

Ockenfels, Axel; Bothe, David; Janssen, Matthias

Research Report

Das Dilemma der Speicherverpflichtung im Gasmarkt: Ursachen und Optionen für ein optimiertes Marktdesign

ECONtribute Policy Brief, No. 066

Provided in Cooperation with:

Reinhard Selten Institute (RSI), University of Bonn and University of Cologne

Suggested Citation: Ockenfels, Axel; Bothe, David; Janssen, Matthias (2025) : Das Dilemma der Speicherverpflichtung im Gasmarkt: Ursachen und Optionen für ein optimiertes Marktdesign, ECONtribute Policy Brief, No. 066, University of Bonn and University of Cologne, Reinhard Selten Institute (RSI), Bonn and Cologne

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/316334>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

ECONtribute
Policy Brief No. 066

**Das Dilemma der Speicherverpflichtung im
Gasmarkt: Ursachen und Optionen für ein
optimiertes Marktdesign**

Axel Ockenfels

David Bothe

Matthias Janssen

February 2025

www.econtribute.de

Das Dilemma der Speicherverpflichtung im Gasmarkt: Ursachen und Optionen für ein optimiertes Marktdesign

Prof. Dr. Axel Ockenfels¹, Dr. David Bothe², Dr. Matthias Janssen³

26. Februar 2025

Abstract

Gasspeicher sind ein zentraler Baustein für eine sichere Energieversorgung und damit für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft. Derzeit bietet der Markt jedoch kaum Anreize, die Gasspeicher zu nutzen oder in deren Erhalt zu investieren. Im Gegenteil: Seit November letzten Jahres beobachten wir negative Sommer-Winter-Spreads – das heißt, Gas ist im Sommer teurer als im Winter. Es lohnt sich also für Marktakteure nicht, im Sommer Gas für den Winter einzuspeichern, obwohl der Bedarf in der kalten Jahreszeit deutlich höher ist.

Kernursache für dieses umgekehrte Preissignal sind die Füllstandsvorgaben, die mit dem Gasspeichergesetz in der Energiekrise 2022 eingeführt wurden. Sie verpflichten sowohl die Marktteilnehmer als auch letztlich die Marktgebietsverantwortliche THE („Trading Hub Europe“), im Sommer für den Winter einzuspeichern – unabhängig von den Preissignalen. Das Ergebnis ist, dass der Markt unter Berücksichtigung der regulatorischen Vorgaben Gas im Sommer als knapper ansieht als im Winter. Der negative Sommer-Winter-Spread spiegelt dies wider. Der staatliche Eingriff konterkariert damit die verbleibenden kommerziellen Anreize zur Einspeicherung im Sommer und erhöht damit den notwendigen Umfang und die Kosten weiterer Eingriffe zur Speicherbefüllung.

In diesem Beitrag diskutieren wir die Vor- und Nachteile verschiedener politischer und regulatorischer Handlungsoptionen zur Lösung dieses Dilemmas. Dazu gehören die Aufhebung oder Flexibilisierung der Füllstandsvorgaben, der derzeit von der Bundesregierung, der Bundesnetzagentur und THE erwogene Subventionsmechanismus („Strategisches Befüllungsinstrument“), der die Einspeisung bei negativen Sommer-Winter-Spreads alimentiert, sowie eine Strategische Reserve, bei der ein Teil der Speicherkapazität staatlich befüllt und außerhalb von Krisensituationen vom Markt zurückgehalten wird.

¹ Professor für Wirtschaftswissenschaft an der Universität zu Köln und Direktor am Max-Planck-Institut zur Erforschung von Gemeinschaftsgütern, Bonn. Ockenfels bedankt sich bei der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) für Förderung im Rahmen der Exzellenzstrategie - EXC 2126/1-390838866. Das Papier reflektiert die Meinung des Autors.

² Director bei Frontier Economics, david.bothe@frontier-economics.com.

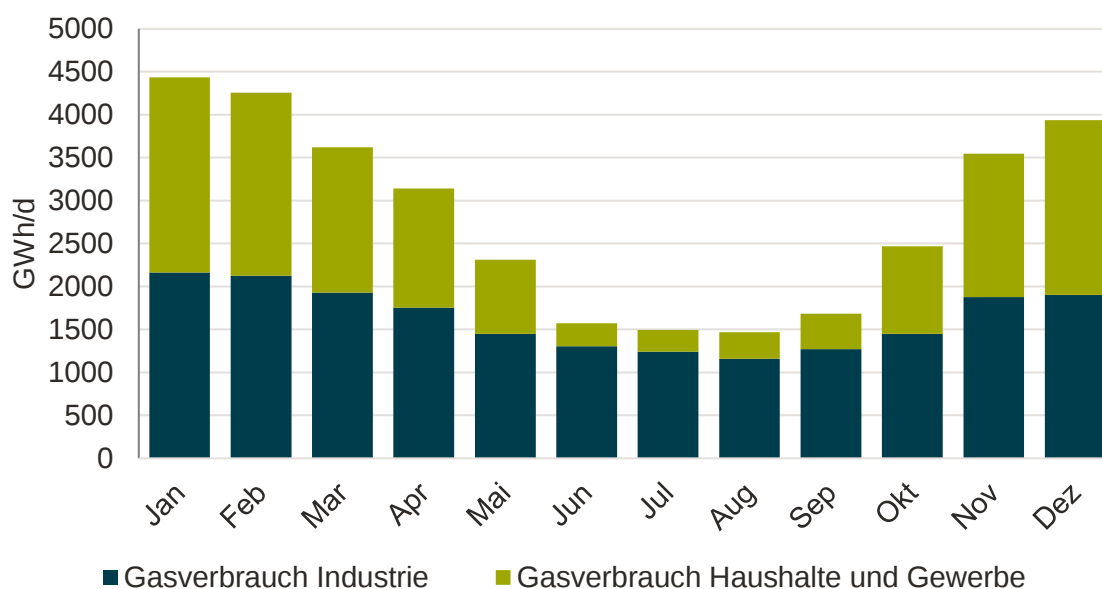
³ Associate Director bei Frontier Economics, matthias.janssen@frontier-economics.com.

Gasspeicher sind essenziell für eine sichere Energieversorgung

Gasspeicher sind ein wichtiges Element in der Energielieferkette und erfüllen insbesondere für den Erhalt der Versorgungssicherheit in Deutschland wichtige Aufgaben.

Dies ergibt sich aus der starken Saisonalität der Gasnachfrage: In einem typischen verbrauchsstarken Wintermonat wird etwa dreimal so viel Gas verbraucht als in einem Sommermonat (siehe exemplarisch Abbildung 1 für das Vorkrisenjahr 2021). Dies ist vor allem auf die Nachfrage zur Erzeugung von Raumwärme unter anderem durch private Haushalte zurückzuführen. Diese macht einen erheblichen Anteil der deutschen Gesamtgasnachfrage aus und verteilt sich fast ausschließlich auf die Wintermonate von Oktober bis März.

Abbildung 1 Gasverbrauch nach Abnehmergruppe in Deutschland (2021)



Quelle: BNetzA

Hinweis: Abbildung zeigt den durchschnittlichen Verbrauch pro Tag im jeweiligen Monat

Um die höhere Gasnachfrage im Winter zu bedienen, werden die Gasspeicher jedes Jahr im Sommer befüllt, um dann im Winter durch Ausspeicherung für ein zusätzliches Angebot zu sorgen. Sehr vereinfacht dargestellt besteht ein Kerngeschäft vieler Speichernutzer in der Verlagerung von Gasmengen vom Sommer in den Winter, d.h. Gas wird im Sommer am Markt gekauft und im Winter verkauft.⁴

⁴ Zusätzlich kommen Speicher auch kurzfristig zum Einsatz, um temporäre Unterschiede von Angebot und Nachfrage auszugleichen und Preisschwankungen am Markt auszugleichen. In der mehrjährigen Betrachtung zeigt sich jedoch stets ein klares saisonales Profil der Speichernutzung (siehe Abbildung 4).

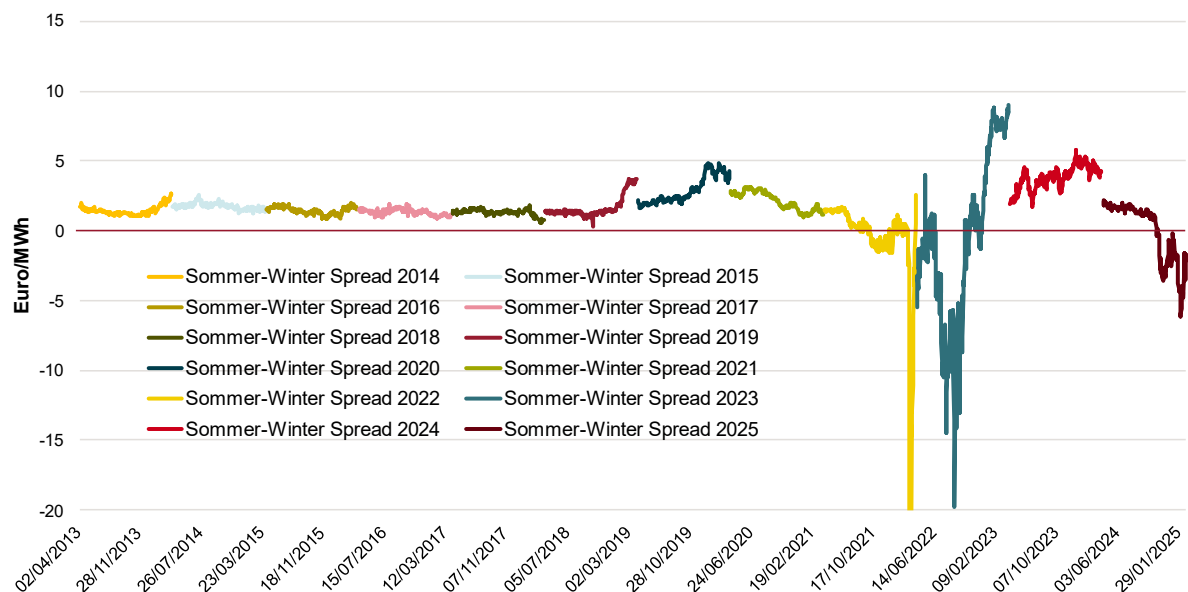
Üblicherweise setzen höhere Gaspreise im Winter Anreize zur Einspeicherung im Sommer

Die Saisonalität des Gasbedarfs hat sich historisch auch in den Gaspreisen gezeigt, da Gas im Sommer typischerweise billiger gehandelt wurde als im Winter. Da der Gaspreis stets auch von anderen Effekten - wie Ölpreisen und konjunkturellen Entwicklungen - beeinflusst wird, lässt sich dieser Preisunterschied am besten am Terminmarkt beobachten: Dort wird Gas mit unterschiedlichen Lieferterminen in der Zukunft gehandelt, und entsprechend lassen sich an einem Handelstag Preisunterschiede für den Kauf von Gas im Sommer und den Verkauf von Gas im Winter ablesen. Diese Preisdifferenz wird als „Sommer-Winter-Spread“ bezeichnet. In den 10 Jahren bis zum Beginn der Energiekrise war dieser stets positiv und lag zwischen etwa 0,5 und 5 €/MWh (siehe Abbildung 2).

Dies ist unmittelbare Folge der saisonalen Speichernutzung: Unter der Annahme, dass Speichergas für den Terminmarkt im Winter preissetzend ist (also Speichergas „marginaler Anbieter“ von Gas im Winter darstellt), ergeben sich die Kosten für Speichergas im Winter aus den Kosten für den Kauf von Gas im Sommer zuzüglich aller mit der Speicherung verbundener Kosten, wie z.B. dem Speicherentgelt, den variablen Kosten für die Netznutzung und den Zinsen für das gebundene Kapital. Der Sommer-Winter-Spread ist also ein Indikator für die Knappheit von Speicherkapazität, da er – vereinfacht gesprochen und ohne Beachtung anderer Flexibilitätsquellen wie flexibler Lieferverträge und dem Import von flüssigem Erdgas („Liquid Natural Gas“, LNG) Mengen – die Kosten für die Verlagerung der letzten Einheit Gas vom Sommer in den Winter widerspiegelt.

Lange Zeit war der Sommer-Winter Spread daher ein wichtiger Bezugspunkt für kommerzielle Speicherbuchungen und (Re-)Investitionsentscheidungen: Je höher der Aufschlag der Winterlieferung gegenüber der Sommerlieferung, desto höher die Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer für kurzfristige Speicherbuchungen. Dies spiegelte auch die volkswirtschaftliche Perspektive wider: Je höher der Winter-Sommer-Spread, desto knapper die Gasspeicher, desto höher die Grenzkosten der Gasspeicher und damit, desto höher der Systemwert zusätzlicher Speicher. Gleiches galt umgekehrt, das heißt niedrige Sommer-Winter-Spreads deuteten auf ein hohes Angebot von Flexibilität hin.

Abbildung 2 Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads 2014 bis 2025



Quelle: Frontier Economics basierend auf Energate (Stand 21. Februar 2025).

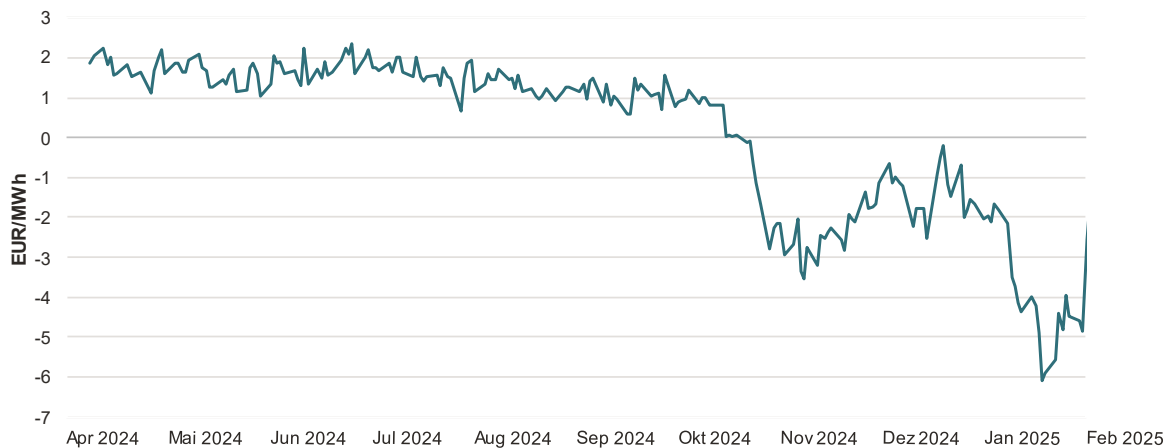
Hinweis: Vor dem 1. Oktober 2021 wurden Daten für NCG verwendet, ab dem 1. Oktober 2021 werden Daten für THE genutzt. Der Sommer-Winter-Spread ergibt sich aus der Differenz zwischen dem täglich berichteten Settlement Price für die entsprechenden Sommer-/Winter-Produkte am Terminmarkt..

Aktuell bestehen durch negative Sommer-Winter-Spreads keine Anreize zur Einspeicherung für den Winter

Während der europäischen Energiekrise nach 2021, insbesondere deren Verschärfung durch die russische Invasion in die Ukraine im Februar 2022 und den Einstellungen russischer Gasexporte nach Europa ab Juni 2022, wurde das ökonomische Gleichgewicht zwischen den Preisen im Sommer und im Winter gestört: In den Turbulenzen der Krise kam es mehrfach zu temporären Phasen, in denen der Spread sich umkehrte: Gas war dann im Winter billiger als im Sommer.

Ein ähnliches Phänomen zeigt sich nun seit November 2024 erneut: Gas im Winter 25/26 ist billiger als im Sommer 2025, d.h. der Sommer-Winter-Spread ist negativ, derzeit (Stand 21. Februar 2025) bei etwa minus 2 Euro pro MWh (Abbildung 3). Ebenso ist der Spread für Sommer 2026 zu Winter 26/27 negativ, so dass man nicht von einem isolierten temporären Phänomen in diesem Jahr sprechen kann.

Abbildung 3 Entwicklung des THE Sommer-Winter-Spreads seit April 2024



Quelle: Frontier Economics basierend auf Energate (Stand 21. Februar 2025). Der Sommer-Winter-Spread ergibt sich aus der Differenz zwischen dem täglich berichteten Settlement Price für eine durchgängige Lieferung über die 6 Monate des Winters 2025/26 („OTC-Gas-THE-Winter 25“) und dem Settlement Price für eine durchgängige Lieferung über die 6 Monate des Sommers 2025 („OTC-Gas-THE-Sommer 25“).

Durch den negativen Sommer-Winter-Spread drohen unmittelbare Folgen für die tatsächliche Einspeicherung: Speichernutzer würden bei den aktuellen Terminmarktpreisen mit dem üblichen Vorgehen, im Sommer Gas einzuspeichern und im Winter zu verkaufen, Verluste machen. Entsprechend werden aktuell kaum kurzfristige Speicherkapazitäten gebucht.⁵ Zudem wurden bereits geplante Investitionen in die Erweiterung von Gasspeicherkapazitäten verschoben.⁶

Die negativen Sommer-Winter-Spreads sind vor allem auf die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher zurückzuführen

Zum Herbst gefüllte Speicher werden weiterhin im Winter zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit benötigt. Warum also sendet der Markt augenscheinlich kontraintuitive Preissignale?

Wesentliche Gründe für die Erwartung kurzfristig angespannter Gasmärkte sind im Auslaufen des Transitvertrages zwischen Russland und der Ukraine, der Ankündigung Gazproms kein Gas mehr an Österreich zu liefern sowie dem recht kalten Winter 2024/25 zu sehen, welcher

⁵ Siehe z.B. Energate Messenger vom 31. Januar 2025: <https://www.energate-messenger.de/news/250747/vng-kann-nur-kleinen-teil-der-speicherkapazitaet-verkaufen>. Gemäß Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) sind derzeit – anders als im Jahr 2022 – noch rund 40 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten ungebucht, siehe <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/so-koennte-eine-reform-der-eu-fuellstandsvorgaben-fuer-gasspeicher-aussehen> vom 19. Februar 2025.

⁶ Siehe z.B. <https://www.vng.de/de/newsroom/2025-02-13-epg-verschiebt-kavernenfertigstellung-am-ugs-katharina>.

absehbar einen höheren Bedarf nach Einspeicherung im anstehenden Sommer nach sich ziehen wird.

Das scheinbare Rätsel ist, warum sich diese erwartete Gasknappheit im Sommer 2025 nicht auch im Winter 2025/26 manifestiert. Warum signalisiert der Markt durch den negativen Sommer-Winter-Spread eine größere Gasknappheit im Sommer 2025 als im Winter 2025/26, obwohl sich an der grundlegenden Physik, dass die Gasnachfrage im Winter um ein Vielfaches höher ist als im Sommer, nichts geändert hat?

Dies ist im Wesentlichen auf die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher zurückzuführen,⁷ welche im Zuge der Gasversorgungskrise in Deutschland im Frühjahr 2022 eingeführt wurden, um trotz ausbleibender russischer Gaslieferungen ausreichend Gas für den Winter zur Verfügung zu stellen. Die Vorgaben gelten durch Art. 6a der EU-Verordnung 2022/1032 im Grundsatz für alle Mitgliedsstaaten der EU.⁸ In Deutschland sind die Vorgaben und die Instrumente zur Erfüllung der Vorgaben in §35b ff EnWG festgelegt. Durch [§35b Abs. 1 EnWG](#) werden die Betreiber von Gasspeichern verpflichtet sicherzustellen, dass ihre Gasspeicher zu Beginn des Winters hinreichend gefüllt sind, konkret zu mindestens 80% am 1. Oktober und zu mindestens 90% am 1. November 2025.⁹ Kommen Speichernutzer dieser Verpflichtung absehbar nicht nach oder bleiben Speicher ungebucht, erhält der Marktgebietsverantwortliche THE Zugriff auf die nicht genutzten Speicherkapazitäten ([§35b Abs. 5 EnWG](#)). THE ist in diesem Fall in der Verantwortung, nach Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, in einem Ausschreibungsverfahren strategische Befüllungsinstrumente zu beschaffen ([§35c Abs. 1 EnWG](#)) oder – falls auch dies absehbar nicht zur Erreichung der Füllstandsvorgaben ausreicht – selbst Gas zu beschaffen und einzuspeichern ([§35c Abs. 2 EnWG](#)). Von letzterer Option hat THE in den vergangenen Jahren auch umfassend Gebrauch gemacht, um die Einhaltung der Füllstandsvorgaben zu gewährleisten: Allein zwischen Juni und November 2022 hat THE im Auftrag des Bundes knapp 50 TWh Gas gekauft,¹⁰ zu Beschaffungskosten von etwa 8,7 Milliarden Euro.¹¹

⁷ Hinzu kommen weitere Effekte, so können die mittlerweile verfügbaren LNG-Terminals im Winter zusätzliche Mengen bereitstellen und erweitern das Angebot an Lieferflexibilität im Markt weiter. Siehe weitere Ausführungen hierzu im nachfolgenden Text.

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1032>

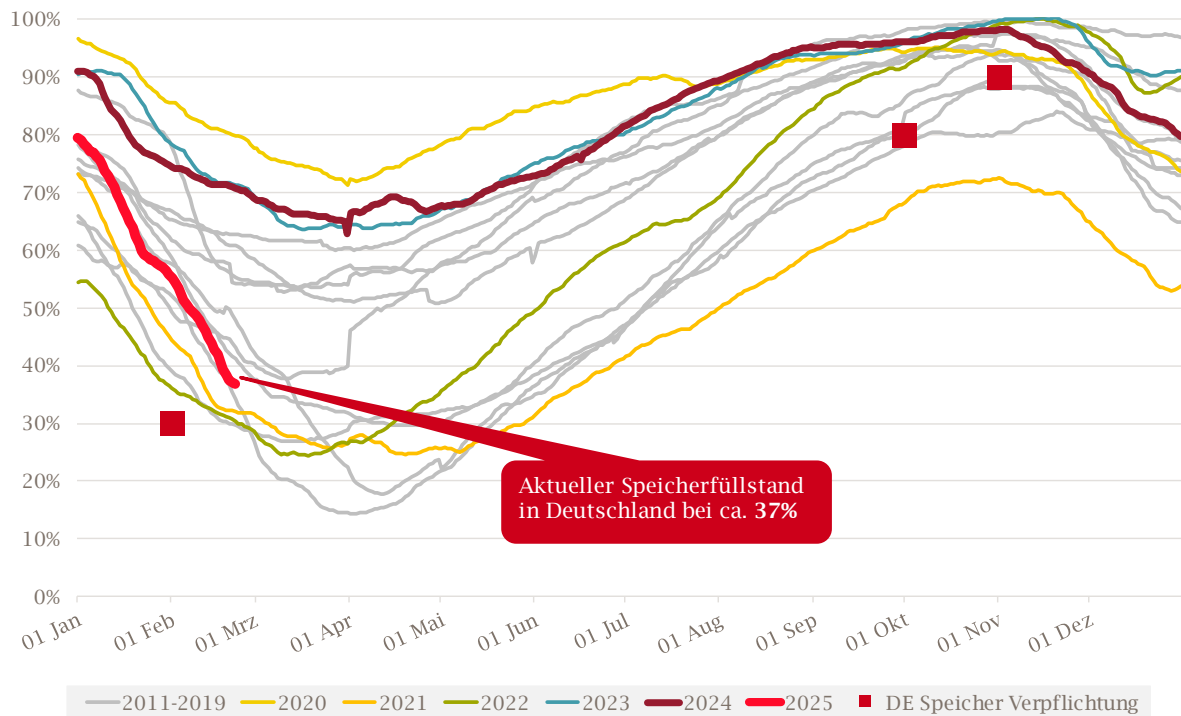
⁹ Es sei darauf hingewiesen dass die Füllstandsvorgaben aus §35b EnWG durch die Verordnung zur Anpassung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen ([GasSpFüllstV](#)) zwischenzeitlich auf 85% am 1. Oktober und 95% am 1. November angehoben wurde. Diese Verordnung tritt jedoch mit Ablauf des 31. März 2025 außer Kraft. Für den Winter 2025/2026 gelten daher die oben genannten allgemeinen Vorgaben des EnWG.

¹⁰ Siehe z.B. das [Gutachten](#) „Strategien für die Bewirtschaftung von Gasspeichern durch Trading Hub Europe“ von BET für die Bundesnetzagentur von Juni 2023.

¹¹ Denen allerdings noch die Erlöse aus dem Verkauf des Gases im Winter 2022/23 sowie ggf. den eingesparten Einkaufskosten in folgenden Sommern gegenüberzustellen wären. Siehe z.B. <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/volle-gasspeicher-die-7-milliarden-euro-rechnung-die-bleibt/>.

Im Ergebnis wurden die Gasspeicherstände in jedem der drei Jahre seit Einführung der Speicherpflicht im Jahr 2022 die Mindestzielwerte erfüllt bzw. sogar überschritten (Abbildung 4).

Abbildung 4 Entwicklung der Gasspeicherfüllstände und Füllstandsvorgaben in Deutschland (Stand 22. Februar 2025)



Quelle: Frontier basierend auf AGSI+ (Stand 22 Februar 2025) und §35b EnWG.

Die Maßnahmen des Gasspeichergesetzes haben den Markt fundamental verändert. Die Sommernachfrage ist hierdurch gestiegen. Zugleich haben Marktteilnehmer die Garantie, dass alle Speicher im Sommer gefüllt werden und im Winter zusätzliches Gas zur Verfügung steht, was die Anreize reduziert, sich durch den vorsorglichen Einkauf von Gas im Winter individualwirtschaftlich gegen Preisspitzen abzusichern. Zusätzlich haben Optionen zum Import von LNG das Angebot erweitert, bei gleichzeitig fallender Gasnachfrage (hierzu später mehr). Die vermehrte Einspeicherung von Gas im Sommer für den Winter, unabhängig von der Höhe und dem Vorzeichen der Sommer-Winter-Spreads, bei gleichzeitig nachlassender Winternachfrage, manifestiert sich in gesunkenen und derzeit sogar negativen Sommer-Winter-Spreads.¹²

¹² Dies kommt dabei keineswegs überraschend. Wir hatten bereits im Frühjahr und Sommer 2022 verschiedentlich darauf hingewiesen, siehe z.B. <https://www.energategate-messenger.de/news/222946/speicherfuellstande-und-ssbo-auktionen-ein-zwischenfazit> oder <https://www.linkedin.com/pulse/gas-storage-level-obligations-well-intentioned-also-well-janssen/>.

Mit anderen Worten: Die Spreads erfüllen immer noch ihre Aufgabe als Knappheitssignale, aber nach Berücksichtigung aller gesetzlichen Vorgaben haben sich die Knappheiten fundamental geändert: Bei Berücksichtigung der verpflichtenden Einspeicherung erwartet der Markt aktuell im Sommer eine größere Knappheit als im Winter.

In der Folge bedarf es weiterer Markteingriffe, um die Vorgaben zu erfüllen – es droht eine Interventionsspirale

In der Folge ist, wie oben erläutert, derzeit nicht oder kaum mit kommerziell motivierten saisonalen Speicheraktivitäten zu rechnen. Es droht ein „Teufelskreis“: Die durch die Regulierung beeinflussten Preissignale verdrängen kommerzielle Einspeicherungen im Sommer, was die Notwendigkeit staatlich induzierter Eingriffe weiter erhöht.

Die ursprüngliche Idee der Füllstandsvorgaben und der damit verbundenen Regulatorik, im Wesentlichen auf marktlich bedingte Einspeicherungen für den Winter zu setzen und nur die für auskömmlichen Füllstände zum Winterbeginn notwendigen „zusätzlichen“ Einspeicherungen anzureizen, geht damit nicht (mehr) auf.¹³ Im Folgenden diskutieren wir, ob und welche politischen und regulatorischen Möglichkeiten bestehen, um das Dilemma aufzulösen.

Die Füllstandsvorgaben stammen aus der akuten Gaskrise und gehören auf den Prüfstand

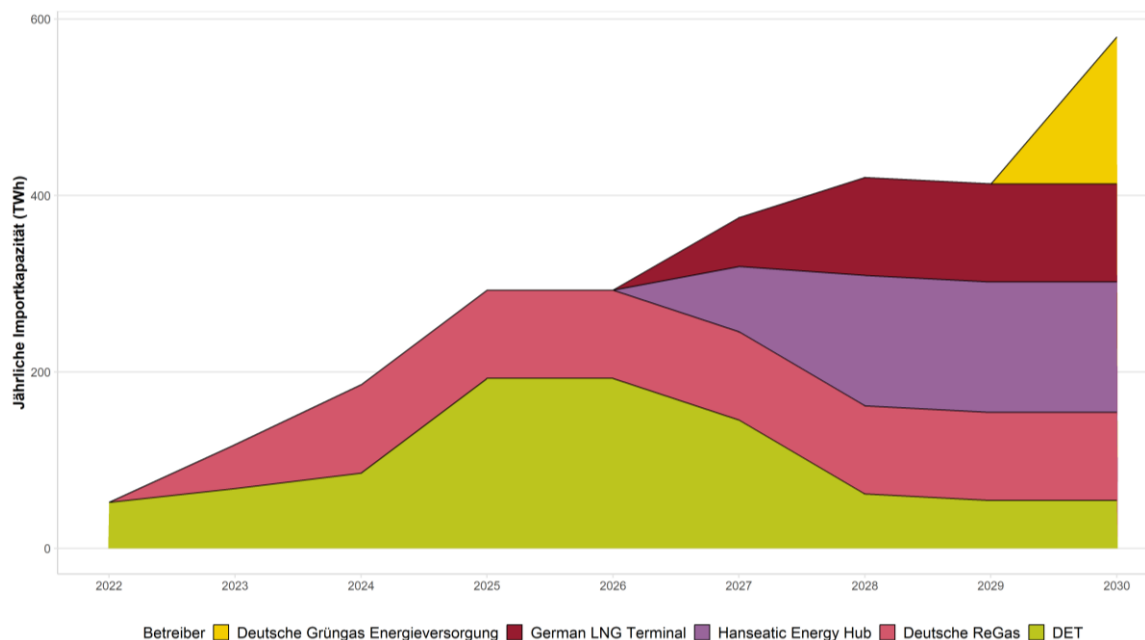
Die Füllstandsvorgaben und die Instrumente der §§35b und 35c EnWG zur Einhaltung der Vorgaben wurden im März 2022, kurz nach der russischen Invasion der Ukraine eingeführt. Sie leisteten einen Beitrag zur Sicherung der Gasversorgung im Winter 2022/23, als die russischen Gaslieferungen durch die Nordstream-Pipeline, die mit einer potenziellen jährlichen Importmenge von über 550 TWh (> 50 % des deutschen Gasverbrauchs) die wichtigste Pipeline für die Gasversorgung Deutschlands war, ab Sommer 2022 zunächst gedrosselt und dann vollständig eingestellt wurden und unklar war, ob und wie der kurzfristige Mengenausfall kompensiert werden konnte.

Seitdem hat sich allerdings vieles verändert: Verfügte Deutschland im Jahr 2022 noch über kein einziges Terminal für den Import von flüssigem Erdgas („Liquid Natural Gas“, LNG), wurden inzwischen – mit erheblicher politischer Unterstützung – LNG-Terminalkapazitäten für den Import von jährlich knapp 250 TWh errichtet (siehe Abbildung 5). Bisher als schwimmende Terminals („Floating Storage and Regasification Units“, FSRU), in den kommenden Jahren sollen diese z.T. durch feste „Onshore“ Terminals ersetzt werden. Auch in Nachbarländern

¹³ Es gibt aber weitere Verdrängungseffekte, die schon bei den früheren THE-Einkaufsauktionen zu erwarten waren und die die Logik, dass die staatlich induzierten Speicheraktivitäten „zusätzliche“ Einspeicherungen angeregt hätten, in Frage stellen ([Gretschko und Ockenfels 2023](#)). Darauf wird weiter unten noch eingegangen.

wie den Niederlanden, Frankreich oder Polen wurden erhebliche LNG-Importkapazitäten aufgebaut, weitere Terminals sind in Planung. Um Liefermöglichkeiten für diese Terminals sicherzustellen, wurden Vereinbarungen mit neuen Lieferländern geschlossen. Des Weiteren wurden Importpipelines in Betrieb genommen (z.B. die Baltic Pipeline, die jährlich über 100 TWh Gas aus Norwegen über Dänemark nach Polen transportieren kann), bzw. technische Umstellungen vorgenommen, um die Möglichkeiten des Imports nach Deutschland zu erhöhen.¹⁴ Zusätzlich gibt es auf der Nachfrageseite Veränderungen: Zum einen haben sich Unternehmen und Verbraucher im Zuge der hohen Gaspreise mit Möglichkeiten zur Flexibilisierung beschäftigt, zum anderen fällt die Gasnachfrage auch aus klimapolitischen Gründen (Substitution durch erneuerbare Energieerzeugung) und aufgrund der rückläufigen Industrieproduktion in Deutschland.

Abbildung 5 Entwicklung der LNG-Importkapazität in Deutschland



Quelle: Frontier Economics, basierend auf den öffentlich verfügbaren Informationen zu den Bundes-FSRU der Deutschen Energy Terminal GmbH (DET) in Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade, den Informationen des privaten Betreibers Deutsche ReGas, sowie zu den geplanten Onshore Terminals von Deutsche Gröngas Energieversorgung (TES), German LNG (GLNG) und Hanseatic Energy Hub (HEH).

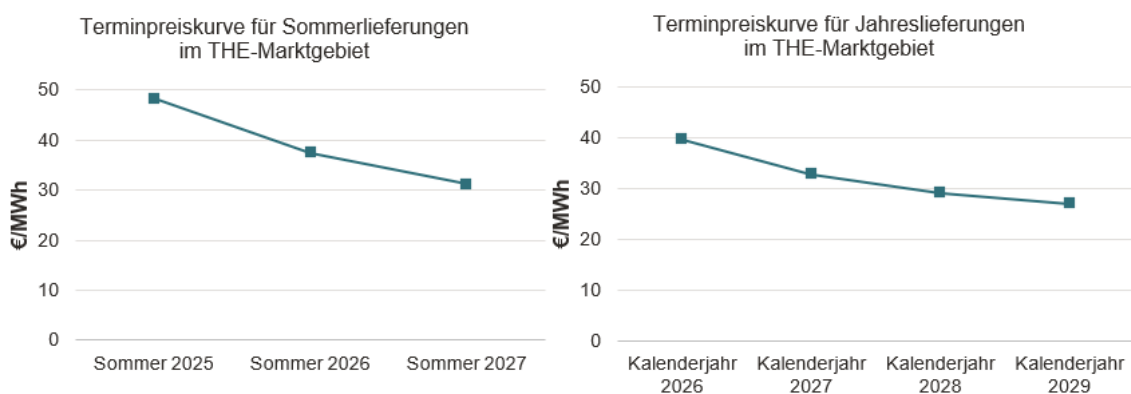
Hinweis: Für das Jahr der Inbetriebnahme der landseitigen Terminals in Brunsbüttel und Stade (2027), welche die FSRU der DET ablösen sollen, nehmen wir jeweils 50% der Kapazität der landseitigen Terminals und 50% der Kapazität der entsprechenden FSRUs an. Die beiden weiteren Terminals der DET in Wilhelmshaven bleiben mit ihrer vollen Charterlänge von jeweils 5 bzw. 10 Jahren verfügbar. Nach unseren Informationen war ein Parallelbetrieb eines Terminals mit dem TES-Terminal in Wilhelmshaven immer beabsichtigt. Für die Deutsche ReGas nehmen wir ab 2024 eine jährliche Kapazität von $2 \times 4,5 = 9$ bcm/a an. ReGas hat allerdings mit der Kündigung des vom Bund gecharterten FSRUs nur noch eines der beiden FSRU vor Ort und in Betrieb, sodass die tatsächliche aktuelle Kapazität derzeit nur 4,5 bcm/a beträgt. Die Annahme von 9 bcm/a passt jedoch zu den letzten Verkündung der

¹⁴ Zum Beispiel wurden Maßnahmen ergriffen, um den Gastransport von Frankreich nach Deutschland zu ermöglichen. Im Oktober 2022 begann Frankreich, Erdgas direkt nach Deutschland zu liefern. Dazu wurde die bestehende Pipeline am Grenzpunkt Obergailbach (Frankreich) / Medelsheim (Deutschland) technisch angepasst, um den Gasfluss in umgekehrter Richtung zu ermöglichen. Siehe z.B. https://www.spiegel.de/wirtschaft/frankreich-nimmt-stillgelegte-gaspipeline-nach-deutschland-wieder-in-betrieb-a-8506e6ac-c522-4fd3-9093-87d097eedf2f?utm_source=chatgpt.com.

ReGas, dass Ziel sei die bisherige Kapazität des Terminals wiederherzustellen. Die Freistellung der ReGas gilt sogar für eine Kapazität von 13,5bcm/a.

Die Preissignale am Terminmarkt weisen darauf hin, dass der Markt langfristig eine weitere Ausweitung des Angebots bzw. Verringerung der Nachfrage erwartet: Der Gasmarkt ist in ungewöhnlich deutlicher „*Backwardation*“, das heißt die Kurse für weiter in der Zukunft liegende Lieferungen sind (substanziell) geringer als die für näher in der Zukunft liegende. Beispielsweise wurden am 21. Februar 2025 Lieferungen für den Sommer 2025 zu 48,3 €/MWh gehandelt, für den Sommer 2026 schon nur noch zu 37,5 €/MWh (minus 22 %), für den Sommer 2027 sogar nur zu 31,2 €/MWh (minus 35 %). Ähnlich sieht es für Lieferungen für gesamte Kalenderjahre aus (Abbildung 6).

Abbildung 6 Terminpreise für Gaslieferungen im THE-Marktgebiet sind in deutlicher „*Backwardation*“



Quelle: Frontier Economics basierend auf Energate.

Hinweis: Abgetragen sind die Settlement Prices des EEX THE Natural Gas Futures vom 21. Februar 2025.

Die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher verzerren also einerseits die Preissignale und ziehen so eine Interventionsspirale nach sich. Andererseits hat sich die Angebots- und Nachfragesituation durch die Entwicklungen der letzten drei Jahre seit Beginn der Energiekrise deutlich zu Gunsten größerer Flexibilität u.a. durch LNG-Terminals verändert. Daher stellt sich die grundsätzliche Frage, ob die starren Vorgaben konkreter Prozentwerte bei den Füllständen zu vorgegebenen Stichtagen noch angebracht sind, oder ob diese nicht aufgehoben, reduziert oder zumindest flexibilisiert werden sollten.

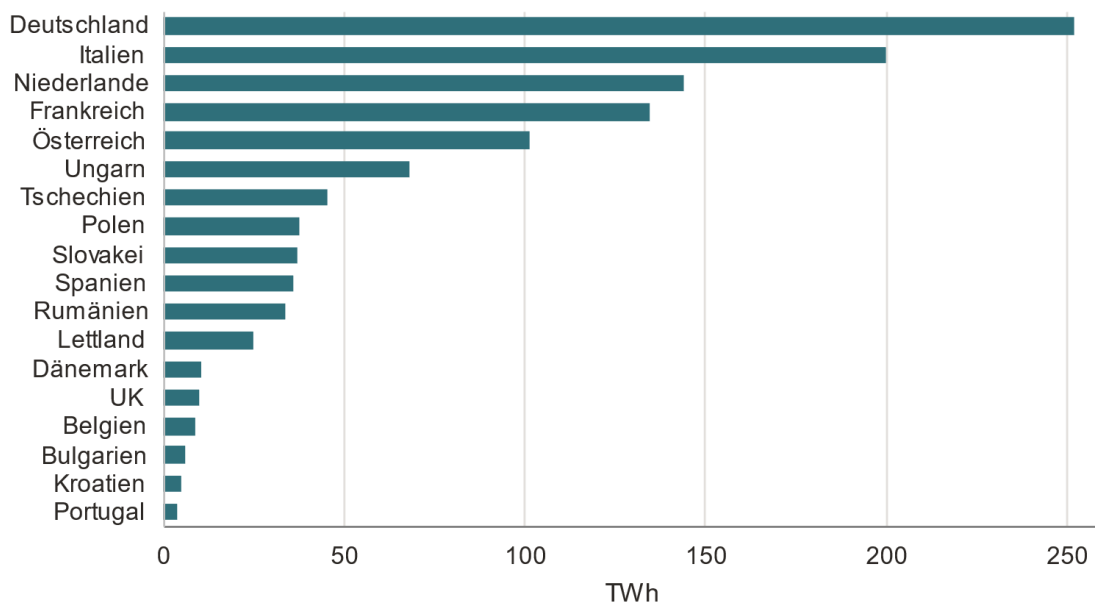
Eine Flexibilisierung der Füllstandsvorgaben schon für 2025 bedürfte einer Anpassung der EU-Regeln

Allerdings ist die Füllstandsvorgabe von 90% am 1. November noch bis Ende des Jahres 2025 auf EU-Ebene durch Artikel 6a Verordnung (EU) 2022/1032 gesetzt. Auch eine neue

Bundesregierung wäre daher nicht eigenmächtig befugt, die Vorgaben des §35b EnWG anzupassen.

Eine einseitige Anpassung der Regeln wäre zudem nicht ratsam: Deutschland verfügt zwar mit etwa 250 TWh über die größten Speicherkapazitäten in Europa, in den anderen Ländern Europas bestehen jedoch weitere knapp 900 TWh Speicherkapazitäten (Abbildung 7). Entsprechend bedarf es für eine deutliche Marktauswirkung einer europaweiten Koordinierung der Politik zur Speicherbefüllung.

Abbildung 7 Kapazitäten von Erdgasspeichern in der EU (plus UK)



Quelle: Frontier basierend auf AGSI+ (Stand 22 Februar 2025)

Hinweis: Abgetragen sind die Gasspeicherkapazitäten der Mitgliedsstaaten der EU (plus UK) in TWh vom 21. Februar 2025

Ursprünglich plante die EU-Kommission nach unserem Verständnis sogar, die Vorgaben auch über 2025 hinaus zu verlängern.¹⁵ Dies wird allerdings aufgrund der Entwicklungen im Gasmarkt zunehmend von Mitgliedsstaaten in Frage gestellt,¹⁶ zuletzt auch von der Bundesregierung.¹⁷ Beispielsweise könnten die Vorgaben für den 1. November auf 80 % reduziert werden. In der Folge wären in Deutschland die Mengen, die für die Füllstandsvorgaben über den Sommer eingespeichert werden müssten, um etwa 25 TWh (mit einem Gaswert zu heutigen Sommergaspreisen von ca. 1,2 Mrd. €) und in der EU insgesamt knapp 100 TWh (mit einem Gaswert von ca. 4,8 Mrd. €) reduziert. Dies hätte zum einen eine

¹⁵ Siehe z.B. <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/so-koennte-eine-reform-der-eu-fuellstandsvorgaben-fuer-gasspeicher-aussehen>.

¹⁶ Siehe z.B. <https://www.reuters.com/business/energy/eu-plans-extend-gas-storage-targets-sources-say-2025-01-23/>.

¹⁷ Siehe <https://www.reuters.com/world/europe/germany-wants-eu-relax-gas-storage-targets-2025-02-13/>, oder <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/so-koennte-eine-reform-der-eu-fuellstandsvorgaben-fuer-gasspeicher-aussehen>.

unmittelbare Senkung der Kosten der Maßnahmen nach §35c EnWG zur Folge,¹⁸ und zum anderen einen Effekt auf den Sommer-Winter-Spread und damit zusätzlich einen mittelbaren senkenden Effekt auf die Kosten der Maßnahmen nach §35c EnWG.¹⁹

Zugleich würden dies aufgrund der oben ausgeführten Angebotserweiterungen und -flexibilisierung voraussichtlich nur eine geringfügig erhöhte Gefährdung der Versorgungssicherheit in Europa nach sich ziehen. Eine endgültige Einschätzung dazu erfordert jedoch eine umfassendere (quantitative) Analyse.

Inwieweit die EU-Kommission bereit ist, eine Streichung, Verringerung oder Flexibilisierung der Füllstandsvorgaben für 2025 zu erwägen, ist jedoch nicht klar. Öffentlich hat sich die EU-Kommission hierzu bisher nicht geäußert.²⁰

Werden die Vorgaben auf EU-Ebene nicht flexibilisiert, könnten für 2025 Befüllungsinstrumente ausgeschrieben oder eine hohe Einspeicherung durch THE akzeptiert werden

Angesichts der bevorstehenden Einspeicherperiode (ab April) besteht dringender Handlungsbedarf. Bleibt es auf EU-Ebene bei der Vorgabe eines Füllstands von 90% für den

¹⁸ Wird vereinfachend davon ausgegangen, dass das gesamte Gas im Zuge von Maßnahmen nach §35c EnWG zum heutigen Sommer-Forward gekauft und zum Winter-Forward verkauft (also der heutige Sommer-Winter-Spread „eingelagert“) würde, und dass eine Verringerung der Vorgabe um 10 Prozentpunkte (~25 TWh) vollständig zu Gunsten verringerter Mengen im Zuge von §35c-Maßnahmen führte, wären hiermit unmittelbare Einsparungen in Höhe von 55 Mio. Euro (= 25 TWh * negativer Spread von 2,2 €/MWh) verbunden.

¹⁹ Hierzu ein Rechenbeispiel: Wird beispielsweise vereinfachend die Annahme getroffen, die Speicher in Deutschland leerten sich bis zum Ende des Winters auf 30 % (von 37 % Stand 22. Februar), wären bis zum 1. November 2025 etwa 150 TWh (= 60 % von 250 TWh) einzuspeichern, um die Vorgabe von 90 % zu erreichen. Wird exemplarisch angenommen, die Hälfte dieser Einspeicherungen müssten durch Maßnahmen im Rahmen von §35c EnWG angereizt werden (während die andere Hälfte durch kommerzielle Einspeicherungen, z.B. im Zuge von langfristigen Lieferverpflichtungen vorgenommen würde), müsste THE für eine Einspeicherung von 75 TWh sorgen (z.B. durch Differenzzahlungen im Zuge der Strategischen Befüllungsinstrumente oder durch eigene Einspeicherung). Bei einem Spread von -2,2€/MWh (Stand 21. Februar) wäre dies nach oben skizzierter einfacher Logik mit Kosten von 165 Mio. € verbunden. Hätte die Reduktion der EU-Füllstandsvorgabe jedoch beispielsweise den Effekt einer Erhöhung des Sommer-Winter-Spreads um 1 €/MWh, wären damit weitere Kostensenkungen der §35c-Maßnahmen in Höhe von 75 Mio. € (= 75 TWh * 1€/MWh) verbunden. Würde sich der Sommer-Winter-Spread sogar ins Positive drehen, ggf. sogar in einen Bereich, ab dem kommerzielle saisonale Speicherung wieder systematisch attraktiv würde, könnte sich im besten Fall eine Einspeicherung durch THE (und damit die hiermit verbundenen Kosten) vollständig erübrigen. Der Effekt auf die Gasspeicherumlage dürfte allerdings begrenzt sein: Die vom 1. Januar bis 30. Juni 2025 geltende Umlage von 2,99 €/MWh ergibt sich aus den seit Frühjahr 2022 noch nicht gedeckten angefallenen sowie den bis Ende der Umlagebefristung am 31. März 2027 prognostizierten Netto-Kosten (Stand Ende 2024: 5,78 Mrd. €) dividiert durch die bis März 2027 prognostizierte umlagefähige Menge (Prognose Ende 2024: 1.933 TWh), siehe https://www.tradinghub.eu/Portals/0/20.11.24/20241120_Berechnungsgrundlage%20Gasspeicherumlage.pdf?ver=j1faN8zRnJPbZ4r4LK9DmA%3d%3d. Da diese Netto-Kosten wesentlich durch die enormen Kosten der Einspeicherung durch THE im Jahr 2022 getrieben sind, als THE die Einkäufe im Sommer noch nicht durch zeitgleiche Terminverkäufe für den Winter absichern konnte und so letztlich hohe Verluste gemacht hat, haben Optimierungen des Designs im Jahr 2025 voraussichtlich nur moderate Effekte auf die Gasspeicherumlage (anders als z.B. eine Streckung oder Stauchung des Zeitraums der Umlageerhebung).

²⁰ Siehe <https://www.reuters.com/world/europe/germany-wants-eu-relax-gas-storage-targets-2025-02-13/>.

1. November 2025, müssen BMWK, BNetzA und THE die Erfüllung der Vorgaben durch entsprechende Maßnahmen sicherstellen. Hierzu bestehen aufgrund des knappen Vorlaufs bis April im Wesentlichen zwei Möglichkeiten:

- **Einkauf und Einspeicherung im großen Stil durch THE:** Ohne weitere Maßnahmen ist davon auszugehen, dass die Erfüllung der Speicherziele einer signifikanten Einspeicherung durch THE im Zuge von §35c Abs. 2 EnWG bedarf. Dies wäre ein vergleichsweise einfacher Ansatz, würde allerdings – analog zum Vorgehen insbesondere im Jahr 2022 – THE wieder zu einem großen und wichtigen Handelsakteur am Markt machen. Zudem ist eine Befüllung durch THE in der Kaskade des EnWG als last-resort-Maßnahme vorgesehen („Stufe 3“). Im Grundsatz soll diese erst erfolgen, falls die Einspeicherungen die Marktakteure auch nach Beschaffung zusätzlicher Befüllungsinstrumente nach §35c Abs. 1 („Stufe 1“) bzw. Abs. 2 („Stufe 2“) nicht ausreichen (siehe unten). Insofern kann THE erst vergleichsweise spät in der eigentlichen Einspeicherperiode mit der Speicherfüllung beginnen, also erst dann, wenn es aufgrund der begrenzten Einspeichergeschwindigkeit der Speicher notwendig ist, um rechtzeitig zu den in §35b EnWG vorgegebenen Zeitpunkten die entsprechenden Füllstände zu erreichen. Dann bestehen allerdings auch kaum noch Möglichkeiten für eine optimierte Beschaffungsstrategie, d.h. THE müsste – ähnlich wie im Jahr 2022 – zu jedem Preis Gas beschaffen, um die Erreichung der Ziele sicherzustellen. Das wäre voraussichtlich mit hohen Kosten verbunden, wodurch sich wiederum Effekte auf die Umlagehöhe in den Folgejahren ergäben (siehe oben).
- **Einführung von strategischen Instrumenten zur Speicherbefüllung:** Um das Ausmaß der Einspeicherung durch THE selbst in Grenzen zu halten, ermöglichen §35c Abs. 1 („Stufe 1“) und Abs. 2 EnWG („Stufe 2“) es der THE, in Abstimmung mit BMWK und BNetzA in marktbasierten, transparenten und nichtdiskriminierenden öffentlichen Ausschreibungsverfahren, strategische Instrumente zur Förderung der Erreichung der Füllstandsvorgaben zu beschaffen, um diese zu erreichen. Hierzu existieren bereits Erfahrungen bzw. ein konkreter Vorschlag:
 - **„Strategic Storage-Based Options“ (SSBO):** Bereits bei Einführung des Gasspeichergesetzes im Sommer 2022 war in §35c EnWG die Möglichkeit der Beschaffung von strategischen Instrumenten vorgesehen, damals noch spezifiziert als „strategische Option“.²¹ Entsprechend hatte THE Gas-Optionen in Form von SSBO beschafft, als absehbar war, dass die neu eingeführten Speicherziele ohne weitere Maßnahmen nicht erreicht werden können. Eine Möglichkeit bestünde darin dieses Instrument jetzt kurzfristig wiederzubeleben, und die Ausgestaltung in Kenntnis der damaligen Erfahrungen sowie an die derzeitigen Gegebenheiten anzupassen.

Im Rahmen der SSBO-Ausschreibungen verpflichten sich Anbieter einerseits, bestimmte Gasmengen in ihren Speichern vorzuhalten und ermöglichen THE andererseits die Option im Fall einer Gefährdung der Versorgungssicherheit darauf

²¹ <https://www.clearingstelle-eeq-kwkg.de/sites/default/files/2022-06/EnWG.pdf>.

zuzugreifen. Das SSBO-Produkt wird daher auch als „Hybridprodukt“ bezeichnet (Einspeicherzusage einerseits und Abrufoption mit Vorhaltepflcht andererseits). Die Besonderheit der SSBO, z.B. in Abgrenzung zu einer Strategischen Reserve (siehe Folgekapitel), besteht allerdings darin, dass nur 20% der ausgeschriebenen Mengen THE zum Abruf zur Verfügung stehen (gegen einen mindestens marktgerechten Arbeitspreis), und die Menge ansonsten nach der Vorhaltung bis zu bestimmten Zeitpunkten frei durch die Anbieter am Markt eingesetzt werden können. Ein Anbieter von SSBOs wird somit zwar durch die verpflichtende Füllung in der Speichernutzung eingeschränkt, kann aber dennoch innerhalb der Füllstandsvorgaben weiterhin zusätzliche Arbitrageerlöse generieren.

Dies hat den Vorteil, dass auch langfristige Speicherbucher von dem Instrument profitieren können und nicht etwa pönalisiert werden, und war unter anderem durch den Versuch motiviert, die Kosten des Mechanismus in Grenzen zu halten.

Ein großer Nachteil besteht allerdings in der mangelnden „Zusätzlichkeit“ des Instruments, wodurch der Effekt auf die Versorgungssicherheit unklar ist: Es dürfen auch Marktteilnehmer, die schon ohne zusätzliche Anreize die Speicher befüllen würden, an den Ausschreibungen teilnehmen. Da diese Anbieter keine oder nur geringe Opportunitätskosten haben, können sie die attraktivsten Gebote abgeben und sich daher besonders wahrscheinlich in der Ausschreibung durchsetzen. Die Beschaffungsauktion führt also nicht immer zu einer Verhaltensänderung, sondern womöglich lediglich zu einer Selektion von Gasanbietern, die ohnehin einspeichern würden, so dass nur eine geringe zusätzliche Wirkung für die Versorgungssicherheit zu erwarten ist. Im Extremfall ergibt sich anstelle der erwünschten Schließung der Lücke zwischen der Befüllung der Gasspeicher, die der Markt für sich genommen leistet, und dem erwünschten Füllniveau, lediglich eine Verdrängung der bereits durch Marktanreize eingespeicherten Gasmengen. Die Verdrängung ist vollständig bei einem friktionslosen Wettbewerbsmarkt und wenn die ausgeschriebene Menge geringer ausfällt als die bereits ohne zusätzliche Anreize eingespeicherte Menge.

Zudem gab es bei bisherigen SSBOs Indizien, dass es teilweise strategisches Verhalten bzw. Mitnahmeeffekte der Anbieter gegeben haben könnte. Ein Indiz für strategisches Verhalten ist die sehr hohe Bandbreite der Gebote in den SSBO-Ausschreibungen. Die Gebote derjenigen Bieter, die ohnehin eingespeichert hätten, sind nämlich insofern ‚arbiträr‘ als sie mit den eigenen Kosten der Einspeicherung wenig zu tun haben dürften. Die zugeschlagenen Gebote variierten über die verschiedenen Zonen hinweg zwischen ca. 2 Euro pro MWh und ca. 300 Euro pro MWh.²²

[Gretschko und Ockenfels \(2023\)](#) weisen auf diese strategischen Effekte im Zusammenhang mit SSBOs und auf die wahrscheinliche Verdrängung bei den Speichermengen hin und argumentieren, dass der Verdrängungseffekt bei der Direktbeschaffung (wie oben im ersten Punkt) zwar auch auftritt, aber tendenziell

²² Siehe z.B. Energate-Interview von David Bothe vom 3. Juni 2022: <https://www.energate-messenger.de/news/222946/speicherfuellstande-und-ssbo-auktionen-ein-zwischenfazit>.

etwas geringer ausfallen dürfte und zudem strategisches Verhalten der Marktteilnehmer bei der Direktbeschaffung besser eingedämmt werden dürfte. Darüber hinaus geben sie eine Reihe von Empfehlungen zur Optimierung des Designs der Beschaffungsauktion. Diese sind teilweise in das im folgenden Abschnitt beschriebene neue Befüllungsinstrument eingeflossen.

- **Neuer THE-Vorschlag von „Strategischen Befüllungsinstrumenten“ vom 23. Januar 2025:** Im Zuge der Novellierung des EnWG mit Wirkung zum 1. April 2024 wurde §35c EnWG insofern verallgemeinert, als dass THE es jetzt ermöglicht wird, „strategische Befüllungsinstrumente“ zu beschaffen. Eine Abrufoption für THE ist daher nicht mehr zwingender Bestandteil des Instruments. Auf dieser veränderten Rechtsgrundlage hat THE, zusammen mit BMWK und BNetzA in den vergangenen Monaten begonnen, ein neues Produkt zu entwickeln, das die bisherigen SSBOs vollständig ablösen soll. Eine konkrete Ausschreibung ist nach unserem Verständnis bisher nicht vorgesehen.²³

Das Instrument sieht im Wesentlichen die Ausschreibung für die Subvention einer Einspeicherung durch Speichernutzer in Form eines Differenzvertrages („Contract for Difference“, CfD) vor.²⁴ In der Ausschreibung erfolgreiche Anbieter verpflichten sich dazu, eine bestimmte Gasmenge am 1. November zu 100% zu befüllen, weitere vertragliche Vorgaben wie etwa Befüllungspfade bestehen nicht. Der Anbieter definiert über einen fest in der Ausschreibung anzugebenden Angebotspreis in €/MWh seinen persönlichen Mindest-Spread („Strike“ oder „Garantie-Spread“). Für jede Einspeicherung an einem Tag, an dem der tatsächliche Sommer-Winter-Spread am Markt („Referenz-Spread“) geringer ist als der Garantie-Spread, erhält der Anbieter die Differenz aus Garantie- und Referenz-Spread. Hat ein Anbieter beispielsweise in der Ausschreibung einen Zuschlag mit einem Garantie-Spread von 3 €/MWh erhalten, steht ihm im Fall einer Einspeicherung an einem Tag mit marktlichem Sommer-Winter-Spread von minus 2 €/MWh eine Zahlung von 5€ für jede eingespeicherte MWh zu. Der Fokus des Produktkonzeptes besteht darin, neue Einspeicherungen zu fördern trotz unzureichender kommerzieller Marktanreize, indem der Preisnachteil der Speicherung ausgeglichen wird.

Ein Vorteil des Konzepts besteht darin, dass – einen funktionierenden Wettbewerb vorausgesetzt – nur so viel Zuschuss gezahlt wird wie gerade eben notwendig, um eine Einspeicherung im aktuell schwierigen Marktumfeld zu garantieren. Steigt der Spread im Markt, sinken die durch THE zu leistenden Zuschüsse. Die im Zuge des Mechanismus kontrahierten Marktteilnehmer haben zudem andere Möglichkeiten der Beschaffungsoptimierung als etwas THE im Zuge der Selbstbeschaffung in §35c EnWG.

²³ <https://www.tradinghub.eu/de-de/Unternehmen/Newsroom/News/Details/ArtMID/1404/ArticleID/232/Informationsveranstaltung-Strategische-Bef252llungsinstrumente>.

²⁴ Siehe für eine Beschreibung des Vorschlages folgende THE-Präsentation vom 21. Januar 2025: https://www.tradinghub.eu/Portals/0/12.11.2024/250121%20Ausgestaltung%20SBI_Bef%C3%BCllprodukt%202025_Website%20und%20Verb%C3%A4nde.pdf?ver=QwAAMRz7MzWCnog8vcVDZw%3d%3d.

Allerdings ist der Mechanismus komplex. Beispielsweise sieht der THE-Vorschlag eine Untergrenze für den Referenz-Spread vor, unterhalb dessen die Kompensation abgeschnitten wird. Hierdurch verbleibt ein erhebliches Risiko bei den Anbietern. Außerdem besteht auch hier – wie schon bei den früheren Vorschlägen – die Herausforderung „Zusätzlichkeit“ zu gewährleisten: THE schlägt vor, das vertragliche Befüllungsziel zwar auch mit Bestandsmengen erfüllen zu können, allerdings soll die Vergütung der Bestandsmengen nur mit dem Durchschnittspreis aller Neueinspeicherungen vergütet werden. Das könnte den kontraproduktiven Anreiz setzen, dass Speicher nun schneller entleert würden, um sie später mit Neueinspeicherungen wieder zu füllen.

Diese kurze Gegenüberstellung zeigt, dass es auch angesichts der kurzen Vorlaufzeit und der bisherigen Erfahrungen eine große Herausforderung – wenn nicht unmöglich – sein dürfte, auch mit einem optimierten Auktionsdesign eine hinreichend zusätzliche Einspeicherung effektiv und kostengünstig anzureizen. Alle Vorschläge leiden unter Selektionseffekten (mangelnde „Zusätzlichkeit“) und keiner der Vorschläge beschreibt einen Ausweg aus dem selbstinduzierten kostspieligen negativen Spread, der den Mangel an einzelwirtschaftlichen Anreizen zur Einspeicherung noch verstärkt.

Spätestens für 2026 sollten alternative Maßnahmen geprüft werden, um hinreichende Versorgungssicherheit bei möglichst geringer Marktverzerrung zu gewährleisten

Während die Füllstandsvorgaben auf EU-Ebene planmäßig Ende 2025 auslaufen (falls sie nicht verlängert oder vorzeitig flexibilisiert werden, siehe Diskussion oben), hat Deutschland die zeitliche Gültigkeit seiner Füllstandsvorgaben bereits bis zum 31. März 2027 verlängert. Primäre Motivation der Verlängerung war die damit verbundene Möglichkeit, die hohen Kosten der Maßnahmen von §35b und §35c EnWG aus dem Jahr 2022 in der entsprechenden Gasspeicherumlage auf einen längeren Zeitraum zu strecken und damit die Höhe der Umlage für Gaskunden begrenzen zu können. Durch die nun eintretenden Marktpreiseffekte mit den diskutierten negativen Folgen für kommerzielle Einspeicherungen im Sommer droht nun jedoch im Gegenteil eine Perpetuierung: Absehbar hohe Kosten, wenn THE gegen den Spread Mengen ein- und verkaufen muss, lassen die umzulegenden Kosten weiter steigen, was ggf. erneut für eine Verlängerung der Maßnahme führen wird, um die Umlage auf weitere Jahre zu strecken. Dies ist aber keine Lösung für die mangelnde Effektivität und sehr hohe Kostenbelastung durch die diskutierten Instrumente.

Die Füllstandsvorgaben haben als kurzfristige und schnelle Reaktion in der Krise einen Beitrag geleistet, werden aber den veränderten Rahmenbedingungen möglicherweise nicht mehr gerecht. Vor allem aber besteht die Gefahr, dass sich die Ad-hoc-Maßnahmen als dauerhaftes Instrument etablieren und die langfristig etablierten Marktmechanismen zur Gasspeicherbewirtschaftung kannibalisieren. Denn wie erläutert, führt die

Speicherverpflichtung - sofern sie ihr Ziel überhaupt erreicht und zu einer Einspeicherung oberhalb der Marktlösung führt - zu einer erhöhten, preisunelastischen Gasnachfrage im Sommer und damit zu höheren Gaspreisen im Sommer. Gleichzeitig reduziert sie das Risiko extremer Preisspitzen im Winter und damit die Notwendigkeit der Gasversorger, sich durch Terminmarktgeschäfte für den Winter gegen Preisrisiken abzusichern. Dadurch sinkt der abzusichernde Gasbedarf im Winter. In der Folge sinkt der Sommer-Winter-Spread, so dass die Umsetzung der Speicherverpflichtung kommerzielle Aktivitäten, die dem Risikomanagement und der Versorgungssicherheit dienen, bis hin zum völligen Erliegen dieser Aktivitäten verdrängen kann. Dieser Marktzusammenbruch wiederum erhöht die Kosten der regulierten Speicherung massiv.²⁵

Das Dilemma ist perfekt: Sowohl die Kosten einer unzureichenden Versorgungssicherheit ohne Eingriffe als auch die Kosten der Erhöhung der Versorgungssicherheit können übermäßig hoch sein.

Angesichts dieser grundsätzlichen Herausforderungen stellt sich die Frage, ob nicht schnellstmöglich auf alternative Ansätze zurückgegriffen werden sollte, um ein höheres Vorsorgeniveau der Gasspeicher für den Winter zu erreichen, ohne die Anreize der kommerziellen Anbieter zur Vorsorge gleichermaßen zu schwächen.

Eine denkbare Möglichkeit wäre eine Rückkehr zu einer rein kommerziellen Vorsorge auf Basis von Preissignalen, wie sie bis 2021 der Standard war, also eine vollständige Abschaffung der Füllstandsvorgaben: Dies setzt jedoch voraus, dass in Mangellagen auch extreme (Spot-)Preise akzeptiert werden, um einen Anreiz für Marktteilnehmer zur Vorsorge zu treffen. Aus verschiedenen Gründen – etwa weil erwartende Mangellagen nicht länger nur besonders kalte Winter umfassen, sondern mittlerweile auch geopolitische Krisen zu den möglichen Auslösern gehören – ist aber absehbar, dass man sich aus politischen, sozialen und ökonomischen Gründen auf derartig hohe Preise in extremen Mangellagen nicht verlassen kann, jedenfalls solange nicht eine glaubwürdige energiepolitische Selbstverpflichtung dahinter stehen würde.

Derartige Verpflichtungen gibt es analog in einigen Strommärkten. Im Gasmarkt könnte die Preisvolatilität z.B. durch eine Internalisierung der externen Effekte von Versorgungsunterbrechungen in Form einer zusätzlichen Pönale für den Fall, dass die Nachfrage im Winter nicht gedeckt werden kann, weiter erhöht werden. Dieser Ansatz würde die Vorsorge wieder rein auf marktwirtschaftliche Anreize stützen (siehe auch [Cramton et al. 2025](#)). Es ist jedoch fraglich, ob dies in der aktuellen politischen und ökonomischen Situation ein glaubwürdiger und robuster Weg zur Versorgungssicherheit sein kann.

²⁵ Tendenziell ähnliche Mechanismen drohen auch in anderen Märkten mit Versorgungssicherheitsproblemen. Auch im Strommarkt besteht etwa die Gefahr, dass durch Eingriffe zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, Marktanreize, die der Versorgungssicherheit dienen, verloren gehen. Sorgt etwa der Staat durch traditionelle Kapazitätsmärkte dafür, dass die Versorgungssicherheit gesichert und Preisspitzen gedämpft werden, schwächt dies den Anreiz, sich auf Terminmärkten abzusichern. Umgekehrt könnte eine Stärkung der Terminmärkte nicht nur eine resiliente Stromversorgung befördern, sondern mittelfristig auch Kapazitätsmärkte überflüssig machen ([Cramton und Ockenfels 2024a](#), [Cramton und Ockenfels 2024b](#), [Cramton et al. 2025](#)).

Eine kurzfristig vielversprechendere Option könnte eine staatlich organisierte „strategische Reserve“ sein: Wie bei den Reservekraftwerken im Strommarkt würde zentral finanziert eine strategische Gasreserve vorgehalten, die nur im Krisenfall (z.B. definiert über sehr hohe Spotpreise, z.B. >300€/MWh) freigegeben würde. Österreich hat beispielsweise als Reaktion auf die Krise 2021/22 eine Gasreserve von 20 TWh beschafft und dauerhaft eingespeichert. Eine solche Reserve würde einerseits eine Krisenvorsorge ermöglichen, gleichzeitig das Angebot von Gasspeichern für den kommerziellen Betrieb verknappen und könnte so zu einer Stabilisierung der positiven Spreads beitragen.

Auch die strategische Gasreserve würde während der Erstbeschaffung die Gasnachfrage im Sommer erhöhen, aber sie würde den marktgetriebenen Anreiz zur Absicherung von Gasgeschäften im Winter kaum dämpfen, da die Gasreserve erst bei sehr hohen Gaspreisen in den Markt gelassen würde. So würde auch der zuvor beschriebene Kannibalisierungseffekt vermieden und die Intervention zu einer zusätzlichen Bereitstellung von eingespeichertem Gas führen. Gleichzeitig würden damit Speicherkapazitäten knapper, was den Ausbau von Speicherkapazitäten anreizen könnte (aber zugleich auch Anreize zur Einspeicherung wieder eindämmen könnte). Ein zu adressierender Nachteil wäre, dass Marktteilnehmer bewusst auf die Freigabe der strategischen Reserve spekulieren und daher eigene Absicherungsgeschäfte verringern könnten.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass Instrumente stets auch miteinander interagieren. Insofern ist sicherzustellen, dass auch andere Instrumente im Speichermarkt mögliche Rückwirkungen zu dem Thema Versorgungssicherheit haben: Zum Beispiel wäre zu prüfen, inwiefern aktuell diskutierte Förderinstrumente für den Erhalt von Speicherkapazitäten auch für die Vorhaltung von Gasmengen einen Beitrag leisten. In einer Frontier-Studie zur Förderung von Wasserstoffspeichern im Auftrag des BDEW wird diskutiert, dass es gerade in der Phase eines Übergangs von Erdgas zu einer Wasserstoffwirtschaft ggf. zu einem Förderbedarf bei Speicherkapazitäten kommen kann, da die Kapazitäten den jeweiligen Marktentwicklungen vorlaufen (bei Wasserstoff) bzw. nachlaufen (bei Erdgas) müssen²⁶. Falls es hier zukünftig zur Schaffung von Instrumenten kommt, die ein hohes Maß an Speicherkapazitäten im Markt erhalten, könnte dies je nach Ausgestaltung ebenfalls einen zusätzlichen Beitrag leisten.

Grundsätzlich sollten Alternativen zur Durchsetzung oder Flexibilisierung der Speicherverpflichtung darauf ausgerichtet sein, die vorhandenen Marktkräfte und die Verantwortung der Marktakteure für die Versorgungssicherheit zu erhalten und möglichst sogar zu stärken. Die Optionen schließen sich nicht gegenseitig aus. Im Gegenteil hat vermutlich eine Kombination der genannten Maßnahmen die beste Chance, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu vergleichsweise geringen Kosten zu erreichen. Dazu gehören eine strategische Reserve, die Vergütung spezieller Nachfrageflexibilitäten, eine preiselastischere Nachfrage nach Versorgungssicherheit und Pönalen für mangelnde private

²⁶ Siehe Frontier Economics (2024), Finanzierungsmechanismus für den Aufbau von Wasserstoffspeichern, https://www.frontier-economics.com/media/y1jlvwt/frontier-economics-finanzierungsmechanismus-fuer-wasserstoffspeicher-studie-fuer-den-bdew_final_20240830_stc_docx.pdf.

Absicherung. Welche Optionen aber in welcher Größenordnung in dem Mix enthalten sein sollen, hängt von einer genauen Diagnose der Marktkonditionen und –effekte ab.

Fazit

Die Energiekrise 2022/2023 hat die zentrale Rolle von Gasspeichern für die Versorgungssicherheit und damit für Wirtschaft und Gesellschaft verdeutlicht. Die in der Krise eingeführten Füllstandsvorgaben haben zwar kurzfristig zur Speicherfüllung beigetragen, setzen aber wesentliche Marktmechanismen außer Kraft. Die Folge ist ein negativer Sommer-Winter-Spread, der kommerzielle Anreize zur Einspeicherung konterkariert und somit die Notwendigkeit weiterer regulatorischer Eingriffe sowie deren Kosten massiv erhöht.

Um langfristig eine effiziente und marktkonforme Nutzung der Gasspeicher zu gewährleisten, bedarf es kurzfristiger Anpassungen der bestehenden Instrumente. Eine einfache Lösung gibt es bei Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit nicht. Das ist im Gasmarkt nicht anders als im Strommarkt, bei der Versorgung mit Impfstoffen und Medikamenten sowie in anderen sicherheitsrelevanten Märkten. Daher ist es dringend notwendig, eine fundierte Debatte über ein mittel- und langfristig funktionsfähiges, effektives und kosteneffizientes Marktdesign zu führen. Dabei müssen Alternativen wie eine Flexibilisierung der Füllstandsvorgaben, ein subventionierter Befüllungsmechanismus, Flexibilisierungsstrategien für die Nachfrage, Absicherungspflichten für die Gasversorger und die Einführung einer strategischen Reserve abgewogen werden.