



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

---

**EVU Partners**  
**Schlussbericht**  
Juni 2019

# **Studie zu den regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzen**

Im Auftrag des Bundesamt für Energie

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

EVU Partners

**Autoren:**

Markus Flatt

Sven Schlittler

Adrian Widmer

**Projektleitung BFE**

Christian Rütschi, BFE

**Begleitgruppe:**

Yuliya Blondiau, BFE

Marine Pasquier-Beaud, BFE

Christian Rütschi, BFE

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich

**Bezug**

Als Download (kostenfrei) unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/fossile-energien/erdgas/gasversorgungsgesetz.html>

# Inhalt

<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>Résumé.....</b>	<b>5</b>
<b>1. Einleitung .....</b>	<b>7</b>
1.1 Ausgangslage.....	7
1.2 Problemstellung.....	7
1.3 Zielsetzung und Auftrag.....	8
1.4 Struktur Bericht und Abgrenzungen .....	9
<b>2. Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen und Rückbaukosten.....</b>	<b>10</b>
2.1 Einordnung und Abgrenzung .....	10
2.1.1 Vorzeitige Stilllegungen .....	10
2.1.2 Rückbaukosten .....	12
2.2 Relevanz von Stilllegungen.....	13
2.2.1 Umfeld und Rahmenbedingungen .....	13
2.2.2 Wirkung der Energiestrategie am Beispiel des Kantons Bern.....	14
2.2.3 Heutiger Umgang mit vorzeitigen Stilllegungen in der Gasversorgung.....	17
2.2.4 Vergleich der Relevanz und der Praxis in der Stromversorgung .....	18
2.3 Relevanz von Rückbaukosten .....	19
2.3.1 Umfeld und Rahmenbedingungen .....	19
2.3.2 Heutiger Umgang mit Rückbaukosten in der Gasversorgung .....	20
2.3.3 Vergleich der Relevanz und der Praxis in der Stromversorgung .....	21
2.4 Zwischenfazit.....	21
<b>3. Beschreibung und Bewertung von Umsetzungsvarianten .....</b>	<b>22</b>
3.1 Identifikation von Handlungsoptionen .....	22
3.1.1 Herleitung und Übersicht der untersuchten Handlungsoptionen.....	22
3.1.2 Differenzierung der Handlungsoptionen nach «Auslöser» der Stilllegung .....	24
3.1.3 Beschreibung der Handlungsoptionen bei vorzeitigen Stilllegungen (S1–S4) .....	25
3.1.4 Beschreibung der Handlungsoptionen zur Vermeidung von vorzeitigen Stilllegungen (V1–V2).....	26
3.1.5 Beschreibung der Handlungsoptionen bei Rückbaukosten (R1–R4).....	28
3.2 Bewertungskriterien .....	29
3.2.1 Kriterien der qualitativen Bewertung.....	29
3.2.2 Funktionsweise der quantitativen Bewertung .....	30



3.3	Bewertung der einzelnen untersuchten Handlungsoptionen .....	31
3.3.1	Handlungsoptionen bei vorzeitigen Stilllegungen (S1–S4; V1-V2) .....	31
3.3.2	Handlungsoptionen bei Rückbaukosten (R1–R4) .....	37
3.4	Zusammenfassendes Ergebnis .....	40
<b>4.</b>	<b>Fazit und Empfehlungen.....</b>	<b>41</b>
<b>5.</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>43</b>



## Zusammenfassung

Die Relevanz von Stilllegungen von Gasnetzinfrastruktur dürfte aus heutiger Sicht in Folge der politischen Vorgaben der Energiestrategie und der CO<sub>2</sub>-Gesetzgebung des Bundes, der kantonalen Energiegesetze und der lokalen Energierichtpläne deutlich an Bedeutung gewinnen. Besonders betroffen davon sind die Niederdrucknetze mit primärem Fokus der Wärmeversorgung in mittleren und grösseren Städten. Grundsätzlich haben die GVU dabei aus Sicht der Grenzkosten den Anreiz ihre Infrastrukturanlagen solange wie möglich zu betreiben und daher Stilllegungen solange wie möglich zu vermeiden. Insbesondere bei einer Entscheidung eine vorgelagerte Leitung zu ersetzen, stellt sich für das GVU jedoch die Frage, die dahinterliegenden Leitungsschnitte allenfalls frühzeitig stillzulegen.

Entscheidend für die Relevanz von Stilllegungen wird es sein, ob die Gasinfrastruktur langfristige eine Daseinsberechtigung in der schweizerischen Energieversorgung (bspw. Konvergenz mit Wärme- und Stromnetzen) haben wird. Aus heutiger Sicht sind diese Lösungen und die künftige Verwendung der Gasinfrastruktur noch nicht verlässlich abschätzbar. Die energiepolitischen Stossrichtungen bis 2030 bzw. bis 2050 sind jedoch weitgehend klar. Entsprechend muss die Relevanz von Stilllegungen im Allgemeinen und die Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen im Speziellen als hoch beurteilt werden. Aufgrund dieser Relevanz werden im Bericht die folgenden Handlungsoptionen für den regulatorischen Rahmen des künftigen Gasversorgungsgesetzes (GasVG) geprüft:

- Ausschluss der Anrechenbarkeit;
- Bildung von Rückstellungen;
- Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung (WACC);
- Direkte Anrechnung;
- Vermeidung von ausserordentlichen Abschreibungen durch Anpassung der Abschreibungspraxis.

Während vorzeitige Stilllegungen von der geplanten Nutzungsdauer abhängen und damit im Grundsatz vermeidbar sind, fallen Rückbaukosten im Fall eines Rückbaus effektiv an. Erstere sind nicht cash-wirksam, letztere führen zu direkt cash-wirksamen Ausgaben im Zeitpunkt des Rückbaus. Während somit vorzeitige Stilllegungen «nur» die Rentabilität bzw. den Amortisationsgrad einer Anlage beeinflussen, führen Rückbaukosten zu direkten Geldabflüssen mit entsprechendem Mittelbedarf. Daher empfehlen die Autoren die beiden Arten von Kostenfolgen (a.o. Abschreibungen und Rückbaukosten) differenziert zu beurteilen. Dies letztlich auch daher, weil a.o. Abschreibungen durch die Anpassung der Abschreibungspraxis zumindest teilweise vermieden werden können.

Aus Sicht der Autoren ist die Anrechnung bzw. Rückstellungsbildung im Fall von Rückbaukosten bzw. -verpflichtungen nachvollziehbar und üblich. Demgegenüber kann der Umgang mit a.o. Abschreibungen auf Infrastruktur, bei welcher die unternehmerische Eigenverantwortung des Versorgungsunternehmens eine Rolle spielt (keine Anschlusspflicht), je nach Interessenlage diskutiert werden. Aus Sicht der Autoren ist insbesondere eine Flexibilisierung der Nutzungsdauern zur Vermeidung, resp. Verringerung von finanziellen Auswirkungen bei möglichen vorzeitigen Stilllegungen zu empfehlen. Inwiefern die verbleibenden a.o. Abschreibungen voll angerechnet werden sollen oder aber nur eine Teilkompensation erfolgen soll ist im Rahmen der Gesetzgebung zu entscheiden. Soll keine volle Anrechnung erfolgen, so könnte für die Abdeckung der bestehenden und vor allem auch künftigen Risiken aus vorzeitigen Stilllegungen den GVU eine erhöhte Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung («WACC-Zuschlag») zugestanden werden.



## Résumé

Compte tenu des contraintes politiques découlant de la stratégie énergétique de la Confédération et de la législation fédérale sur le CO<sub>2</sub> ainsi que des lois cantonales sur l'énergie et des plans directeurs de l'énergie au niveau communal, on est aujourd'hui en droit de penser que la question de la mise hors service des infrastructures du réseau gazier va considérablement gagner en importance. Les réseaux basse pression des villes d'une certaine importance principalement axés sur l'approvisionnement en chaleur sont particulièrement concernés par la problématique. Sous l'angle des coûts marginaux, les entreprises gazières sont en principe incitées à exploiter leurs infrastructures le plus longtemps possible et donc à repousser au maximum leur mise hors service. Cela dit, la question d'une éventuelle mise hors service anticipée de certaines conduites se pose de façon particulièrement aiguë lorsqu'une entreprise doit décider si elle veut investir dans le renouvellement d'une conduite en amont.

L'aspect déterminant pour la pertinence de la mise hors service sera de savoir si l'existence de l'infrastructure gazière en question se justifie à terme dans l'approvisionnement énergétique futur de la Suisse (à l'enseigne, p. ex., de la convergence avec les réseaux de chaleur et les réseaux électriques). En l'état actuel des choses, il n'est pas encore possible d'évaluer de manière fiable ces solutions et l'utilisation future de l'infrastructure gazière. Les orientations de la politique énergétique à l'horizon 2030 et 2050 sont néanmoins claires pour l'essentiel. Il s'ensuit que la question des mises hors service en général et des mises hors service anticipées en particulier est d'une grande importance. Ce qui amène le rapport à examiner les options suivantes pour le cadre réglementaire de la future loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) :

- exclure l'imputabilité ;
- constituer des provisions ;
- augmenter la rétribution du capital (WACC) ;
- prévoir une imputation directe ;
- éviter les amortissements extraordinaires en ajustant la pratique en matière d'amortissement.

Alors que la mise hors service anticipée dépend de la durée d'utilisation prévue et qu'elle est donc par principe évitable, les frais de démontage doivent être effectivement assumés en cas de démantèlement. La première n'a pas d'incidence sur les liquidités, tandis que les seconds impliquent des dépenses qui ont un impact direct sur la trésorerie au moment du démontage. Ainsi, si les mises hors service anticipées impactent « seulement » la rentabilité et le degré d'amortissement d'une installation, les frais de démontage entraînent des sorties d'argent directes, d'où la nécessité de disposer des moyens correspondants. Forts de ce constat, les auteurs recommandent de traiter les deux types de conséquences financières (amortissements extraordinaires et frais de démontage) de manière différenciée. Le fait que les amortissements extraordinaires peuvent être tout au moins partiellement évités moyennant une adaptation de la pratique d'amortissement vient conforter cette manière de voir.

Du point de vue des auteurs, l'imputabilité – ou la constitution de provisions – est usuelle et compréhensible en cas d'obligation de démontage, vu les coûts que cela implique. En revanche, la façon de traiter les amortissements extraordinaires d'une infrastructure sur laquelle le distributeur engage sa responsabilité entrepreneuriale (pas d'obligation de raccordement) peut se discuter selon la situation. Les auteurs recommandent en particulier un assouplissement des durées d'utilisation pour éviter ou tout au moins réduire les conséquences



financières en cas de mise hors service anticipée. Il appartient au législateur de déterminer si les amortissements extraordinaires restants doivent être pleinement imputés ou, au contraire, seule une compensation partielle doit être acceptée. En l'absence d'imputation intégrale, la possibilité pourrait être donnée aux entreprises gazières de prévoir une rétribution accrue via une augmentation de la rémunération du capital (« supplément WACC ») pour couvrir les risques actuels, mais aussi et surtout futurs, liés à des mises hors service anticipées.



# 1. Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Derzeit befindet sich das künftige Gasversorgungsgesetz (GasVG) bzw. dessen Ausgestaltung in Arbeit. Dabei ist unter anderem vorgesehen, dass zur Bestimmung der anrechenbaren Netzkosten bei den Gasnetzen analog den Stromnetzen eine «Cost+»-Regulierung zur Anwendung kommen soll. In diesem Rahmen sollen die betriebsnotwendigen Anlagenrestwerte ausgehend von den historischen Anschaffungskosten ermittelt und über die Nutzungsdauern abgeschrieben werden.

Im Gegensatz zu den Stromnetzen sind die Gasnetze tendenziell mit einer Verschlechterung der künftigen Rahmenbedingungen konfrontiert, da vorwiegend fossiles Erdgas transportiert wird. Zu nennen sind dabei Gesetze, welche dem Ziel dienen, den Einsatz fossiler Energien zu reduzieren (u.a. Energiestrategie 2050; CO<sub>2</sub>-Gesetzgebung) sowie aus Sicht der Kantone und Kommunen teilweise verbindliche Richtlinien (bspw. MuKE, Energierichtpläne i.d.R. zur Förderung von erneuerbaren Nah-/Fernwärmeversorgungen). Mit diesen Massnahmen wird beabsichtigt, den fossilen Energieverbrauch in der Schweiz massgeblich zu reduzieren und den Einsatz von erneuerbaren Energien zu fördern. In diesem Kontext stellt sich aus Sicht der Gasversorgungsunternehmen (GVU) die Frage, ob der langfristige Ertragshorizont von Investitionen in die Gasinfrastruktur (die geltende Nutzungsdauer von Erdgasleitungen beträgt aktuell 50 Jahre) noch wirtschaftlich rentabel ausgestaltet werden kann. Insbesondere im Haushaltsegment werden fossile Anwendungen sukzessive durch ihre i.d.R. erneuerbaren Substitute verdrängt, so dass für die verbleibenden Kunden die spezifischen Kosten steigen werden und somit die heutige Ausgangslage bezüglich Wettbewerbspositionierung sukzessive verschlechtert wird. Daraus resultiert die latente Gefahr, dass GVU aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen und/oder politischen Aufträgen Teil der Netzinfrastruktur frühzeitig stilllegen müssen, welche in Abhängigkeit zur regulatorischen Ausgestaltung nicht mehr vollständig refinanziert werden können und somit «gestrandete Investitionen» (Schweizer Bezeichnung: «nicht amortisierbare Investitionen» kurz «NAI») darstellen.

Im Hinblick auf die Erarbeitung der Verordnung zum GasVG (GasVV) stellt sich dem BFE die Frage, wie die Parameter für die Ermittlung der anrechenbaren Kapitalkosten (Abschreibungen, Verzinsung des investierten Kapitals) zu bestimmen sind. Mittels der vorliegenden Studie sollen ausgehend von der Relevanz potentieller Stilllegungen die möglichen Auswirkungen von verschiedenen Varianten betrachtet werden.

## 1.2 Problemstellung

Die Problemstellung von «stranded investments» oder NAI und der Umgang damit ist im Kontext von Regulierungen im Energie- und Versorgungssektor nicht neu. So bestehen mehrere Abhandlungen zum Thema im Rahmen von De-Regulierungen / Liberalisierungen aus den 90er-Jahren.<sup>1</sup> Auch der Schweizer Regulierungsgeschichte ist das Thema im Kontext der Produktions-Infrastruktur wohlbekannt. So wurde beispielsweise im Rahmen der geplanten Einführung des (letztlich am

---

<sup>1</sup> Vgl. bspw. Pagach & Peace (2000) Utility deregulation and stranded investments oder CBO (1998) Electric Utilities: Deregulation and Stranded Costs.





Volkswillen gescheiterten) Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) eine Entschädigung von NAI für schweizerische Kernkraftwerke intensiv diskutiert.<sup>2</sup>

Im aktuellen Kontext ist die Frage von NAI nicht nur im Kontext von weiteren Deregulierungsschritten / Marktöffnungen ein Thema (insbesondere bei der Schweizer Wasserkraft), sondern zunehmend auch im Rahmen der angestrebten Dekarbonisierung. Für die Schweizer Infrastruktur betrifft dies insbesondere die Niederdrucknetze mit primärem Fokus der Wärmeversorgung in mittleren und grösseren Städten, welche von möglichen frühzeitigen Stilllegungen sowie Rückbauten betroffen sein dürfte. Dabei wird unter frühzeitigen Stilllegungen verstanden, dass eine Leitung vor Ende der betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer nicht mehr benutzt wird und dies zu ausserordentlichen Abschreibungen führen würde.

Diese Problematik besteht bereits heute und wurde bisher, je nach GVU und Eigentümer, unterschiedlich beurteilt bzw. angegangen. So wird beispielsweise beim Aufbau der Wärmeversorgung in der Stadt St. Gallen eine langfristige Netzplanung vorgenommen und allfällige NAI im Gasnetz durch die Wärmeversorgung übernommen. Konkret soll nach einem rund 20-jährigen Parallelbetrieb von Gas- und Wärmenetzen die Erdgasinfrastruktur zurückgebaut werden. Dabei werden die allfälligen Restbuchwerte von Erdgasleitungen zu Lasten der Fernwärmeversorgung vergütet. Der lange Parallelbetrieb und Planungshorizont ermöglicht eine weitsichtige Strategie in Zusammenhang mit (Ersatz-)Investitionen in die Gasversorgung. Dadurch werden die Risiken von nicht amortisierbaren Kosten reduziert, wenn diese noch durch die öffentliche Hand, resp. durch die Fernwärme getragen werden. Aus Sicht der Gasversorgung (bzw. deren Kunden) werden sie sogar vollständig eliminiert. Dies erfordert jedoch ein koordiniertes Vorgehen, welches i.d.R. nur dann erfolgen kann, wenn sich die Fernwärme und die Gasversorgung in einer gemeinsamen Unternehmung befindet oder durch den gleichen Eigentümer beherrscht wird.

### 1.3 Zielsetzung und Auftrag

Für die Erarbeitung der Verordnung zum GasVG (GasVV) muss das BFE die Parameter für die Ermittlung der anrechenbaren Kapitalkosten (Abschreibungen, Verzinsung des investierten Kapitals) bestimmen. Mittels der vorliegenden Studie sollen folgende Einzelfragen vertieft geprüft und geklärt werden:

1. Wie relevant sind Probleme von nicht refinanzierten Gasleitungen aufgrund einer vorzeitigen Stilllegung in den nächsten 30 Jahre?
2. Wie sollen allfällige Rückbaukosten regulatorisch behandelt werden?
3. Ist es sinnvoll, die Fragen der nicht mehr refinanzierbaren Werte in der regulatorischen Buchhaltung gleich zu behandeln wie allfällige Rückbaukosten?
4. Wie werden Fragen der kalkulatorischen Bewertung bei vorzeitiger Wertminderung von Leitungsnetzen beim Strom und beim Gas heute gelöst?

---

<sup>2</sup> Vgl. bspw. Rechsteiner (1998) Nicht amortisierbare Investitionen (NAI). Energieforschung. Einfache Anfrage an den Bundesrat.



5. Welche Möglichkeiten gibt es grundsätzlich, diese Probleme regulatorisch zu lösen? Was muss dabei in Hinblick auf die Bestimmungen zu den Abschreibungen sowie dem kalkulatorischen Zinssatz beachtet werden?
6. Wären zweckgebundene Fonds eine Lösung?
7. Wie kann dabei vermieden werden, dass ein Anreiz geschaffen wird Leitungen zu bauen, welche absehbar nicht mehr refinanziert werden können?
8. Ist es möglich und sinnvoll, die Auswirkungen auf die Kosten von politischen und wirtschaftlichen Entscheiden zur Stilllegung von Leitungen zu trennen und ggf. entsprechend in Rechnung zu stellen?

Im Rahmen dieser Studie soll die Relevanz von nicht refinanzierten Gasleitungen und mögliche regulatorische Lösungsvorschläge erarbeitet und bewertet werden.

## 1.4 Struktur Bericht und Abgrenzungen

Der vorliegende Bericht orientiert sich an den obigen Fragestellungen. Die Beantwortung der einzelnen Fragestellungen erfolgt zusammenfassend in Anhang 1.

In Kapitel 2 des Berichts wird die Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen und Rückbaukosten untersucht und auch die heutige Praxis im Umgang mit vorzeitigen Stilllegungen und Rückbauten in der Gas- sowie der Stromversorgung dargelegt.

In Kapitel 3 werden die einzelnen Lösungsansätze bzw. entsprechende regulatorische Handlungsoptionen zwischen der vollständigen Anrechenbarkeit bis zu deren Ausschluss identifiziert und einzeln beschrieben. Anschliessend werden die einzelnen Lösungsansätze anhand eines beispielhaften Finanzmodells eines Gasversorgers vereinfacht simuliert und die Ergebnisse interpretiert. Auf dieser Basis werden die einzelnen Lösungsansätze anhand von qualitativen Bewertungskriterien beurteilt.

Das Kapitel 4 beinhaltet ein Fazit über die Ergebnisse der vorliegenden Studie und eine konkrete Empfehlung zur Behandlung von vorzeitigen Stilllegungen und Rückbaukosten im Rahmen einer künftigen GasVV.

Der vorliegende Bericht stellt die Beurteilung der Autoren aus unabhängiger, fachlicher Sicht und auf der Basis von öffentlich zugänglichen Informationen sowie beispielhaft vorgenommenen Berechnungen dar. Über die Auswirkungen der einzelnen Lösungsansätze wurde keine Untersuchung bei den betroffenen Unternehmen durchgeführt.



## 2. Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen und Rückbaukosten

### 2.1 Einordnung und Abgrenzung

Sowohl vorzeitige Stilllegungen als auch Rückbaupflichten können für GUV Kostenfolgen haben. Während bei einer vorzeitigen Stilllegung jeweils die Frage des Rückbaus verknüpft ist, ist der Umgang mit Rückbaukosten selber nicht nur bei vorzeitigen, sondern bei sämtlichen Stilllegungen von Relevanz. Zudem ist der Kostenanfall beider Themen grundlegend anders.

#### 2.1.1 Vorzeitige Stilllegungen

Vorzeitige Stilllegungen führen in der Regel zu ausserordentlichen Abschreibungen bzw. einmaligen Wertberichtigungen<sup>3</sup> der betroffenen Anlage. Dies stellt ein Buchwerteffekt dar und hat keinen Abfluss liquider Mittel zur Folge («non-cash»). Die Investition in die betroffene Anlage ist in der Vergangenheit erfolgt und unumkehrlich (sog. «sunk costs»). Je früher nun eine Stilllegung von Netzanlagen, beispielsweise einer Gasleitung, im Vergleich zu bisher geplanten Nutzungsdauern (bei Leitungen heute 50 Jahre) erfolgt, desto höher ist die ausserordentliche Abschreibung und umso unvollständiger ist die Refinanzierung der getätigten Investition aus Sicht des GUV. Je höher daher die Relevanz solcher vorzeitigen Stilllegungen eingeschätzt wird, umso wahrscheinlicher werden Investitionen in neue Netzanlagen hinausgezögert oder vollständig vermieden. Wurde der Investitionsentscheid jedoch getroffen, so wird jedes GUV das Interesse haben, die entsprechende Anlage möglichst lange zu nutzen, selbst wenn die Vollkosten nicht mehr gedeckt werden können. Solange die laufenden Betriebskosten (Grenzkosten) gedeckt sind, wird ein GUV sein Gasnetz (bzw. Teile davon) aus wirtschaftlichen Gründen nicht vorzeitig stilllegen.

Die vorzeitige Stilllegung ist vom vorzeitigen Ersatz einer Netzanlage zu differenzieren. Ein vorzeitiger Ersatz kann aus mehreren Gründen erfolgen:

- Ersatz aufgrund eines Ausfalls / Defekts einer Komponente;
- Ersatz im Rahmen von Umlegung von Leitungsabschnitten (z.B. aufgrund von Sicherheitsbestimmungen);
- Ersatz im Rahmen von Gesamtprojekten, wo ein vorzeitiger Ersatz wirtschaftlich effizienter ist als ein späterer Ersatz (z.B. bei koordinierten Tiefbauprojekten).

Im Vergleich mit vorzeitigen Stilllegungen führt auch der vorzeitige Ersatz zu einer ausserordentlichen Abschreibung der bestehenden Netzanlage. Im Unterschied zu Stilllegung wird aber die Komponente ersetzt und das Gasnetz mit den gleichen (oder sogar höheren) Kapazitäten weiterbetrieben. Während sich bei vorzeitigen Stilllegungen die Frage nach der Vermeidung von ausserordentlichen Abschreibungen sowie der Anrechenbarkeit unter der geplanten «cost+»-Regulierung stellt, ist diese Frage bei vorzeitigem Ersatz irrelevant. Nach unserem Verständnis wird der vorzeitige Ersatz

---

<sup>3</sup> Nachstehend wird einheitlich von ausserordentlichen Abschreibungen gesprochen. Die ausserordentliche Abschreibung der von der Stilllegung betroffenen Anlage entspricht dabei der einmaligen Wertberichtigung des dann zum vorhandenen Anlagenrestwerts aus betriebswirtschaftlicher bzw. regulatorischer Sicht auf den Restwert von null.



einer Netzkomponente unabhängig von Stilllegungen erfolgen und entsprechende, ausserordentliche Abschreibungen auch unter dem GasVG anrechenbar sein (vgl. dazu auch Kapitel 2.2.4 zur Praxis unter dem StromVG). Die vorliegende Studie behandelt daher den vorzeitigen Ersatz von Netzkomponenten nicht.

Gemäss den Vorgaben anerkannter Rechnungslegung<sup>4</sup> muss eine Anlage, spätestens, wenn sie stillgelegt wird oder bereits, wenn deren Buchwert den zukünftig erzielbaren Wert übersteigt, zu Lasten des Ergebnisses wertberichtigt bzw. abgeschrieben werden. Der zukünftig erzielbare Wert wird dabei bei Infrastrukturanlagen i.d.R. über deren Nutzwert bestimmt. Um den Nutzwert zu bestimmen, muss der Barwert der zu erwartenden zukünftigen Geldflüsse (sog. Free Cashflows) der entsprechenden Geschäftseinheit (z.B. Gasversorgung eines Gebiets) bis zum Ende der Nutzungsdauer bestimmt werden. Die Free Cashflows sind mittels eines marktgerechten Zinssatzes (WACC<sup>5</sup>) auf den Bewertungsstichtag zu diskontieren. Folglich können sich absehbare Stilllegungen bereits heute auf Wertberichtigungsentscheide bei Gasversorgungsunternehmen auswirken.

In Abbildung 2 werden die finanziellen Zusammenhänge von Abschreibungen und Zinsen über den Lebenszyklus einer Gasleitung schematisch und vereinfacht dargestellt. Während eine ausserordentliche Abschreibung eines Buchwerts einer Gasleitung vor dem Ablauf ihrer Nutzungsdauer ein rein buchmässiger Vorgang ohne Cashflow-Relevanz ist, stellt sich für das betroffene Unternehmen jedoch die Frage der Refinanzierung bzw. der Kapitalverzinsung. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei einer Stilllegung kein Ersatzinvestitionsbedarf mehr besteht.

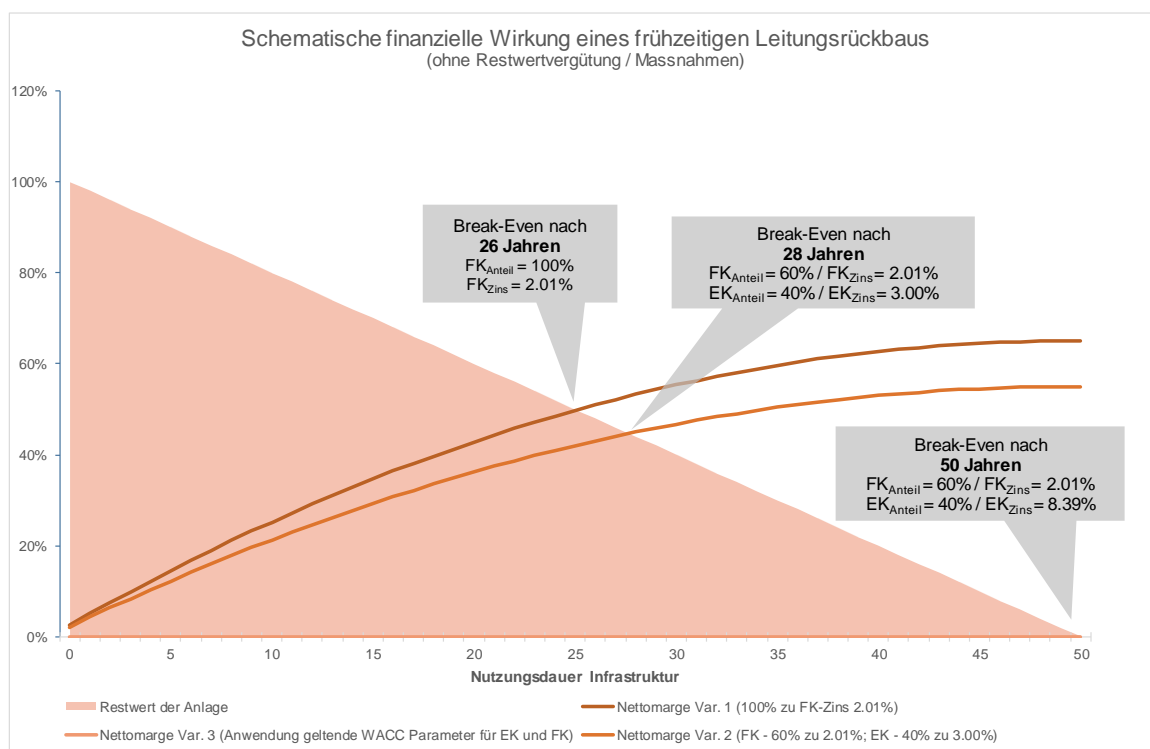


Abbildung 1 – Break-even-Analyse einer Gasinfrastruktur (vereinfacht)<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Vgl. etwa Swiss GAAP FER (2014/15); FER 20; S. 97ff.

<sup>5</sup> Weighted Average Cost of Capital (durchschnittlich gewichtetet Gesamtkapitalkostensatz).

<sup>6</sup> Eigene Darstellung.

Unter Anwendung der für die aktuelle Periode geltenden WACC-Parameter gemäss Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen («NeMo»)<sup>7</sup> zeigt sich, dass unter Anwendung der Kosten für Fremdkapital der Break-Even-Point nach rund 26 Jahren erreicht würde. Mit anteiliger (höherer) Verzinsung des Eigenkapitals nimmt die Dauer entsprechend zu. Bei vollständiger Anwendung der WACC-Parameter und einer vollständigen Verzinsung des Eigenkapitals mit aktuell 8.39% verschiebt sich der Break-Even-Point erwartungsgemäss auf die unterlegte Nutzungsdauer der Anlage von 50 Jahren. In diesem Extremfall würde bei einer vorzeitigen Stilllegung zwar die Rendite reduziert, jedoch bestünde mangels Fremdkapital kein Refinanzierungsproblem. Eine frühzeitige Stilllegung von Netzanlagen würde damit neben der buchmässig notwendigen ausserordentlichen Abschreibung insbesondere die Rentabilität des Unternehmens beeinträchtigen, sofern regulatorisch keine Kompensationsmöglichkeiten vorgesehen wären. Eine vorzeitige Stilllegung führt aber zu keinem Cash-Abfluss und nicht zwingend zu einer Verlustsituation des betroffenen GVU.

Generell wird hierbei eine betriebswirtschaftliche Sichtweise eingenommen und die Auswirkungen unter der «cost+»-Regulierung aus ökonomischer Sicht beurteilt. Die Behandlung der Kostenfolgen unter den je nach GVU unterschiedlichen Rechnungslegungsnormen (öffentliches Recht, Obligationenrecht, Swiss GAAP FER, etc.) werden dabei nicht weiter thematisiert.<sup>8</sup>

### 2.1.2 Rückbaukosten

Anders verhält sich dies bei Rückbaukosten. Rückbaukosten führen zu einem zusätzlichen Geldabfluss im Zeitpunkt des Rückbaus und können bei fehlender Antizipierung bzw. bei fehlenden Reserven nicht nur zu einer Verlustsituation, sondern auch zu einem Liquiditätsproblem bei einem GVU führen. Dies kann, je nach Situation und Rückbauverpflichtung, im Zeitpunkt der (vorzeitigen oder ordentlichen) Stilllegung einer Netzanlage oder später sein. So werden heute Gasleitungen bei Stilllegungen vielfach mit Sand gefüllt und (noch) nicht zurückgebaut. Damit werden die Rückbaukosten zumindest vorerst minimiert bzw. vermieden (vgl. Kapitel 2.3 zur Relevanz).

<sup>7</sup> VSG (2016) Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen («NeMo»).

<sup>8</sup> Gerade im Fall des weit verbreiteten Obligationenrechts dürften die Abschreibungen von Gasanlagen aufgrund des Vorsichtsprinzips unter Beachtung der steuerlichen Vorgaben vielfach schneller vorgenommen worden sein, als betriebswirtschaftlich bzw. nach den Branchenrichtlinien vorgegeben wird. Entsprechend sollte das Risiko von ausserordentlichen Abschreibungen infolge vorzeitiger Stilllegungen in solchen Fällen vielfach tiefer sein, als in der betriebswirtschaftlichen Sichtweise. Unter Swiss GAAP FER beispielsweise sind die Branchenvorgaben für die Festlegung der betriebswirtschaftlichen Abschreibungen demgegenüber relevant. Entsprechend höher dürfte unter solchen anerkannten Rechnungslegungsbestimmungen das Risiko von ausserordentlichen Abschreibungen liegen.



## 2.2 Relevanz von Stilllegungen

### 2.2.1 Umfeld und Rahmenbedingungen

Stilllegungen von Anlagen, die vorwiegend dem Transport und der -Verteilung von Erdgas dienen, werden massgeblich von der langfristigen Wirtschaftlichkeit und somit von der künftigen Energiedichte (kWh pro Meter Leitung) beeinflusst. In Abbildung 2 sind die wesentlichen Einflussfaktoren auf die künftige Erdgasnachfrage dargestellt.

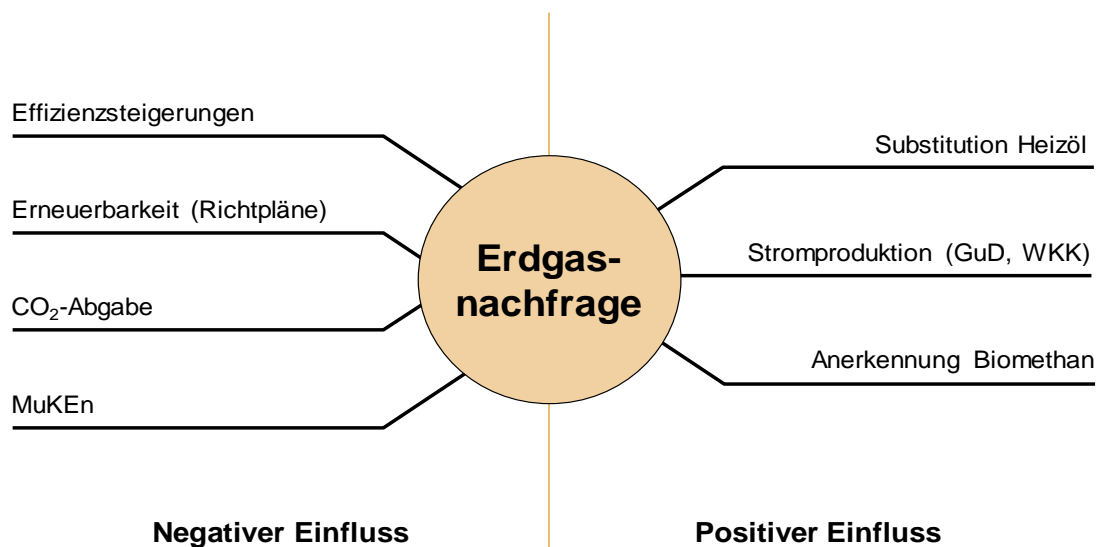


Abbildung 2 – Einflussfaktoren auf die künftige Erdgasnachfrage (eigene Darstellung)

Aus Sicht der Gasversorgung überwiegen heute die negativen Einflüsse, so dass langfristig von einem essentiellen Rückgang der Absatzmengen ausgegangen werden muss zumal für die Studie davon ausgegangen wird, dass kurz- bis mittelfristig diese nicht vollständig durch erneuerbaren Gase substituiert werden kann.

Während die erwarteten Effizienzsteigerungen die generelle Nachfrage nach Wärmebedarf senken werden, beeinflusst (politisch erwünscht) die CO<sub>2</sub>-Abgabe die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber seinen erneuerbaren Substituten. Die «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich» (MuKE n) bilden den gemeinsamen Nenner der Kantone und dienen der Harmonisierung im Bereich der Energievorschriften im Gebäudebereich. Dabei erschwert bis verunmöglicht eine vollständige Umsetzung der Empfehlungen Erdgaslösungen bei Sanierungen, resp. bei Neubauten. Demgegenüber stehen mögliche absatzbegünstigte Faktoren, bei welchen heute noch grosse Unsicherheiten bestehen. Die mögliche Stromproduktion mit Erdgas oder mit Biogas könnte beispielsweise eine praktikable Lösung sein, um das Saisonalitätsproblem der Stromversorgung («Winterlücke») zu entschärfen. Die Anerkennung von Biogas als erneuerbare Energie, d.h. Befreiung von entsprechenden Importen von der CO<sub>2</sub>-Abgabe sowie die Anerkennung von Biogas als Lösung im Rahmen der MuKE n sind derzeit nicht vorgesehen. Die Einflussfaktoren werden massgeblich davon abhängen, ob die Erdgasinfrastruktur im langfristigen Kontext der Energiewende eine Rolle spielen (technisch und wirtschaftlich) kann und (politisch) darf.

Im Grundsatz kann davon ausgegangen werden, dass aus Sicht der Gasversorgung eine Stilllegung von Infrastrukturanlagen aus Sicht der Wirtschaftlichkeit solange wie möglich vermieden werden



soll. Solange die tiefen laufenden Betriebskosten (Grenzkosten) mit Erträgen von Kunden gedeckt werden können, stellt sich das GVU mit jedem Tag des Weiterbetriebs finanziell besser. Zudem besteht die Gefahr, dass neben der Stilllegungs- und Rückbaukosten auch noch Forderungen seitens Endkunden vergütet werden müssen.<sup>9</sup> Erst bei einer technisch notwendigen Ersatzinvestition in Anlagen im gleichen Trasse (z.B. Strom- oder Wasserleitungen) im Fall der koordinierten Bauweise oder bei Gasanlagen der vorgelagerten Netzebene muss sich das GVU überlegen, wie es mit den bestehenden, unter Umständen noch nicht vollständig abgeschriebenen Gasanlagen umgeht. Dabei gerät das GVU in ein Dilemma, entweder Ersatzinvestitionen vornehmen und dabei in Kauf nehmen zu müssen, dass sich diese Investitionen nicht mehr vollständig amortisieren lassen, oder aber die dahinterliegende (teilweise nicht abgeschriebene) Verteilung in diesem Zeitpunkt ebenfalls stillzulegen. Stilllegungsentscheide sind damit nicht als reine Ersatzinvestitionsentscheide im Einzelfall, sondern verbundenen Gesamtsystem zu betrachten.

## 2.2.2 Wirkung der Energiestrategie am Beispiel des Kantons Bern

Gemäss Bundesverfassung sind vor allem die Kantone für die Begrenzung des Energieverbrauchs in Gebäuden zuständig (Art. 89 Abs. 4 BV). Im Jahr 1979 haben sich alle Kantone in der interkantonalen Energiedirektorenkonferenz (EnDK) zusammengeschlossen. Die formulierten Energiepolitischen Leitlinien der EnDK geben die Richtung an, an welcher sich die Energiepolitik der Kantone orientieren soll. Im Vordergrund steht dabei ein effizienter Einsatz von Energie, der zu einem immer

grösseren Anteil aus erneuerbaren Quellen stammen soll.

Ausgehend von den formulierten Stossrichtungen und Musterverordnung der EnDK (MuKen, vgl. S.13) erarbeitete der Kanton Bern seine Energiestrategie 2006. Dabei strebt die Energiestrategie des Kantons Bern<sup>10</sup> langfristig die Vision der 2000-Watt-Gesellschaft an. Ausgehend von einem Pro-Kopf-Verbrauch von durchschnittlich 6000 Watt im Jahr 2006 soll der mittlere Bedarf bis 2035 auf 4000-Watt gesenkt werden. Zudem

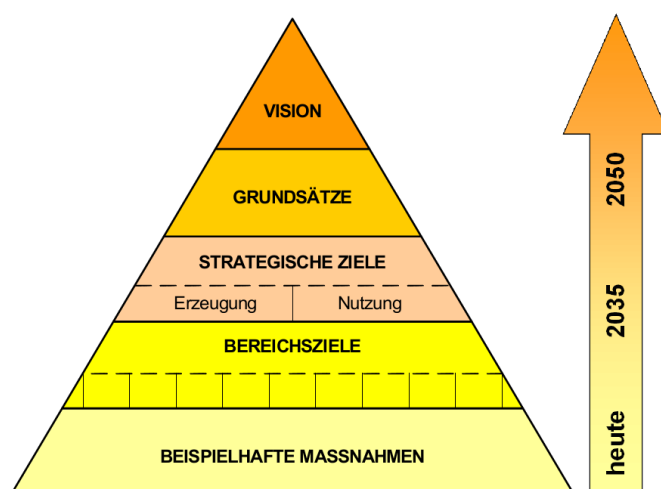


Abbildung 3 – Aufbau der Energiestrategie des Kt. Bern<sup>10</sup>

soll im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung maximal 1 Tonne CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr ausgestossen werden (Stand 2006: 5 Tonnen). Ausgehend von dieser Vision wurden Grundsätze und strategische Zielsetzungen 2035 sowie entsprechende Bereichsziele abgeleitet.

<sup>9</sup> Beispielsweise muss Stadtwerk Winterthur Teile ihrer Gasversorgung stilllegen und die betroffenen Eigentümerinnen / Eigentümer nach Massgabe des resultierenden Restwerts der stillzulegenden Teile der Haustechnikanlagen entschädigen (Vgl. Art. 3 Abs. 3 Verordnung über die Abgabe von Gas der Stadt Winterthur).

<sup>10</sup> Kanton Bern (2006) Energiestrategie, S. 9.





Dabei streben die gesetzlichen Vorgaben eine nachhaltige Weiterentwicklung einer wirtschaftlichen, sicheren, ausreichenden, umwelt- und klimaschonenden Energieversorgung und -nutzung an. Aus Sicht der Gasversorgung sind dabei die drei nachfolgenden Bereichsziele relevant. Dabei entwickelten sich deren Zielerreichung zwischen 2006 und 2014 unterschiedlich:

Bereichsziel	Zielwert	Zwischenstand 2014
<b>Wärmeerzeugung</b>	Bei der Wärmeerzeugung soll der Anteil aus erneuerbaren Energiequellen deutlich auf über 70% ansteigen (2006: 10%).	In Folge der seit 2012 in Kraft getretene kantonale Energiegesetzgebung konnte das formulierte Zwischenziel im Bereich der Wärmeerzeugung von rund 20% erreicht werden. Dabei wurden im Bereich der Neubauten eine Quote von annähernd 100% erreicht.
<b>Wärmebedarf</b>	Der Wärmebedarf des gesamten Gebäudebestands soll im Kanton Bern um 20% abgesenkt werden (2006: 100%).	Der formulierte Zielwert von 92% wurde mit einem effektiven Wert 101% deutlich verfehlt. Dabei steigt der Gesamtwärmebedarf durch einen starken Zuwachs an Neubauten. Aufgrund der tiefen Sanierungsrate bei bestehenden Gebäude konnte dieser zusätzliche Wärmebedarf nicht kompensiert werden.
<b>Strategie Raumentwicklung</b>	60 energieintensive Gemeinden müssen einen behördenverbindlichen Energieleitungsplan genehmigen und verwenden diese bei Ortsplanungsrevisionen. Dabei soll insbesondere die Abstimmung zw. den Energieträgern (u.a. erneuerbare Energien) koordiniert werden.	Der Zielwert (19) wurde mit 22 Energieleitungsplänen übertroffen.

Abbildung 4 - Zielerreichung Energiestrategie im Kt. Bern<sup>11</sup>

Alle formulierten Zielsetzungen «bedrohen» aus Sicht der primär fossilen Gasversorgung<sup>12</sup> die langfristigen Absatzpotentiale, weil diese die Energienachfrage begrenzen und der verbleibende Restbedarf zu einem hohen Anteil aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden soll. Der kommunale Richtplan Energie schafft dabei die raumrelevanten Voraussetzungen zur vermehrten und koordinierten Nutzung von lokalen erneuerbaren und leitungsgebundenen Energieträgern (Nahwärme). Dabei kann die räumliche Entwicklung und die sich daraus ergebende Energienutzung auf das Angebot vorhandener Energiequellen meistens zu Ungunsten der Gasversorgung abgestimmt werden.

<sup>11</sup> Kt. Bern (2015) Bericht an den Grossen Rat zum Stand der Umsetzung und zur Wirkung der Massnahmen 2011–2014 sowie neue Massnahmen 2015–2018.

<sup>12</sup> Biogas am gesamten Erdgas Endverbrauch 2017: 2.1% (davon 43% inländisch produziert, 57% importiertes Biogas; Quelle Jahresstatistik Erdgas).





Die langfristige Wirkung auf die Gasversorgung eines kommunalen Energierichtplans lässt sich exemplarisch am Beispiel der Stadt Bern aufzeigen (vgl. Abbildung 5). Die Stadt Bern ist grösstenteils mit Gasleitungen erschlossen (schwarze Linien).

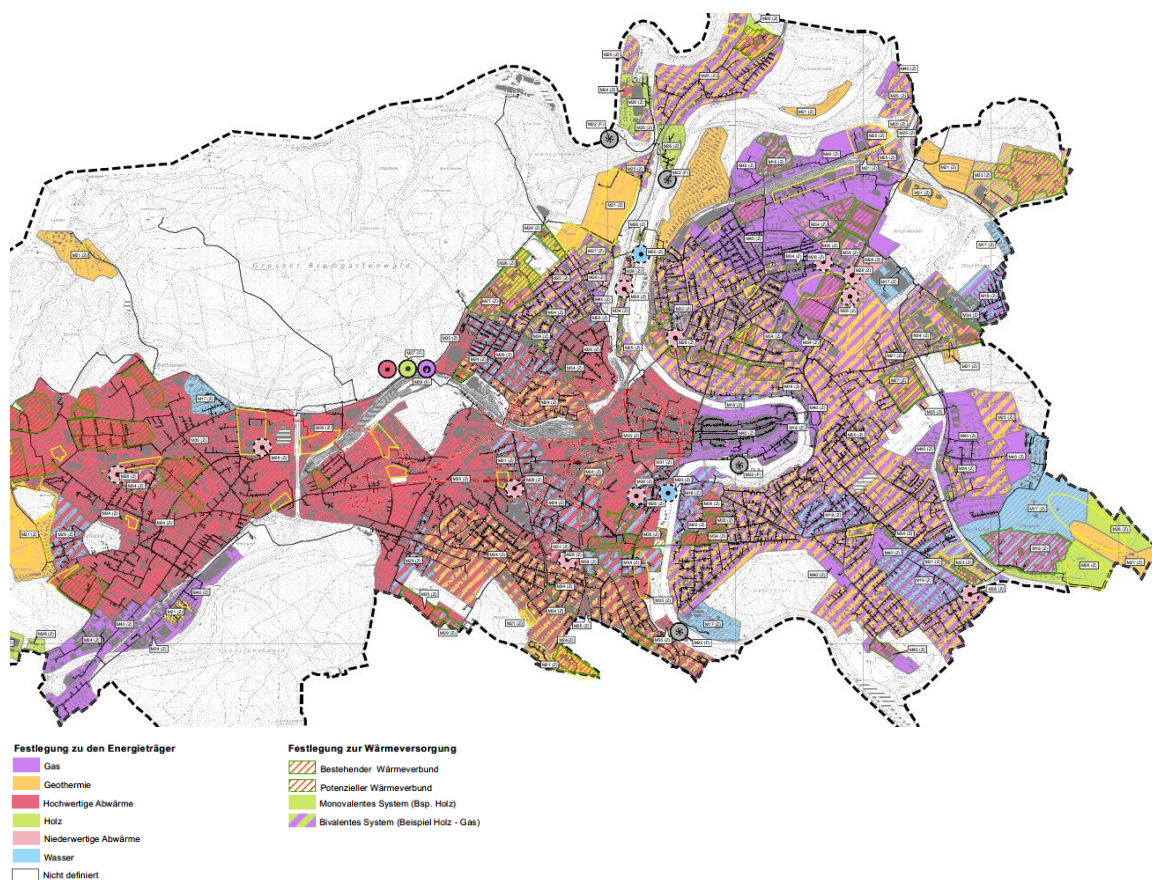


Abbildung 5 – Energierichtplan Stadt Bern 2035<sup>13</sup>

In Folge der Vorgaben im Energierichtplan sollen bisher gasversorgte Gebiete zu Gunsten von alternativen Energiequellen ausgeschieden werden. Die Gasversorgung soll primär östlich der Aare in Ergänzung von anderen Energiequellen weiter betrieben und verdichtet werden. Ziel ist es zudem in diesen Gebieten fossiles Erdgas durch Biomethan zu substituieren.

Insgesamt ist ein starker Umbau der Wärmeversorgung weg vom Einsatz fossiler Energien, hin zu erneuerbaren Energie und Abwärmenutzung vorgesehen. Der Richtplan 2035 sieht eine Reduktion des Wärmebedarfs um 20%, resp. 354 GWh pro Jahr gegenüber dem Ausgangsjahr 2008 vor. Unter vollständiger Ausschöpfung der lokal verfügbaren und erneuerbaren Energieträgern soll der Anteil der fossilen Gasversorgung am Gesamtbedarf von heute 46% auf 14% deutlich reduziert werden. Um die kantonale Vorgabe der Erneuerbarkeit zu erfüllen, muss zusätzlich Biomethan im Umfang von 100–150 GWh/Jahr von ausserhalb der Stadt Bern bezogen werden, welches über die bestehende Infrastruktur der Gasversorgung an die Endkunden verteilt werden wird. Seit 2013 ist in der Energiezentrale Forsthaus ein GuD-Kraftwerk installiert, welches als Übergangstechnologie bis 2030 die Versorgung im Kontext des Ausstiegs aus der Kernenergie sicherstellen soll.

<sup>13</sup> Stadt Bern (2019) Energierichtplan (Abfrage am 06.02.2019 auf [www. https://www.bern.ch/themen/umwelt-natur-und-energie/energie/richtplan-energie/energiekarten](https://www.bern.ch/themen/umwelt-natur-und-energie/energie/richtplan-energie/energiekarten))



An diesem Beispiel des Kantons und der Stadt Bern ist ersichtlich, dass relevante Bestandteile der

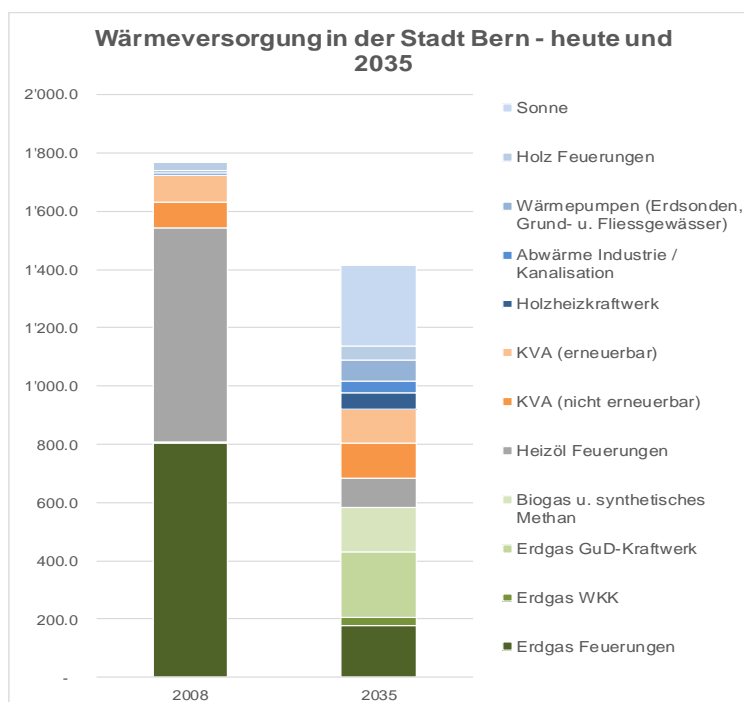


Abbildung 6 – Wärmeversorgung Stadt Bern – 2008 und 2035  
(Quelle: Stadt Bern (2019) Energiefachstelle, eigene Darstellung)

heutigen Erdgasinfrastruktur in den kommenden 15 Jahren im Rahmen der Energierichtplanung nicht mehr vorgesehen sind, deren Substituierung – sofern möglich – mit Wärme forciert wird und daher Teile der Erdgasinfrastruktur vorzeitig stillgelegt werden müssen. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei diesen Stilllegungen aufgrund der im Vergleich zur Nutzungsdauer kurzen Umsetzungsdauer der Energierichtplanung von 25 Jahren nicht alle Anlagen vollständig abgeschrieben sein werden. Zudem ist ersichtlich, dass lokale Energieplanungen massgeblich

von übergeordneten Vorgaben (i.w.S. von der Energiestrategie 2050) geprägt werden.

### 2.2.3 Heutiger Umgang mit vorzeitigen Stilllegungen in der Gasversorgung

Trotz der Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen ist deren Handhabung in den bestehenden Branchendokumenten, konkret im Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen («NeMo»)<sup>14</sup> und im Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz, nicht geregelt. Weder im «NeMo» noch im Grundsatzdokument regional / überregional wird der Umgang mit vorzeitigen Stilllegungen oder allfälligen ausserordentlichen Abschreibungen definiert. Definiert wird jedoch der Grundsatz der kalkulatorischen Abschreibungen, wonach diese linear über die Nutzungsdauer auf Basis von Anschaffungswerten zu erfolgen haben.<sup>15</sup> Ebenfalls werden die Nutzungsdauern im Grundsatz vorgegeben:

Anlagekategorie	Nutzungsdauern (Jahre)
Rohrleitungen (inkl. Schutzplatten)	50
Aussenverrohrung von Stationen	50
Gebäude von Stationen	50
Elektrische Anlagenteile, Messung, Heizung von Stationen	15

<sup>14</sup> VSG (2016) Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen («NeMo»); Basisdokument vom 1. Januar 2016; Swissgas (2015) Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz; Version 2.7.

<sup>15</sup> Vgl. VSG (2016) NeMo; Ziff. 3.2.1 und Swissgas (2015) Grundsatzdokument regional / überregional; Ziff. 3.2.3.



Mechanische Anlagenteile von Stationen	30
Erdgasverdichteranlagen	25
Röhrenspeicher	50

Abbildung 7 – Auszug Nutzungsdauern Gasversorgung<sup>16</sup>

Von diesen Werten kann heute nur in begründeten (Einzel-)Fällen abgewichen werden. Eine generelle Verkürzung der Nutzungsdauer aufgrund einer erwarteten Verschlechterung der Rahmenbedingungen und des Risikos von vorzeitigen Stilllegungen dürfte heute so im Rahmen der geltenden Verbändevereinbarung nicht zulässig sein und ist daher auch nicht Praxis bei den Gasversorgern.

Der Umstand einer fehlenden, expliziten Regelung führt jedoch nicht dazu, dass ausserordentliche Abschreibungen infolge vorzeitiger Stilllegung von Netzanlagen als nicht anrechenbare Kapitalkosten beurteilt würden. Gerade das Gegenteil ist der Fall: Sollte bei der Anwendung von ordentlichen Abschreibungsdauern eine frühzeitige Stilllegung realisiert werden müssen, so sind bereits heute entsprechende ausserordentliche Abschreibungen im Grundsatz der «cost+»-Regulierung anrechenbar.

#### 2.2.4 Vergleich der Relevanz und der Praxis in der Stromversorgung

Diese Beurteilung deckt sich mit der Praxis in der Stromversorgung. Auch im Rahmen des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) bzw. dessen Verordnung (StromVV) wurde der Aspekt von vorzeitigen Stilllegungen von Infrastrukturanlagen nicht spezifisch geregelt. Analog zu den Branchenvorgaben im Gas werden auch in Art. 13 Abs. 2 StromVV die kalkulatorischen Abschreibungen über die «festgelegten Nutzungsdauern» definiert. Letztere sind in den Branchenrichtlinien der Stromverteilnetzbetreiber verbindlich vorgegeben, wobei im Unterschied zu den Branchenrichtlinien im Gas pro Anlagekategorie eine Bandbreite von jeweils 5 Jahren (Kabelleitungen z.B. zwischen 35 und 40 Jahren) besteht.<sup>17</sup>

Die Relevanz wurde im Bereich des eher nicht von der Dekarbonisierung betroffenen Stromnetzes auch nicht als hoch beurteilt. Dennoch kommen vorzeitige Stilllegungen auch im Bereich des Stromnetzes regelmässig vor. Das Thema dürfte mit der Dezentralisierung sogar an Relevanz gewinnen.

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom veröffentlichte im Jahr 2016 eine Mitteilung zur Tarifwirksamkeit von ausserordentlichen Abschreibungen.<sup>18</sup> Dabei definierte die EICom drei Fälle, in welchen resultierende ausserordentliche Abschreibungen im Grundsatz als anrechenbar gelten:

1. Untergang der Anlage;
2. Die Anlage wird nicht mehr gebraucht;
3. Vorzeitiger Ersatz einer funktionstüchtigen Anlage bei notwendiger Systemumstellung.

<sup>16</sup> Vgl. VSG (2016) NeMo; Anhang und Swissgas (2015) Grundsatzdokument regional / überregional; Anhang A.1.

<sup>17</sup> Vgl. VSE (2018) Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber («KRSV-CH»); Ziff. 4.2.4.2.

<sup>18</sup> Fachsekretariat der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom (2016) Tarifwirksamkeit von ausserordentlichen Abschreibungen; Mitteilung vom 28. April 2016.



Mit dem Fall 2 ist die vorzeitige Stilllegung gemäss der geltenden Praxis der EICom unter dem StromVG abgedeckt bzw. sind entsprechende ausserordentliche Abschreibungen im Grundsatz vollständig in den Netzkosten anrechenbar. Dabei wird nicht beurteilt, aus welchen Gründen eine vorzeitige Stilllegung realisiert wurde.

Die EICom definiert gleichzeitig auch einen vierten Fall mit einem vorzeitigen Ersatz einer funktionsfähigen Anlage ohne notwendige Systemumstellung. In diesem Fall sind die Kosten aus Sicht der EICom unter dem StromVG nur anrechenbar, sofern der vorzeitige Ersatz zu einer Reduktion der Netzkosten führt.

## 2.3 Relevanz von Rückbaukosten

### 2.3.1 Umfeld und Rahmenbedingungen

Die Vorgaben für den Rückbau von Rohrleitungen sind offen formuliert. Im Prinzip muss eine Rohrleitung nur dann zurückgebaut werden, sofern ein öffentliches Interesse besteht (vgl. Art. 32 RLG). Dieses Interesse wird in der Verordnung über Sicherheitsvorschriften für Rohrleitungsanlagen (RLSV) weiter präzisiert. Dabei sind Rohrleitungen auf eigene Kosten entweder zu entfernen oder aber in einen Zustand zu bringen, indem sie Leben und/oder Gesundheit von Personen, Sachen von erheblichen Werten oder andere wichtige Rechtsgüter nicht gefährden (Art. 48 RLSV). Die gesetzlichen Vorgaben werden in der Umsetzungsrichtlinie des Eidgenössischen Rohrleitungsinspektorats (ERI) präzisiert:<sup>19</sup> Rohrleitungen, welche nicht mehr benötigt werden, müssen entfernt, oder aber in einem für die Umwelt unbedenklichen Zustand hinterlassen werden. Dabei sind auch die Vorgaben von Umweltschutz-/Gewässerschutzgesetzgebung zu berücksichtigen. Bei Stilllegungen von Anlagen ist das genaue Vorgehen mit den BFE abzustimmen. Sofern die Rohrleitungen im Boden verbleiben, müssen diese wie folgt hinterlassen werden:

- Rohrleitungen sind zu reinigen;
- Rohrleitungen sind in regelmässigen Abständen zu verschliessen, um eine Drainagewirkung zu verhindern;
- Rohrleitungen mit einem Durchmesser >10" (273mm) sollen bei Querungen von Gewässern oder Strassen verfüllt werden. Dabei ist die Unbedenklichkeit des Füllmaterial auf die Umwelt durch den Rohrbetreiber aufzuzeigen;
- Oberirdische Anlagenteile sind zu entfernen;
- Rohrleitungen, müssen bis zur definitiven Entfernung in den Grundbuchplänen eingetragen bleiben.

Aufgrund der Vorgaben ist anzunehmen, dass die Mehrzahl der Leitungen versiegelt im Boden verbleiben und ein eigentlicher Rückbau von Rohrleitungsanlagen nur in vereinzelt Fällen notwendig ist. Dies deckt sich auch mit den Erkenntnissen im Rahmen einer Studie für Deutschland<sup>20</sup> (vgl. Abbildung 8 nachstehend). Darin wird davon ausgegangen, dass auf Stufe Ferntransport rund 70%

---

<sup>19</sup> Vgl. ERI Ziff. 8.15.

<sup>20</sup> Vgl. Frontier (2017) Der Wert der Gasinfrastruktur für die die Energiewende in Deutschland.



der Infrastrukturanlagen im Szenario «Infrastruktur Strom und Nutzung von Gaspeichern» zurückgebaut werden müssten. Davon sollen aber lediglich 5% der Transportleitungen auf Stufe Ferntransport effektiv zurückgebaut werden. Aufgrund der geringeren Durchmesser der Rohrleitungen kann davon ausgegangen werden, dass die Anteile eines effektiven Rückbaus auf Stufe Verteilung noch tiefer sein werden bzw. Rückbauten erst erfolgen, wenn das Leitungstrasse infolge einer Ersatzinvestition (z.B. einer anderen Versorgungsleitung) geöffnet wird. In diesen Fällen sind die Rückbaukosten im Gesamtkostenvergleich unwesentlich.

Art	Beschreibung	Geschätzte Anteile	Kostenfolge [€/m)
<b>Rückbau</b>	Die im Erdboden verlegte Gasleitung wird ausgebaut und das Grundstück in den ursprünglichen Zustand zurückversetzt.	5%	800
<b>Verdämmung und Versiegelung</b>	Die Erdgasleitung verbleibt im Erdboden, die Leitung werden inertisiert und mit Füllstoffen (wie Betonit) verfüllt. Der Leitungshohlraum wird geschlossen.	30%	200
<b>Versiegelung</b>	Die Erdgasleitungen werden inertisiert und verbleiben als Hohlraum im Boden.	65%	20

Abbildung 8 – Arten von Stilllegungen und geschätzte Anteile in Deutschland<sup>21</sup>

### 2.3.2 Heutiger Umgang mit Rückbaukosten in der Gasversorgung

Während auch diesbezüglich im Branchendokument «NeMo» keinerlei Vorgaben bestehen, wird der Umgang mit Rückbaukosten im Grundsatzdokument regional / überregional als Teil der Betriebskosten im Rahmen einer Fussnote wie folgt definiert:<sup>22</sup>

*«Kosten für den Rückbau sind in dem Zeitraum aufwandswirksam, in dem sie anfallen, sofern sie nicht aktiviert bzw. Rückstellungen für den Rückbau gebildet wurden. Die Bildung von Rückstellung für den Rückbau mittels Aktivierung oder über den laufenden Aufwand ist nur dann vorzusehen, wenn zum Zeitpunkt der Aktivierung bzw. der Bildung der Rückstellung eine ausdrücklich rechtliche oder faktische Verpflichtung zum Rückbau besteht und die Kosten in Ihrer Höhe schätzbar sind.»*

Mit dieser Vorgabe orientiert sich der heutige Branchenstandard für regionale und überregionale Netzbetreiber eng an den Vorgaben zur Bildung von Rückstellungen der anerkannten Rechnungslegung, definiert aber Rückbaukosten grundsätzlich als anrechenbar.

In der Praxis ist die Anrechenbarkeit von effektiv anfallenden Rückbaukosten heute unbestritten. In der Praxis lassen sich dabei vereinzelt Modelle mit Rückstellungsbildung während der Laufzeit einer

<sup>21</sup> Vgl. Frontier (2017) Der Wert der Gasinfrastruktur für die die Energiewende in Deutschland, S. 76

<sup>22</sup> Vgl. Basisdokument vom 1. Januar 2016; Swissgas (2015) Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz; Version 2.7, S. 16.





Anlage, vielfach aber aus Gründen der fehlenden verlässlichen Schätzbarkeit der Verzicht auf Rückstellungsbildungen und die Anrechnung im Zeitpunkt der effektiven Realisierung beobachten.<sup>23</sup>

### 2.3.3 Vergleich der Relevanz und der Praxis in der Stromversorgung

Im Rahmen des StromVG und der StromVV sind auch diesbezüglich keine spezifischen Vorgaben vorhanden. Auch hier gilt, dass der Verzicht auf eine explizite Regelung nicht dazu führt, dass Rückbaukosten unter dem gelten Recht nicht anrechenbar sind. So bildet beispielsweise Swissgrid Rückstellungen für Rückbauten des Höchstspannungsnetzes. Diese beliefen sich per Ende 2017 auf MCHF 6.7.<sup>24</sup> Deren Bildung dürfte aufgrund des regulierten Geschäftsmodells der nationalen Netzgesellschaft vollständig den Netzkosten angerechnet worden sein.

## 2.4 Zwischenfazit

Die bisherigen Erläuterungen zeigen:

- 1) Während vorzeitige Stilllegungen von der geplanten Nutzungsdauer abhängen und damit im Grundsatz vermeidbar sind, fallen Rückbaukosten im Fall eines Rückbaus effektiv an. Erste sind nicht cash-wirksam, letztere führen zu direkt cash-wirksamen Ausgaben im Zeitpunkt des Rückbaus. Während somit vorzeitige Stilllegungen «nur» die Rentabilität bzw. den Amortisationsgrad einer Anlage beeinflusst, führen Rückbaukosten zu direkten Geldabflüssen mit entsprechendem Mittelbedarf.
- 2) Vorzeitige Stilllegungen und Rückbaukosten dürften für die Mehrheit der GUV in der Schweiz von hoher Relevanz sein. Dabei nimmt die Relevanz im Rahmen der nationalen und kantonalen Energiestrategien und je nach Versorgungsgebiet und Kundenportfolio rasch zu. Besonders betroffen sind Niederdrucknetze mit primärem Fokus der Wärmeversorgung in mittleren und grösseren Städten. Diese Situation trifft insbesondere auf die lokalen GUV zu. Die Relevanz ist damit deutlich grösser als beispielweise im Fall von nicht direkt substituierbaren Stromnetzen.
- 3) Die heutige Praxis im Gas als auch unter dem StromVG ist klar: Kostenfolgen aus vorzeitigen Stilllegungen (konkret ausserordentliche Abschreibungen) sowie Rückbaukosten (in begründeten Fällen in Form von Rückstellungen über die Laufzeit der Anlage und ansonsten im Zeitpunkt des Kostenanfalls) sind grundsätzlich anrechenbare Netzkosten unter der «cost+» Praxis.
- 4) Vor diesem Hintergrund gilt es für die künftige GasVV, den Umgang mit vorzeitigen Stilllegungen und Rückbaukosten nachstehend vertieft zu prüfen und konkrete Lösungsansätze zu evaluieren. Die im Vergleich zum Strom deutlich höhere Relevanz rechtfertigt in diesem Bereich auch eine spezifische Regelung, welche so bis heute unter dem StromVV nicht notwendig war.

<sup>23</sup> So weisen beispielsweise IWB, ewb oder Energie360° als Beispiele für grössere GUV mit einer transparenten Rechnungslegung nach Swiss GAAP FER alle keine als solche erkennbaren, wesentlichen Rückstellungen für den Rückbau von Gasanlagen aus. Einzig IWB weist per 31. Dezember 2017 CHF 0.7 Mio. langfristige Rückstellungen für den Rückbau einer Versorgungsleitung aus, wobei deren Art (Gas, Strom, Wasser, etc.) nicht aus den Anmerkungen hervorgeht. Vgl. IWB (2018) Finanzbericht 2017; ewb (2019) Finanzbericht 2018; Energie360° (2018) Finanzbericht 2017/18.

<sup>24</sup> Vgl. Swissgrid (2018) Geschäftsbericht 2017, Erläuterungen zur Jahresrechnung Ziff. 22, S. 40.



### **3. Beschreibung und Bewertung von Umsetzungsvarianten**

#### **3.1 Identifikation von Handlungsoptionen**

##### **3.1.1 Herleitung und Übersicht der untersuchten Handlungsoptionen**

Wie in Kapitel 2.1 dargelegt, ist bei einer vorzeitigen Stilllegung jeweils die Frage des Rückbaus verknüpft. Hingegen ist der Umgang mit Rückbaukosten selber nicht nur bei vorzeitigen, sondern bei sämtlichen Stilllegungen von Relevanz. Die nachstehende Darstellung (Abbildung 9) nimmt diese Differenzierung vor bzw. stellt den entsprechenden Zusammenhang her. Eine vorzeitige Stilllegung liegt demnach vor, wenn die betroffene Anlage vor Ablauf der Nutzungsdauer ausser Betrieb genommen wird. Hierbei resultiert eine ausserordentliche Abschreibung, bei welcher sich neben der Frage nach der Anrechenbarkeit an den Netzkosten unter der «cost+»-Regulierung auch die Frage nach der Vermeidbarkeit stellt. Eine vorzeitige Stilllegung bzw. eine ausserordentliche Abschreibung kann bei einer Ausserbetriebnahme nur vermieden werden, indem die Abschreibungspraxis angepasst wird. In diesem Fall wäre lediglich noch die Frage nach dem Rückbau von Relevanz. Fällt demgegenüber eine ausserordentliche Abschreibung infolge vorzeitiger Stilllegung an, so stellen sich sowohl bezüglich ausserordentlichen Abschreibungen als auch bezüglich allfälliger Rückbaukosten die Frage nach dem Umgang mit diesen Kostenfolgen bzw. deren Anrechenbarkeit.

Aufgrund dieser grundsätzlichen Überlegungen lassen sich nun konkrete Handlungsoptionen aus regulatorischer Sicht ableiten. In Bezug auf die Anrechenbarkeit von ausserordentlichen Abschreibungen und allfälligen Rückbaukosten wurden jeweils 4 identische Handlungsoptionen (S1–S4 sowie R1–R4) identifiziert. Diese reichen vom Ausschluss der Anrechenbarkeit (S1 / R1) und damit der vollen Risikotragung durch die GUV bis zur direkten Anrechnung im Zeitpunkt des Kostenanfalls (S4 / R4). Letztere entsprechen wie dargelegt weitgehend der heutigen Praxis im Gas und auch unter dem StromVG. Dazwischen bestehen zwei Handlungsoptionen der «indirekten» Anrechnung: (1) Einmal über die Bildung von angemessenen und begründbaren Rückstellungen (S2 / R2) oder (2) alternativ über eine spezifische Berücksichtigung in der Definition des angemessenen Gewinns (S3 / R3) im Rahmen der WACC-Parametrisierung (z.B. über einen spezifischen Risikozuschlag). Während in der ersten Option (S2 / R2) das GUV die Anrechnung nach wie vor über die Kosten mittels der Bildung von Rückstellungen im Fremdkapital vornimmt, kann das GUV in der zweiten Option (S3 / R3) höhere angemessene Gewinne vereinnahmen und entsprechende Reserven im Eigenkapital bilden. Beide Optionen sollen den einmaligen Kostenanfall im Fall einer vorzeitigen Stilllegung zumindest teilweise kompensieren.

Zusätzlich besteht bei ausserordentlichen Abschreibungen die Möglichkeit, diese durch die Anpassung der Abschreibungspraxis bzw. der Nutzungsdauer im Voraus vollständig oder zumindest teilweise zu vermeiden. Diese Handlungsoptionen wurden mit der Verkürzung der Nutzungsdauer im Rahmen der bestehenden, linearen Abschreibungspraxis (V1) sowie der Umstellung der Abschreibungspraxis auf degressive Abschreibungen (V2) zusätzlich untersucht.

Die Herleitung und Übersicht zu allen untersuchten Handlungsoptionen stellt die nachstehende Abbildung 9 schematisch dar.



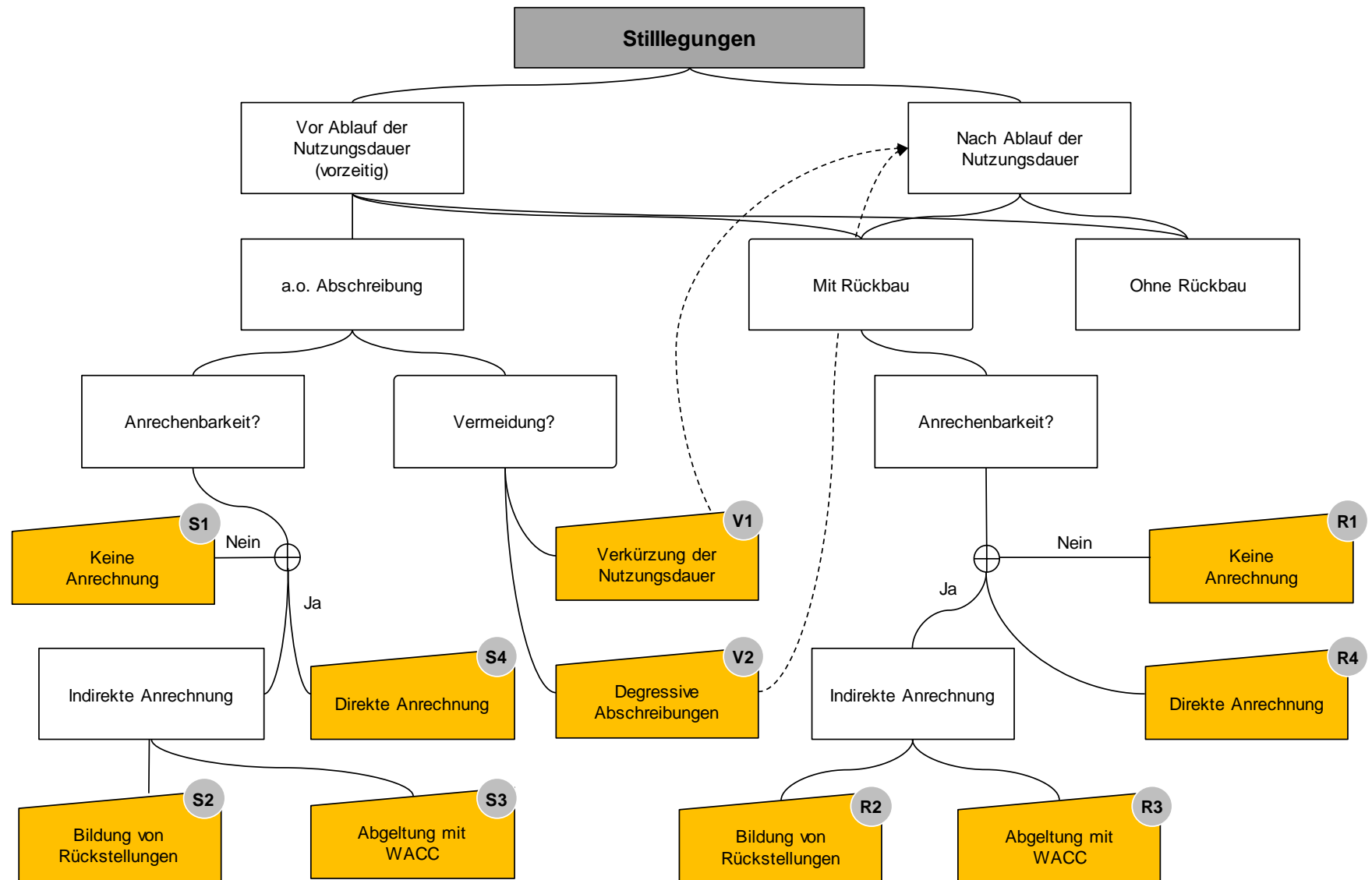


Abbildung 9 – Herleitung und Übersicht der untersuchten Handlungsoptionen (gelb) im Umgang mit Stilllegungen (eigene Darstellung)



### 3.1.2 Differenzierung der Handlungsoptionen nach «Auslöser» der Stilllegung

In der vom BFE beauftragten Studie von BET Dynamo Schweiz und Frontier Economics<sup>25</sup> wurde im Kontext der Berechnung von Abschreibungen unter der geplanten «cost+»-Regulierung argumentiert, dass GvU ausserordentliche Abschreibungskosten nicht tragen sollten, sofern die Stilllegung die Folge von politischen Entscheidungen ausserhalb des Einflussbereichs von GvU sei. Hingegen sollen die GvU die Kosten übernehmen, sofern der Entscheid durch den politischen Eigentümer induziert wird oder es sich um eine unternehmerische Fehleinschätzung handelt.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde untersucht, ob und wenn ja wie eine solche Differenzierung umgesetzt werden könnte. Aufgrund der Feststellungen zur Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen in Kapitel 2.2 wurden primär zwei übergeordnete Auslösefaktoren identifiziert, welche mutmasslich eine vorzeitige Stilllegung herbeiführen. Einerseits spielen politische kommunale Entscheidungen eine Rolle, welche beispielsweise in Form von Gebietsausscheidungen von bisher gasversorgten Gebieten zu Gunsten von erneuerbaren Nahwärmeversorgungen eine hohe Relevanz haben. Andererseits können betriebswirtschaftliche Überlegungen im Rahmen von Ersatzinvestitionsbedarf bei Trassen oder vorgelagerten Leitungen im Kontext abnehmender Abgabemengen/Anschlussdichten zu vorzeitigen Stilllegungen führen. Diese abnehmenden Abgabemengen/Anschlussdichten werden wiederum massgeblich von politischen Rahmenbedingungen (v.a. MuKE und CO<sub>2</sub>-Abgabe) im Kontext der Energiestrategie 2050 beeinflusst. Einzige Ausnahme dürften dabei spezifische Gasversorgungen von Grosskunden (z.B. Industrie mit Prozessgas) darstellen, welche im Fall eines Ausfalls des Grosskunden (z.B. aufgrund eines Standortwechsels oder einer Betriebsaufgabe), nicht mehr wirtschaftlich weiterbetrieben werden kann. Inwiefern dieser Wegfall eines Grosskunden aber nicht ebenfalls aufgrund der politischen Rahmenbedingungen zumindest mitbeeinflusst wurde, dürfte selbst im Einzelfall schwierig abschliessend feststellbar sein.

Vor diesem Hintergrund beurteilen wir eine Differenzierung von Handlungsoptionen entlang des «Auslösers» der Stilllegung in der Praxis – offensichtliche Fehlinvestitionen ausgenommen – als äusserst schwierig und den entsprechenden rechtlichen Auslegungsbedarf als erheblich. Wir verzichten daher nachstehend auf eine entsprechende Differenzierung der Handlungsoptionen. Regulatorisch erachten wir es in Anlehnung an die Praxis unter dem StromVG einzig als sachgerecht, dass nur bestimmte ausserordentliche Abschreibungen und Rückbaukosten nicht anrechenbar sind, nämlich jene, welche aus Stilllegungen resultieren, welche nicht notwendig waren. Das Kriterium der Notwendigkeit verpflichtet GvU dabei zumindest zur expliziten Begründung von ausserordentlichen Abschreibungen und Rückbaukosten, sofern diese im Grundsatz als anrechenbar behandelt werden sollen. Dabei sind Stilllegungen und Rückbauten infolge verbindlicher, politischer Vorgaben durch den jeweiligen Kanton bzw. die Gemeinde ebenfalls als Grund anzuerkennen. Dabei kann es nicht von Relevanz sein, ob die Gemeinde gleichzeitig

---

<sup>25</sup> Frontier Economics & BET (2015) Studie betreffend Netzkosten und Netztarife, S. 10.



Eigentümerin ist oder nicht, da sie auf die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen auf Stufe Bund und Kanton selbst keinen direkten Einfluss hat.

### 3.1.3 Beschreibung der Handlungsoptionen bei vorzeitigen Stilllegungen (S1–S4)

Bei möglichen Kosten von vorzeitigen Stilllegungen, geht es um die ausserordentliche Abschreibung der verbleibenden Restwerte der Infrastruktur, sofern diese vor Ende der zugrundeliegenden Nutzungsdauer ausser Betrieb genommen wird. Bei einer aktuellen branchenüblichen Nutzungsdauer für Erdgasleitungen von 50 Jahren reduzieren sich die verbleibenden Restwerte und somit das finanzielle Risiko um jährlich 2%. Die nachfolgenden Handlungsoptionen haben zum Ziel den finanziellen Umgang mit den verbleibenden Restwerten zu klären. Diese Handlungsoptionen bezüglich Umgang mit Stilllegungen schliessen sich gegenseitig aus. Die einzelnen Optionen werden nachstehend kurz beschrieben und in Kapitel 3.3 bewertet.

S1 Ausschluss der Anrechenbarkeit	
Beschreibung	Die Anrechnung von allfälligen ausserordentlichen Abschreibungen von Restwerten im Rahmen von Stilllegungen sind ausgeschlossen. Anrechenbar sind damit einzig ausserordentliche Abschreibungen im Rahmen von notwendigen und kostensenkenden Ersatzinvestitionen (Netzkosteneffizienz).
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Allfällige ausserordentlichen Abschreibungen von Restwerten im Fall von Stilllegungen gehen zu Lasten des GVU und müssen von diesem getragen werden.</li> <li>▪ Das Risiko für das GVU wird damit im Vergleich zu heute tendenziell steigen bzw. die Rentabilität sinken. Ersatzinvestitionen in die Gasinfrastruktur werden nur vollzogen, sofern eine langfristige, positive Ergebniserwartung besteht.</li> </ul>

S2 Bildung von Rückstellungen	
Beschreibung	Ausgehend von einer individuellen Abschätzung der möglichen finanziellen Auswirkungen in Folge der erwarteten Stilllegungen werden im Rahmen der Entgeltbildung Rückstellungen gebildet. Die Äfnung der Rückstellung erfolgt über die (Rest-) Nutzungsdauer und stellt anrechenbare Betriebskosten dar. Eine Diskontierung bzw. Verzinsung der Rückstellung könnte bei Bedarf geprüft werden. Bei vorzeitigen Stilllegungen werden die ausserordentlichen Abschreibungen der Restwerte der betroffenen Infrastruktur aus dieser Rückstellung finanziert. Dabei ist vorgesehen, dass die Rückstellung individuell vom jeweiligen GVU <sup>26</sup> getätigt wird.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Bildung von Rückstellungen erhöht die Betriebskosten der Netze während der gesamten Nutzungsdauer für die Endkunden.</li> <li>▪ Heutige Bestandskunden finanzieren anteilig die <u>erwarteten</u> Kosten für künftige Stilllegung mit.</li> </ul>

<sup>26</sup> Im Rahmen der Auftragsklärung mit dem BFE wurde auch eine nationale Fondlösung in Betracht gezogen. Aufgrund der unterschiedlichen unternehmerischen Ausgangslagen, potentieller Fehlanreize sowie der Komplexität der Lösung wurde diese Handlungsoption als nicht verhältnismässig eingestuft und im Rahmen dieser Studie nicht weiter geprüft.



S3 Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung (WACC)	
Beschreibung	Bei der Festlegung der regulatorischen Kapitalverzinsung wird eine spezifische Risikoprämie aufgrund der im Vergleich zum internationalen Kapitalmarkt für Gasnetzbetreiber erhöhten Risiken der Erdgasinfrastruktur in der Schweiz im Zusammenhang mit möglichen Stilllegungen berücksichtigt. Dabei wird der spezifische Risikozuschlag auf dem Eigenkapitalkostensatz addiert. <sup>27</sup> Der so ermittelte, zusätzlich anrechenbare Gewinn kann frei durch das GVU gebildet und verwendet oder aber in eine zweckgebundene Reserve im Eigenkapital eingelegt werden.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die regulatorisch zulässigen Kapitalkosten bzw. die angemessenen Gewinne erhöhen sich entsprechend.</li> <li>▪ Die so resultierenden Eigenkapitalreserven können dem GVU zur freien Verwendung überlassen oder aber zweckgebunden werden. Im Fall einer vorzeitigen Stilllegung mit ausserordentlichen Abschreibungen stellen diese keine anrechenbaren Netzkosten mehr dar. Das Risiko der vollständigen Kostendeckung liegt damit beim GVU.</li> </ul>

S4 Vollständige Anrechnung (a.o. Abschreibung) analog der Praxis unter StromVG/StromVV	
Beschreibung	Die verbleibenden Restwerte werden im Zeitpunkt der vorzeitigen Stilllegung als ausserordentliche Abschreibung vollständig bei den Kapitalkosten zur Anrechnung zugelassen.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Anrechnung erhöht die Kapitalkosten eines Jahres einmalig.</li> <li>▪ In Abhängigkeit zum Umfang von Stilllegungen, resp. der betroffenen Restwerte sowie des Ausgleichs über tarifliche Deckungsdifferenzen können die Netzentgelte bei der Option schwanken.</li> </ul>

### 3.1.4 Beschreibung der Handlungsoptionen zur Reduzierung von finanziellen Auswirkungen bei vorzeitigen Stilllegungen (V1–V2)

Die nachfolgenden Handlungsoptionen zur Vermeidung von vorzeitigen Stilllegungen haben zum Ziel den Abschreibungsprozess so zu beschleunigen, dass die ordentlichen Abschreibungen von Neuanlagen beschleunigt und damit keine a.o. Abschreibungen bei der Stilllegung mehr anfallen bzw. sich diese entsprechend reduzieren lassen. Aufgrund der bestehenden Netzanlagen sowie der unterschiedlichen Stilllegungszeitpunkte lassen sich die a.o. Abschreibungen aber nicht gänzlich vermeiden. Daher erfordern Handlungsoptionen zur Vermeidung (V) eine Kombination mit Handlungsoptionen bezüglich Stilllegungen (S) gemäss vorstehendem Kapitel.

<sup>27</sup> Dieser Risikoaufschlag auf dem Eigenkapitalkostensatz ist unabhängig von der kapitalmarktbasieren Ermittlung des spezifischen Risikos (Beta-Faktor) und der Marktrisikoprämie. Auch stellt der Risikoaufschlag keine klassische Grössenprämie (size premium) dar, sondern wäre zusätzlich und spezifisch für die Schweizer Gasnetzbetreiber (allenfalls differenziert für HD- und ND-Netzbetreiber) im WACC-Modell im Rahmen der GasVV festzulegen. Die Höhe eines solchen Aufschlags wird vorliegend nicht weiter untersucht.



<b>V1 Verkürzung der Nutzungsdauern für Neuanlagen</b>	
Beschreibung	<p>Die bestehenden Abschreibungsdauern gemäss den Branchendokumenten werden für Investitionen in Gasinfrastrukturanlagen ab einem bestimmten Jahr (Neuanlagen)<sup>28</sup> verbindlich für alle GVU gekürzt (z.B. Leitungen von heute 50 auf neu 25 Jahre). Alternativ zu diesem regulatorisch «hartem» Eingriff besteht die Suboption, die Nutzungsdauern für Neuanlagen erheblich zu flexibilisieren (z.B. Leitungen von heute 50 auf neu 15–50 Jahre). Dabei werden ausgehend von der individuellen unternehmerischen Ausgangslage die Nutzungsdauern im Rahmen der regulatorischen vorgegebenen Bandbreiten vom GVU im Voraus und nach dem Prinzip der Stetigkeit selber festgelegt.</p> <p>Entstehen trotzdem ausserordentlichen Abschreibungen, so sind diese in dieser Handlungsoption grundsätzlich nicht anrechenbar (S1).</p>
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eine Verkürzung der Nutzungsdauern erhöhen die jährlichen Abschreibungen und somit die Netzkosten für die angeschlossenen Kunden. Umgekehrt wird der Restwert der neuen Anlagen schneller abgeschrieben und damit nach den üblichen Vorgaben von «cost+» auch weniger verzinst. Ökonomisch (Barwert) ist damit das Ergebnis gleich wie bei längeren Nutzungsdauern, die kostenmässige Anlastung erfolgt jedoch zeitlich anders.</li> <li>▪ Die Massnahme verringert die generelle Eintrittswahrscheinlichkeit von vorzeitigen Stilllegungen. Durch die schnellere Realisierung partizipieren bestehende Netzkunden somit stärker an potentiellen Stilllegungen. Das Restrisiko restlicher ausserordentlicher Abschreibungen verbleibt beim GVU.</li> </ul>
<b>V2 Degressive Abschreibung von Neuanlagen</b>	
Beschreibung	<p>Die Abschreibungsmethode wird entgegen der heutigen Praxis linearer Abschreibungen für Neuanlagen<sup>25</sup> auf eine degressive Abschreibung angepasst. Die Abschreibung erfolgt dabei immer vom Restwert, in der Regel mit einer doppelten Abschreibungsquote. Im Vergleich zur heutigen linearen Abschreibung beispielsweise von Leitungen über 50 Jahre (=2% vom Anschaffungswert), würde die degressive Abschreibung mit 4% vom jährlichen Restwert erfolgen.</p>
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bei der degressiven Abschreibung sinken die Abschreibungsbeträge über die Nutzungsdauer; d.h., die ersten Jahre der Nutzung werden stärker durch Abschreibungen belastet (Annahme bei Leitungen mit 4% = verdoppelt);</li> <li>▪ Dadurch partizipieren bestehende Netzkunden stärker an potentiellen Kostenfolgen von Stilllegungen.</li> </ul>

<sup>28</sup> Alternativ wäre auch eine Korrektur für alle Anlagen denkbar. Die Begründung für einen Ausschluss von Altanlagen liegt im Restatementbedarf der Vergangenheit bzw. aller bestehenden Netzbewertungen. Dies würde konsequenterweise zu einer Korrektur bestehender Deckungsdifferenzen führen, wobei aufgrund der bisher fehlenden, gesetzlichen Regulierung die Rückwirkungsdauer zu definieren wäre.



### 3.1.5 Beschreibung der Handlungsoptionen bei Rückbaukosten (R1–R4)

Im Grundsatz verhalten sich die verschiedenen Varianten gleich wie im Bereich der vorzeitigen Stilllegungen. Der Vollständigkeit halber werden diese nochmals dargestellt. Bei Kosten für den Rückbau handelt es sich um effektiv anfallende Kosten. Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, können diese Kosten den effektiven Rückbau einer Anlage umfassen. Bei Leitungen werden in der Regel aber «nur» Kosten für die Versiegelung von Leitungsabschnitten anfallen und umfassende Rückbaukosten wenn immer möglich vermieden.

R1 Ausschluss der Anrechenbarkeit	
Beschreibung	Die Anrechnung der effektiven Kosten für Rückbaumaßnahmen im Rahmen von Stilllegungen werden ausgeschlossen.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Allfällige Rückbaukosten im Fall von Stilllegungen gehen zu Lasten des GUV und müssen von diesem getragen werden.</li> <li>▪ Das Risiko für das GUV wird damit im Vergleich zu heute steigen bzw. die Rentabilität sinken. Dies würde je nach Ausgestaltung nicht nur neue bzw. vorzeitige Stilllegungen betreffen, sondern Rückbaukosten generell.</li> </ul>

R2 Bildung von Rückstellungen	
Beschreibung	Ausgehend von einer möglicherweise individuellen Abschätzung der potentiellen finanziellen Auswirkungen in Folge von Rückbauten werden im Rahmen der Entgeltbildung Rückstellungen gebildet. Bei effektiv anfallenden Rückbaukosten werden diese aus der Rückstellung finanziert. Eine Diskontierung bzw. Verzinsung der Rückstellung könnte bei Bedarf geprüft werden.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Bildung von Rückstellungen erhöht die Betriebskosten der Netze während der gesamten Nutzungsdauer für die Endkunden.</li> <li>▪ Heutige Bestandskunden finanzieren anteilig die <u>erwarteten</u> Kosten für künftige Rückbauten mit.</li> </ul>

R3 Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung (WACC)	
Beschreibung	Bei der Festlegung der regulatorischen Kapitalverzinsung wird eine spezifische Risikoprämie aufgrund der im Vergleich zum internationalen Kapitalmarkt für Gasnetzbetreiber erhöhten Risiken der Erdgasinfrastruktur in der Schweiz im Zusammenhang mit möglichen Rückbauten berücksichtigt. Dabei wird der spezifische Risikozuschlag auf dem Eigenkapitalkostensatz addiert. <sup>29</sup> Der so ermittelte, zusätzlich anrechenbare Gewinn kann frei durch das GUV gebildet und verwendet oder aber in eine zweckgebundene Reserve im Eigenkapital eingelegt werden.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die regulatorisch zulässigen Kapitalkosten bzw. die angemessenen Gewinne erhöhen sich entsprechend.</li> <li>▪ Die so resultierenden Eigenkapitalreserven können dem GUV zur freien Verwendung überlassen oder zweckgebunden werden. Im Fall einer vorzeitigen</li> </ul>

<sup>29</sup> Vgl. Fussnote 24.



	Stilllegung mit Rückbaukosten stellen diese keine anrechenbaren Netzkosten mehr dar. Das Risiko der vollständigen Kostendeckung liegt damit beim GVU.
--	---

R4 Direkte Anrechnung	
Beschreibung	Die effektiven Kosten von Rückbaumaßnahmen werden beim Kostenanfall einmalig in den Netzkosten berücksichtigt.
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anrechnung erhöht die Betriebskosten eines Jahres einmalig.</li> <li>▪ In Abhängigkeit zum Umfang von Rückbauten sowie des Ausgleichs über tarifliche Deckungsdifferenzen können die Netzentgelte bei der Option schwanken.</li> </ul>

## 3.2 Bewertungskriterien

### 3.2.1 Kriterien der qualitativen Bewertung

Die qualitative Bewertung der verschiedenen Handlungsoptionen erfolgt mit Blick auf übergeordnete Themen aus Sicht der wesentlichen Anspruchsgruppen GVU sowie Endkunden. Zusätzlich wurde die Umsetzbarkeit der Handlungsoption aus Sicht der Regulierung bewertet.

- **Auswirkungen auf GVU:** In Abhängigkeit zur Handlungsoption ergeben sich auf die GVU unterschiedliche Auswirkungen. Im Prinzip werden unter dieser Position die Abwicklungskomplexität der Variante, mögliche Anreizeffekte sowie die finanziellen Auswirkungen auf die GVU qualitativ beurteilt.
- **Auswirkungen auf die Kunden:** Die Endkunden finanzieren die heutige Gasversorgung i.d.R. vollständig. In Abhängigkeit zur Handlungsvariante wird von diesem Grundsatz abgewichen und/oder die Auswirkungen werden auf der Zeitachse verschoben. Die möglichen Auswirkungen auf die Endkunden unterscheiden sich und sollen daher qualitativ beurteilt werden.
- **Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation:** Im Rahmen der Arbeit soll beurteilt werden, wie sich die verschiedenen Handlungsoptionen aus Sicht der Regulierung konkret umsetzen lassen. Insbesondere soll geprüft werden, ob aus Sicht Regulation die Komplexität der Überprüfung der Angemessenheit der Tarife zunimmt. Zudem soll beurteilt werden, ob aus Sicht Regulation problematische Kosten- oder Gewinneffekte (z.B. «windfall profits») resultieren könnten.

Neben der Beschreibung der wesentlichen Erkenntnisse wird die Handlungsoption zusammenfassend mittels «Harvey Balls» bewertet werden. Dies hat zum Ziel, die Handlungsoptionen untereinander vergleichbar darzustellen und letztlich eine konkrete Handlungsempfehlung abzuleiten. Dabei gilt, je mehr der Kreis ausgefüllt ist, desto besser ist die Wirkung der entsprechenden Variante pro Kriterium bzw. gesamthaft. Die Bewertung erfolgt aus Sicht der Autoren und ohne Gewichtung der Kriterien.



### 3.2.2 Funktionsweise der quantitativen Bewertung

Zur Verifizierung der qualitativen Bewertung der einzelnen Handlungsoptionen wurde ein vereinfachtes Finanzmodell eines beispielhaften GVV erstellt und damit die einzelnen Handlungsoptionen in Bezug auf die Entwicklung von ordentlichen und a.o. Abschreibungen, von Netzentgelten und von regulatorisch zulässigen Gewinnen vor Zinsen unter Annahme einer Ersatzinvestitions- und Stilllegungsquote modelliert.

Das Modell basiert dabei auf einem anhand von realen Anlagestrukturen von Schweizer GVV abgeleiteten, typisierten Anlageninventar. Dargestellt wurden Hochdruck- und Niederdruckleitungen, die zusammen über 90% der Anlagewerte ausmachen. Dieses beispielhafte GVV hat Anlagen mit rund CHF 98 Mio. Anschaffungs- und CHF 61 Mio. Restwert (bei 50 Jahren Nutzungsdauer). Das Netz besteht aus rund 70 km HD- und rund 300 km ND-Leitungen. Der Absatz beträgt rund 700 GWh. Modelliert wurden die anrechenbaren Netzkosten über 30 Jahre (2020 bis 2050) bestehend aus einem stabilen Anteil Betriebskosten von rund CHF 5 Mio. und je nach Annahmen und Handlungsoption angepassten Kapitalkosten, bestehend aus kalkulatorischen Abschreibungen (ordentlich und ausserordentlich) sowie kalkulatorischen Zinsen. Als anrechenbarer Kapitalkostensatz (WACC) wurde vereinfacht über die ganze Periode 4% angenommen. Bei der Abgeltung der Stilllegungsrisiken durch einen erhöhten WACC wurde als Annahme von einem Zuschlag von 0.5% ausgegangen.

Der geplante Absatz reduziert sich entsprechend der gerechneten Szenarien des Erdgasabsatzes des Bundes<sup>30</sup> um mehr als 50%. Bei den HD-Leitungen wurde eine Stilllegungsquote von 40% angenommen. Bei den Niederdruckleitungen beträgt die angenommene Stilllegungsquote 80%. Diese so simulierten Stilllegungen erfolgen vereinfacht ab 2030 und nehmen bis 2050 kontinuierlich zu. Sie führen zu jährlich zunehmenden a.o. Abschreibungen auf den Restwerten.<sup>31</sup> Im Modell wurden grob drei verschiedene Investitionsszenarien unterschieden:

- a) 100% Reinvestition: Jede Anlage wird nach Ablauf ihrer Nutzungsdauer zu 100% ersetzt. Der Anschaffungswert wird dabei mit dem Tiefbauindex auf 2019 hochindexiert. Ab 2020 wird mit einer Teuerungsrate von 1% gerechnet;
- b) 50% Reinvestition: Ab 2020 werden jeweils nur 50% der Netzanlagen nach Ablauf der ordentlichen Nutzungsdauer ersetzt;
- c) 0% Reinvestition: Anlagen, deren Nutzungsdauer ab 2020 abgelaufen ist, werden nicht mehr ersetzt.

In den Handlungsoptionen zur Vermeidung von vorzeitigen Stilllegungen (V1 und V2) wurden jeweils bei den ab 2020 reinvestierten Anlagen die Abschreibungsmodalitäten angepasst (lineare Abschreibung mit verkürzter Nutzungsdauer von 15 an Stelle von 50 Jahren bzw. degressive Abschreibung zu 4% des Restwerts).

<sup>30</sup> Basis Prognos (2012) Die Energieperspektiven für die Schweiz bis ins 2050, S. 441.

<sup>31</sup> Durch die einfache Annahme einer Stilllegungsquote und deren zunehmende Anwendung ab 2030 dürfte der zeitliche Anfall von Stilllegungen, je nach Situation eines GVV, über- bzw. unterschätzt werden. In der Realität dürften Stilllegungen nicht stetig steigend, sondern je nach Rahmenbedingung sprunghaft erfolgen.





### 3.3 Bewertung der einzelnen untersuchten Handlungsoptionen

#### 3.3.1 Handlungsoptionen bei vorzeitigen Stilllegungen (S1–S4; V1-V2)

S1 – Ausschluss der Anrechenbarkeit													
<p><i>Kumulierte Auswirkungen 2050 (CHF Mio.) bei 50% Ersatzinvestition</i></p> <table border="1"> <caption>Data for Waterfall Chart: Kumulierte Auswirkungen 2050 (CHF Mio.)</caption> <thead> <tr> <th>Kategorie</th> <th>Wert (CHF Mio.)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ertrag WACC kum.</td> <td>60.0</td> </tr> <tr> <td>Ertrag WACC (Zuschlag) kum.</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>a.o. Abschreibungen (Tarifw. wirksam)</td> <td>-32.2</td> </tr> <tr> <td>a.o. Abschreibungen (effektiv)</td> <td>-32.2</td> </tr> <tr> <td>Ergebnis (netto)</td> <td>27.8</td> </tr> </tbody> </table>		Kategorie	Wert (CHF Mio.)	Ertrag WACC kum.	60.0	Ertrag WACC (Zuschlag) kum.	0	a.o. Abschreibungen (Tarifw. wirksam)	-32.2	a.o. Abschreibungen (effektiv)	-32.2	Ergebnis (netto)	27.8
Kategorie	Wert (CHF Mio.)												
Ertrag WACC kum.	60.0												
Ertrag WACC (Zuschlag) kum.	0												
a.o. Abschreibungen (Tarifw. wirksam)	-32.2												
a.o. Abschreibungen (effektiv)	-32.2												
Ergebnis (netto)	27.8												
<p><i>Restwertentwicklung (CHF Mio.)</i></p>	<p><i>Entwicklung Netznutzungsentgelt (Rp./kWh)</i></p>												
Auswirkungen auf die Netzbetreiber													
<ul style="list-style-type: none"> <li>Der konsequente Ausschluss von a.o. Abschreibungen von den anrechenbaren Netzkosten bewirkt je nach Szenario und Annahmen massive Kostenfolgen zulasten der Netzbetreiber, welche diese aus ihrem Ergebnis decken müssen;</li> <li>Je nach Annahmen wird dabei das Ausmass von a.o. Abschreibungen den kumulierten Gewinn vor Zinsen (EBI) übertreffen.</li> </ul>	○												
Auswirkungen auf die Kunden													
<ul style="list-style-type: none"> <li>Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Kostenfolgen von vorzeitigen Stilllegungen sind die Auswirkung aus Sicht Endkunden erwartungsgemäss positiv; die Netzkosten steigen nur marginal in Folge der abnehmenden Abgabemengen an, sofern keine Ersatzinvestitionen getätigt werden;</li> <li>Erst sofern Ersatzinvestitionen notwendig sind, steigen die Entgelte, wenn auch unwesentlich im Vergleich zu den anderen Varianten, stärker an. Die Endkunden partizipieren nicht an höheren Stilllegungsrisiken.</li> </ul>	●												
Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation													
<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Regulierungsbehörden muss den Ausschluss der Anrechenbarkeit mit dem jährlichen Reporting und periodischen Kontrollen sicherstellen. Hierbei besteht das Risiko, dass Netzbetreiber a.o. Abschreibungen nicht als solche vornehmen, sondern Anlagen länger ordentlich abschreiben (trotz Stilllegung).</li> </ul>	◐												



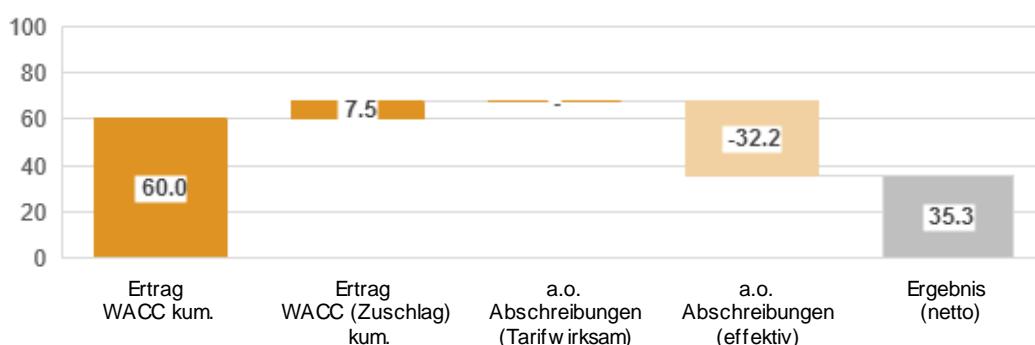


S2 – Bildung von Rückstellungen	
<p><i>Kumulierte Auswirkungen 2050 (CHF Mio.) bei 50% Ersatzinvestition</i></p>	
<p><i>Restwertentwicklung (CHF Mio.)</i></p>	<p><i>Entwicklung Netznutzungsentgelt (Rp./kWh)</i></p>
Auswirkungen auf die Netzbetreiber	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mit der Bildung von Rückstellungen wird die Anrechenbarkeit sichergestellt und über die (Rest-)Laufzeit vorweggenommen; je nach Rechnungslegung dürften jedoch diese Rückstellungen nicht als solche bilanziert werden können (Charakter von Rücklagen);</li> <li>▪ Je nach Umfang der getätigten Rückstellungen besteht die Gefahr, dass diese nicht ausreichen. Daher besteht ein gewisser Anreiz, möglichst hohe Rückstellungen zu tätigen.</li> </ul>	
Auswirkungen auf die Kunden	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Kunden bezahlen aufgrund der Rückstellungsbildung die a.o. Abschreibungen im Voraus. Dabei partizipieren alle Gaskunden, auch solche die mittelfristig ihren Gasanschluss aufheben;</li> <li>▪ Das Netzentgelt steigt entsprechend stärker an, sollte aber mit angemessenen Rückstellungen stabiler verlaufen, als bei einmaligem Kostenanfall (vgl. S4).</li> <li>▪ Sofern zu hohe Rückstellungen gebildet werden, profitieren nur wenige Endkunden von Auflösungen der Rückstellungen.</li> </ul>	
Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Bildung der Rückstellungen müsste aufgrund von Erfahrungswerten zumindest nach oben hin reguliert werden (mittels Maximalwerten) um Missbrauch zu verhindern; die Festlegung dieser Höhe für alle GvU ist schwierig;</li> <li>▪ Zudem ist sicherzustellen, dass zu hohe Rückstellungen effektiv zurückerstattet würden.</li> </ul>	

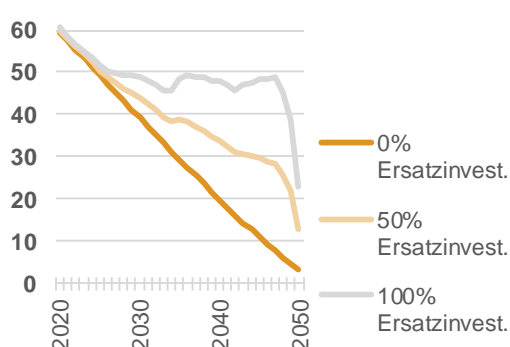


### S3 – Abgeltung mit WACC (Zuschlag von 0.5%)

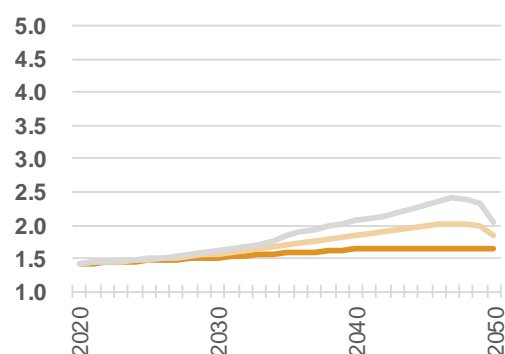
Kumulierte Auswirkungen 2050 (CHF Mio.) bei 50% Ersatzinvestition



Restwertentwicklung (CHF Mio.)



Entwicklung Netznutzungsentgelt (Rp./kWh)



#### Auswirkungen auf die Netzbetreiber

- Die Kompensation mit einem WACC-Zuschlag bei gleichzeitigem Verzicht auf eine weitere Anrechnung (vgl. S1) verbessert die Situation der GVV im Vergleich zu S1 wirtschaftlich insofern, dass sie für das Stilllegungsrisiko zumindest teilweise entschädigt werden;
- Der WACC-Zuschlag dürfte bei vielen GVV nicht für eine vollständige Kostendeckung ausreichen (je nach Höhe und Stilllegungssituation). Beim modellierten GVV müsste der WACC-Zuschlag bei einer 50% Ersatzinvestitionsquote über 4% liegen, um die a.o. Abschreibungen vollständig auszugleichen;
- Bei GVV mit wenig Stilllegungen führt ein Zuschlag zu Zusatzgewinnen («Giesskannenprinzip»).



#### Auswirkungen auf die Kunden

- Die Kunden bezahlen aufgrund des höheren WACC einen Teil der a.o. Abschreibungen im Voraus. Dabei partizipieren alle Gaskunden, auch solche die mittelfristig ihren Gasanschluss aufheben;
- Das Netzentgelt steigt stärker an als bei S1, jedoch je nach Annahmen weniger stark als bei S3 (keine volle Kostendeckung).

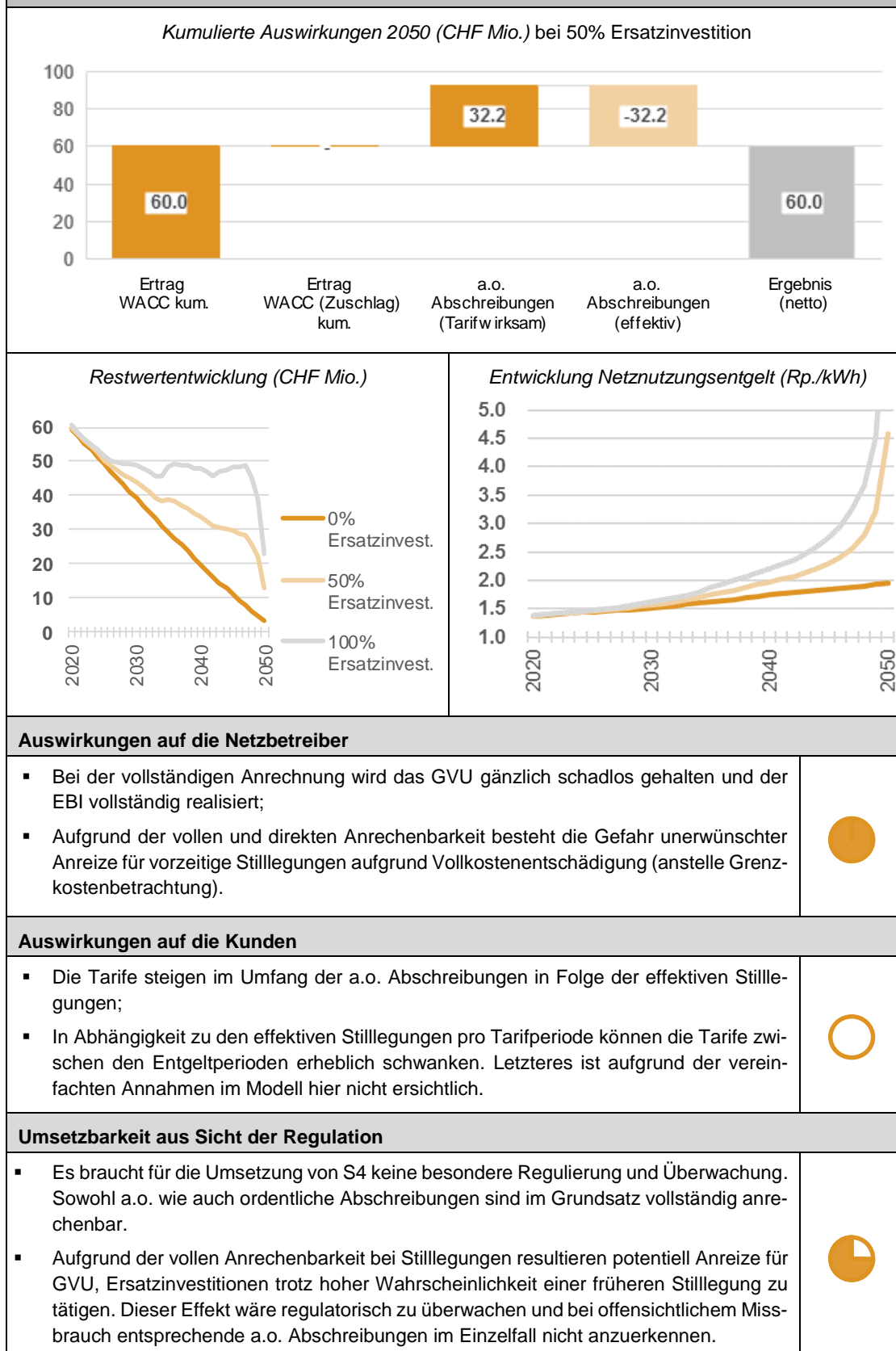


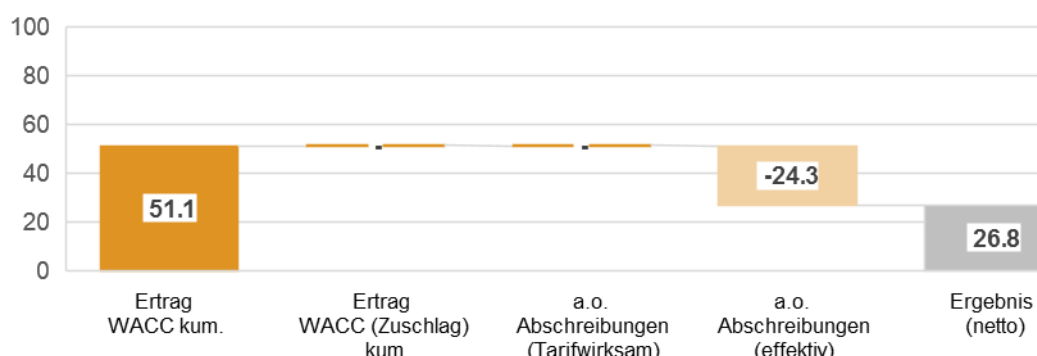
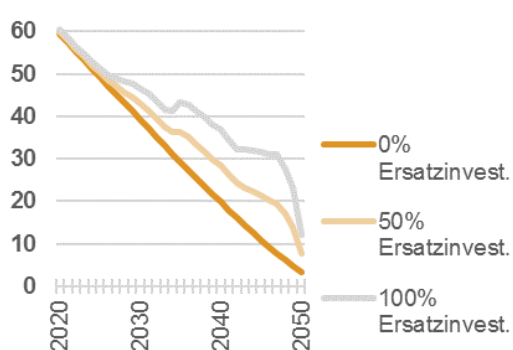
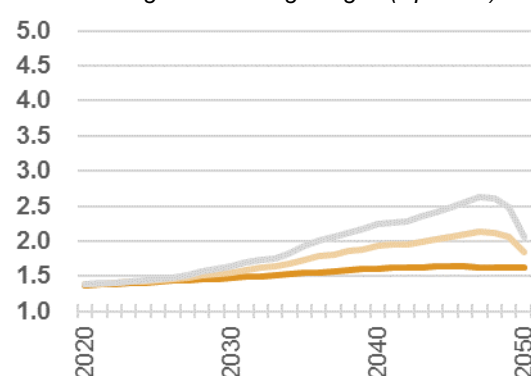
#### Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation

- Die Umsetzung des höheren WACC ist einfach; zusätzlich muss die Regulierungsbehörde analog zu S1 den Ausschluss der Anrechenbarkeit mit dem jährlichen Reporting und periodischen Kontrollen sicherstellen. Hierbei besteht das Risiko, dass Netzbetreiber trotz höherer WACC-Abgeltung a.o. Abschreibungen nicht als solche vornehmen, sondern Anlagen länger ordentlich abschreiben (trotz Stilllegung).
- Die zentrale Herausforderung wird sein, einen angemessenen WACC-Aufschlag zu ermitteln. Dieser müsste u.U. politisch festgelegt werden.



## S4 – Direkte Anrechnung



**V1 – Verkürzung der Nutzungsdauer (für Neuanlagen auf 15 Jahre)**
*Kumulierte Auswirkungen 2050 (CHF Mio.) bei 50% Ersatzinvestition*

*Restwertentwicklung (CHF Mio.)*

*Entwicklung Netznutzungsentgelt (Rp./kWh)*

**Auswirkungen auf die Netzbetreiber**

- Die Verkürzung der Nutzungsdauer bei Neuanlagen führt bei GUV zu höheren, anrechenbaren, ordentlichen Abschreibungen und soll dazu beitragen, a.o. Abschreibungen zu vermindern;
- Umgekehrt sinkt damit der Restwert der Anlagen und damit die Verzinsungsbasis schneller. Bei einer flexiblen Lösung hat das GUV zu entscheiden, welche Option (kürzere ND, tiefere Zinskosten = tieferes Ergebnis, weniger Risiko oder volle ND, höhere Zinskosten, höheres Risiko von Stilllegungen) es bevorzugt. Dies setzt jedoch den Verzicht einer vollen Anrechnung (S1 oder S3) voraus.


**Auswirkungen auf die Kunden**

- Durch die Verkürzung der Nutzungsdauern partizipieren eine höhere Anzahl Kunden an den Stilllegungskosten. Durch die gleichzeitig reduzierten Zinskosten erhöhen sich die Netzentgelte weniger stark als z.B. in S4.

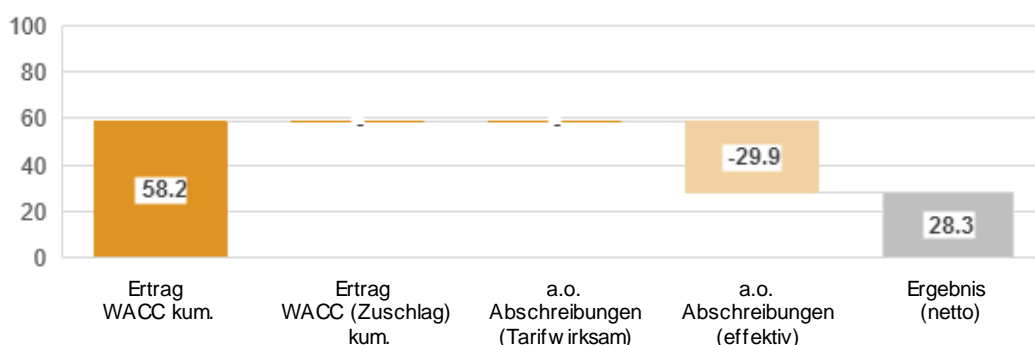

**Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation**

- Die Einhaltung der verkürzten bzw. flexibleren Nutzungsdauern für Neuanlagen kann von der Regulierungsbehörde einfach abgefragt und überprüft werden. Dabei ist die Stetigkeit ein zentraler Prüfpunkt.
- Bei einer Flexibilisierung anstelle einer festen Verkürzung ist wie in S1 oder S3 der Ausschluss der a.o. Abschreibungen weiterhin sicherzustellen.

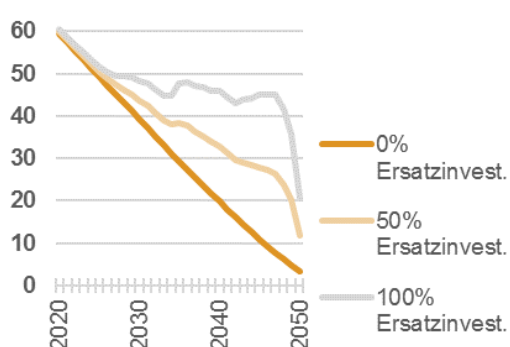


## V2 – Degressive Abschreibungen (auf Neuanlagen ab 2020)

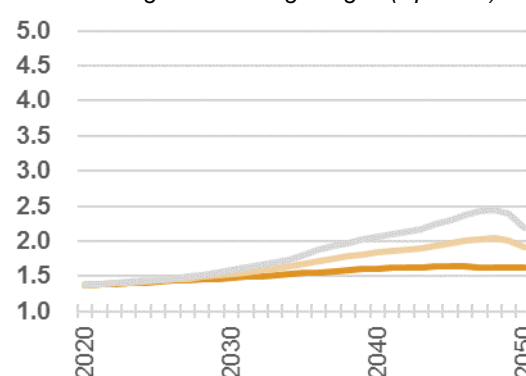
Kumulierte Auswirkungen 2050 (CHF Mio.) bei 50% Ersatzinvestition



Restwertentwicklung (CHF Mio.)



Entwicklung Netznutzungsentgelt (Rp./kWh)



### Auswirkungen auf die Netzbetreiber

- Die Netzbetreiber können mit degressiven Abschreibungen von Neuanlagen ihr Stilllegungsrisiko bei Investitionen merklich reduzieren und damit die Anrechenbarkeit erhöhen;
- Das Restrisiko können sie dabei selber tragen (z.B. in Kombination mit S1 oder S3) oder aber verbleibende a.o. Abschreibungen voll anrechnen (S4).



### Auswirkungen auf die Kunden

- Durch die degressive Abschreibung von Neuanlagen partizipieren bestehende Netzkunden stärker an potentiellen Kostenfolgen von Stilllegungen; die Wirkung nimmt über die Zeit (je nach Ersatzinvestitionsbedarf) ab;
- Analog zu V1 wirkt der Zinseffekt kostenmildernd und reduziert die Wirkung auf die Netzentgelte etwas.



### Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation

- Die Einhaltung der degressiven Abschreibung für Neuanlagen kann von der Regulierungsbehörde einfach abgefragt und überprüft werden. Sollen die GUV das Restrisiko selber tragen, ist wie in S1 oder S3 der Ausschluss der a.o. Abschreibungen weiterhin sicherzustellen.








### 3.3.2 Handlungsoptionen bei Rückbaukosten (R1–R4)

Die nachstehenden Handlungsoptionen werden lediglich qualitativ beurteilt, da die Rückbaukosten sich unter «cost+»-Optik (Vollkosten) analog zu a.o. Abschreibungen aufgrund vorzeitigen Stilllegungen auswirken. Der finanzielle Unterschied in Bezug auf die Cashwirksamkeit (a.o. Abschreibung = Buchwerteffekt; Rückbaukosten = Cashabfluss) wird hierbei nicht weiter betrachtet.



<b>R1 – Keine Anrechnung</b>	
<b>Auswirkungen auf die Netzbetreiber</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Das GUV erfährt eine Verschlechterung gegenüber dem Status quo. Das GUV muss künftige Rückbaukosten selber tragen (Übernahme von Risiken);</li> <li>In Abhängigkeit zur Ausprägung der Rückbaukosten wird die Rentabilität des GUV wenig bis stark beeinflusst und kann insbesondere in den Jahren vor der möglichen (Teil-)Aufgabe der Gasversorgung die vollständigen Kapitalerträge der Netze übersteigen.</li> </ul>	
<b>Auswirkungen auf die Kunden</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Kostenfolgen von Rückbaukosten sind die Auswirkung aus Sicht Endkunden positiv; die Netzkosten steigen je nach effektiven Rückbaukosten weniger an;</li> <li>Erst sofern Ersatzinvestitionen notwendig sind, steigen die Entgelte, wenn auch unwesentlich im Vergleich zu den anderen Varianten, stärker an. Die Endkunden partizipieren nicht an höheren Stilllegungsrisiken.</li> </ul>	
<b>Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Regulierungsbehörden muss den Ausschluss der Anrechenbarkeit mit dem jährlichen Reporting und periodischen Kontrollen sicherstellen. Hierbei besteht das Risiko, dass Netzbetreiber Rückbaukosten nicht als solche deklarieren.</li> </ul>	

<b>R2 – Bildung von Rückstellungen</b>	
<b>Auswirkungen auf die Netzbetreiber</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mit der Bildung von Rückstellungen wird die Anrechenbarkeit sichergestellt und über die (Rest-)Laufzeit vorweggenommen; dabei sollten solche Rückstellungen für Rückbaukosten auch unter der Rechnungslegung anerkannt werden, sofern eine Verpflichtung besteht und die Höhe abgeschätzt werden kann;</li> <li>Die Abschätzung der notwendigen Höhe ist aufgrund von Erfahrungswerten möglich. Werden die Rückstellungen zu tief angesetzt, fallen zusätzliche Rückbaukosten an. Werden sie zu hoch angesetzt, werden Rückerstattungen notwendig.</li> </ul>	
<b>Auswirkungen auf die Kunden</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Kunden bezahlen aufgrund der Rückstellungsbildung die Rückbaukosten im Voraus. Dabei partizipieren alle Gaskunden, auch solche die mittelfristig ihren Gasanschluss aufheben;</li> <li>Das Netzentgelt steigt je nach effektiven Rückbaukosten stärker an, sollte aber mit angemessenen Rückstellungen stabiler verlaufen, als bei einmaligem Kostenanfall (vgl. S4).</li> </ul>	



<b>Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Bildung der Rückstellungen muss aufgrund von Erfahrungswerten zumindest nach oben hin reguliert werden (mittels Maximalwerten) um Missbrauch zu verhindern;</li> <li>▪ Dabei gilt anzumerken, dass die effektiven Rückbaukosten stark abhängig von der Rückbauart sind und die GVV nur einen marginalen Einfluss auf diese haben.</li> <li>▪ Zudem ist sicherzustellen, dass zu hohe Rückstellungen effektiv zurückerstattet würden.</li> </ul>	
<b>R3 – Abgeltung mit WACC</b>	
<b>Auswirkungen auf die Netzbetreiber</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Kompensation mit einem WACC-Zuschlag bei gleichzeitigem Verzicht auf eine weitere Anrechnung (vgl. R1) verbessert die Situation der GVV im Vergleich zu R1 wirtschaftlich insofern, dass sie für Rückbaukosten zumindest teilweise entschädigt werden; im Vergleich zum Status quo (R4) verschlechtern sich aber die Rahmenbedingungen.</li> <li>▪ Der WACC-Zuschlag dürfte nicht bei allen GVV für eine vollständige Kostendeckung ausreichen (je nach Höhe der Rückbaukosten). Bei GVV mit wenig Rückbauten führt er zu Zusatzgewinnen («Giesskannenprinzip»).</li> </ul>	
<b>Auswirkungen auf die Kunden</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Kunden bezahlen aufgrund des höheren WACC einen Teil der Rückbaukosten im Voraus. Dabei partizipieren alle Gaskunden, auch solche die mittelfristig ihren Gasanschluss aufheben;</li> <li>▪ Das Netzentgelt steigt stärker an als bei R1, jedoch je nach Annahmen weniger stark als in R4 (keine volle Kostendeckung).</li> </ul>	
<b>Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Umsetzung des höheren WACC ist einfach; zusätzlich muss die Regulierungsbehörden analog zu R1 den Ausschluss der Anrechenbarkeit von Rückbaukosten mit dem jährlichen Reporting und periodischen Kontrollen sicherstellen.</li> <li>▪ Die zentrale Herausforderung wird sein, dass ein angemessener WACC-Aufschlag ermittelt wird. Dieser dürfte u.U. politisch festzulegen sein.</li> </ul>	
<b>R4 – Direkte Anrechnung</b>	
<b>Auswirkungen auf die Netzbetreiber</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die direkte Anrechnung von Rückbaukosten entspricht dem Status quo, wobei die meisten Leitungen lediglich versiegelt werden und daher eine marginale Kostenfolge aufweisen;</li> <li>▪ Der Netzbetreiber erhält die Anreize, eher teurere Rückbaulösungen zu wählen, um spätere Risiken zu seinen Lasten zu einschränken. Begrenzt wird dieser Anreiz durch die Beeinträchtigung der Konkurrenzfähigkeit von Erdgas.</li> </ul>	



<b>Auswirkungen auf die Kunden</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In Abhängigkeit zum effektiven Rückbau steigen die Kosten für die Endkunden an. Im Grundsatz gilt dabei, dass eine immer kleiner werdende Anzahl an Endkunden mit tendenziell steigenden Rückbaukosten konfrontiert werden;</li><li>▪ Der Kostenanfall entspricht der Realität;</li><li>▪ Die Endkumentarife können schwanken.</li></ul>	
<b>Umsetzbarkeit aus Sicht der Regulation</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Aus Sicht Regulierung ergibt sich kein besonderer Aufwand (lediglich die Überprüfung der Angemessenheit der angerechneten Rückbaukosten).</li></ul>	





### 3.4 Zusammenfassendes Ergebnis

Zusammenfassend werden die Ergebnisse nochmals in einer Übersicht dargestellt und gesamt- haft bewertet. Dabei werden die einzelnen Kriterien einfach gewichtet. Im Rahmen des Gesetz- gebungsprozesses müssen die einzelnen Aspekte und deren Wirkung auf die Anspruchsgrup- pen durch den Gesetzgeber beurteilt werden.

Handlungsoption		Auswirkungen			Gesamt- bewertung (einfach gewich- tet)	Rang
		GVU	End- kunden	Regula- tion		
S1	Ausschluss der Anrechenbar- keit				3.0	5
S2	Bildung von Rückstellungen				3.0	5
S3	Abgeltung mittels höherer Ka- pitalverzinsung (WACC)				3.3	1
S4	Direkte Anrechnung				3.3	1
V1	Verkürzung der Nutzungsdau- ern für Neuanlagen				3.3	1
V2	Degressive Abschreibungen für Neuanlagen				3.3	1
R1	Ausschluss der Anrechenbar- keit				3.7	3
R2	Bildung von Rückstellungen				4.0	1
R3	Abgeltung mittels höherer Ka- pitalverzinsung (WACC)				3.0	4
R4	Direkte Anrechnung				4.0	1



## 4. Fazit und Empfehlungen

Aufgrund der festgestellten und wahrscheinlich zunehmenden Relevanz wurden in der vorliegenden Studie die folgenden Handlungsoptionen geprüft:

- Ausschluss der Anrechenbarkeit (Referenz im Bericht: S1 / R1);
- Bildung von Rückstellungen (Referenz im Bericht: S2 / R2);
- Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung (WACC) (Referenz im Bericht: S3 / R3);
- Direkte Anrechnung (Referenz im Bericht: S4 / R4);
- Verkürzung der Nutzungsdauern für Neuanlagen (Referenz im Bericht: V1);
- Degressive Abschreibungen für Neuanlagen (Referenz im Bericht: V2).

Während vorzeitige Stilllegungen von der geplanten Nutzungsdauer abhängen und damit im Grundsatz vermeidbar sind, fallen Rückbaukosten im Fall eines Rückbaus effektiv an. Erste sind nicht cash-wirksam, letztere führen zu direkt cash-wirksamen Ausgaben im Zeitpunkt des Rückbaus. Während somit vorzeitige Stilllegungen «nur» die Rentabilität bzw. den Amortisationsgrad einer Anlage beeinflussen, führen Rückbaukosten zu direkten Geldabflüssen mit entsprechendem Mittelbedarf. Daher empfehlen die Autoren die beiden Arten von Kostenfolgen (a.o. Abschreibungen und Rückbaukosten) differenziert zu beurteilen. Dies letztlich auch daher, weil a.o. Abschreibungen durch die Anpassung der Abschreibungspraxis (konkret die Verkürzung der Nutzungsdauern bei linearen Abschreibungen oder die Umstellung auf degressive Abschreibungen) zumindest teilweise vermieden werden können.

Aus Sicht der Autoren ist die direkte Anrechnung (R4) bzw. die Rückstellungsbildung (R2) im Fall von Rückbaukosten bzw. -verpflichtungen nachvollziehbar und üblich. Ein Ausschluss der Anrechnung von effektiven, direkt cash-wirksamen Rückbaukosten dürfte regulatorisch schwierig begründbar sein. Dabei würde die dadurch verursachte Diskussion in keinem Verhältnis zur erwarteten Wesentlichkeit von Rückbaukosten stehen, da die meisten Gasleitungen von GVU gar nicht zurückgebaut, sondern «nur» stillgelegt werden.

Demgegenüber kann der Umgang mit a.o. Abschreibungen auf Infrastruktur, bei welcher die unternehmerische Eigenverantwortung des Versorgungsunternehmens eine Rolle spielt (keine Anschlusspflicht), je nach Interessenlage diskutiert werden. Ein vollständiger Ausschluss von a.o. Abschreibungen aus den anrechenbaren Netzkosten (S1) beurteilen wir nicht als verhältnismässig. Umgekehrt kann aufgrund der bestehenden Risikosituation vor der Einführung des GasVG und aufgrund der Anreizeffekte auch gegen eine vollständige Anrechenbarkeit argumentiert werden (S4). Letztere wäre aber zumindest einfach und kompatibel mit dem StromVG umsetzbar. Die Lösung über Rückstellungen (S2) differenziert sich dabei nur über die Zeitachse und ist regulatorisch aufwändig bis schwierig zu überprüfen.

Als Alternative zur vollständigen Anrechenbarkeit (S4 bzw. S2) für die Abdeckung der bestehenden und vor allem auch künftigen Risiken aus vorzeitigen Stilllegungen könnte den GVU aus Sicht der Autoren eine erhöhte Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung («WACC-Zuschlag») zugestanden werden (Handlungsoption S3). Dieser Gewinnanteil könnte das GVU als



zweckgebundene Eigenkapitalreserve verbuchen und im Fall von a.o. Abschreibungen entsprechend transparent verwenden. Damit würde einerseits die Zweckbindung dieser Mittel zumindest temporär sichergestellt. Zudem könnte die Höhe der Reservenbildung mit den effektiven a.o. Abschreibungen pro GVU verglichen und bei Bedarf auch angepasst werden. Letztlich verbleibt in dieser Variante das Risiko von nicht gedeckten a.o. Abschreibungen beim GVU und der Anreiz bleibt bestehen, vorzeitige Stilllegungen möglichst zu vermeiden und seine Ersatzinvestitionen entsprechend zu optimieren. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die gesetzlichen Bestimmungen die Anrechnung von a.o. Abschreibungen explizit ausschliesst und dies von der Regulierungsbehörde auch überprüft wird. Letzteres dürfte nur mittels Stichprobenprüfungen möglich sein.

Unabhängig von der Wahl für deine Handlungsoption mit dem Umgang von a.o. Abschreibungen (S1-S4) beurteilen die Autoren eine Anpassung der Abschreibungspraxis für Neuanlagen (z.B. Anlagen ab 2020) als zielführend (V1 / V2). Damit kann das Risiko von a.o. Abschreibungen aus Sicht des GVU reduziert werden. Umgekehrt sinkt damit auch die Zinslast aus Sicht der Kunden – insbesondere derjenigen, welche bis zum Ende der Nutzung als Kunden erhalten bleiben. Es sollte dabei dem GVU überlassen werden, ob es diese Anpassung macht oder ob es höhere Stilllegungsrisiken bewusst in Kauf nimmt. In diesem Kontext und im Sinne der Vergleichbarkeit wäre dabei wohl eine Flexibilisierung der Nutzungsdauer für Neuanlagen bei Beibehaltung der linearen Abschreibungspraxis gegenüber der Umstellung auf degressive Abschreibungen zu bevorzugen.



## 5. Anhang

### Anhang A – Beantwortung der formulierten Fragen

<b>1</b>	Wie relevant sind Probleme von nicht refinanzierten Gasleitungen aufgrund einer vorzeitigen Stilllegung in den nächsten 30 Jahre?
	<p>Die Relevanz wird in Folge der politischen Stossrichtungen zunehmen. Besonders betroffen sind Niederdrucknetze mit primärem Fokus auf die Wärmeversorgung in mittleren und grösseren Städten. Grundsätzlich haben aber die GvU aus Sicht der Grenzkosten den Anreiz, die Infrastrukturanlagen solange wie möglich zu nutzen und daher Stilllegungen möglichst lange hinauszuzögern. Erst bei einer Entscheidung, eine vorgelagerte Leitung zu ersetzen, stellt sich für die GvU die Frage, die dahinterliegenden Leitungsabschnitte allenfalls frühzeitig stillzulegen.</p> <p>Die entscheidende Frage ist, ob die Gasinfrastruktur langfristig eine Daseinsberechtigung in der schweizerischen Energieversorgung (bspw. Konvergenz mit Wärme und Stromnetzen) haben wird. Aus heutiger Sicht sind diese Lösungen und die künftige Verwendung der Gasinfrastruktur noch nicht verlässlich abschätzbar. Die energiepolitischen Vorgaben bis 2030 bzw. bis 2050 sind jedoch weitgehend klar. Entsprechend muss die Relevanz als hoch beurteilt werden.</p>
<b>2</b>	Wie sollen allfällige Rückbaukosten regulatorisch behandelt werden?
	<p>Rückbaukosten sollen aus Sicht der Autoren im Grundsatz anrechenbare Kosten darstellen. Da in der Schweiz effektive Rückbauten überwiegend mit Verdämmungen und Versiegelungen vermieden werden können, sind die Kostenfolgen in den meisten Fällen überschaubar. In einzelnen Fällen mit effektiver Rückbauverpflichtung sollten die GvU angemessene und vom Regulator überprüfbare Rückstellungen bilden dürfen.</p>
<b>3</b>	Ist es sinnvoll, die Fragen der nicht mehr refinanzierbaren Werte in der regulatorischen Buchhaltung gleich zu behandeln wie allfällige Rückbaukosten?
	<p>Aus Sicht der Autoren sind a.o. Abschreibungen und Rückbaukosten sowohl in der Art des Kostenanfalls als auch bezüglich des Umgangs zu differenzieren. Während die Anrechnung bzw. Rückstellungsbildung im Fall von Rückbaukosten bzw. -verpflichtungen aus deren Sicht nachvollziehbar und üblich ist, kann der Umgang mit a.o. Abschreibungen auf Infrastruktur, welche zumindest teilweise dem Markt ausgesetzt war und ist (keine Anschlusspflicht), diskutiert werden. Aus Sicht der Autoren könnte den GvU für die Abdeckung der bestehenden und vor allem auch künftigen Risiken aus vorzeitigen Stilllegungen eine erhöhte Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung («WACC-Zuschlag») zugestanden werden. Zusätzlich beurteilen die Autoren eine Anpassung der Abschreibungspraxis für Neuanlagen (z.B. Anlagen ab 2020) als sachgerecht. Damit kann das Risiko von a.o. Abschreibungen aus Sicht der GvU reduziert werden. Umgekehrt sinkt damit auch die Zinslast aus Sicht der Kunden, insbesondere derjenigen, welche bis zum Ende der Nutzung als Kunden erhalten bleiben. Zur</p>



Vermeidung von Fehlanreizen würde dabei aber auf eine vollständige Anrechenbarkeit von verbleibenden, a.o. Abschreibungen verzichtet.

**4** Wie werden Fragen der kalkulatorischen Bewertung bei vorzeitiger Wertminderung von Leitungsnetzen beim Strom und beim Gas heute gelöst?

Trotz der Relevanz von vorzeitigen Stilllegungen ist deren Handhabung in den bestehenden Branchendokumenten – konkret im Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen («NeMo») und im Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz – nicht weiter definiert.

Der Umstand einer fehlenden, expliziten Regelung führt jedoch nicht dazu, dass ausserordentliche Abschreibungen infolge vorzeitiger Stilllegung von Netzanlagen als nicht anrechenbare Kapitalkosten beurteilt würden. Gerade das Gegenteil ist der Fall: Sollte bei der Anwendung von ordentlichen Abschreibungsdauern eine frühzeitige Stilllegung realisiert werden müssen, so sind heute entsprechende a.o. Abschreibungen sowie Rückbaukosten im Grundsatz der «cost+»-Regulierung anrechenbar. Dies entspricht auch der Praxis unter dem StromVG.

**5** Welche Möglichkeiten gibt es grundsätzlich, diese Probleme regulatorisch zu lösen? Was muss dabei in Hinblick auf die Bestimmungen zu den Abschreibungen sowie dem kalkulatorischen Zinssatz beachtet werden?

Die Möglichkeiten sind mit den folgenden Handlungsoptionen aus Sicht der Autoren gegeben:

- Ausschluss der Anrechenbarkeit (Referenz im Bericht: S1 / R1)
- Bildung von Rückstellungen (Referenz im Bericht: S2 / R2)
- Abgeltung mittels höherer Kapitalverzinsung (WACC) (Referenz im Bericht: S3 / R3)
- Direkte Anrechnung (Referenz im Bericht: S4 / R4)
- Verkürzung der Nutzungsdauern für Neuanlagen (Referenz im Bericht: V1)
- Degressive Abschreibungen für Neuanlagen (Referenz im Bericht: V2)

Einzelne Möglichkeiten beinhalten eine differenzierte Behandlung von a.o. Abschreibungen (im Vergleich zu ordentlichen Abschreibungen). Die Handlungsoptionen S3 bzw. R3 beinhalten eine bewusste Erhöhung der Kapitalverzinsung als Teilkompensation für die nicht (vollständig) anrechenbaren Stilllegungskosten.

**6** Wären zweckgebundene Fonds eine Lösung?

Zweckgebundene Fonds wären auf nationaler oder regionaler Ebene zwar denkbar, im Kontext des GasVG und der unterschiedlichen Ausgangslagen der einzelnen GUV jedoch nicht verhältnismässig. Daher wurden diese Handlungsoptionen im Rahmen dieses Auftrages



nicht weiterverfolgt. Zweckgebundene Fonds können aber auf Stufe des einzelnen GUV gebildet werden. Einerseits wäre dies in Form von Rückstellungen (Handlungsoptionen S2 / R2) und andererseits in Form von zweckgebundenen Reserven im Eigenkapital (Bildung über Gewinne; Handlungsoptionen S2 / R2) realisierbar.

7 Wie kann dabei vermieden werden, dass ein Anreiz geschaffen wird Leitungen zu bauen, welche absehbar nicht mehr refinanziert werden können?

Dieser Anreiz kann nur vermieden werden, in dem ein Teil des Stilllegungsrisikos beim GUV verbleibt bzw. das GUV trotz «cost+» weiterhin den Anreiz hat, die Stilllegungskosten möglichst tief zu halten. Daher beurteilen die Autoren die Varianten mit einer vollen direkten (S1) bzw. indirekten (S2) Anrechenbarkeit aus Sicht der Regulierung gegenüber den Varianten S3 (höherer WACC) und V1 bzw. V2 (Vermeidung a.o. Abschreibung mittels schneller Abschreibung von Neuanlagen) leicht schlechter.

Generell ist dieser Anreiz für GUV jedoch limitiert. Dies aufgrund des Wettbewerbs um Gasanschlüsse sowie aufgrund des Risikos, Tarife ab einem gewissen Niveau aus politischen oder eigentümerstrategischen Gründen nicht mehr vollständig durchzusetzen.

8 Ist es möglich und sinnvoll, die Auswirkungen auf die Kosten von politischen und wirtschaftlichen Entscheidungen zur Stilllegung von Leitungen zu trennen und ggf. entsprechend in Rechnung zu stellen?

Eine Differenzierung bei Stilllegungen zwischen politischen und wirtschaftlichen Gründen wird in der Praxis äussert schwierig und wäre mit einem erheblichen rechtlichen Auslegungsbedarf in Bezug auf die objektive Kausalität verbunden. Daher empfehlen die Autoren eine solche Differenzierung nicht. Die Wirkung von übergeordneten, politischen Entscheidungen (bspw. ES 2050, Lenkungsabgabe auf CO<sub>2</sub>) beeinflusst die Konkurrenzfähigkeit des Energieträgers Gas bereits erheblich, was sich letztlich auch auf die Wirtschaftlichkeit des Energieträgers negativ auswirkt. Eine Identifikation eines «Auslösers» dürfte daher in der Regel schwierig sein.



