat, Geschäftsleitung und weiteres Personal). Auf Verordnungsebene können die Instrumente, die im Rahmen der sog. funktionellen Entflechtung einzusetzen sind, näher konkretisiert werden (vgl. *Abs. 3*). Damit sind insbesondere konkrete Anforderungen an eine eigenständige Ressourcenausstattung angesprochen.

Das Vorkaufsrecht gemäss *Absatz 2* begünstigt die schweizerische Beherrschung der Gesellschaft. Aktuell befindet sich das Transportnetzeigentum (indirekt) vollumfänglich in öffentlicher Hand. Die einzige Ausnahme bildet die Transitgas AG. Über die Mehrheitsbeteiligung der Swissgas AG wird indes auch diese Gesellschaft von der öffentlichen Hand beherrscht. Die Ausgangslage ist im Vergleich zur Elektrizitätswirtschaft insofern unterschiedlich, als dass im Gasbereich die Gemeinden, insbesondere die grösseren Städte, eine stärkere Rolle einnehmen als die Kantone. Ein analoges Vorkaufsrecht ist in Artikel 18 Absatz 4 StromVG in Bezug auf die nationale Netzgesellschaft geregelt. Auf Verordnungsstufe oder in den Statuten könnte zwecks

einer besseren Operabilität eine Rangfolge unter den Vorkaufsberechtigten eingeführt werden.

Absatz 3: Diese zusätzlichen Vorgaben, die der Bundesrat auf der Verordnungsstufe für die Organisation vorsehen kann, stärken die Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen von einzelnen Unternehmen der Gaswirtschaft. Ein Recht der Kantone auf Entsendung von Vertretern in den Verwaltungsrat der Gesellschaft (*Bst. a*), wobei die Entsendung von Verwaltungsratsmitgliedern in den Statuten vorgesehen sein muss, gibt es auch bei der Swissgrid AG (Art. 18 Abs. 8 StromVG), Gestützt auf *Buchstabe b* könnte der Bundesrat beispielsweise auch statutarische Bestimmungen über die Suspendierung der Stimmrechte verlangen, wenn der Einfluss eines einzelnen Akteurs aufgrund seiner Kapitalbeteiligung zu dominant würde. So könnten die Statuten vorsehen, dass kein Aktionär mehr als ein Drittel des Stimmengewichts auf sich vereinigen kann. Weiter könnte er verlangen, dass die Aktien der Gesellschaft in Form von Namenaktien herausgegeben werden und in den Statuten eine Übertragbarkeitsbeschränkung (sog. Vinkulierung gemäss Art. 685a–c OR) verankert wird, die einer zu starken Stellung eines einzelnen Aktionärs entgegenwirkt und die schweizerische Beherrschung der Gesellschaft begünstigt.

Art. 32 Finanzierung

Im Unterschied zur nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid AG) verfügt der Marktgebietsverantwortliche über kein Netzeigentum. Mithin bewirtschaftet er die Kapazitäten des Transportnetzes gewissermassen treuhänderisch zugunsten der Transportnetz-eigentümer, ohne dabei einen Gewinn zu erwirtschaften.

Auf Verordnungsstufe könnte noch etwas genauer geregelt werden, welche Einnahmen der Marktgebietsverantwortliche zur Deckung welcher Kosten verwendet. Mit anderen Worten könnte der Bundesrat das Gefüge der verschiedenen Einkünfte ins Verhältnis zu den Kosten setzen, die dem Marktgebietsverantwortlichen in den verschiedenen Tätigkeitsbereichen anfallen. Einnahmen erzielt er aus der Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes (Art. 19 Abs. 2 und Art. 33 Abs. 1 *Bst. a*), dem Ausgleichsenergieentgelt (Art. 26 Abs. 4), dem untertägigen Entgelt (Art. 27 Abs. 3) sowie der übrigen Entgelte des Marktgebietsverantwortlichen (Art. 28), und einem Beitrag für die Benutzung eines virtuellen Austauschpunkts (Art. 33 Abs. 1 *Bst. e*). Kosten fallen dem Marktgebietsverantwortlichen vor allem durch die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes (Art. 33 Abs. 1 *Bst. a*) und durch das Bilanzierungsmanagement (Art. 26 Abs. 2) an. Hinzu kommt das Monitoring zur Beobachtung der Versorgungslage (Art. 14 Abs. 2).

Art. 33 Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen

Absatz 1 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen. In Anbetracht der bundesgerichtlichen Rechtsprechung zur Stromversorgungsgesetzgebung des Bundes lässt sich an dieser Stelle festhalten, dass es sich bei seinen Aufgaben, analog zur nationalen Netzgesellschaft (Art. 18 StromVG), um gesetzlich übertragene öffentliche Aufgaben handelt (Urteil des Bundesgerichts 4A_275/2021 vom 11. Januar 2022, E. 4.2.2 m.w.H.). Gleiches gilt im Übrigen auch

für die gesetzlichen Aufgaben der Netzbetreiber (vgl. Art. 4). Die gesetzlich geregelten Rechtsverhältnisse (v.a. Netznutzungsverhältnis, Bilanzgruppenverträge) sind öffentlich-rechtlicher Natur (BGE 144 III 111 E. 5; Urteil des Bundesgerichts 4A_275/2021 vom 11. Januar 2022, E. 4.3 und 5.2.4). In diesem Zusammenhang lässt sich weiter festhalten, dass eine Verfügungskompetenz in diesem Gesetz einzig der EnCom eingeräumt ist. Folglich fallen weder der Marktgebietsverantwortliche noch die Netzbetreiber in den persönlichen Anwendungsbereich des Öffentlichkeitsgesetzes vom 17. Dezember 2004⁵².

Der Marktgebietsverantwortliche ist für die einheitliche Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes verantwortlich (*Bst. a*). Diese umfasst insbesondere die Nutzung der Netzkoppelungspunkte zum Verteilnetz (Ziff. 1), die Durchführung von Auktionen nach Artikel 17 Absatz 2 (Ziff. 2) sowie das Management von Engpässen (Ziff. 3). Des Weiteren legt er gemäss *Bst. b* und *c* die Netznutzungstarife fest und kümmert sich um das Inkasso der Netznutzungsentgelte (Art. 18 und 19 Abs. 2). Der Marktgebietsverantwortliche ist für die Abwicklung des Bilanzierungsmanagements verantwortlich (*Bst. d*). Mit der (elektronischen) Handelsplattform *Buchstabe e* ist der sogenannte virtuelle Austauschpunkt angesprochen. Dieser Austauschpunkt soll für einen möglichst liquiden Handel im Marktgebiet Schweiz sorgen. Um einen Anreiz für eine möglichst rege Beteiligung zu setzen, sieht Artikel 28 Absatz 3 vor, dass der Marktgebietsverantwortliche das Entgelt für die Nutzung dieser Plattform nicht in kostendeckender Weise festsetzt und die verbleibenden Kosten durch die Einnahmen aus der Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes gedeckt werden. Schliesslich bemüht er sich um Zusammenarbeit mit ausländischen Transportnetzbetreibern und der Vertretung der Interessen der Schweiz in den entsprechenden Gremien (*Bst. f*) und erstattet der EnCom jährlich Bericht über die Erfüllung seiner Aufgaben (*Bst. g*).

Absatz 2 dient der Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen. Der Marktgebietsverantwortliche hat sich auf die Erfüllung seiner gesetzlichen Aufgaben zu beschränken. Insbesondere darf er weder Tätigkeiten im Energiemarkt (Gaserzeugung, Handel und Vertrieb) ausüben, noch Beteiligungen an Unternehmen halten, die in diesen Bereichen tätig sind.

Absatz 3: Was die Berücksichtigung von internationalen Normen anbelangt, erscheint insbesondere erstrebenswert, dass die Kapazitäten des Transportnetzes in grösstmöglicher Übereinstimmung mit den Vorgaben des EU-Rechts (insbesondere mit den Netzkodizes der EU-Kommission) bewirtschaftet werden.

Nach *Absatz 4* kann der Bundesrat die Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen in den isolierten Netzgebieten (Art. 3 Abs. 1 *Bst. i*) einem anderen Akteur zuweisen, sofern für eine hinreichende Entflechtung gesorgt ist. Dabei geht es vor allem um die Bewirtschaftung der Transportnetze im Tessin. Falls der Bundesrat von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch macht, wäre auch denkbar, dass das Tessin mit dem Schweizer Marktgebiet nach Vorbild ausländischer Regelungen virtuell zusammengeschlossen wird.

Nach *Absatz 5* kommt dem Bundesrat die Kompetenz zu, in den in Buchstabe a und Buchstabe b genannten Bereichen Ausführungsbestimmungen zu erlassen. Um den Netznutzerinnen und Netznutzern im Rahmen des Zweivertragsmodells 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 und nach den vom Marktgebietsverantwortlichen festgelegten Netznutzungstarifen vergüten (vgl. Art. 33 Abs. 1 Bst. b). Dazu kann der Bundesrat Ausführungsbestimmungen erlassen.

Buchstabe b enthält eine gesetzliche Grundlage für Vorschriften zum Engpassmanagement im Transportnetz. Bei der Ausgestaltung dieser Instrumente kann sich der Bundesrat am EU-Recht orientieren. Der Entzug von ungenutzten Kapazitäten (Kapazitätshortung) muss dabei aus Gründen der Verhältnismässigkeit eine ultima ratio bleiben; zuvor sind andere Massnahmen des Engpassmanagements zu ergreifen (Sekundärhandel oder Einsatz von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten).

5. Kapitel: Eidgenössische Energiekommission

Art. 34 Aufgaben

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). Diese wird die Rolle des Regulators auch für dieses Gesetz und seine Ausführungsbestimmungen wahrnehmen (*Abs. 1*). Ihre Organisation richtet sich nach Artikel 21 StromVG.

Absatz 2: Indem die EnCom von Amtes wegen tätig werden kann, den Marktakteuren im Streitfall aber auch ein Anspruch auf einen Entscheid zukommt, ist die Rechtsweggarantie gewährleistet (Art. 29a BV).

Die Aufgaben und Befugnisse der EnCom unterscheiden sich gegenüber dem Strombereich nur unwesentlich. Die wichtigsten Aufgaben sind in *Absatz 3* ausdrücklich normiert.

Buchstabe a: Der weitreichende Begriff «Netznutzungsbedingungen» umfasst unter anderem die Ausgestaltung der Ein- und Ausspeiseverträge (Art. 17 Abs. 1) sowie die Einzelheiten bezüglich der Kapazitätsbewirtschaftung und der Bilanzierung.

Buchstaben b und c: Die Prüfung der Angemessenheit der Tarife und der korrekten Kostenanlastung umfasst auch die Möglichkeit, auf die Methodik zur Festlegung der Netznutzungstarife des Transportnetzes Einfluss zu nehmen. Zur den anrechenbaren Netzkosten gehören gemäss Artikel 20 Absatz 1 Bst. b auch die Kosten für das Messwesen.

Nach *Buchstabe d* stellt die EnCom sicher, dass der Marktgebietsverantwortliche seine Aufgaben korrekt und effizient erfüllt, er keinen Gewinn erzielt und die Anforderungen an die Verwendung seiner Einnahmen einhält (v. a. Art. 31).

Nach *Buchstabe e* überwacht die EnCom die Umsetzung der Vorgaben zu den Gasmenngen in Speicheranlagen (Art. 10) und den weiteren Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung (Art. 13).

Nach *Buchstabe f* fällt die Überwachung der Anforderungen an die Messeinrichtungen (Art. 23 Abs. 3) sowie die Einhaltung der Vorschriften über die Datenbekanntgabe und den Informationsaustausch (Art. 25) auch in die Kompetenz der EnCom. In Bezug auf Artikel 25 bleiben die Zuständigkeiten des Eidgenössischen Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragten (EDÖB) vorbehalten.

Nach *Buchstabe g* hat sich die EnCom analog zum Stromversorgungsrecht auch im Gasbereich mit ausländischen Regulierungsbehörden zu koordinieren und die Interessen der Schweiz in den entsprechenden Gremien zu vertreten.

Gleich wie im Stromversorgungsrecht gestaltet sich überdies die Pflicht zur Information der Öffentlichkeit (vgl. Art. 22 Abs. 5 und 6 StromVG). Dies wird in *Buchstabe h* explizit so normiert.

Absatz 4: Stellt die EnCom im Rahmen der Beobachtung der Versorgungslage (Art. 14 Abs. 1) fest, dass sich eine ernsthafte Gefährdung der Versorgungssicherheit abzeichnet, schlägt sie dem Bundesrat geeignete Gegenmassnahmen vor. Eine ähnliche Vorgabe findet sich auch in Artikel 22 Absatz 4 StromVG.

Art. 35 Rechtsschutz

Der Rechtsschutz gestaltet sich analog zum Stromversorgungsrecht (vgl. Art. 23 StromVG).

6. Kapitel: Verschiedene Bestimmungen

Art. 36 Veröffentlichungspflichten

Die Informationen, die zur Netznutzung und zur Gasversorgung erforderlich und deshalb zu veröffentlichen sind, sind in *Absatz 1* nicht näher umschrieben. Der Bundesrat wird gestützt auf *Absatz 2* mehr ins Detail gehen. Notwendig erscheint insbesondere auch die Veröffentlichung der Bedingungen der Ein- und Ausspeiseverträge und der Bilanzgruppenverträge. Weiter drängt sich eine Veröffentlichung der angebotenen Kapazitätsprodukte und der Netzkapazitäten auf. Bei Letzteren geht es um quantitative Angaben zur Nutzung der Ein- und der Ausspeisepunkte (technische, kontrahierte und verfügbare Kapazitäten). Von Interesse sind auch die Erfordernisse hinsichtlich der vorausgesetzten Gasqualität (chemisch-physikalische Beschaffenheit). Ferner kann der Bundesrat unter Vorbehalt von entgegenstehenden Geschäftsinteressen auch eine Veröffentlichung der Netzentwicklungspläne vorgeben (vgl. Art. 9d Abs. 4 StromVG).

Art. 37 Auskunftspflicht

Die Unternehmen der Gaswirtschaft und der Marktgebietsverantwortliche 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. Das Amts- und Geschäftsgeheimnis definiert sich nach den Artikeln 162 und 320 Ziffer 1 des Strafgesetzbuches.⁵³

Art. 38 Amtshilfe

Absatz 1: Zu einem Datenaustausch unter der EnCom, dem BFE und dem BWL kann es insbesondere im Zusammenhang mit der Beobachtung der Versorgungslage und den Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung kommen, zumal in diesem Bereich jeder dieser drei Bundesstellen gewisse Kompetenzen zukommen (vgl. für die EnCom Art. 14 Abs. 1). In aller Regel werden die Informationen in aggregierter Form ausgetauscht. Im Falle von allfälligen Strafuntersuchungen gemäss Artikel 41 richtet sich die Rechtshilfe unter den Bundesbehörden nach Artikel 30 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsstrafrecht vom 22. März 1974⁵⁴ (VStrR).

Absatz 2: Im Sinne von Artikel 44 Absatz 1 BV und Artikel 14 der Regierungs- und Verwaltungsorganisationsverordnung vom 25. November 1998⁵⁵ erstreckt sich die Datenlieferungspflicht auch auf die weiteren Behörden des Bundes, auf die Kantone und auf die Gemeinden – unter Vorbehalt entgegenstehender Spezialvorschriften (z. B. Art. 25 KG).

Art. 39 Gebühr und Aufsichtsabgabe

Absatz 1 behandelt die von der EnCom erhobenen Gebühren für Kontrollen und Verwaltungsverfahren, die sie durchführt, Dienstleistungen, die sie erbringt, sowie weitere Aufgaben nach Artikel 34, die sie erfüllt. Artikel 34 legt die Aufgaben der EnCom fest. Damit wird auch all jenen Fällen Rechnung getragen, in denen das Verfahren nicht in eine formale Verfügung mündet oder eingestellt wird.

Absatz 2 legt fest, dass für Kosten, die nicht durch Gebühren gedeckt werden, eine Aufsichtsabgabe zu entrichten ist. Diese Aufsichtsabgabe wird beim Marktgebietsverantwortlichen erhoben.

Darüber hinaus muss geklärt werden, welche Kosten nicht durch Gebühren gedeckt sind. Dazu gehören die Kosten für die Beobachtung der Versorgungslage (Art. 14), die Beantwortung schriftlicher Anfragen (von Endverbraucherinnen und -verbrauchern, Netzbetreibern sowie Lieferanten), den Schutz vor Cyberbedrohungen (Art. 15; in diesem Bereich sind Gebühren nur dann gerechtfertigt, wenn die Überwachungstätigkeit über die reine Beschaffung der notwendigen Informationen hinausgeht), die Aufgaben im Zusammenhang mit der Speicherung (Art. 10; die Dimensionierung der Speichermengen erfordert umfangreiche Abklärungen, die nicht durch

⁵³ SR 311.0

⁵⁴ SR 313.0

⁵⁵ SR 172.010.1

Gebühren gedeckt werden können), das Monitoring der Netzentwicklungspläne (Art. 5) und in geringerem Masse, da es keine regulierte Versorgung im eigentlichen Sinne gibt, die Aufsicht über die Tarife und die Kostenprüfung.

Absatz 2 präzisiert zudem, dass die Aufsichtsabgabe in Abhängigkeit des von den Netzbetreibern in Rechnung gestellten Netznutzungsentgelts berechnet wird. Dies ist sinnvoll, weil das Netznutzungsentgelt ein guter Indikator für die von den einzelnen Netzbetreibern bei der EnCom verursachten Kosten ist.

In *Absatz 3* wird festgehalten, dass der Marktgebietsverantwortliche die Aufsichtsabgabe in Form eines Zuschlags auf das Entgelt für die Nutzung des Transportnetzes auf die Transportnetzbetreiber überwälzen kann. Dadurch werden die Kosten der Abgabe nicht nur an den Einspeisepunkten (Grenzübergangspunkten), sondern auch an den Ausspeisepunkten getragen.

Art. 40 Prüfung der Vertrauenswürdigkeit

Diese Bestimmung ist analog zu Artikel 20b StromVG formuliert.

7. Kapitel: Strafbestimmungen

Art. 41

In *Absatz 1* sind die strafbaren Handlungen oder Unterlassungen 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 VStrR anstelle der handelnden natürlichen Person die juristische Person zu deren Bezahlung verurteilt werden (*Abs. 4*).

8. Kapitel: Schlussbestimmungen

Art. 42 Ausführungsbestimmungen

In dieser Bestimmung wird der Erlass der Ausführungsbestimmungen geregelt.

Absatz 1 hält fest, dass der Bundesrat die Ausführungsbestimmungen zu diesem Gesetz erlässt. Da das vorliegende Gesetz nur die wichtigsten Grundsätze regelt, sind auch die Ausführungsbestimmungen auf Verordnungsebene kurz zu halten.

Die betroffenen Organisationen, namentlich die Netzbetreiber, Drittparteien als Netznutzer, der MGV und die Vertreter der Endverbraucher, sind verpflichtet, die für den Vollzug notwendigen technischen und administrativen Richtlinien zu veröffentlichen (*Absatz 2*). Die Bundesbehörden bleiben aber auch beim Beizug privater Organisationen für den Vollzug verantwortlich; die Aufsichtskompetenz kann nicht an Dritte übertragen werden. Kommen die betroffenen Organisationen ihrer Pflicht nicht oder nur ungenügend nach, so müssen die Bundesbehörden tätig werden. Wenn innert an-

gemessener Frist keine Richtlinien veröffentlicht worden sind oder diese nicht sachgerecht sind, kann der Bundesrat den Erlass von technischen und administrativen Vorschriften dem BFE übertragen. Er hat zuvor die betroffenen Organisationen anzuhören. Mit *Absatz 3* wird eine formell-gesetzliche Grundlage für die Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen an das Bundesamt geschaffen (Art. 48 Abs. 2 RVOG⁵⁶).

Art. 43 Änderungen anderer Erlasse

Die Änderung anderer Erlasse wird in Ziff. 4.2 erläutert.

Art. 44 Übergangsbestimmungen zur Bewertung bestehender Netzanlagen

Netzanlagen sind auf Basis der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bewerten (*Abs. 1*). Für ältere Netzanlagen gibt es hierzu zwei Ausnahmen (*Abs. 2 und 3*).

Absatz 2: Bei älteren Anlagen kann es vorkommen, dass die Unterlagen zur Ermittlung der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht oder nur mehr unvollständig vorliegen. *Satz 1* lässt in diesem Fall ausnahmsweise eine synthetische Bewertung zu. Die Grundsätze dieser Methodik werden auf Verordnungsstufe normiert (*zweiter Satz*). *Satz 3* bildet die gesetzliche Grundlage für eine Praxis, wie sie gestützt auf Artikel 13 Absatz 4 StromVV (letzter Satz) entwickelt wurde. Nach dieser Praxis standen der ECom zwei Wege offen, wenn ein Netzbetreiber von der Möglichkeit zur synthetischen Bewertung Gebrauch machte. Zum einen konnte sie, wenn sie eine fehlerhafte Anwendung erkannte, die vom Netzbetreiber durchgeführte Bewertung entsprechend korrigieren. Alternativ dazu stand es ihr frei, das Bewertungsergebnis pauschal mittels eines prozentualen Abzugs (von im Strombereich damals 20 Prozent) zu reduzieren – ohne eine eingehende Prüfung des konkreten Falles vorzunehmen. Die maximale Höhe oder die Bandbreite des möglichen Pauschalabzugs wird vom Bundesrat festgelegt.

Laut der bundesgerichtlichen Rechtsprechung (BGE 138 II 465) zur besagten StromVV-Bestimmung sind beim Zusammenspiel zwischen der pauschalen Kürzung und der konkreten Korrektur des Bewertungsergebnisses die folgenden Grundsätze zu beachten: Da sich der Netzbetreiber mit der synthetischen Methode auf eine Ausnahme beruft, liegt die Beweislast bei ihm. Macht die EnCom vom Pauschalabzug 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.

Absatz 3: Hat der Netzbetreiber eine bestimmte Netzanlage in der letzten Jahresrechnung (Bilanz) vor dem 14. Februar 2020 bereits vollständig beschrieben oder erst gar nicht als Aktivum erfasst, so wird er auf seiner Finanzbuchhaltung behaftet: Die betreffende Netzanlage bleibt bei der Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten grundsätzlich unberücksichtigt, auch wenn die Unterlagen für die Bestimmung der

⁵⁶ SR 172.010

ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten vorliegen oder die Voraussetzungen für eine synthetische Bewertung erfüllt sind. Diese Regelung begründet sich mit der Vermutung, dass die entsprechenden Kosten durch das vereinnahmte Nutzungsentgelt bereits vollständig gedeckt sind. Ist dies nicht der Fall, sei es beispielsweise, dass der Netzbetreiber auf 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. Das Stichdatum (14. Februar 2020) entspricht dem Ende der ersten Vernehmlassung zu dieser Vorlage, in welcher diese Vorgabe bereits enthalten war.

Absatz 4: Um der EnCom die Prüfung der Bewertung aller Netzanlagen zu erleichtern, sind die Netzbetreiber verpflichtet, ihr ohne spezifische Aufforderung jede Erhöhung von Anlagewerten zu melden und zu begründen, die zu einer Tarifierhöhung führen können. Auf Verordnungsstufe kann diese Bestimmung weiter konkretisiert werden (z.B. Regelung von Fristen, Abgrenzung von verschiedenen Netzanlagen).

Art. 45 Übergangsbestimmungen zum Umgang mit bestehenden internationalen Transportverträgen

Mit der Konstituierung des Marktgebietsverantwortlichen geht die Kompetenz zur Bewirtschaftung der Kapazitäten des Transportnetzes auf diesen neuen Akteur über. Damit werden die vormals zwischen den Transportnetzbetreibern und Dritten getroffenen Vereinbarungen über die Nutzung der Netzkapazitäten grundsätzlich hinfällig. Im Sinne einer möglichst schonungsvollen Einführung des neuen Rechts besteht für Langfristverträge bis zum Ende ihrer Laufzeit ein Bestandesschutz. Vorausgesetzt ist, dass die Verträge vor dem 30. Oktober 2019 (Eröffnung der ersten Vernehmlassung zum geplanten Gasversorgungsgesetz) geschlossen wurden, also zu einem Zeitpunkt, in welchem die mit dem Inkrafttreten dieses Gesetzes einhergehenden Rechtsänderungen noch nicht konkret absehbar waren. Viele dieser Langfristverträge dürften bereits am 31. Dezember 2024 ausgelaufen sein. Es ist aber nicht auszuschliessen, dass einige davon gestützt auf Optionsrechte, die vor Eröffnung der Vernehmlassung verbrieft wurden, verlängert wurden. Unter dieser Voraussetzung bleibt der Bestandesschutz gleichwohl bestehen.

Art. 46 Referendum und Inkrafttreten

Zahlreiche der in diesem Gesetz vorgesehenen Prozesse können ohne die EnCom und den Marktgebietsverantwortlichen nicht oder nur bedingt umgesetzt werden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird der Bundesrat die gesetzlichen Grundlagen zur EnCom (Art. 34) und zum Marktgebietsverantwortlichen (Art. 30 und 31) gestützt auf *Absatz 2* früher in Kraft setzen als die übrigen Vorgaben, sodass die zweijährige Frist zur Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen (Art. 30 Abs. 1 Satz 1) möglichst früh zu laufen beginnt und sich die EnCom mit zeitlichem Vorlauf auf die Wahrnehmung der zusätzlichen Aufgaben einrichten kann.

In diesem Zusammenhang bietet sich an, diejenigen gesetzlichen Bestimmungen, deren Umsetzung nicht vom Marktgebietsverantwortlichen abhängig sind, ebenfalls vorzeitig in Kraft zu setzen. Dazu gehören insbesondere jene zu den Netzentwicklungsplänen (Art. 5), ein Teil der Vorgaben zur Sicherstellung der Versorgung (Art. 10-15) und die Fremderlassänderungen. Weiter erscheint es sinnvoll, wenn auch die Vorgaben zur Bewertung der Netzanlagen (Art. 20, 22 und 44) bereits in dieser ersten Phase in Kraft sind. So können die Netzbetreiber und die ElCom dafür sorgen, dass die regulatorisch massgebenden Anlagewerte bereits festgesetzt sind, wenn anschliessend in der zweiten Phase die übrigen gesetzlichen Bestimmungen in Kraft gesetzt werden und die Netznutzungstarife festgelegt werden müssen. Flankierend wären in der ersten Phase auch die Vorgaben zur Auskunftspflicht (Art. 37), einschliesslich der entsprechenden Strafbestimmung (Art. 41 Abs. 1 Bst. f), und zur Amtshilfe (Art. 38) notwendig. Um den Bundeshaushalt nicht wesentlich zu belasten, müsste ferner auch die Bestimmung über die Aufsichtsabgabe (Art. 39) umgehend in Kraft gesetzt werden.

4.2. Änderung anderer Erlasse

4.2.1. Energiegesetz vom 30. September 2016⁵⁷

Art. 8a⁵⁸

Dieser Artikel wurde im Rahmen der parlamentarischen Beratungen des Solidaritätsabkommens zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung zwischen der Schweiz, Deutschland und Italien eingefügt und hat den Zweck, die Vorbereitung und Umsetzung des Solidaritätsabkommens zu ermöglichen. Die Endkunden sollen die Kosten der Massnahmen zu ihren Gunsten via Entgelt für die Nutzung des Transportnetzes tragen. Diese Bestimmung wird ins GasVG übernommen und das EnG entsprechend angepasst.

Ersatz eines Ausdrucks

Im ganzen Erlass wird “ElCom” durch “EnCom” ersetzt.

Art. 30 Abs. 4 Bst. f

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

⁵⁷ SR 730.0

⁵⁸ In der Fassung gemäss dem Anhang zum Bundesbeschluss vom 21. März 2025 über die Genehmigung und die Umsetzung des Abkommens zwischen der Schweiz, Deutschland und Italien über Solidaritätsmassnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (BBl 2025 1116).

4.2.2 Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007⁵⁹

Ersatz eines Ausdrucks

Im ganzen Erlass wird “ElCom” durch “EnCom” ersetzt.

Art. 8 Abs. 3

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

Art. 8j⁶⁰

Diese Bestimmung, wonach die Betreiber von Rohrleitungsanlagen, an denen ein Reservekraftwerk angeschlossen ist, den Betreibern der Reservekraftwerke auf diese zugeschnittenen Bedingungen für die Nutzung der Rohrleitung anbieten müssen, wird obsolet, weil mit diesem Gesetz gewährleistet ist, dass geeignete kurzfristige Kapazitätsprodukte für grössere Gasverbraucher vorhanden sind (Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von einem Tag oder einer Woche). Die Aufhebung erfolgt entsprechend erst nach der Konstituierung des Marktgebietsverantwortlichen und damit der Verfügbarkeit der kurzfristigen Kapazitätsprodukten.

Art. 17g Abs. 4 Bst. f

Diese zusätzliche Bestimmung wird eingefügt aufgrund von Artikel 25 Absatz 3 GasVG. Gemeinsam sorgen die beiden Delegationsnormen dafür, dass die Funktionalitäten der zentralen Datenplattform, die im Strombereich errichtet wird, dereinst auch im Gasbereich genutzt werden können.

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.

⁵⁹ SR 734.7

⁶⁰ In der Fassung vom 20. Juni 2025 (SR 734.7, BBl 2025 2036).

4.2.2. Bundesgesetz vom 30. September 2022 über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft⁶¹

Ersatz eines Ausdrucks

Im ganzen Erlass wird “ElCom” durch “EnCom” ersetzt.

Art. 2 Abs. 2 Einleitungssatz

Die Änderungen sind rein terminologischer Natur: Die Elektrizitätskommission (ElCom) wird in Energiekommission (EnCom) umbenannt.

4.2.3. Rohrleitungsgesetz vom 4. Oktober 1963⁶²

Ersatz eines Ausdrucks

Im ganzen Erlass wird “ElCom” durch “EnCom” ersetzt.

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 unflexibel ist 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 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 möglich sein, auf die Anhörung von Bundesfachstellen oder auf die Prüfung bestimmter Sachverhalte zu verzichten, wenn dies nicht zwingend erforderlich ist. (Auf eine Anhörung von Bundesfachstellen kann die Leitbehörde auch in den Fällen nach Art. 62a Abs. 4 des RVOG verzichten.)

⁶¹ SR 734.91

⁶² SR 746.1

Der Wortlaut von *Absatz 5* ist identisch mit der Bestimmung von Artikel 16 Absatz 7 des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902⁶³ (EleG). Die eisenbahn- und luftfahrtrechtlichen Erlasse enthalten ebenfalls Bestimmungen, welche für untergeordnete Vorhaben eine Ausnahme von der Plangenehmigungspflicht vorsehen (Art. 28 der Verordnung vom 23. Nov. 1994⁶⁴ über die Infrastruktur der Luftfahrt; Art. 1a der Verordnung vom 2. Febr. 2000⁶⁵ 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 (Art. 1 Abs. 1 RLG) ist die in *Artikel 13* enthaltene Transportpflicht praktisch nicht relevant; gegebenenfalls liesse sie sich auch auf das Wettbewerbsrecht stützen. Die Bestimmung wird deshalb aufgehoben.

Art. 17

Die Änderung ist 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 dem Bundesrat, über die Aufhebung der Sicherheitskommission zu beschliessen. Seit den frühen 1990er 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 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 (vgl. Botschaft des Bundesrates vom 28. September

⁶³ SR 734.0

⁶⁴ SR 748.131.1

⁶⁵ SR 742.142.1

1962⁶⁶ betreffend den Entwurf zu einem Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe).

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 Bagatelldfälle 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 2015⁶⁷

Ersatz eines Ausdrucks

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

4.2.5. Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten vom 21. März 2025⁶⁸

Ersatz eines Ausdrucks

Im ganzen Erlass wird “ElCom” durch “EnCom” ersetzt

Art. 4 Abs. 1

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

5. Auswirkungen

5.1. Auswirkungen auf den Bund

Beim Inkrafttreten des Gesetzes werden in den darauffolgenden Jahren 14 zusätzliche Vollzeitstellen benötigt, davon 11 bei der EnCom und 3 beim BFE (vgl. Anhang A.2). Die Kosten, die der EnCom mit dem Inkrafttreten des Gesetzes entstehen, sollen vollständig durch Gebühren und eine Aufsichtsabgabe (Art. 39) gedeckt werden. Dies ist jedoch bei den Stellen beim BFE nicht der Fall – sie müssen aus dem Bundeshaushalt

⁶⁶ BBl 1962 II 791

⁶⁷ SR 958.1

⁶⁸ SR ... (BBl 2025 1102)

finanziert werden. Die zusätzlichen Stellen haben keine Auswirkung auf die Unterbringung. Dank mobil-flexiblem Arbeiten und Desksharing können die entsprechenden Mitarbeitenden die bestehenden Flächen und die vorhandene Infrastruktur nützen.

Das GasVG soll gestaffelt in Kraft treten. In einer ersten Phase, nach Ablauf der Referendumsfrist oder der Annahme des Gesetzes bei einem allfälligen Referendum, würden die Bestimmungen über die Umwandlung der ElCom in die EnCom, die Bewertung der bestehenden Netzanlagen durch die EnCom, die Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen sowie die Bestimmungen über die Versorgungssicherheit in Kraft treten. In einer zweiten Phase – sobald der Marktgebietsverantwortliche funktionsfähig ist – würden die restlichen Bestimmungen rechtskräftig.

Für die erste Phase werden 6 zusätzliche Stellen bei der EnCom benötigt – davon 1 Person 6 Monate vor Inkrafttreten der zweiten Gruppe von Bestimmungen – für die Planung und Vorbereitung insbesondere der Anpassungen im Informatikbereich (IT-Infrastruktur für die Datenerhebung) sowie für die Rekrutierung von Mitarbeitenden. Die 3 Stellen für das BFE müssen bereits in der ersten Phase besetzt werden. Die Stelle einer Juristin oder eines Juristen umfasst in der ersten Phase zuerst die Begleitung der Erarbeitung der Statuten des Marktgebietsverantwortlichen. Die Stelle im Zusammenhang mit der zentralen Datenplattform (Datahub) und der Information der Öffentlichkeit wäre ebenfalls von Anfang an erforderlich. Die komplexen technischen Grundlagen für den Gassektor müssen erarbeitet werden, um gute Rahmenbedingungen zu schaffen und diese in den kommenden Jahren für die Digitalisierung des Gassektors auszubauen. Die dritte Stelle für den internationalen Bereich müsste auch in der ersten Phase besetzt werden, da die Bestimmungen zur Versorgungssicherheit bereits in Kraft sein werden.

Die Mehrkosten, die bei der EnCom mit dem Inkrafttreten des GasVG entstehen – die oben erwähnten 11 Stellen im Umfang von 2,1 Millionen Franken sowie die materiellen Ressourcen im Wert von ca. 170 000 Franken pro Jahr (vgl. Anhang A.3) –, sollen vollständig durch Gebühren und eine Aufsichtsabgabe (Art. 39) gedeckt werden. Diese werden beim Marktgebietsverantwortlichen und bei den Netzbetreibern erhoben. In Bezug auf die Stellen bei der EnCom wird der Bundeshaushalt daher nicht tangiert. Die drei Stellen beim BFE hingegen werden aus dem Bundeshaushalt finanziert.

5.2. Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden sowie auf urbane Zentren, Agglomerationen und Berggebiete

Aus den vorgeschlagenen Gesetzesänderungen resultieren direkt keine wesentlichen Auswirkungen auf die Kantone, da diese heute keine grösseren Aufgaben im Gasmarkt wahrnehmen. Die Verteilung der Kosten für den Netzanschluss bleibt ausserhalb des Geltungsbereichs des GasVG (Art. 2 Abs. 2). Die Kantone haben zudem Vorverkaufsrechte an den Kapitalanteilen des Marktgebietsverantwortlichen (Art. 31 Abs. 2). Ausserdem sind sie verpflichtet, dem BFE und der EnCom die Auskünfte zu erteilen und die Unterlagen zur Verfügung zu stellen, die für den Vollzug dieses Gesetzes nötig sind (Art. 38 Abs. 2 GasVG).

Das Recht der Kantone und Gemeinden, Konzessionen, beispielsweise über die Nutzung von Grund und Boden, zu erteilen, wird durch das Gesetz nicht angetastet. Auch bleiben die Verantwortlichkeiten für die Erteilung der für den Bau und Betrieb der Rohrleitungsanlagen erforderlichen Plangenehmigungen bzw. Bewilligungen unverändert (Art. 2 Abs. 1, 41 und 42 Abs. 1 RLG). Darüber hinaus steht die Bestimmung zu den Netzentwicklungsplänen (Art. 5) nicht in Konflikt mit den Raumplanungskompetenzen der Kantone oder Gemeinden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, bei der Netzplanung die entsprechenden kommunalen, kantonalen und eidgenössischen Vorschriften einzuhalten. Als Eigentümerinnen einiger Gasnetzbetreiber könnten die Gemeinden aufgrund der gesetzlichen Regulierung der Monopoltarife und des vereinfachten Marktzugangs von Veränderungen ihrer Einkünfte betroffen sein.

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

5.3. Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Die wirtschaftlichen Folgen für die Gasverbraucherinnen und -verbraucher lassen sich in drei Themen gliedern:

Wirtschaftliche Gasversorgung: Unter diesem Blickwinkel resultiert für die Gasverbraucherinnen und -verbraucher ein Nettogewinn. Die zusätzlichen Kosten umfassen die Aufsichtsabgabe, mit der die Arbeitsstellen und materiellen Ressourcen der EnCom gedeckt werden. Deren Höhe wird auf 0,01 Rp./kWh geschätzt, unter der Annahme eines jährlichen Gasverbrauchs in der Schweiz von 27 500 GWh (2023). Dies ist ein sehr niedriger Betrag, der vor dem Hintergrund der Gewinne aus einem vereinfachten Marktzugang sowie der Kontrolle der Monopoltarife durch die Regulierungsbehörde – in diesem Fall die EnCom – zu betrachten ist. Ausschlaggebend dafür sind die Bewertung der Netzanlagen durch die EnCom sowie die Höhe der zulässigen Gewinne der Netzbetreiber. Die geschätzte Höhe der Aufsichtsabgabe bildet die Obergrenze, da die EnCom einen Teil ihrer Tätigkeiten über Gebühren finanzieren wird, die sie in einzelnen Aufsichtsverfahren erhebt und mit denen sie bis zu schätzungsweise 60 Prozent ihrer Kosten decken könnte. Zudem wird die Regulierungsbehörde im Zusammenhang mit allfälligen Stilllegungen von Gasleitungen eine Rolle bei der Kontrolle der ausserordentlichen Abschreibungen spielen, die dem Netz anzurechnen sind, um in solchen Fällen Tarifsprünge für die Verbraucherinnen und Verbraucher möglichst zu vermeiden. Die Konstituierung des Marktgebietsverantwortlichen wird jährliche Betriebskosten von maximal ca. 11 Millionen Franken pro Jahr bzw.

0,04 Rp./kWh verursachen (CAPEX 3 Mio. Fr./Jahr, OPEX 8 Mio. Fr./Jahr).⁶⁹ Allerdings stellen diese Kosten nur zum Teil Mehrkosten für die Endverbraucherinnen und -verbraucher dar. Bestimmte Aufgaben, die in Zukunft vom Marktgebietsverantwortlichen wahrgenommen werden und in diesem Betrag berücksichtigt sind, sind heute Aufgaben der Transportnetzbetreiber und der entsprechende Aufwand ein Teil der Netzkosten. Das Bilanzierungsmanagement des Marktgebietsverantwortlichen in einer einzigen Bilanzierungszone Schweiz sorgt für erhebliche Effizienzsteigerungen. Die mit der Marktöffnung verbundenen Gewinne wurden in einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie aus dem Jahr 2016 geschätzt.⁷⁰

Zuverlässige Gasversorgung: Diese Zielsetzung verursacht geringfügige zusätzliche Kosten für die Gasverbraucherinnen und -verbraucher. Die mit dem GasVG eingeführten Massnahmen zur Stärkung der Sicherheit der Gasversorgung sind vergleichbar mit den Massnahmen der Verordnung vom 18. Mai 2022⁷¹ über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung. Die zusätzlichen Kosten, die von den regionalen Unternehmen aufgrund ihrer aus dieser Verordnung resultierenden Pflichten in Rechnung gestellt werden, können daher als Referenz dienen. Der Tarifizuschlag für den Winter 2024/25 schwankte je nach Unternehmen zwischen 0 und 0,52 Rp./kWh.⁷² Dieser Betrag deckt die Pflicht der regionalen Unternehmen, zu gewährleisten, dass Erdgas im Umfang von mindestens 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Jahresverbrauchs in Speichereinrichtungen der Nachbarländer gelagert ist. Da das Einspeichern von Gas in den Nachbarländern bereits zur Versorgungsstruktur einiger regionaler Unternehmen gehörte, fielen für die betreffenden Unternehmen kaum oder gar keine zusätzlichen Kosten an.

Umweltfreundliche Gasversorgung: Die Einführung von Netzentwicklungsplänen sowie die Möglichkeit, auf deren Grundlage ausserordentliche Abschreibungen den Netzkosten anzurechnen, wird eine gerechte Verteilung der Kosten für die Stilllegung des Netzes auf die Gasverbraucherinnen und -verbraucher ermöglichen. Verbraucherinnen und Verbraucher, die weniger Möglichkeiten haben, Gas durch einen anderen Energieträger zu ersetzen, müssen keinen unverhältnismässig hohen Anteil der Kosten für die Stilllegung des Netzes tragen.

⁶⁹ Vgl. die vom BFE in Auftrag gegebene Studie «GasVG: MGV und Versorgungsaufgaben. Aufgaben, Governance und Kapitalisierung eines Marktgebietsverantwortlichen für das Schweizer Gastransportnetz», Swiss Economics/Winkler Energy & Logistics Consulting GmbH, Nov. 2023, S. 54 und Tabelle 9, S. 57, Spalte «IMP active». Abrufbar unter www.bfe.admin.ch > Versorgung > Gasversorgung > Gasversorgungsgesetz > Dokumente > Grundlagenstudien zum Gasmarkt.

⁷⁰ «Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarkts», Juni 2016, Infrast und Frontier Economics, im Auftrag des BFE. Abrufbar unter www.bfe.admin.ch > Versorgung > Gasversorgung > Gasversorgungsgesetz > Dokumente > Grundlagenstudien zum Gasmarkt.

⁷¹ SR 531.82

⁷² Vgl. «NNE auf Hochdrucknetzen für das Gasjahr 2024/2025 inkl. Sicherstellungsabgabe». Abrufbar unter www.ksdl-erdgas.ch > Downloads > Entgelte.

Angesichts des geringen Anteils der Beschäftigten in der Gasbranche an der Gesamtbeschäftigung (ca. 1720 Personen, entsprechend rund 0,03 % der Gesamtbeschäftigung in der Schweiz) fallen die Auswirkungen dieser Vorlage auf die Beschäftigung gesamtwirtschaftlich gering aus. Die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Endverbraucherinnen und Endverbraucher dürfte tendenziell positive Effekte auf das Bruttoinlandprodukt haben.

5.4. Auswirkungen auf die Gesellschaft

Aus gesellschaftlicher Sicht ist die Erhöhung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten. Im Weiteren sind keine zusätzlichen Auswirkungen zu erwarten.

5.5. Auswirkungen auf die Umwelt

Im Gesetzesentwurf sind Instrumente zur Koordination mit alternativen Versorgungssystemen enthalten, sodass die Wärmeversorgungssicherheit gewährleistet werden kann (Art. 5). Da es nur wenig inländische Gasproduktion gibt – die Einspeisung von inländischem Biomethan entspricht rund 1,5 Prozent des Konsums – und es für das im Inland produzierte Biomethan heute genügend Nachfrage gibt, ist die Produktionsseite vom Marktzugang kaum unmittelbar betroffen. Andere Gesetze, wie zum Beispiel das CO₂-Gesetz oder das KIG⁷³, haben zum Ziel, die Einspeisung von erneuerbarem Gas zu begünstigen.

6. Rechtliche Aspekte

6.1. Verfassungsmässigkeit

Rechtsgrundlagen

Die Vorlage stützt sich hauptsächlich auf Artikel 91 Absatz 2 BV. Dieser Artikel verleiht dem Bund eine umfassende Kompetenz zur Gesetzgebung über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe. Die Kompetenzgrundlage erstreckt sich sowohl auf die unter Bundesaufsicht, als auch auf die unter kantonaler Aufsicht (Art. 41 ff. RLG) stehenden Rohrleitungsanlagen und verleiht dem Bund für den Gasmarkt weitgehend dieselben Kompetenzen, wie sie dem Bund im Strommarkt gestützt auf Artikel 91 Absatz 1 BV zukommen. So kann der Bund über die im RLG enthaltenen sicherheitstechnischen Anforderungen hinaus auch Marktregulierungen erlassen. Insbesondere kann er den Netzzugang und das dafür geschuldete Entgelt regeln. Zudem kann der Bund Vorschriften zur Organisation und Tätigkeit der Gasversorgungsunternehmen erlassen. Darauf stützt sich die Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen (Art. 30) und die Einführung des Entry-Exit-

⁷³ SR 814.310

Systems (Art. 17). Für diese Marktregulierungen sind ergänzend auch die Verfassungsgrundlagen zur Wettbewerbspolitik (Art. 96 BV) und der Konsumentenschutzartikel einschlägig (Art. 97 Abs. 1 BV).

Gestützt auf Artikel 91 Absatz 2 kann der Bund in Verbindung mit Artikel 102 auch Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit treffen. Solche Massnahmen sind mit den Vorgaben zur Speicherung von Gasmengen in Speicheranlagen im Winterhalbjahr (Art. 10) und den weiteren Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung (Art. 13) vorgesehen. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang auch die in Artikel 14 geregelte Finanzierung von Aufgaben, die der Marktgebietsverantwortliche im Rahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung wahrnimmt.

Für die Netzentwicklungspläne (Art. 5) liesse sich ferner auch der Umweltartikel (Art. 74 BV) anrufen, dienen diese doch nicht zuletzt auch der Dekarbonisierung der Energieversorgung.

Vereinbarkeit mit Grundrechten

Mit der Vorlage werden die Eigentumsgarantie (Art. 26 BV) und die 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 überdies verhältnismässig ist, und der Kerngehalt der Grundrechte nicht angetastet wird (Art. 36 BV).

Eingriffe in diese beiden Grundrechte finden insbesondere mit den Pflichten statt, die den Netzbetreibern auferlegt sind (Gewährung des Netzzugangs, Festlegung von Netznutzungstarifen etc.). Ein vergleichsweise bedeutender Eingriff geht weiter mit der Errichtung des Marktgebietsverantwortlichen (Art. 30) einher, zumal die gesamten Transportnetzkapazitäten gewissermassen treuhänderisch in seine Obhut übergehen. Als weitere Grundrechtseingriffe sind die Vorgaben zur Entflechtung (Art. 6), zur Speicherung von Gasmengen (Art. 10) und zur Bewirtschaftung der Kugel- und Röhrenspeicher (Art. 29) zu nennen.

Die erforderliche Normstufe ist mit dem vorliegenden Bundesgesetz gegeben. Auch steht hinter allen Grundrechtseingriffen ein öffentliches Interesse. Die den Netzbetreibern auferlegten Pflichten sind weitgehend ans Stromversorgungsrecht angelehnt und unabdingbar für eine wettbewerblich organisierte, funktionstüchtige und zuverlässige Gasversorgung. Dass die Bewirtschaftung des Transportnetzes auf den Marktgebietsverantwortlichen übergeht, begründet sich mit der Einführung der Bilanzierungszone Schweiz und dem Entry-Exit-System. Diese beiden Elemente, die für die Implementierung einer Marktordnung unerlässlich sind, lassen sich ohne eine zentrale Instanz nicht verwirklichen. Die Entflechtungsvorgaben sind notwendig, um wettbewerbsverzerrende Querfinanzierungen zu unterbinden und um die Kostentransparenz zu gewährleisten. Gleichsam unterstützen sie, insbesondere jene, welche die Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen gewährleisten, eine diskriminierungsfreie Netznutzung und mithin den Wettbewerb im Energiegeschäft. Die auf das Winterhalbjahr bezogene Pflicht zur Speicherung von Gasmengen in Speicheranlagen steht im Dienst der Versorgungssicherheit. Die Vorgaben zum Betrieb der Kugel- und Röhrenspeicher dienen der Systemstabilität, nicht zuletzt die Zugriffsrechte, die dem

Marktgebietsverantwortlichen im Rahmen des Bilanzierungsmanagements eingeräumt sind (Art. 29 Abs. 3 Bst. b).

Die vorgesehenen Grundrechtseinschränkungen sind verhältnismässig; sie sind erforderlich und geeignet, um eine zuverlässige, wirtschaftliche und möglichst umweltverträgliche Gasversorgung zu gewährleisten. Auch gehen sie nicht über das hinaus, was zum Erreichen der angestrebten Ziele getan werden muss. Zudem bleibt der Kerngehalt der eingangs genannten Grundrechte unangetastet. Diesbezüglich ist in erster Linie ist darauf hinzuweisen, dass die Netzbetreiber ungeachtet der ihnen auferlegten Pflichten weiterhin einen angemessenen Betriebsgewinn erzielen können (Art. 20 Abs. 3 Satz 2).

Hinsichtlich der Verhältnismässigkeit ist für die einzelnen Grundrechtseinschränkungen das Folgende hervorzuheben:

- Die Entflechtungsvorschriften beschränken sich, nicht zuletzt im Vergleich mit dem EU-Recht, auf das Mindestmass. Mit dem Marktgebietsverantwortlichen, der von den Eigentümern des Transportnetzes zu gründen ist (Art. 30 Abs. 1), wurde ein Weg gewählt, der für diese Unternehmen weniger einschneidend ist als die Errichtung einer vollständig entflochtenen Transportnetzgesellschaft; eine solche ist im EU-Recht das Standardmodell (Art. 60 ff. der Richtlinie (EU) 2024/1788). Insbesondere wird das Eigentum am Transportnetz nicht verschoben. Dies im Unterschied zur Regelung, wie sie damals im StromVG für die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid AG) gewählt wurde (Art. 18 Abs. 1 Satz 1 und Art. 33 StromVG). Indem sich die Kapitalbeteiligung der einzelnen Unternehmen nach dem Wert ihrer Netzanlagen richtet, werden die jeweiligen Wertanteile gewahrt.
- Die Pflicht zur Speicherung von Gasmengen in Speicheranlagen besteht nur dann, wenn dies zur Absicherung gegen kritische Versorgungssituationen erforderlich erscheint. Zudem können die Speichermengen Jahr für Jahr neu dimensioniert werden (Art. 10 Abs. 2 und 3).
- Was die Regelung für den Einsatz der Kugel- und Röhrenspeicher anbelangt, sticht hervor, dass diese den Betreibern die Wahl zwischen zwei Betriebsmodellen eröffnet (Art. 29 Abs. 1). Entscheiden sie sich, ihre Speicheranlage nicht im Markt einzusetzen, erhalten sie nahezu eine Betriebsgarantie, da die Kosten grundsätzlich als Netzkosten anrechenbar sind (Art. 29 Abs. 3 Bst. d). Weiter ist in Sachen Speicheranlagen anzumerken, dass die EnCom auf Antrag des Marktgebietsverantwortlichen vorsehen kann, dass am Transportnetz angeschlossene Röhren- und Kugelspeicher zur Unterstützung des Bilanzierungsmanagements bereitstehen müssen, ungeachtet der von ihrem Betreiber getroffenen Wahl für das eine oder andere Betriebsmodell (Art. 29 Abs. 4). Ein solcher Eingriff ist nach dem Wortlaut der Bestimmung eine ultima ratio («für das Bilanzierungsmanagement unabdingbar»), grundsätzlich im Rechtsmittelweg anfechtbar und für den Eigentümer der Speicheranlage insofern in seiner Tragweite abgefedert, als dass der Marktgebietsverantwortliche die Inanspruchnahme der Speicheranlage angemessen zu vergüten hat (Art. 29 Abs. 3 Bst. c).

Die vorgesehenen Grundrechtseinschränkungen sind somit zulässig. Auch die Rechtsgleichheit (Art. 8 Abs. 1 BV) bleibt gewahrt.

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 Gebrauch, indem er den Netzzugang (Art. 16) und das für die Netznutzung geschuldete Entgelt normiert (Art. 18–20), Vorschriften über die Entflechtung statuiert (Art. 6) und die Bewirtschaftung der Transportnetzkapazitäten auf den neu zu errichtenden Marktgebietsverantwortlichen überträgt (Art. 17 Abs. 2). Soweit der Bundesgesetzgeber von seinen Rechtsetzungskompetenzen keinen Gebrauch macht, beispielsweise für die Regelung der Kostentragung beim Netzanschluss (Art. 2 Abs. 2), bleiben allfällige kantonale und kommunale Vorschriften bestehen.

6.2. Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Gas gilt im Welthandelsrecht ungeachtet der Leitungsgebundenheit des Transports als gewöhnliche Handelsware. Das Abkommen zur Errichtung der Welthandelsorganisation (WTO)⁷⁴ bzw. das Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen (GATT)⁷⁵ sind somit anwendbar. Zudem unterstehen diejenigen Aufgaben der Gasversorgung, die einen Dienstleistungscharakter aufweisen, dem Allgemeinen Abkommen der WTO über den Handel mit Dienstleistungen (GATS)⁷⁶. Der Umgang mit staatlichen Beihilfen wiederum richtet sich nach dem WTO-Abkommen zu Subventionen und Ausgleichsmassnahmen (SCM)⁷⁷. Abgesehen von diesen welthandelsrechtlichen Vorgaben sind im Verhältnis zur EU sowie zu den EFTA-Staaten überdies das Freihandelsabkommen Schweiz-EU von 1972⁷⁸ bzw. die EFTA-Konvention von 1960⁷⁹ zu beachten. Der vorliegende Entwurf trägt diesen internationalen Verpflichtungen Rechnung. Im Sinne des internationalen Handelsrechts ist insbesondere das vorgesehene Recht auf freie Wahl des Lieferanten.

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.

⁷⁴ SR **0.632.20**

⁷⁵ SR **0.632.21**

⁷⁶ SR **0.632.20**, Anhang 1B

⁷⁷ SR **0.632.20**, Anhang 1A.13

⁷⁸ Abkommen vom 22. Juli 1972 zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft; SR **0.632.401**

⁷⁹ Übereinkommen vom 4. Januar 1960 zur Errichtung der Europäischen Freihandelsassoziation; SR **0.632.31**

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 mit den neuen Aufgaben im Gasmarkt entstehen, werden vollständig durch Gebühren und die Aufsichtsabgabe (Art. 39) gedeckt. Die Aufwendungen des Bundes für die Stellen des BFE betragen weniger als 2 Millionen Franken jährlich.

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. Drei Delegationsnormen belassen dem Bundesrat vergleichsweise viel Spielraum.

Die erste betrifft den Umgang mit den isolierten Netzgebieten im Tessin und im Raum Kreuzlingen (Art. 33 Abs. 4 und Art. 2 Abs 5). Der Spielraum ist hier notwendig, damit der Bundesrat Lösungen vorsehen kann, die der räumlichen Grösse und der netztechnischen Anbindung dieser isolierten Gebiete angemessen sind, insbesondere was die Rolle des Marktgebietsverantwortlichen, die Ausgestaltung des Bilanzierungsmanagements und die Bewirtschaftung der Kapazitäten des Grenzübergangspunktes Bizzarone im Tessin anbelangt.

Zweitens belassen auch die Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung einige Gestaltungsfreiheiten bei der Umsetzung. Zunächst hängt der Umfang der Speichermengen, die es nach Artikel 10 in Speicheranlagen zu speichern gilt, von der konkreten Versorgungslage und ihrer mutmasslichen Entwicklung ab. Dabei lässt es sich nicht vorwegnehmen, ob eine solche Pflicht überhaupt notwendig ist. Je nachdem kann darauf auch verzichtet werden. Weiter kann die EnCom von den betreffenden Unternehmen gestützt auf Artikel 13 überdies den Erwerb von Gasbezugsrechten und grenzüberschreitenden Transportnetzkapazitäten verlangen. Auch bei diesen beiden Instrumenten lässt sich nicht im Voraus sagen, ob bzw. in welchem Umfang sie in welchen Zeiträumen erforderlich sind.

Die dritte, ebenfalls eher weitreichende Delegationsnorm betrifft die Netznutzungstarife. Das Gesetz beschränkt sich hier auf den Grundsatz der Verursachergerechtigkeit und räumt dem Ordnungsgeber die Freiheit ein, in diesem Rahmen weitere Tarifgrundsätze einzuführen. Auch im Stromversorgungsrecht finden sich die Details zu den Netznutzungstarifen erst auf der Verordnungsstufe (vgl. Art. 14 Abs. 3 StromVG).

Analog zum Stromversorgungsrecht kann der Bundesrat ferner die Vorgaben zu den anrechenbaren Netzkosten konkretisieren, namentlich was den zulässigen Gewinn an-

belangt. Zudem kann er zusätzliche Vorgaben für die Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen vorsehen, wobei diese in ihren Grundzügen bereits im Gesetzestext genannt sind (Art. 31 Abs. 3). Weitere Delegationsnormen finden sich hinsichtlich der Einzelheiten der Netzentwicklungspläne (Art. 5 Abs. 3), der Anforderungen an die Messeinrichtungen (Art. 23 Abs. 3) und der Frage, ob die zentralen Datenplattform auch für Zwecke der Gasversorgung zum Einsatz kommt (Art. 25 Abs. 3). Schliesslich bezeichnet der Bundesrat die einzelnen Gegenstände der Veröffentlichungspflichten gemäss Artikel 36. Diese Delegationsnormen entlasten den Gesetzestext von Bestimmungen mit zu hohem Konkretisierungsgrad und gewährleisten, dass die Vorgaben rasch an die sich ändernden Verhältnisse und den technologischen Fortschritt angepasst werden können.

6.6. Datenschutz

In datenschutzrechtlicher Hinsicht gibt es keine grundlegenden Unterschiede zwischen diesem Gesetz und dem StromVG. Personendaten und Daten juristischer Personen werden vornehmlich im Zusammenhang mit dem Messwesen bearbeitet. Dieses liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber (Art. 23 Abs. 1) resp. der im freien Markt tätigen Messanbieter (Art. 23 Abs. 2). Artikel 25 Absatz 4 gilt für Mess- und Stammdaten, wodurch ein einheitlicher Rechtsrahmen auf nationaler Ebene gewährleistet ist, auch für Gasversorgungsunternehmen, die nach kantonalem Recht gegründet wurden (vgl. die analoge Regelung in Art. 17c StromVG).

Gestützt auf Artikel 23 Absatz 3 Buchstaben c und e kann der Bundesrat spezialrechtliche Bestimmungen für den Zugang zu den eigenen Messdaten und die Anforderungen an die Datensicherheit der Messsystemen festlegen (vgl. Art. 8 Abs. 3 und Art. 28 f. DSG).

Analog zur Stromversorgung (Art. 17f Abs. 1 StromVG) werden die Messdaten unter den beteiligten Akteuren der Gaswirtschaft im Rahmen der Informationsprozesse nach Artikel 25 Absatz 1 ausgetauscht, soweit dies für eine ordnungsgemässe Gasversorgung notwendig ist. Damit sind insbesondere die Gewährleistung der Systemstabilität und des Netzbetriebs sowie die Gaslieferungen angesprochen. Zu den besagten Akteuren der Gaswirtschaft gehören neben den Netzbetreibern auch der Marktgebietsverantwortliche, die Bilanzgruppen und die Lieferanten sowie die Anbieter, die gemäss Artikel 23 Absatz 2 mit der Installation des Messsystems beauftragt wurden. Der Datenaustausch findet überwiegend in aggregierter Form statt. Dies gilt namentlich für die Zwecke der Bilanzierung (vgl. Art. 26). Eine personenbezogene Übermittlung ist lediglich für Abrechnungszwecke erforderlich (vgl. zur Rechnungsstellung Art. 7). Gestützt auf Artikel 25 Absatz 2 können die Einzelheiten zu diesen Informationsprozessen auf Verordnungsstufe geregelt werden. Der Bundesrat kann dabei vorsehen, dass bei diesen Informationsprozessen die zentrale Datenplattform nach Artikel 17g–17i StromVG zum Einsatz kommt.

Besonders schützenswerte Personendaten (Artikel 5 Bst. c Ziff. 5 DSG) werden, wie beim StromVG, einzig bei allfälligen Verwaltungsstrafverfahren des BFE gemäss Ar-

tikel 41 bearbeitet. Aus der Risikoprüfung, die im Hinblick auf eine allfällige Datenschutz-Folgenabschätzung nach Artikel 22 DSGVO vorgenommen wurde, geht hervor, dass im Zusammenhang mit der Bearbeitung von Personendaten nach diesem Gesetz kein hohes Risiko für die Grundrechte der betroffenen Personen besteht.

A.1 Voraussetzungen für Wettbewerb im Gasmarkt gemäss OECD

Gemäss der OECD müssen insbesondere folgende Voraussetzungen gegeben sein, um im Gasmarkt einen Wettbewerb zu erreichen:

1. Es gibt einen gesetzgeberischen Rahmen, der den Zugang zu den nicht wettbewerblichen Bereichen garantiert, insbesondere zum Gasnetz.
2. Die Konsumentinnen und Konsumenten haben Wahlmöglichkeiten.
3. Es existiert ein Mechanismus für die Zuteilung von knappen Netzkapazitäten.
4. Regulatorische Entscheidungen werden von einer unabhängigen und fachkundigen Instanz getroffen.
5. Die nicht wettbewerblichen Bereiche (v. a. Netzbetrieb) sind von den wettbewerblichen Bereichen (v. a. Produktion, Handel und Vertrieb) getrennt (Entflechtung).

A.2 Einzelheiten zu den neuen Stellen

Bedarf an zusätzlichen personellen Ressourcen bei der EnCom und beim BFE

EnCom: Aufwandarten – Vollzeitäquivalente (VZÄ)

Aufwandart	VZÄ
Beobachtung der Versorgungssicherheit und der Inanspruchnahme von Speichermengen im Winterhalbjahr; Überwachung der Netzplanung und des Netzbetriebs	1
Cyberaufsicht für Gas	1
Koordination mit dem Ausland	1
Netzzugang, Lieferantwahl, Äusserung zu Standardverträgen der Netzbetreiber, Kontrolle der Entflechtung	1
Bewertung der Netzanlagen, Regulierung der Netznutzungstarife	4
Kontrolle der Speicherzuordnung und Überwachung der Netzplanung und des Netzbetriebs	1
Aufsicht über den Marktgebietsverantwortlichen oder die nationale Gasnetzgesellschaft	1
Regulierung der Transportkapazitäten und des Bilanzgruppenmanagements	1
Total	11

Im Gasbereich werden ähnliche Aufgaben anstehen wie im Strombereich. Im Gasbereich sind für die EnCom die folgenden Aufgaben vorgesehen:

- Sicherstellung der Versorgungssicherheit: Beobachtung der Versorgungslage und allenfalls Anträge an den Bundesrat, Schnittstellen mit der Kriseninterventionsorganisation (KIO);
- Koordination mit dem Ausland;
- Überwachung der Netzplanung und des Netzbetriebs: z. B. Qualitätskennzahlen erheben, Netzentwicklungspläne prüfen;
- Vollzug im Messwesen: Beantwortung von Fragen zur konkreten Ausgestaltung der Messung (wo braucht es welches Messgerät, wer hat wie und wann Zugriff auf Messdaten usw.) sowie zu den Messtarifen;
- Streitigkeiten zu Netzanschlüssen: Wer ist ans Gasnetz anzuschliessen und trägt dazu welche Kosten?
- Streitigkeiten über die freie Lieferantwahl und den Netzzugang;
- Kontrolle der Netznutzungstarife für Transport- und Verteilnetz: Diese anspruchsvolle Aufgabe umfasst u. a. die Kontrolle der anrechenbaren Netzkosten, z. B. auch bezüglich stillgelegter Anlagen, der Kostenüberwälzung, der Abschreibungen und der Zinsen;
- Kontrolle der Verwendung der Mittel aus dem Investitionsfonds gemäss der Vereinbarung mit dem Preisüberwacher;
- Evaluation der Standardverträge der Netzbetreiber über Ein- und Ausspeisung;
- Regulierung der Nutzung der Transportnetzkapazitäten: verschiedene Produkte, Vermarktung nicht benötigter Kapazitäten usw.;
- Aufsicht über den Marktgebietsverantwortlichen resp. den Transportnetzbetreiber: Organisation und Unabhängigkeit, Finanzierung und anfallende Kosten, Wahrnehmung der Aufgaben usw.;
- Kontrolle des Bilanzierungsmanagements;
- Kontrolle der Speichazuordnung zum Markt oder zum Netz sowie des Speichereinsatzes;
- Kontrolle der Entflechtung;
- Aufsicht über die Cybersicherheit: Prüfung der vorgegebenen Cybersicherheitsmassnahmen, Konzeptionierung der Mindeststandards und Prozesse, Monitoring der Umsetzung regulatorischer Vorgaben in der Branche.

BFE: Aufwandarten – Vollzeitäquivalente (VZÄ)

Aufwandart	VZÄ
Information der Öffentlichkeit, Datahub, Cybersicherheit	1
Verwaltungsstrafverfahren, Genehmigung der Statuten für den Marktgebietsverantwortlichen	1

Versorgungssicherheit: Internationale Abkommen, Koordination mit der EnCom	1
--	---

A.3 Ressourcen bei der EnCom

Was	Einmalige Kosten (in CHF)	Wiederkehrende Kosten (in CHF)
IT-Infrastruktur, um Daten entgegennehmen und bearbeiten zu können, insbesondere die Jahres- und Kostenrechnungen und die Netzentwicklungspläne	700 000	70 000
Sonstige betriebliche Aufwände, insb. zusätzliche IT- und administrative Aufwände (z. B. Veranstaltungen, Kommunikation, Tools)	100 000	100 000
Total	800 000	170 000

Begründung

Was die Sachmittel betrifft, ist mit einmaligen Aufwendungen von 700 000 Franken und jährlich wiederkehrenden Aufwendungen von 70 000 Franken bei der EnCom zu rechnen. Diese Mittel sind notwendig für die IT-Infrastruktur, um die bei der EnCom einzureichenden Daten entgegennehmen und bearbeiten zu können, insbesondere die Jahres- und Kostenrechnungen und die Netzentwicklungspläne. In den genannten Beträgen enthalten sind Hardwarekosten (u. a. für Server) und Softwarekosten.

Für sonstige betriebliche Aufwände, insbesondere für zusätzliche IT- und administrative Aufwände (z. B. Veranstaltungen, Kommunikation, Tools) ist mit einmaligen Kosten von 100 000 Franken und jährlich wiederkehrenden Kosten von ebenfalls 100 000 Franken zu rechnen.