WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM

EVALUIERUNG DER GASSPEICHER-FÜLLSTANDSVORGABEN

Abschlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE)

30. OKTOBER 2025

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 9

1.1 Hintergrund 9

1.2 Auftrag und Berichtsstruktur 9

2 Markthintergrund 11

2.1 Entwicklung der Gasimportinfrastruktur 11

2.2 Entwicklung der Speicherfüllstandsvorgaben 12

2.3 Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads im Zeitraum 2014-2025 17

3 Konzeptionelle und modelltheoretische Analyse der Effekte von Füllstandsvorgaben auf den Gasspeichermarkt 20

3.1 Auswirkung der Füllstandsvorgaben auf die Handelsmotive der Marktakteure im Gasspeichermarkt 20

3.1.1 Akteure und Handelsmotive im Gasspeichermarkt 20

3.1.2 Auswirkung der Füllstandsvorgaben auf das Verhalten der Marktakteure 24

3.2 Modellierung des Einflusses der Füllstandsvorgaben auf die Gasspeicherbewirtschaftung (Merit-Order-Ansatz) 28

3.3 Fazit 31

4 Ökonometrische Analyse der Wirkung von Speicherfüllstandsvorgaben auf den Sommer-Winter-Spread 33

4.1 Ziel der Analyse 33

4.2 Modellspezifikation und Methodik 34

4.3 Ergebnisse und Interpretation 35

5 Analyse und Bewertung regulatorischer Maßnahmen 39

5.1 Definition des Resilienzszenarios zentral für die Gestaltung der Maßnahme 39

5.2 Vorstellung der betrachteten Maßnahmen 42

5.2.1 Kein regulatorischer Eingriff und Abschaffung der Füllstandsvorgaben 43

5.2.2 Dauerhafte Beibehaltung der aktuellen Füllstandsvorgaben 43

5.2.3 Einführung einer strategischen Reserve 44

frontier economics

5.2.4 Strategisches Befüllungsinstrument 46
5.2.5 Lieferantenverpflichtung 47
5.3 Bewertung der Maßnahmen 47
5.3.1 Versorgungssicherheit (Netto-Effekt) 48
5.3.2 Kosteneffizienz 53
5.3.3 Praktische Umsetzbarkeit 55
5.4 Fazit 57

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 59

Anhang A – Merit Order Modell: Struktur und methodischer Ansatz 61

Anhang B – Ökonometrische Analysen 63
B.1 Datenbasis und Variablen 63
B.2 Robustheits- und Sensitivitätsanalysen 68

frontier economics

EXECUTIVE SUMMARY [DEUTSCHE VERSION]

Hintergrund und Auftrag (Abschnitt 1)

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat Frontier Economics beauftragt, die Wirkung der gesetzlichen Füllstandsvorgaben für deutsche Gasspeicher zu evaluieren. Die Vorgaben wurden im Jahr 2022 als Krisenmaßnahme eingeführt, um die Gasversorgung bei einem Ausfall russischer Pipelineimporte abzusichern. Ziel der Studie war, die ökonomischen Effekte der Vorgaben auf den Gasmarkt zu analysieren, mögliche Alternativen zu prüfen und Handlungsempfehlungen für eine effiziente und sichere Gasversorgung abzuleiten.

Der Gasmarkt hat sich seit dem Jahr 2022 strukturell verändert (Abschnitt 2)

Seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine im Jahr 2022 hat sich der deutsche Gasmarkt grundlegend gewandelt. Der Ausfall russischer Pipelineimporte wurde durch den raschen Aufbau einer LNG-Infrastruktur und neue Importpfade kompensiert. Deutschland verfügt heute über ein diversifiziertes und widerstandsfähigeres Versorgungssystem.

Füllstandsvorgaben sicherten im Jahr 2022 die Gasversorgung, verzerren aber langfristig die Preisbildung im Gasmarkt (Abschnitt 3)

Füllstandsvorgaben waren im Krisenjahr 2022 ein effektives Mittel, um die Versorgungssicherheit kurzfristig zu stabilisieren. Unsere konzeptionelle und modelltheoretische Analyse zeigt jedoch, dass sie zugleich den ökonomischen Anreiz zur marktbasierten Einspeicherung reduzierten. Im Modell führt eine bindende Füllstandsvorgabe zu einem sinkenden oder sogar negativen Sommer-Winter-Spread. Dadurch werden Arbitrage- und Hedgingstrategien weniger attraktiv, während gleichzeitig die Vorgaben die kommerzielle Speicherbewirtschaftung in ihrer Flexibilität einschränken.

Unter heutigen Bedingungen mit ausgebauter Infrastruktur und diversifizierten Bezugsquellen – der Import von Flüssigerdgas (LNG) direkt nach Deutschland spielte 2022 keine Rolle - sollte der Markt grundsätzlich in der Lage sein, die Speicher eigenständig für die Wintervorsorge zu befüllen. Es liegt kein grundsätzliches Marktversagen vor, das ein staatliches Eingreifen zwingend erforderlich macht. Eine Fortführung der Füllstandsvorgaben würde daher dauerhafte Marktverzerrungen erzeugen.

Empirische Analysen belegen, dass die Füllstandsvorgaben den Sommer-Winter-Spread messbar gesenkt haben (Abschnitt 4)

Unsere ökonometrische Analyse bestätigt die Modellhypothese empirisch. Seit Einführung der Vorgaben im März des Jahres 2022 liegt der durchschnittliche Sommer-Winter-Spread um rund 2€/MWh niedriger als zuvor. Der Effekt ist statistisch signifikant.

Zudem zeigt sich: Nach Einführung der Vorgaben reagieren die Preise stärker auf Veränderungen der Speicherfüllstände. Die Marktdaten belegen somit, dass Füllstandsvorgaben die

saisonale Preisdifferenz verringern und damit die marktbasierten Einspeicherungsanreize schwächen.

Strategische Reserve und Eingriffsverzicht schneiden am besten ab (Abschnitt 5)

Im Vergleich verschiedener Handlungsoptionen (Kein regulatorischer Eingriff / Dauerhafte Beibehaltung der Füllstandsvorgaben / Strategische Reserve / Strategisches Befüllungsinstrument / Lieferantenverpflichtung) auf Basis der Kriterien Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und praktische Umsetzbarkeit zeigt sich folgendes Bild:

- Die Abschaffung der Füllstandsvorgaben und **Rückkehr zum marktbasierten System bietet die effizientesten Ergebnisse** unter stabilen Marktbedingungen. Sie vermeidet Preisverzerrungen und reduziert Verwaltungsaufwand, bietet allerdings keine zusätzliche Absicherung in extremeren Risikoszenarien.
- Eine **strategische Reserve** erzielt in allen Bewertungskriterien (Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Umsetzbarkeit) ebenfalls gute Bewertungen. Sie schafft einen **definierten, zusätzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit**. Allerdings muss ihr Einsatz klar eingegrenzt werden, damit sie den Markt nicht negativ beeinflusst. In ihrer Dimensionierung ist zudem zu beachten, dass eine größere Reserve bei ihrer Freigabe im Krisenfall einen höheren Beitrag leisten kann, aber durch den Entzug höherer Speicherkapazitäten auch stärker in das normale Marktgeschehen eingreift.
- Andere betrachtete Instrumente – wie die Beibehaltung der Vorgaben, das Strategische Befüllungsinstrument (SBI) oder eine Lieferantenverpflichtung – schneiden deutlich schlechter ab, da sie komplex sind, kostenintensiv sind oder marktverzerrend wirken.

In Summe erweisen sich somit zwei der betrachteten Ansätze als tragfähig: die **Abschaffung der Füllstandsvorgaben**, die effizient und marktkompatibel ist, aber keinen staatlichen Puffer bietet, und die **strategische Reserve**, die mit höherem Umsetzungsaufwand und laufenden Kosten verbunden ist, dafür jedoch zusätzliche Resilienz im Krisenfall schafft.

Die Entscheidung ist eine politische Abwägung zwischen Effizienz und Resilienz (Abschnitt 6)

Die Wahl zwischen einer vollständigen Abschaffung der Füllstandsvorgaben und der Einrichtung einer strategischen Reserve ist letztlich eine **politische Entscheidung**.

Beide Optionen bieten klare Vorteile, unterscheiden sich aber im **Verhältnis von Umsetzungsaufwand und Versorgungssicherheit**:

- Der Marktansatz ist kosteneffizient und stärkt Preissignale, setzt aber Vertrauen in Marktmechanismen voraus.
- Die strategische Reserve bietet zusätzliche Absicherung gegen seltene, aber gravierende Störungen, erfordert jedoch organisatorischen Aufwand und schafft laufende Kosten.

Insgesamt zeigt unsere Analyse: Die Füllstandsvorgaben waren im Jahr 2022 eine effektive Notfallmaßnahme. Heute, nach Aufbau neuer Importstrukturen, überwiegen jedoch die Vorteile eines marktbasierten oder punktuell abgesicherten Systems. Eine künftige Regelung kann sich daher auf das notwendige Maß an staatlicher Vorsorge beschränken und die Marktmechanismen weitgehend intakt lassen.

EXECUTIVE SUMMARY [ENGLISH VERSION]

Background and mandate (Section 1)

The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy commissioned Frontier Economics to evaluate the impact of the statutory filling obligations for German gas storage facilities. The requirements were introduced in 2022 as a crisis measure to secure gas supplies in anticipation of the loss of Russian pipeline imports. The aim of the study was to analyse the economic effects of the requirements on the gas market, examine possible alternatives and derive recommendations for action to ensure an efficient and secure gas supply.

The gas market has undergone structural changes since 2022 (Section 2)

Since Russia's attack on Ukraine in 2022, the German gas market has undergone fundamental changes. The loss of Russian pipeline imports was compensated for by the rapid development of LNG infrastructure and new import routes. Germany now has a diversified and more resilient supply system.

Filling level obligations contributed to security of supply in 2022, but distort pricing in the gas market in the long term (Section 3)

Filling level obligations were effective in the crisis year of 2022 to maintain security of supply in the short term. However, our conceptual and model-theoretical analysis shows that they also reduced the economic incentive for market-based use of gas storages. In the model, a binding filling obligation leads to a declining or even negative summer-winter spread. This makes arbitrage and hedging strategies less attractive, while commercial storage management loses flexibility.

Under today's conditions, with expanded import infrastructure and diversified sources of supply – liquefied natural gas (LNG) played no role in Germany in 2022 – the market should be capable of filling storage facilities independently in order to make provisions for a cold winter. There is no fundamental market failure that necessitates government intervention. Continuing the filling obligations would therefore perpetuate market distortions.

Empirical analyses show that the filling level obligations have measurably reduced the summer-winter spread (Section 4)

Our econometric analysis empirically confirms the model hypothesis. Since the introduction of the requirements in March 2022, the average summer-winter spread has been around €2/MWh lower than before. The effect is statistically significant.

It also shows that, following the introduction of the filling level obligations, prices are reacting more strongly to changes in storage levels. The empirical analysis thus confirms that the filling level obligations reduce the seasonal price difference and thus weaken market-based storage incentives.

The introduction of a strategic reserve and non-intervention perform best (section 5)

A comparison of various options (no regulatory intervention, maintaining the filling obligations, strategic reserve strategic filling obligation or a supplier obligation) based on the criteria of contribution to security of supply, cost efficiency and practical feasibility reveals the following picture:

- Abolishing the filling level obligations and returning to a market-based system offers the most efficient results under stable market conditions. It avoids price distortions and reduces administrative costs, but does not offer additional protection in more extreme risk scenarios.
- A strategic reserve also scores well in all evaluation criteria (security of supply, cost efficiency, feasibility). It makes a clearly defined, additional contribution to security of supply. However, its release must be credibly limited to avoid a negative impact on the market.
- Other instruments we considered – such as maintaining the requirements, the introduction of a strategic filling instrument (SBI) or a supplier obligation – perform significantly worse because they are complex, costly or distort the market.

Overall, two of the approaches we considered therefore prove to be viable: the abolition of the present regulation, which is efficient and market-compatible but does not provide additional protection, and the strategic reserve, which involves higher implementation and running costs but creates additional resilience in the event of a crisis.

The decision is a political trade-off between efficiency and resilience (Section 6)

The choice between completely refraining from a regulatory intervention and establishing a strategic reserve is ultimately a political decision.

Both options offer clear advantages, but differ in terms of the relationship between implementation costs and security of supply:

- The market approach is cost-effective and strengthens price signals but requires trust in market mechanisms.
- The strategic reserve offers additional protection against rare but serious disruptions but requires organisational effort and creates ongoing costs.

Overall, our analysis shows that the filling level obligations were an effective emergency measure in 2022. However, now that new import structures have been established, the advantages of a primarily market-based system outweigh the disadvantages. Future regulation can therefore be limited to the necessary level of government intervention and leave market mechanisms largely intact.

1 Einleitung

Im Folgenden stellen wir den Hintergrund (**Abschnitt 1.1**) und den Auftrag sowie die Berichtsstruktur (**Abschnitt 1.2**) dar.

1.1 Hintergrund

Gasspeicher werden traditionell eingesetzt, um Gaspreisschwankungen zu nutzen und dadurch Arbitragegewinne zu erwirtschaften, wodurch die Versorgungssicherheit bei Nachfragespitzen oder Lieferengpässen gewährleistet wird. Wesentlich ist dabei die saisonale Speicherung: Aufgrund der temperaturabhängigen Nachfrage nach Gas liegen die Preise im Winter typischerweise über denen im Sommer (dem sogenannten „Sommer-Winter-Spread“ bzw. „S-/W-Spread“). Händler speichern demgemäß Gas in den Sommermonaten zu vergleichsweise niedrigen Preisen ein und verkaufen es im Winter zu höheren Preisen. Darüber hinaus werden Speicher zur kurzfristigen Arbitrage bei intrasaisonalen Preisschwankungen aufgrund von Produktions-, Import- oder Nachfrageschwankungen eingesetzt.

Seit der Gaskrise in den Jahren 2022/2023 schreibt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jedoch Mindestfüllstände für deutsche Gasspeicher vor. Werden diese unterschritten, kann Trading Hub Europe GmbH („THE“) in den Markt eingreifen und Maßnahmen zur Sicherstellung der Speicherbefüllung durchführen. Mit dieser Regelung soll sichergestellt werden, dass die Speicher zuverlässig gefüllt sind und die Versorgungssicherheit im Winter gewährleistet wird.

In den vergangenen Jahren haben sich deutliche Veränderungen im unterjährigen Preisverlauf gezeigt. Der normalerweise positive Unterschied zwischen den niedrigeren Gaspreisen im Sommer und den höheren Preisen im Winter – d.h. ein positiver Sommer-Winter-Spread – hat sich teilweise ins Negative verkehrt. In der Folge zeigten sich seit 2022 über längere Zeiträume hinweg strukturell negative Spreads, sodass teilweise über Monate keine marktlichen Anreize für eine sommerliche Einspeicherung bestanden.

Neben geopolitischen Entwicklungen und dem Verhalten einzelner Marktakteure ist denkbar, dass die Füllstandsvorgaben zu dieser Situation beigetragen haben. Der staatliche Eingriff durch die Füllstandsvorgaben würde somit die kommerziellen Anreize zur Einspeicherung konterkarieren und den Umfang sowie die Kosten weiterer staatlicher Maßnahmen erhöhen.

1.2 Auftrag und Berichtsstruktur

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat Frontier Economics beauftragt den Einfluss der bestehenden gesetzlichen Füllstandsvorgaben sowie möglicher regulativer Handlungsalternativen zu untersuchen.

Vor diesem Hintergrund untersucht der Bericht, inwiefern die gesetzlichen Speicherfüllvorgaben den Gasmarkt verzerren, die Preisbildung beeinflussen und möglicherweise

Preisschwankungen verstärken. Zudem werden Alternativen aufgezeigt und bewertet, die eine effiziente und sichere Gasversorgung gewährleisten können. Ziel ist es, eine fundierte Grundlage für mögliche Anpassungen der Regelungen auf nationaler und europäischer Ebene bereitzustellen und dabei ineffiziente gesellschaftliche Kosten zu vermeiden.

Der Bericht ist dabei wie folgt strukturiert:

- **Abschnitt 2** beschreibt die zentralen Veränderungen des deutschen Gasmarktes seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine – insbesondere der Umbau der Importinfrastruktur, die Einführung von Speicherfüllstandsvorgaben sowie die Entwicklung der Sommer-Winter-Spreads.
- **Abschnitt 3** analysiert konzeptionell, wie sich die Füllstandsvorgaben auf die Vermarktung von Gasspeichern und die Preisbildung im Gasmarkt auswirken, wobei zunächst die Handelsmotive der zentralen Marktakteure betrachtet und anschließend die Effekte mithilfe eines vereinfachten fundamentalen Gasmarktmodells untersucht werden.
- **Abschnitt 4** überprüft empirisch, ob die Einführung der Füllstandsvorgaben zu einer strukturellen Veränderung des Niveaus des Sommer-Winter-Spreads geführt hat.
- **Abschnitt 5** stellt die untersuchten regulatorischen Maßnahmen vor und bewertet diese anhand transparenter Kriterien.
- **Abschnitt 6** schließt mit unseren Schlussfolgerungen.

2 Markthintergrund

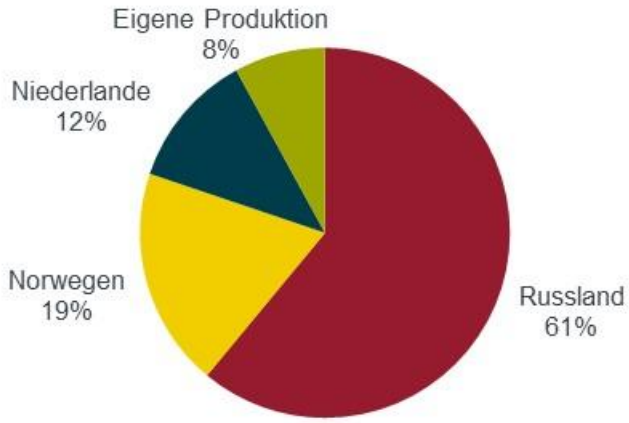
Seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 hat sich der deutsche Gasmarkt durch den Wegfall russischer Pipelineimporte, den daraufhin erfolgten Aufbau von LNG-Terminals und neue Speicherfüllstandsvorgaben grundlegend verändert. Dieser Abschnitt zeichnet diese zentrale Entwicklung des deutschen Gasmarktes nach:

- Die Entwicklung der Gasimportinfrastruktur (**Abschnitt 2.1**);
- Die Entwicklung der Speicherfüllstandsvorgaben in der EU und Deutschland (**Abschnitt 2.2**); und
- Die Entwicklung der Sommer-Winter-Spreads (**Abschnitt 2.3**).

2.1 Entwicklung der Gasimportinfrastruktur

Vor 2022 war der deutsche Gasmarkt durch eine hohe Pipeline-Importkapazität geprägt, die zu einem großen Teil auf russischen Gaslieferungen beruhte. Diese dominierten die Gasversorgung über zentrale Grenzübergangspunkte. LNG spielte in dieser Phase keine Rolle. Auch Gasspeicherfüllstände wurden politisch nicht reguliert. Es gab weder auf EU- noch auf nationaler Ebene Mindestvorgaben.

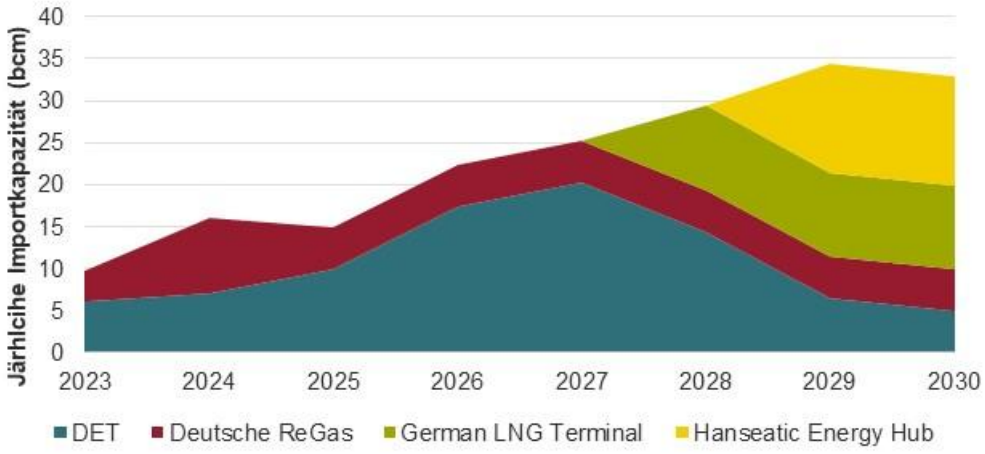
Abbildung 1 Angebotsmix auf dem deutschen Gasmarkt im Jahr 2020



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat Daten.

Der Ausbau alternativer Importmöglichkeiten zu russischen Pipelinelieferungen wurde seit Beginn der Gaskrise massiv beschleunigt. Die verstärkte Nutzung und Ausbau der Grenzübergangspunkte mit den Niederlanden und Belgien erhöhten die Pipelinezuflüsse und indirekten LNG-Importe. Gleichzeitig entstand in kürzester Zeit eine deutsche LNG-Infrastruktur. Abbildung 2 illustriert diesen Wandel: Sie zeigt den kontinuierlichen Hochlauf der LNG-Importkapazitäten ab 2023 und die Projektionen bis 2030, die auf über 30 bcm/a hinauslaufen.

Abbildung 2 Entwicklung der LNG-Importkapazität in Deutschland



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Daten des BMWE.*

Hinweis: *Hier dargestellt sind die technisch maximal möglichen Ausspeisekapazitäten, welche im Falle einer Gaskrise zur Verfügung stehen. Vermarktungseinschränkungen sind bewusst nicht berücksichtigt.*

Damit hat sich die deutsche Gasversorgung seit dem Jahr 2022 von einer stark regional gebundenen Struktur hin zu einem stärker global integrierten System entwickelt, das sich langfristig resilienter gegenüber geopolitischen und marktlichen Schocks präsentiert. Anstelle der früher dominierenden Pipelineimporte aus Russland trägt heute eine stärker diversifizierte Struktur aus LNG-Terminals (mit einem globalen Angebot an Cargos) und zusätzlichen Pipelineanbindungen die Versorgung. Der Netzentwicklungsplan 2025 (vgl. Abbildung 3) verdeutlicht, dass Deutschland durch die neuen Kapazitäten bereits heute wieder ein Einspeiseniveau erreicht, das nicht nur zur Deckung der Spitzenlast ausreicht, sondern auch Puffer gegen Schwankungen am globalen Gasmarkt bietet. Damit ist die deutsche Gasversorgung heute resilienter gegenüber geopolitischen und marktlichen Schocks.

2.2 Entwicklung der Speicherfüllstandsvorgaben

Im Folgenden stellen wir die Einführung der Füllstandsvorgaben im Jahr 2022, die Weiterentwicklung dieser Vorgaben im Jahr 2025 und die Entwicklung der Speicherfüllstände deutscher Gasspeicher im Zeitverlauf dar.

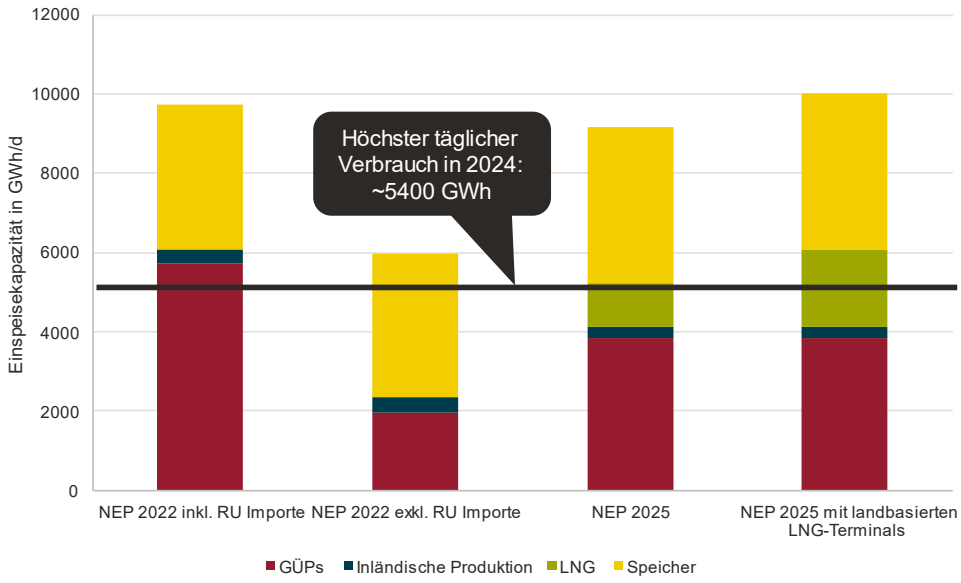
Einführung der Speicherfüllstandsvorgaben im Jahr 2022

Bereits kurz nach dem russischen Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 stellte Russland die Lieferung von Pipelinegas in andere EU-Länder wie z.B. die Niederlande und im September 2022 auch nach Deutschland ein (siehe nachfolgende Textbox zur THE-Aktivität im Jahr 2022). Mit dem Ausfall dieser Lieferungen gingen zentrale Einspeisepunkte verloren, die zuvor den größten Teil der deutschen Gasversorgung abgedeckt hatten. Zwar konnte die Spitzenlast weiterhin gedeckt werden, die Versorgungssicherheitslage war jedoch angespannt, so

dass das Bundeswirtschaftsministerium im Juni 2022 die Alarmstufe des Notfallplans Gas ausrief.[1]

In dieser Situation bestand das Risiko, dass ein zusätzlicher Ausfall von Importkapazitäten oder eine unzureichende Befüllung der Speicher zu akuten Engpässen geführt hätte. Wie Abbildung 3 zeigt, lagen die Einspeisekapazitäten nach dem Wegfall russischer Lieferungen zunächst nur knapp oberhalb des Spitzenverbrauchs.

Abbildung 3 Einspeisekapazität in das deutsche Gasnetz seit 2022



Quelle: *Frontier Economics basierend auf INES sowie dem NEP 2022 (Entwurf) und dem NEP 2025 (Szenariorahmen).*

Hinweis: *Für alle Szenarien außer NEP 2022 inkl. RU-Importe wurden die Kapazitäten der GÜPs Brandov, Deutschneudorf, Greifswald, Mallnow, Olbernhau und Waidhaus auf 0 gesetzt. Für das Szenario NEP 2025 mit landbasierten LNG-Terminals wurden zusätzlich zu den hinterlegten LNG-Einspeisekapazitäten die Kapazitäten der geplanten LNG-Terminals in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven ergänzt und angenommen, dass diese jeweils ein bestehendes FSRU am gleichen Standort ersetzen.*

Als Reaktion auf den bereits absehbaren Ausfall der russischen Pipelineimporte und die gezielte Nichtbefüllung einzelner großer Speicher führte die Politik erstmals verbindliche Speicherfüllstandsvorgaben ein.[2] Diese Ereignisse stellten kein Marktversagen, sondern eine gezielte Destabilisierung des deutschen und europäischen Energiesystems dar. Die neuen Füllstandsvorgaben sollten sicherstellen, dass die Speicher bis zum Winter zuverlässig befüllt und

1 BMWE (2022): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ruft Alarmstufe des Notfallplans Gas aus – Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/06/20220623-bundesministerium-ruft-alarmstufe-des-notfallplans-gas-aus.html.

2 European Parliament (2022) : EU gas storage and LNG capacity as responses to the war in Ukraine, https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/729401/EPRS_BRI(2022)729401_EN.pdf.

damit ein Mindestmaß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist, unabhängig von kurzfristigen Marktsignalen.[3]

- Auf **europäischer Ebene** wurde mit der Verordnung (EU) 2022/1032 im Mai 2022 ein Rahmen geschaffen, der verbindliche Füllziele für den 1. November jedes Jahres festlegte, nämlich 80 % im Jahr 2022 und 90 % ab 2023. Zusätzlich wurden pro Mitgliedsstaat unterjährige Zwischenziele für Februar, Mai, Juli und September vorgegeben, um eine kontinuierliche Befüllung sicherzustellen.[4] Ursprünglich bis Ende des Jahres 2025 befristet, wurde die Regelung im Juni 2025 um zwei Jahre verlängert. Damit gingen zwei Flexibilisierungen einher: (i) das 90-%-Ziel kann nun zwischen dem 1. Oktober und 1. Dezember erreicht werden (anstatt zum 1. November), und (ii) die Zwischenziele werden als indikativ und nicht mehr als bindend ausgestaltet. Zudem wurden verschiedene Ausnahmemöglichkeiten eingeführt, die Deutschland eine Absenkung des Füllziels um mehr als 20 Prozentpunkte ermöglichen.[5]

- Parallel dazu hat **Deutschland** im April 2022 nationale Mindestfüllstände in § 35b EnWG eingeführt, die im Juli 2022 per Ministerverordnung (GasSpFüllstV) nochmals verschärft wurden: 85 % zum 1. Oktober, 95 % zum 1. November und 40 % zum 1. Februar.[6] Diese Regelung wurde im Januar 2024 bis zum 1. April 2027 verlängert[7], bevor sie 2025 durch eine neue Regelung ersetzt wurde (siehe unten).

Mit der Einführung der Füllstandsvorgaben erhielt **THE** nach § 35c EnWG die Rolle eines **„Buyer of Last Resort"-Akteurs**. Damit ist THE nach Zustimmung des Bundeswirtschaftsministeriums befugt, in den Markt einzugreifen, um die Einhaltung der gesetzlichen Speicherziele sicherzustellen. Ein aktives Eingreifen ist nach § 35b EnWG dann zulässig, wenn die Erreichung der Füllstände gefährdet ist – etwa, wenn am 1. August absehbar wird, dass die Vorgaben nicht eingehalten werden können, weil gebuchte Kapazitäten ungenutzt bleiben oder weil Speicher überhaupt nicht gebucht sind. In solchen Fällen kann THE (i) ungenutzte Speicherkapazitäten übernehmen, (ii) bislang ungebuchte Kapazitäten selbst buchen und (iii)

---

3 Begleitend zur Speicherfüllpflicht wurden 2022 zusätzliche Schutzmechanismen eingeführt: Auf EU-Ebene verpflichtete VO (EU) 2022/1032 die Mitgliedstaaten zur Zertifizierung der Speicherbetreiber und etablierte engmaschige Monitoring- und Durchsetzungsregeln; in Deutschland schuf Teil 3a EnWG erweiterte Eingriffsbefugnisse der THE (Ausschreibungen, Gasankauf und Befüllung sowie use-it-or-lose-it), um vergleichbare Fälle künftig zu verhindern.

4 EU (2022): Verordnung (EU) 2022/1032, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:32022R1032.

5 Europäischer Rat (2025): Gasversorgungssicherheit: Rat und Parlament erzielen Einigung über ausreichende Reserven zu erschwinglichen Preisen, https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2025/06/24/gas-security-of-supply-council-and-parliament-strike-a-deal-to-ensure-enough-reserves-at-affordable-prices/.

6 BMWE (2022): Bundeswirtschaftsministerium stärkt weiter die Vorsorge für den Winter: Ministerverordnung zu Erhöhung der Speichervorgaben tritt morgen in Kraft, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220728-bundeswirtschaftsministerium-staerkt-weiter-die-vorsorge-fuer-den-winter.html, BMWE (2022): Verordnung zur Anpassung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherfüllstandsverordnung – GasSpFüllstV), https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-zur-anpassung-von-fullstandsvorgaben-fur-gasspeicheranlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

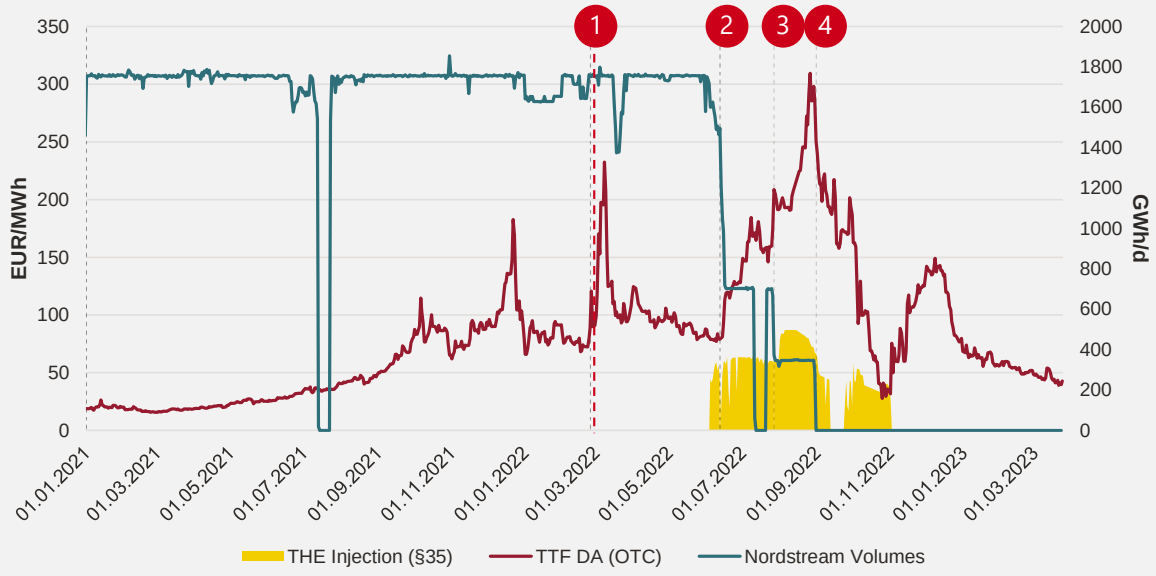
7 Deutscher Bundestag (2024): Bundestag verlängert Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung, https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw03-de-energiewirtschaftsgesetz-zweites-986290.

Gas am Markt beschaffen, um es in die Speicher einzuspeichern.[8] Das bedeutet, dass Speichernutzer nach dem „Use-it-or-lose-it"-Prinzip ihre gebuchten Kapazitäten für das restliche Speicherjahr verlieren, wenn sie diese bis zum Stichtag nicht nutzen (d.h. nicht mit Gas befüllt haben). Im Jahr 2022 nahm THE diese Rolle als „Buyer of Last Resort"-Akteur wahr.

Fallstudie – Aktivität von THE im Sommer 2022

Im Sommer 2022 war die Speicherbefüllung stark von nicht-marktrationalem Verhalten einzelner Akteure beeinflusst. Insbesondere für den Speicher Rehden liegt die Schlussfolgerung nahe, dass dieser ohne die Intervention von THE nicht (bzw. nicht ausreichend) befüllt worden wäre. THE startete Anfang Juni 2022 die Befüllung dieses Speichers, der bis dahin einen ungewöhnlich geringen Füllstand von deutlich unter 5 % aufwies. Trotz der Einspeicherung durch THE konnten die Füllstandsvorgaben nicht erreicht werden (78 % statt 85 % zum 1. Oktober bzw. 92 % statt 95 % zum 1. November).

Die Situation im Jahr 2022 ist mit der heutigen nicht vergleichbar. Zum damaligen Zeitpunkt hatte nur THE kurzfristig Zugriff auf die Kapazitäten des Speichers Rehden. Angesichts der damaligen Speicherfüllstände und Unsicherheit über zukünftige Gasimporte (absehbarer Ausfall russischer Lieferungen bei noch nicht vorhandenen LNG-Importkapazitäten) war die zeitliche Befüllung außergewöhnlich dringend. Die Abbildung zeigt die Nord Stream Importe, die Preisentwicklung sowie die Einspeicherung von THE im Zeitverlauf von 2021 bis März 2023.



1. 24.2.2022: Invasion der Ukraine
2. 12.6.2022: Erste Lieferbeschränkungen
3. 27.7.2022: Zweite Lieferbeschränkung
4. 31.8.2022: Vollständige Einstellung der Gaslieferungen

[8] §35b, §35c EnWG.

In der Situation des Jahres 2022 erwiesen sich die Speicherfüllstandsvorgaben als zentrale Maßnahme, um die Gasversorgung in Deutschland für den folgenden Winter abzusichern. Gleichzeitig trugen die Vorgaben zur Stabilisierung der Markterwartungen bei, da sie verbindliche Leitplanken für die Befüllung vorgaben.

Weiterentwicklungen der Speicherfüllstandsvorgaben im Jahr 2025

Im Mai 2025 passte die Bundesregierung die nationalen Vorgaben der Gasspeicherfüllstandsverordnung (GasSpFüllstV) an. Seither gilt zum 1. November grundsätzlich eine Speicherfüllstandsvorgabe von 80 %. Sechs Porenspeicher mit geringeren Ein-/Ausspeicherraten haben ein reduziertes Ziel von 45 %.[9] Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Füllstandsvorgabe von ca. 70 %. Diese ist seither maßgeblich für ein Eingreifen von THE, wobei darüber hinaus die allgemeine Versorgungssicherheitslage zu berücksichtigen ist.[10]

Zum 1. Februar müssen noch 30 % der Gasspeicher gefüllt sein. Für die vier süddeutschen Porenspeicher Bierwang, Breitbrunn, Inzenham-West, Wolfersberg wurde wegen der regionalen Versorgungsfunktion ein höherer Mindestwert von 40 % festgelegt. Die Verordnung gilt bis zum 31. März 2027.

Im folgenden Abschnitt betrachten wir die Entwicklung des S-/W-Spreads. Anhand seiner Dynamik lässt sich nachvollziehen, wie die veränderten Rahmenbedingungen seit 2022 zu stärkeren Schwankungen in der Preisbildung geführt haben.

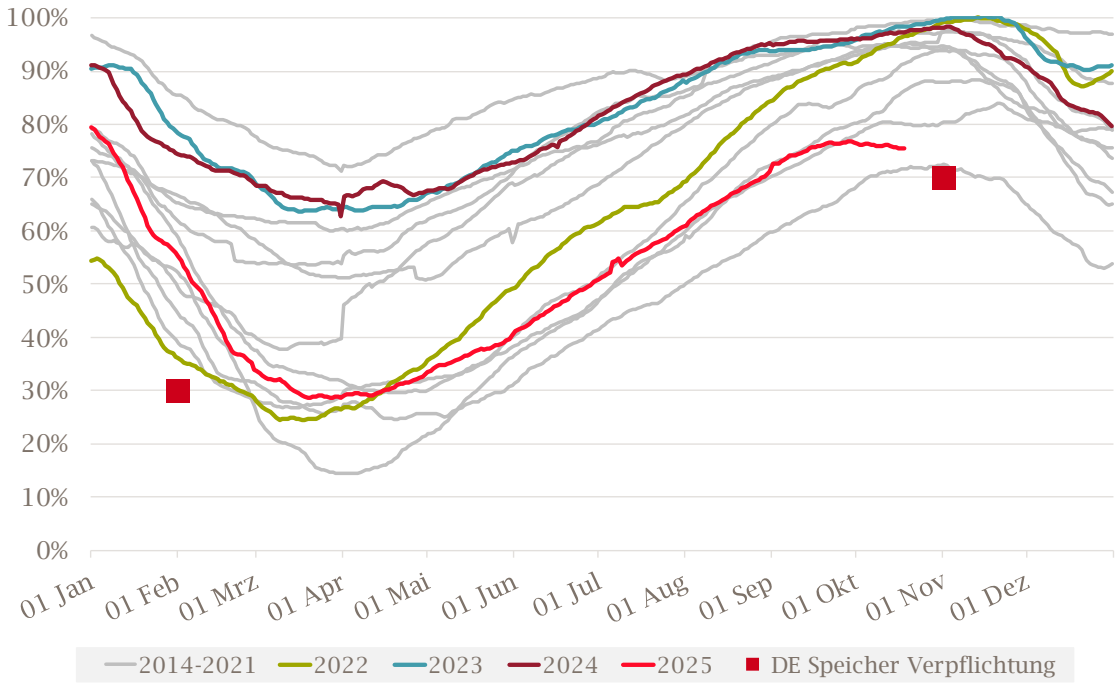
Längerfristige Entwicklung der Speicherfüllstände deutscher Gasspeicher

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Speicherfüllstände im historischen Vergleich. Die Grafik macht deutlich, dass Deutschland trotz des Wegfalls russischer Lieferungen vergleichsweise hohe Füllstände halten konnte. So stellten die Füllstandsvorgaben auch sicher, dass die Speicher im Vorfeld des Winters 2022/23 (siehe grüne Linie in Abbildung 4) auf hohem Niveau befüllt wurden.

9 Es handelt sich hierbei um die Gasspeicheranlagen Bad Lauchstädt, Frankenthal, Hähnlein, Rehden, Stockstadt, Uelsen.

10 Bundesgesetzblatt 2025: Verordnung zur Anpassung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherfüllstandsverordnung – GasSpFüllstV), https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2025/130/VO.html.

Abbildung 4 Entwicklung der Gasspeicherfüllstände in Deutschland



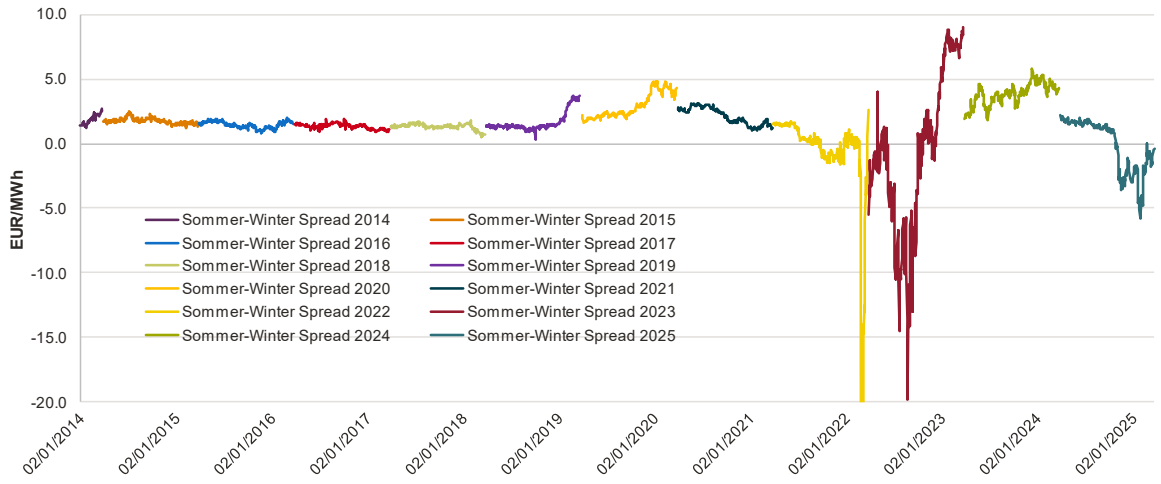
Quelle: *Frontier Economics basierend auf AGSI+ (Stand 20.10.2025).*

Hinweis: *Die dargestellten Füllstandsvorgaben basieren auf der Verordnung zur Anpassung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen von Mai 2025 (siehe unten).*

2.3 Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads im Zeitraum 2014-2025

Abbildung 5 stellt den täglichen S-/W-Spread der Lieferjahre 2014 bis 2025 dar.

Abbildung 5 Entwicklung des S-/W-Spreads 01.01.2014 bis 31.03.2025



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Energate.*

Hinweis: *Bis zum 30. September 2021 basieren die Daten auf den an der EEX gehandelten Preisen für die Marktgebietszuordnung NCG; ab dem 1. Oktober 2021 werden die Preise für THE herangezogen. Der S-/W-Spread ergibt sich aus der Differenz der Settlement-Preise zwischen dem Winterprodukt (Q4/Q1) und dem Sommerprodukt (Q2/Q3). Ein Lieferjahr umfasst dabei stets den Zeitraum vom 1. April des Vorjahres bis zum 31. März des betreffenden Jahres. Zur besseren Übersichtlichkeit wurde die y-Achse in der Abbildung abgeschnitten.*

Im Zeitverlauf zeigen sich zum Teil sehr unterschiedliche Entwicklungen des S-/W-Spreads:

- Für die Jahre **2014 bis 2020** war der S-/W-Spread stets positiv und lag zwischen etwa 0,5 und 5 €/MWh. Die klassische Differenz mit niedrigeren Preisen im Sommer und höheren Preisen im Winter war in dieser Zeit relativ stabil, größere Ausschläge waren kaum zu beobachten. Ab dem Jahr **2021** zeigten sich erste stärkere Schwankungen, wobei der Spread aber meist positiv blieb.

- Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine im **Februar 2022** änderte sich das Bild grundlegend. Bereits im März 2022 sprang der S-/W-Spread abrupt auf bis zu -67 €/MWh. Nach einer kurzen Erholung setzte sich die negative Entwicklung fort: Über weite Teile des Sommers 2022 blieb der Spread deutlich negativ – eine Abkehr von der sonst typischen Preissaisonalität zwischen Sommer und Winter. Auch in den Folgemonaten blieb die Volatilität hoch. Die Gasspeicherfüllstände lagen damals – nicht zuletzt durch die neuen Füllstandsvorgaben – auf vergleichsweise hohem Niveau.

- Im **Frühjahr 2023** erreichte der Spread dann vorübergehend ungewöhnlich hohe positive Werte, bevor sich die Kurve wieder etwas normalisierte. Insgesamt notierte der Spread 2023 wieder häufiger im positiven Bereich, allerdings bei deutlich größeren Schwankungen als in den Jahren vor 2021.

- **Seit 2024** zeigt sich erneut eine klare Tendenz zu niedrigen oder negativen Spreads. Parallel dazu waren die Speicherstände zum Jahresbeginn 2025 deutlich niedriger als in den Vorjahren, was die Unsicherheit zusätzlich verstärkte und sich in den erneut negativen Preissignalen widerspiegelte.

- Für das **Lieferjahr 2025** ist über weite Strecken ein negativer Verlauf sichtbar, nur unterbrochen von einzelnen Erholungsphasen in Richtung Null.

Insgesamt ergibt sich damit das Bild einer Phase erhöhter Unsicherheit, in der Inversionen nicht mehr Ausnahme, sondern wiederkehrendes Muster sind.

3 Konzeptionelle und modelltheoretische Analyse der Effekte von Füllstandsvorgaben auf den Gasspeichermarkt

In diesem Abschnitt untersuchen wir konzeptionell mögliche Auswirkungen der Füllstandsvorgaben auf die Gasspeichervermarktung und die Preisbildung im Gasmarkt.

Hierzu gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 3.1** stellen wir zunächst die wichtigsten Akteure im Gasspeichermarkt und deren Handelsmotive dar. Anschließend diskutieren wir, wie Füllstandsvorgaben auf die Handelsmotive wirken.
- In **Abschnitt 3.2** untersuchen wir auf Basis eines vereinfachten, fundamentalen Merit-Order-Gasmarktmodells die Auswirkungen der Füllstandsvorgaben auf die Preissetzung.
- In **Abschnitt 3.3** ziehen wir ein Fazit unserer konzeptionellen und modelltheoretischen Überlegungen. Dies bildet die Grundlage für die ökonometrische Analyse in **Abschnitt 4**.

3.1 Auswirkung der Füllstandsvorgaben auf die Handelsmotive der Marktakteure im Gasspeichermarkt

Im Folgenden beschreiben wir die wichtigsten Akteure und deren Handelsmotive im Gasspeichermarkt (**Abschnitt 3.1.1**) und diskutieren anschließend die Auswirkungen der Füllstandsvorgaben auf deren Handelsmotive (**Abschnitt 3.1.2**).

3.1.1 Akteure und Handelsmotive im Gasspeichermarkt

Speicherkapazitäten werden von unterschiedlichen Akteuren im Markt genutzt, um sich gegen Risiken abzusichern oder Handelsgewinne zu realisieren. Das Zusammenspiel der Handelsmotive hat vor dem Jahr 2022 dazu geführt, dass die Nachfrage im Gasmarkt stets gedeckt werden konnte und die Gasversorgung gesichert war.

Die eingeführten Füllstandsvorgaben betreffen im Wesentlichen die Marktteilnehmer, die Speicher nutzen – z.B. Gashändler, Versorger oder Industrie – oder betreiben (Speicherbetreiber, SSOs). Wir erläutern im Folgenden die Rolle der Speicherbetreiber und Speichernutzer sowie ihre Handelsmotive.

Speicherbetreiber

Speicherbetreiber stellen Arbeitsgasvolumen sowie Ein- und Ausspeicherleistung für Speichernutzer bereit. Sie bieten unterschiedliche Speicherprodukte an und erschließen bei Bedarf neue Kavernen. Sie interagieren primär mit Speichernutzern, Infrastrukturbetreibern und – falls die gesetzlichen Füllstandsvorgaben anders absehbar nicht erreicht werden – mit THE.

Das Geschäftsmodell beruht auf der Vermietung von Speicherkapazität in Kombination mit Ein- und Ausspeicherleistung gegen Entgelt für definierte Zeiträume. Die Vermarktungsstrategie der Speicherbetreiber besteht aus zwei wesentlichen Elementen: (i) langfristige Speicherverträge („Developer Approach“) zur planbaren Kapitalrückführung mit geringem Risiko und (ii) kurzfristige Vermarktung („Merchant Approach“), deren Erfolg stark vom S-/W-Spread abhängt und mit einem höheren Risiko einhergeht:[11]

- **Langfristige Speicherverträge** definieren sich über i.d.R. konstante Erlöse über einen längeren Zeitraum. Dies sind meist Verträge, die geschlossen wurden, um Investitionen in neue Speicherkapazitäten abzusichern. Die fixierten Entgelte liegen hier über den Vollkosten, mit dem Ziel Investitionskosten über den Zeitraum zu amortisieren und eine Rendite zu erwirtschaften und sind somit eine risikoarme Möglichkeit für Speicherbetreiber.

- Neben langfristigen Speicherverträgen **vermarkten Speicherbetreiber** Speicherkapazität auch **kurzfristig**. Das Entgelt, das sich im Markt bildet, hängt maßgeblich vom S-/W-Spread ab (je höher der Spread, desto höher ist die Zahlungsbereitschaft von Speichernutzern und damit das Entgelt). In der Regel sind dies Speicherkapazitäten, die nach dem Auslaufen von Langfristverträgen auf den Markt kommen. Dies führt dazu, dass der Anteil der kurzfristigen Vermarktungen von Speicherkapazitäten aus unserer Markterfahrung zugenommen hat (siehe Textbox).

Trend zu kurzfristiger Vermarktung von Speicherkapazitäten

Aktuell gibt es einen Trend zur zunehmend kurzfristigen Vermarktung von Speicherkapazitäten.[12] Viele langfristige Verträge laufen aus und werden nicht verlängert. Es gibt verschiedene Gründe für die geringere Nachfrage nach langfristigen Speicherverträgen, u.a. die geänderten Lieferverhältnisse, die aktuell sinkende Gasnachfrage, die Zunahme von LNG-Kapazitäten und die Unsicherheit über die Bedeutung von Gas als zukünftigem Energieträger. Klimaschutzbedingte Entwicklungen, wie der Wechsel von Gas hin zu Strom (zukünftig auch zu Wasserstoff) im Wärme- und Industriesektor, führen dazu, dass aktuell der direkte Einsatz von Gas in Endanwendungen sinkt.

Das Geschäftsfeld der Speicherbetreiber wird durch die kurzfristige Vermarktung tendenziell risikoreicher und nähert sich damit den etablierten Geschäftsmodellen für die Vermarktung von Stromerzeugung und Gasproduktion. Der aktuelle Rückgang der Gasnachfrage setzt für Speicherbetreiber Anreize für Forschung und Entwicklung in alternativen Geschäftsmodelle

11 Zusätzlich beschäftigen sich Speicherbetreiber auch mit der alternativen Nutzung von Gasspeichern (z.B. H_2-Kavernenprojekte), um sich parallel einen klimaneutralen Geschäftszweig aufzubauen.

12 Timera Energy (2019): Gas Storage value recovery, https://timera-energy.com/blog/european-gas-storage-value-is-recovering/.

wie die Speicherung von Wasserstoff (z.B. sichert sich EnBW Option auf H2 Speicher in Etzel[13]) und Stilllegungen.



Die Entwicklung der zukünftigen Gasnachfrage und somit der Nachfrage für Gasspeicher ist unsicher: Endanwendungen werden zwar von Gas auf Strom umgerüstet (z.B. Industrie-/Wärmesektor), gleichzeitig wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien die Stromerzeugung volatiler. Um die volatile Stromerzeugung auszugleichen, wird insbesondere der Ausbau von (H2-ready) Gaskraftwerken als potenzielle Lösung diskutiert und vorangetrieben, die wiederum zu einer gesteigerten Nachfrage von Gasspeichern führen könnte.

Speicherbetreiber stellen Speicherkapazität gegen ein Entgelt an Speichernutzer zur Verfügung, aber befüllen diese nur im Auftrag von Speichernutzern.

Speichernutzer und Gashändler

Das Geschäftsmodell der Speichernutzer besteht darin, aus der flexiblen Nutzung gebuchter Kapazitäten kommerziellen Nutzen zu erzielen. Es bestehen drei wesentliche Strategien:

- (i) **Hedging**, indem Speicher als Absicherung verkaufter Flexibilitäten oder zur Erfüllung physischer Lieferverpflichtungen dienen,
- (ii) **Arbitrage**, bei der Speicher genutzt werden, um heute einen sicheren Preisunterschied auszunutzen – klassisch zwischen Sommer- und Winterprodukten, und
- (iii) **Eigenhandel**, bei dem Speicher lediglich als Option eine Rolle spielen, um ebenfalls Preisunterschiede bzw. Preisverhältnisse auszunutzen; diese Strategie geht bewusst mit einem Marktrisiko einher.

Generell können Speichernutzer gebuchte Kapazitäten auch weitervermarkten (Sekundärvermarktung). Dies ist jedoch keine primäre Strategie der Speichernutzer, weshalb im Folgenden nicht gesondert darauf eingegangen wird.

Wir gehen auf die drei genannten Strategien im Folgenden im Detail ein:

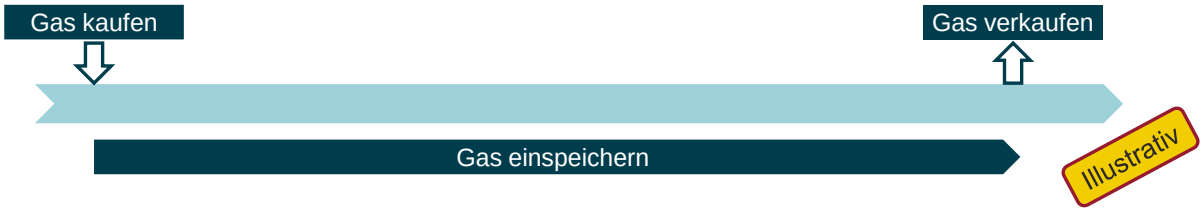
- **Hedging** bzw. Risikomanagement im Zusammenhang mit Gasspeichern beschreibt die Nutzung des Speichers als Puffer zur Erfüllung von Lieferverpflichtungen bzw. verkaufter Flexibilitäten in physischen Lieferverträgen. Durch die Speichernutzung kann der Lieferant das Risiko reduzieren, physische Lieferverpflichtungen nicht erfüllen zu können bzw. als Absicherung gegen Knappheitspreise im Winter bei einem Kälteeinbruch. Hedging

[13] EnBW (2024): STORAG ETZEL und EnBW vereinbaren nächsten Schritt für großtechnische Speicherung von Wasserstoff am Standort Etzel, https://www.enbw.com/presse/speicherung-von-wasserstoff-am-standort-etzel.html.

können auch Versorger und Industrieunternehmen selbst betreiben, um ihren eigenen Gasverbrauch abzusichern.

- Bei **Arbitrage** in Bezug auf Gasspeicher versuchen Gashändler und andere Speichernutzer, aus Preisdifferenzen zwischen Sommer- und Winterpreisen Erlöse zu erzielen – beispielsweise durch „Cash & Carry“. Das bedeutet in der Regel, dass Gas im Sommer zu niedrigen Preisen zu kaufen, einzuspeichern und gleichzeitig einen Terminkontrakt für den Winter zu höheren Preisen zu verkaufen – mit Lieferung aus dem Speicher zum vereinbarten Zeitpunkt (oder finanziellem Ausgleich), siehe Abbildung 6. Das Marktrisiko ist im Vergleich zu ungesicherten Positionen gering, da Ankauf, Speicherung und Terminverkauf (nahezu) gleichzeitig erfolgen. Um mit der Strategie „Cash & Carry“ Erlöse erzielen zu können, müssen die zusätzlichen Kosten für Einspeicherung und Finanzierung insgesamt niedriger sein als die Preisdifferenz zwischen Sommer- und Winterpreis. Ist die Preisdifferenz zu gering oder negativ, ist die „Cash & Carry“-Arbitrage geschlossen.

Abbildung 6 Illustration der „Cash & Carry” Strategie



Quelle: Frontier Economics.

- Beim **Eigenhandel** handeln Händler mit verschiedenen Gasprodukten, um Gewinne zu generieren, indem sie Preisverhältnisse zwischen Produkten, Zeitpunkten und Märkten ausnutzen (z. B. durch die „Relative-Value“-Strategie). Eine physische Lieferung ist hierbei nicht zwingend erforderlich. Im Gegensatz zur Arbitragestrategie ist die Erlösgenerierung beim Eigenhandel mit Risiko behaftet. Speicherrechte für Speicherkapazitäten werden hier explizit als Option auf Preisveränderungen in der Zukunft verstanden. Der Eigenhandel trägt zudem zur Informationseffizienz der Preise bei (siehe Textbox).

  Im Eigenhandel dient Speicherkapazität u.a. als Absicherung, wenn der Markt sich entgegen der Erwartung des Händlers entwickelt, oder um explizit eine erwartete Entwicklung – zum Beispiel steigende Preise – auszunutzen.

  - Angenommen der Preis für den kommenden Winter ist aus Sicht eines Händlers unterbewertet. Der Händler kauft also Wintergas auf Termin und plant, diese Mengen im Winter am Spotmarkt zu verkaufen, wenn sein Terminkontrakt erfüllt wird. Entwickelt sich der Markt wie erwartet, dann liegt der Preis am Spotmarkt im Winter höher als der Kaufpreis des Terminkontrakts und der Händler realisiert einen Handelsgewinn. Erfüllt sich die Erwartung des Händlers nicht – der Preis am Spotmarkt im Winter ist geringer als der des Terminkontrakts – dann würde der Händler einen Verlust realisieren. Gegen dieses Szenario kann sich der Händler absichern, indem er vorab

Speicherkapazität bucht. Dann hat er die Option, das per Terminkontrakt gekaufte Wintergas zunächst einzuspeichern zu einem späteren Zeitpunkt (bei mutmaßlich höheren Preisen) zu verkaufen.

- Speicherkapazität kann auch genutzt werden, um eine explizite Erwartung auszunutzen. Angenommen der Händler erwartet, dass der Gaspreis im Winter am Spotmarkt ansteigt im Vergleich zum Sommer: Ähnlich wie in der „Cash & Carry“ Strategie kauft der Händler im Sommer Gas und speichert es ein. Entgegen der „Cash & Carry“ Strategie verkauft der Händler keinen Terminkontrakt, sondern verkauft die Mengen am Spotmarkt im Winter.

Informationseffizienz des Preises

Welche Position Händler beim Eigenhandel auf dem Gasmarkt eingehen, hängt von ihren Preiserwartungen ab. Die Erwartungen professioneller Händler basieren in der Regel auf komplexen, stochastischen Modellen, in die aktuelle Marktinformationen, regulatorische Rahmenbedingungen und weitere Faktoren einfließen.

Auch wenn Eigenhandel das Ziel verfolgt, private Gewinne zu erzielen, trägt diese Aktivität zur Informationseffizienz der Preise bei. Gehen beispielsweise viele Händler auf Basis ihrer Modelle davon aus, dass der Preis für Wintergas in den Terminkontrakten unterbewertet ist, kaufen sie entsprechende Kontrakte. Die erhöhte Nachfrage nach Winter-Terminkontrakten lässt deren Preis steigen und spiegelt die erwartete Knappheit besser wider.

Eigenhändler tragen somit dazu bei, dass Erwartungen in die Preisbildung einfließen und die Preise diese Information korrekt (effizient) reflektieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Speicherbetreiber ein Interesse daran haben, ihre Speicherkapazitäten erfolgreich zu vermarkten, während Speichernutzer diese Kapazitäten nutzen, um sich entweder gegen verkaufte Flexibilitäten bzw. mögliche Lieferschwierigkeiten abzusichern oder aus saisonalen Preisdifferenzen Gewinne zu erzielen, die unter anderem von einem positiven Spread abhängen. Zudem trägt der Eigenhandel der Gashändler zur Informationseffizienz der Preise bei.

3.1.2 Auswirkung der Füllstandsvorgaben auf das Verhalten der Marktakteure

Die Füllstandsvorgaben führen im Wesentlichen zu zwei Effekten:

- **Höhere Transparenz des zu erwartenden Angebots und der Nachfrage zu Stichtagen:** Die expliziten Vorgaben zu den Speicherfüllständen an bestimmten Stichtagen erhöhen die Markttransparenz. Alle Marktteilnehmer wissen, dass die Gasspeicher spätestens zum 1. November zu einem sehr hohen Anteil gefüllt sein müssen. In einer Welt ohne Füllstandsvorgaben wäre diese Erwartung mit Unsicherheit behaftet und kann zwischen den Marktteilnehmern variieren. Diese Festlegung beeinflusst sowohl die erwartete Nachfrage als auch das erwartete Angebot im Winter:

- **Gesichertes Angebot im Winter:** Marktteilnehmer erwarten, dass spätestens zum 1. November ein gesichertes Angebot besteht, da ein hoher Anteil der Speicherkapazität befüllt sein müssen. Das Risiko, Lieferverpflichtungen nicht erfüllen zu können, ist dadurch geringer, das Angebot im Winter entsprechend höher. Dies wirkt **preissenkend** auf die Winterpreise.

- **Gesicherte Nachfrage im Sommer:** Marktteilnehmer erwarten, dass ein hoher Anteil der Speicherkapazitäten spätestens vor dem 1. November befüllt werden müssen. Dadurch steigt die erwartete Sommernachfrage, was tendenziell **preiserhöhend** auf die Sommerpreise wirkt.

- **Geringere Flexibilität der Speichernutzung:** Durch das „Use-it-or-lose-it"-Prinzip wird die Nutzung der Speicherkapazitäten eingeschränkt. Gebuchte Kapazitäten müssen bis zu den jeweiligen Stichtagen – vollständig oder anteilig – tatsächlich genutzt, d. h. mit Gas befüllt werden. Ohne Füllstandsvorgaben konnten Speicherkapazitäten flexibler eingesetzt werden. Wer den Speicher erst Mitte Oktober oder im Rahmen einer Eigenhandelsstrategie im November nutzen wollte, kann dies unter Füllstandsvorgaben nicht oder nicht mehr im vollen Umfang tun. Die geringere Flexibilität verringert den Wert der Speicherkapazität für die Nutzer und senkt damit ihre Zahlungsbereitschaft.

Die durch die Füllstandsvorgaben bedingte **höhere Transparenz** und **geringere Flexibilität** beeinflussen das Verhalten der Speichernutzer und Gashändler. Während Speicherbetreiber in der Regel weiterhin ein Interesse an einer erfolgreichen Vermarktung haben, führen die Vorgaben dazu, dass Gashändler bestimmte Strategien zur Ausnutzung von Preisunterschieden nicht mehr profitabel umsetzen können.

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Füllstandsvorgaben auf (i) die **Speicherbetreiber** sowie (ii) die **unterschiedlichen Strategien der Speichernutzer bzw. Gashändler** – Hedging, Arbitrage und Eigenhandel – im Detail erläutert.

Auswirkung auf die Speicherbetreiber

Das generelle Geschäftsmodell und die Anreize der Speicherbetreiber haben sich durch die Füllstandsvorgaben nicht wesentlich verändert. Sie haben weiterhin ein starkes Interesse, ihre Speicherkapazitäten – bevorzugt langfristig – zu vermarkten. Da das Produkt „Speicherkapazität" aufgrund der geringeren Flexibilität für potenzielle Nutzer weniger attraktiv wird, könnten die Preise bei kurzfristiger Vermarktung tendenziell sinken.

Gleichzeitig besteht jedoch eine Art **Price Floor**: Wenn **THE** als „Buyer of Last Resort" Speicherkapazitäten bucht, erhalten Speicherbetreiber mindestens das niedrigste durchschnittliche Entgelt der letzten drei Jahre.[14] Für Speicherbetreiber könnte es dadurch einen Anreiz geben, kurzfristig nicht unterhalb des Price Floors zu vermarkten. Allerdings trifft dies nur auf

[14] Der Price Floor muss zusätzlich um die Kosten der Ein- und Ausspeicherleistung verringert werden, da diese beim Eingriff von THE beim Speicherbetreiber statt dem Speichernutzer anfallen.

kurzfristige Vermarktungen zu und auch nur dann, wenn der Speicherbetreiber darauf vertraut, dass THE tatsächlich in dem Markt eingreift.

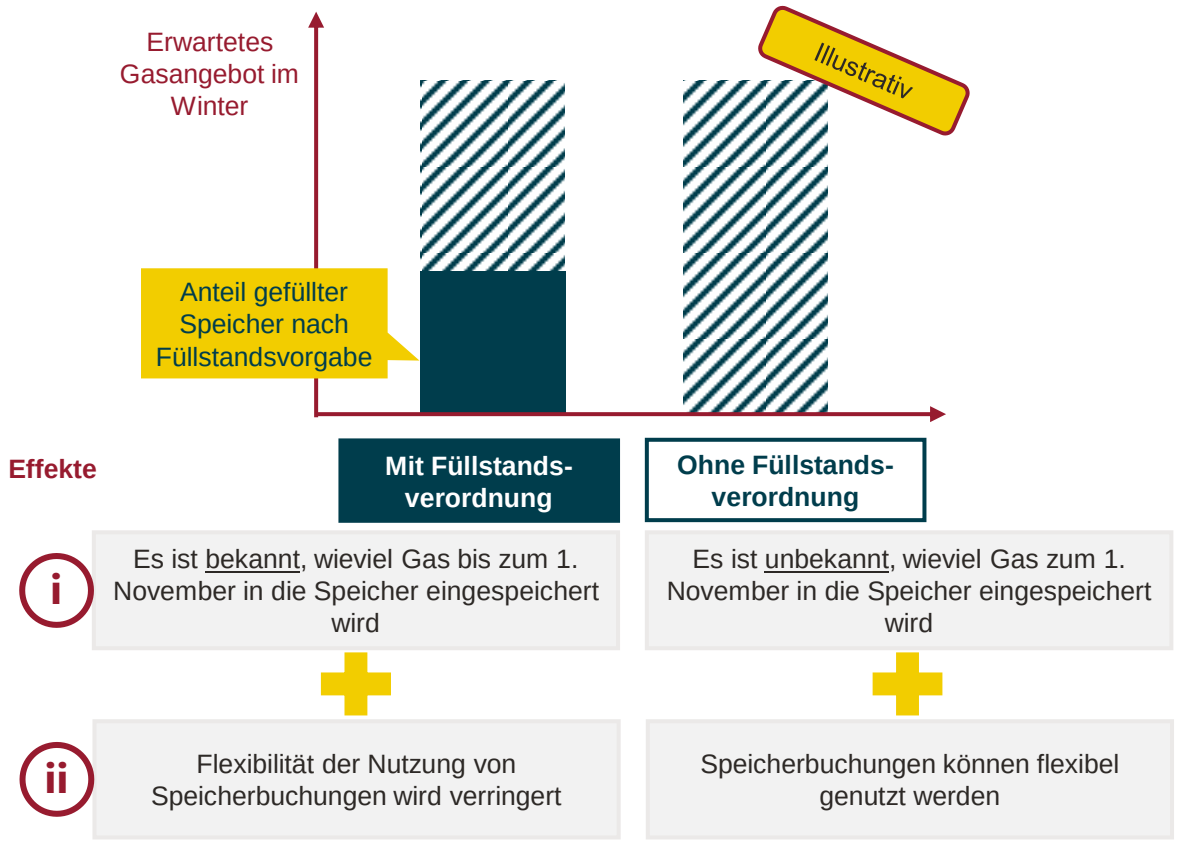
Auswirkung auf die Speichernutzer

Die Strategien der potenziellen Speichernutzer bzw. Gashändler werden unterschiedlich stark von den Füllstandsvorgaben beeinflusst:

- **Hedging** – Durch die Füllstandsvorgaben wird die Erwartungshaltung der Speichernutzer beeinflusst. Das Risiko für Knappheitspreise und die Nichterfüllung von Lieferverpflichtungen sinkt, da Speicher aufgrund der Vorgaben spätestens zum 1. November (bzw. Oktober) zu einem hohen Anteil gefüllt sein müssen. Während in einer Welt mit Füllstandsvorgaben bekannt ist, dass eine bestimmte Menge Gas eingespeichert wird, besteht in einer Welt ohne Vorgaben zumindest Unsicherheit über die tatsächlich eingespeicherte Menge.

  Da mit den Füllstandsvorgaben eine geringere Volatilität der Winterpreise erwartet wird, ist das Risiko für Lieferanten geringer und der Anreiz zur Absicherung sinkt.

Abbildung 7 Auswirkung der Füllstandsvorgaben auf Hedging

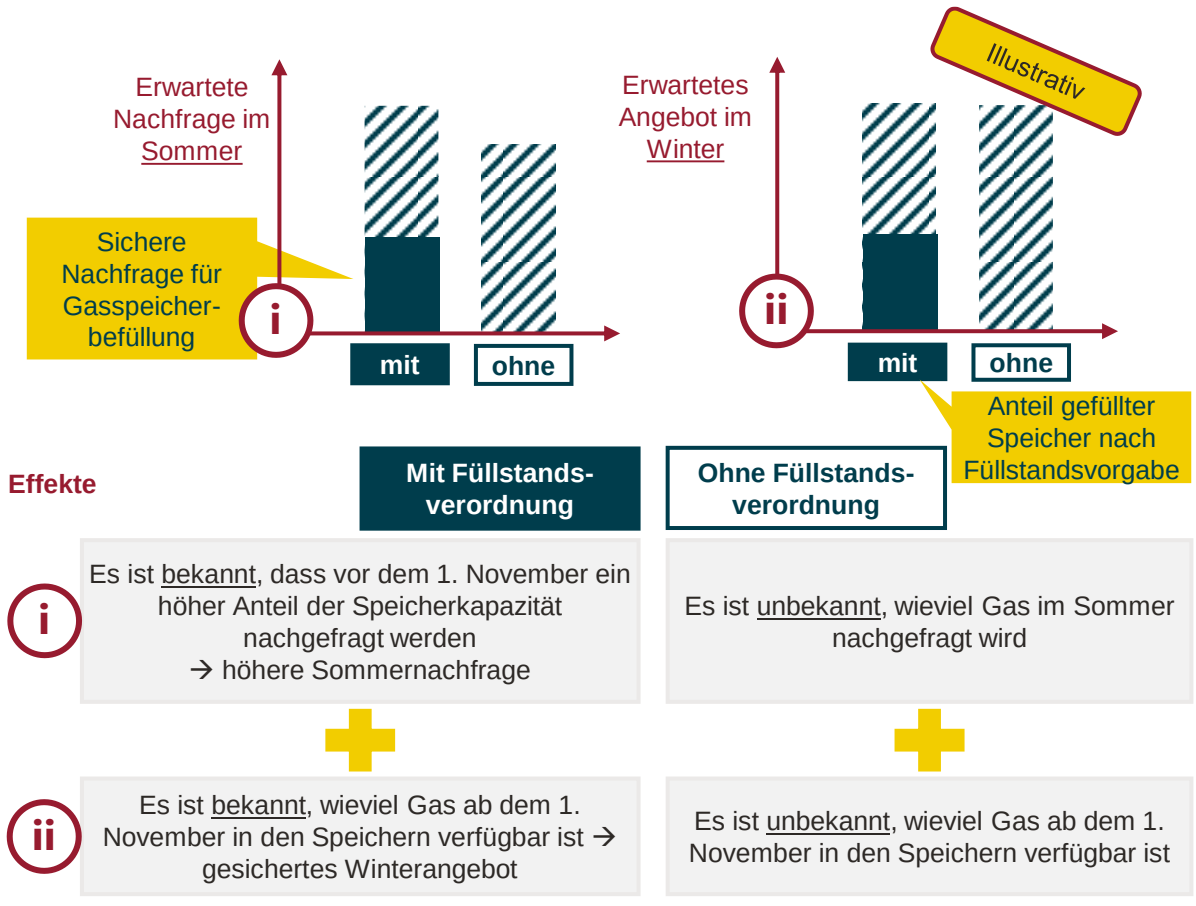


Quelle: Frontier Economics.

- **Arbitrage** – Ziel der Arbitrage ist es, Preisdifferenzen auszunutzen, um risikolos Gewinne zu erzielen. Die höhere Markttransparenz infolge der Füllstandsvorgaben – also der Information, zu welchem Anteil die Speicher an bestimmten Stichtagen gefüllt sind – wirkt **spreadsenkend**: Mit Füllstandsvorgaben besteht eine gesicherte und potenziell höhere Nachfrage nach Gas im Sommer, was den Sommerpreis tendenziell erhöht. Gleichzeitig besteht ein gesichertes Gasangebot im Winter, das den Winterpreis tendenziell senkt. Beide Effekte verringern den Spread.

  Je nach Ausmaß dieser Spreadveränderung kann Arbitrage – z. B. durch „Cash & Carry" – **unattraktiv** werden. Der Spread muss mindestens die Speicher- und Finanzierungskosten übersteigen, damit durch die „Cash & Carry"-Strategie Gewinne erzielt werden können. Sinkt der Spread unter diesen Wert, schließt sich die Arbitragegelegenheit und wird unwirtschaftlich. Gashändler haben dann keinen Anreiz mehr, Gas im Sommer einzuspeichern und im Winter zu verkaufen.

Abbildung 8 Auswirkung der Füllstandsvorgaben auf Arbitrage



Quelle: Frontier Economics.

- **Eigenhandel** – Die Füllstandsvorgaben haben keinen wesentlichen Einfluss auf den Eigenhandel: Interpretationen von Angebots-Nachfrage-Bilanz bleiben die wichtigste Grundlage für Transaktionen und erhöhen weiterhin die Informationseffizienz der

Marktpreise. Die Füllstandsvorgaben sind eine zusätzliche Information, die in der Handelsstrategie zur Kenntnis genommen wird und in die stochastischen Modelle mit einfließen (wie auch andere regulatorische Vorgaben oder Informationen). Es ergeben sich dadurch keine fundamentalen adversen Verhaltensänderungen: Eigenhändler spekulieren weiterhin auf Veränderungen des Spreads über die Zeit, nur dass Speicherkapazität als Option für einen Time Spread weniger flexibel und dadurch günstiger wird.[15]

Wir gehen davon aus, dass die Füllstandsvorgaben somit zumindest teilweise die Strategien der Marktteilnehmer beeinflusst haben und die kommerziellen Anreize für Hedging und Arbitrage-Geschäften reduziert haben. Die Auswirkung auf Anreize zum Eigenhandel ist hingegen nicht eindeutig.

3.2 Modellierung des Einflusses der Füllstandsvorgaben auf die Gasspeicherbewirtschaftung (Merit-Order-Ansatz)

In Abschnitt 3.1 haben wir argumentiert, weshalb die Füllstandsvorgaben spreadsenkend wirken. In diesem Abschnitt validieren wir diese These auf Basis eines **vereinfachten Merit-Order-Gasmarktmodells**, das den Preisbildungsmechanismus auf dem Gasmarkt quantitativ abbildet (siehe Anhang A für eine Modellbeschreibung). Diese Hypothese prüfen wir anschließend empirisch in Abschnitt 4 im Rahmen einer ökonometrischen Analyse. Das Modell ermöglicht es außerdem, regulatorische Maßnahmen wie die Füllstandsvorgaben auf Basis ökonomischer Prinzipien zu bewerten und zu prüfen, ob diese marktunterstützend oder marktverzerrend wirken (siehe Exkurs: Wirkung der Strategischen Gasreserve im Merit-Order Modell zur Prüfung des Effektes einer strategischen Gasreserve).

Das Modell bildet die **Zusammenhänge zwischen Regulierung, Handel und physikalischen Gegebenheiten** plausibel ab, ohne dabei durch übermäßige Komplexität intransparent zu werden. Komplexe marktanalytische Modelle – wie etwa die branchenüblichen finanzmathematischen Modelle zur Speicherbewirtschaftung – sind für diesen Zweck aus unserer Sicht ungeeignet, da aufgrund ihrer Granularität ihre Ergebnisse oft nicht unmittelbar nachvollzogen werden können. Wir zielen daher auf ein spezialisiertes, einfach nachvollziehbares **Optimierungsmodell**, das sich explizit auf die Analyse der Wirkungen von Speicherregulierung auf Gasmarktergebnisse fokussiert.

Innerhalb des Modells setzt die Einführung einer Füllstandsvorgabe eine Mindestnutzung der Gasspeicher fest. Dies kommt einer gesicherten Nachfrage nach Gas in der Sommer- bzw. einem gesicherten Angebot an Gas in der Winterperiode gleich. Beträgt zum Beispiel der Füllstand der Speicher zu Beginn der Sommerperiode 30 % und wird eine Füllstandsvorgabe von

[15] Beispiel: Angenommen der Sommer-Winter-Spread ist negativ und die Händler erwarten, dass das Wintergas aktuell „unterbewertet“ ist. Die Händler kaufen den Winter per Terminkontrakt, d.h. sichern sich die Position Gas im Winter zu einem heute festgelegten Preis zu kaufen. Dadurch induzieren sie Preiserhöhungen, die die erwartete Knappheit reflektieren und tragen gleichzeitig zur Öffnung des Spreads bei. Würde die Händler hingegen erwarten, dass Wintergas aktuell „überbewertet“ ist, dann können sie mit ihrem Verhalten zu Preissenkungen führen und den Spread weiter senken und eine mögliche Knappheit im Winter weiter verschärfen.

80 % vorgegeben, so werden im Modell mindestens Gasmengen in Höhe von 50 % der Speicherkapazitäten in der Sommerperiode eingespeichert, sodass ein Füllstand von mindestens 80 % erreicht wird.

Die Auswirkung der Füllstandsvorgabe auf den S-/W-Spread hängt davon ab, ob die Restriktion für die Speicherbewirtschaftung bindet. Es lassen sich **prinzipiell zwei Fälle** unterscheiden:

- **Fall 1) Füllstandsvorgabe bindet nicht und der S-/W-Spread ist unbeeinflusst** – Allein aufgrund marktlicher Speichernutzungsanreize stellt sich ein optimaler Füllstand ein, der oberhalb der Speicherfüllstände liegt. In diesem Fall wird der S-/W-Spread nicht beeinflusst und liegt mindestens auf Höhe der variablen Speicherkosten.
- **Fall 2) Füllstandsvorgabe bindet und der Spread sinkt –** Der modell-optimale Füllstand liegt unter dem Niveau der Vorgabe. In diesem Fall würde ein – aus Marktsicht – suboptimal hoher Füllstand den Spread senken. Ob der Spread positiv bleibt (aber unter die variablen Speicherkosten fällt) oder negativ wird, hängt von der Stärke der Restriktion ab.

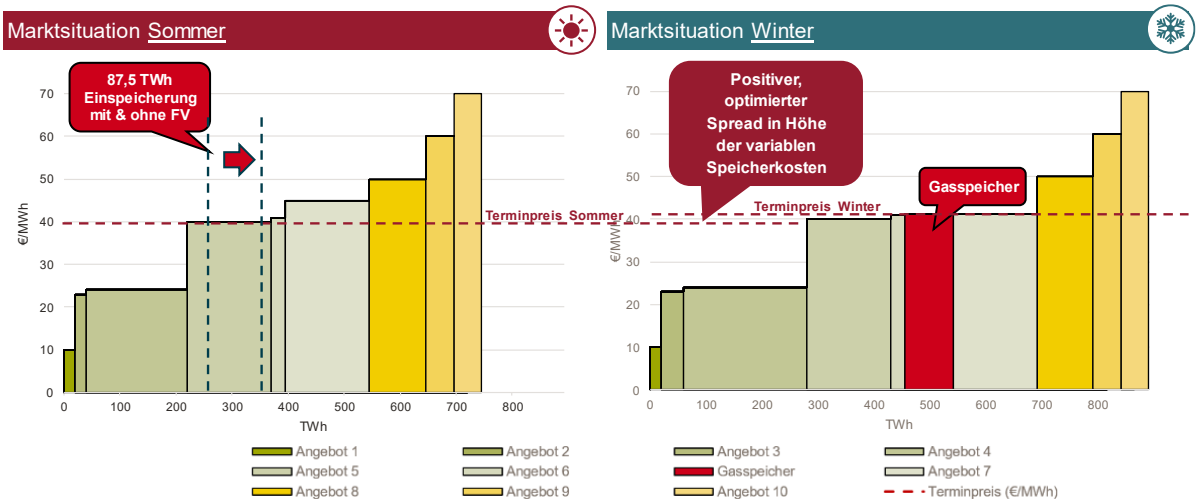
Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen jeweils eine illustrative Angebotskurve für Gas sowohl für die Sommer- als auch für die darauffolgende Winterperiode. Der Terminpreis bestimmt sich durch die Höhe der nachgefragten Gasmenge in der jeweiligen Periode. Das zusätzliche Angebot von eingespeicherten Gasmengen im Winter, ist in den Abbildungen jeweils in Rot hervorgehoben. Um im Winter Gas aus Speichern nutzen zu können, müssen diese im Sommer befüllt werden. Die Nachfrage im Sommer wird somit auch durch die Einspeicherung von Gas bestimmt.

Fall 1) Füllstandsvorgabe bindet nicht und der S-/W-Spread ist unbeeinflusst

Abbildung 9 illustriert die Wirkung einer nicht-bindenden Füllstandsvorgabe, wie sie etwa für das Speicherjahr 2024/2025 zu beobachten war. Zu Beginn des Speicherjahres betrug der Füllstand der Gasspeicher im parametrisierten Modell rund 55 %, sodass zur Erfüllung der Füllstandsvorgabe zum Beginn der Winterperiode von 80 % nur eine zusätzliche Einspeicherung von 25 % (62,5 TWh) notwendig wäre. Tatsächlich sieht das Modell eine optimale Einspeicherung in Höhe von 87,5 TWh vor, sodass zu Beginn der Winterperiode ein Füllstand von 90 % erreicht wird.

In diesem Fall hat die Füllstandsvorgabe also keinen Effekt auf das Modellergebnis. Dies bedeutet, dass der Marktmechanismus allein ausreicht, um die Speicherbefüllung über das Level der Füllstandsvorgabe sicherzustellen. Eine zusätzliche Regulierung wäre in diesem Szenario nicht notwendig; sie verzerrt die Speicherbewirtschaftung auch nicht und ist daher neutral in ihrer Wirkung.

Abbildung 9 Wirkung einer nicht-bindenden Füllstandsvorgabe – keine Auswirkung auf den S-/W-Spread



Quelle: Eigene Parametrisierung.

Hinweis: Vorgabe einer Füllstandsvorgabe in Höhe von 80 %.

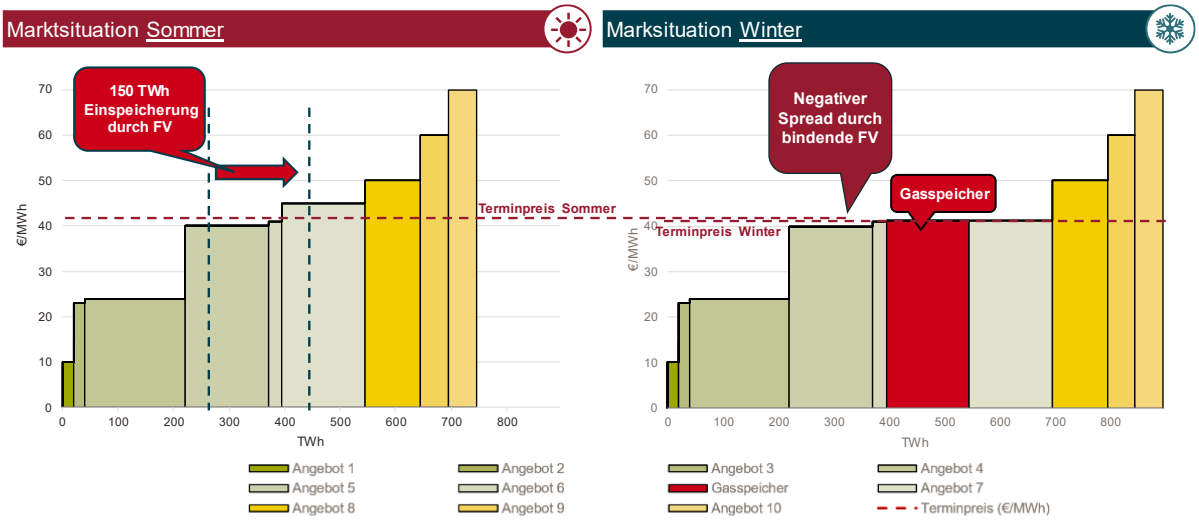
Fall 2) Füllstandsvorgabe bindet und der Spread sinkt

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 10 die Wirkung einer bindenden Füllstandsvorgabe wie zum Beispiel im aktuellen Speicherjahr 2025/2026 beobachtet wurde. Nach einem Winter mit hoher Ausspeicherung waren die deutschen Gasspeicher zu Beginn des Sommers 2025 nur zu weniger als 30 % gefüllt. Zur Erfüllung der Füllstandsvorgabe von 80 % war somit eine Einspeicherung von mehr als 50 % (rund 150 TWh) notwendig.

Im parametrisierten Modell wird die Wirkung der Füllstandsvorgabe sichtbar. Das Modell sieht eine optimale Einspeicherung von 108,5 TWh vor, sodass ein Füllstand zu Beginn der Winterperiode von 63 % erreicht würde. Da dies jedoch die Füllstandsvorgabe verfehlen würde, müssen stattdessen insgesamt 150 TWh eingespeichert werden; ein Füllstand von 80 % wird erreicht.

Die durch die Füllstandsvorgabe vorgegebene zusätzliche Einspeicherung in der Sommerperiode erhöht den Sommerpreis und senkt den Winterpreis, sodass der S-/W-Spread unter die variablen Kosten der Speichernutzung fällt und in diesem Fall der S-/W-Spread negativ wird. Dabei muss der S-/W-Spread nicht zwangsläufig wie in Abbildung 10 negativ werden, sondern kann sich auch unterhalb der variablen Kosten der Gasspeicher einfinden.

Abbildung 10 Wirkung einer bindenden Füllstandsvorgabe – der S-/W-Spread sinkt (hier: negativ)



Quelle: *Eigene Parametrisierung.*

Hinweis: *Vorgabe einer Füllstandsvorgabe in Höhe von 80 %. Im Vergleich zur Parametrierung in Abbildung 9 ist der Ausgangsfüllstand zu Beginn der Sommerperiode niedriger und somit die zur Erfüllung der Füllstandsvorgabe notwendige Einspeicherung höher.*

Eine bindende Füllstandsvorgabe verzerrt somit die Bewirtschaftung der Gasspeicher, indem eine größere Gasmenge als (rein aus Marktsicht) optimal aus der Winterperiode in die Sommerperiode verschoben wird. In der Modellumgebung erzeugt dies Wohlfahrtsverluste für:

- die Nutzer von Gasspeichern, denen Kosten für die zusätzliche Nutzung der Gasspeicher anfallen sowie ggf. Handelsverluste, weil sie Gas zu höheren Preisen im Sommer einspeichern müssen als sie bei der Ausspeicherung im Winter erzielen können sowie
- dem Gassystem insgesamt, da die Kosten für die zusätzliche Nutzung der Gasspeicher anfallen sowie ggf. teurere Angebotsquellen im Sommer günstigere Angebotsquellen im Winter verdrängen.

3.3 Fazit

Vor dem Jahr 2022 konnten Marktakteure die Versorgungssicherheit ohne staatliche Eingriffe gewährleisten. Speicherbetreiber haben ein Interesse, ihre Speicherkapazitäten erfolgreich zu vermarkten, während Speichernutzer bei positiven Spreads Anreize haben, Speicherkapazitäten nachzufragen – einerseits, um sich durch Hedging gegen Risiken abzusichern, und andererseits, um durch Arbitrage Gas im Sommer günstig einzuspeichern und im Winter zu höheren Preisen zu verkaufen. Auch der Eigenhandel der Gashändler trägt zur Informationseffizienz der Preise bei, da neue Informationen rasch in die Marktpreise eingepreist wurden.

Im Jahr 2022 lag eine Ausnahmesituation vor: Zum einen war der Markt von nicht marktorientiertem Verhalten einzelner Akteure geprägt, zum anderen verschärfte sich die

geopolitische Bedrohungslage deutlich. Eine zeitnahe Befüllung der Speicher wurde besonders dringlich, da ein Ausfall der russischen Gaslieferungen absehbar war während gleichzeitig in Deutschland noch keine ausreichenden LNG-Importkapazitäten vorhanden waren.

Die **Füllstandsvorgaben waren daher im Jahr 2022 kurzfristig effektiv**, um die Wintervorsorgung abzusichern und Zeit für den Ausbau der LNG-Infrastruktur zu gewinnen. Der staatliche Eingriff – in Form der Füllstandsvorgaben und der daraufhin erfolgten Befüllung einzelner Speicher durch THE – war somit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erforderlich.

Der Markteingriff führt jedoch gleichzeitig zu Marktverzerrungen, die den ursprünglich gewünschten marktbasierten Anreiz zur effizienten, privaten Einspeicherung konterkarierten. So bewirkt etwa ein geringer oder sogar negativer Spread, dass Händler, die risikolose Arbitragestrategien verfolgen, im Sommer kein Gas mehr einspeichern und sich auf den staatlichen Eingriff verlassen, da die Strategie Preisdifferenzen zwischen Sommer und Winter auszunutzen, um Erlöse zu erwirtschaften unter diesen Bedingungen unwirtschaftlich ist.

Aus unserer Sicht ist der **Markt heute wieder grundsätzlich in der Lage, eine effiziente, ausreichende Wintervorsorge zu gewährleisten** und sich gegen erwartbare technische Ausfälle abzusichern. Voraussetzung dafür ist jedoch ein positiver Spread, der private Einspeicherung wirtschaftlich attraktiv macht. Die **Füllstandsvorgaben** greifen jedoch in die Preisbildung ein und **verzerren die Anreize zur privaten Vorsorge**.

Es ist **unklar, ob eine Rückkehr zu den marktlichen Bedingungen vor dem Jahr 2022 ganz ohne staatliche Eingriffe möglich** ist, da sich im Vergleich zu vor 2022 das geopolitische Umfeld verändert hat. Zwar konnte der Ausfall der russischen Lieferungen seitdem kompensiert werden, die geopolitische Lage bleibt jedoch angespannter als noch vor 2022. Es ist somit unsicher, ob eine rein marktliche Knappheitsvorsorge vor diesem Hintergrund ausreichend ist.

4 Ökonometrische Analyse der Wirkung von Speicherfüllstandsvorgaben auf den Sommer-Winter-Spread

In Abschnitt 3 haben wir auf Basis von Handelsmotiven und modelltheoretischen Analysen erläutert, weshalb Speicherfüllstandsvorgaben den S-/W-Spread negativ beeinflussen können und wie das auf die marktlichen Speicheranreize wirkt.

In diesem Abschnitt untersuchen wir ökonometrisch auf Basis von Marktdaten, ob die konzeptionellen Überlegungen empirisch belegt werden können.

Dazu gehen wir wie folgt vor:

- In **Abschnitt 4.1** erläutern wir das Ziel der ökonometrischen Analyse, was unmittelbare Auswirkung auf die Modellspezifikation hat;
- In **Abschnitt 4.2** erläutern wir die Modellspezifikation und Schätzmethodik; und
- In **Abschnitt 4.3** interpretieren wir die empirischen Ergebnisse.

In **Anhang B** werden die Datenbasis sowie Sensitivitäten und Robustheitschecks dargestellt.

4.1 Ziel der Analyse

Ausgangspunkt der Analyse ist die Hypothese aus Abschnitt 3, dass die Einführung der gesetzlichen Füllstandsvorgaben den S-/W-Spread am deutschen Gasmarkt im Durchschnitt verringert hat. Ziel ist es daher, diesen Effekt empirisch mithilfe eines Regressionsmodells zu überprüfen. Hierfür analysieren wir die Entwicklung des S-/W-Spreads im Zeitraum vom 1. Januar 2014 bis zum 31. März 2025.

Die Analyse verfolgt somit das Ziel, ein Erklärungsmodell zu entwickeln, mit dem der Einfluss der Füllstandsvorgaben empirisch überprüft werden kann. Ziel ist es nicht, ein Prognosemodell für den Spread zu entwickeln.

Methoden wie autoregressive Modelle oder First-Difference-Modelle sind zwar in der Zeitreihenökonometrie gängig, eignen sich jedoch primär für Prognosen oder für Analysen mit stark variierenden Zeitreihen. Die Einführung der Füllstandsvorgaben unterteilt den Beobachtungszeitraum jedoch klar in eine Vor- und eine Während-Periode. Entsprechend sind diese Modellformen für unsere Fragestellung aus folgenden Gründen ungeeignet:

- In einem **First-Difference-Modell** werden Niveauunterschiede ausgeblendet und die Identifikation erfolgt ausschließlich über zeitliche Veränderungen. Sofern sich jedoch der Einfluss der Füllstandsvorgaben graduell aufgebaut hat und nicht unmittelbar am Tag der Einführung der Vorgaben entstanden ist, wäre dieser nicht sichtbar.
- **Autoregressive Modelle** absorbieren einen Großteil der erklärten Varianz durch Lag-Terme. Auch hier würde der fortdauernde Effekt der Füllstandsvorgaben größtenteils

durch die autoregressiven Terme abgeschöpft, sodass der Einfluss der Füllstandsvorgaben deutlich unterschätzt würde.

Unser Ansatz eines linearen Regressionsmodells, den wir in Abschnitt 4.2 erläutern, ist somit bewusst als **Erklärungs- und nicht als Prognosemodell** konzipiert.

4.2 Modellspezifikation und Methodik

Die empirische Analyse basiert auf einem linearen Regressionsmodell, das mittels Ordinary Least Squares (OLS) geschätzt wird. Die abhängige Variable ist der S-/W-Spread $SWSpread_t$, definiert als Differenz der Settlement-Preise des Winterprodukts (Q4/Q1) und des Sommerprodukts (Q2/Q3) zu Zeitpunkt *t*.

Die Grundspezifikation lautet:

$$\begin{aligned} SWSpread_t = {} & \beta_0 + \beta_1 StorageObligation_t + \beta_2 (StorageObligation_t \times \Delta StorageLevel_t) \\ & + \beta_3 ((1 - StorageObligation_t) \times \Delta StorageLevel_t) + \beta_4 THE_t \\ & + \beta_5 BusinessExpectation_t + \beta_6 CrisisUKR_t + \varepsilon_t \end{aligned}$$

mit

- $StorageObligation_t$: Dummy für die Einführung der Speicherfüllstandsvorgaben, der vor dem 25. März 2022 den Wert „0“ annimmt, danach „1“.
- $StorageObligation_t \times \Delta StorageLevel_t$ und $(1 - StorageObligation_t) \times \Delta StorageLevel_t$: Abweichung des täglichen Speicherfüllstands von seinem historischen Tagesdurchschnitt (2014–2025). Die beiden Terme erfassen den Einfluss dieser Abweichung getrennt für die Zeiträume vor und nach Einführung der Füllstandsvorgaben, um mögliche Unterschiede in der Wirkung der Speicherstände auf den Sommer-Winter-Spread abzubilden.
- THE_t: Annäherungswert für die Einspeicherung durch den Marktgebietsverantwortlichen THE vom 4. Juni bis 31. Oktober 2022.
- $BusinessExpectation_t$: Geschäftserwartungen im verarbeitenden Gewerbe.
- $CrisisUKR_t$: Dummy für die Wochen unmittelbar nach Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Er nimmt den Wert „1“ im Zeitraum vom 24. Februar bis 18. März 2022 an und isoliert damit die außergewöhnlichen Preisschwankungen in dieser Phase.
- ε_t: Fehlerterm.

Die Zeitreihe des S-/W-Spreads weist Eigenschaften auf, die die Berechnung klassischer Standardfehler verzerren können: Abbildung 5 zum Verlauf des Spreads verdeutlicht die zugrunde liegenden Probleme. In den Jahren vor 2021 bewegte sich der Spread meist in einem relativ engen und stabilen Korridor. Im Jahr 2022 kam es dagegen zu abrupten Ausschlägen nach unten und oben, die über mehrere Wochen anhielten. Solche Verläufe führen ökonometrisch dazu, dass die Varianz der Fehlerterme im Zeitverlauf stark schwankt (**Heteroskedastizität**). Gleichzeitig werden Bewegungen oft über mehrere Tage hinweg fortgeschrieben und sind so voneinander abhängig (**Autokorrelation**).

Um dennoch valide Signifikanztests durchzuführen, greifen wir auf **Newey-West-Standardfehler** zurück. Newey-West-Standardfehler haben den Vorteil, dass sie gleichzeitig für Heteroskedastizität und Autokorrelation robust[16] sind und damit die Standardfehler realistisch anpassen. Auf diese Weise können wir den strukturellen Effekt der Füllstandsvorgaben auf den S-/W-Spread belastbar überprüfen.

In der Auswahl der erklärenden Variablen ist zu beachten, dass die Einführung der Füllstandsvorgaben in eine Phase tiefgreifender Umbrüche am Gasmarkt fällt. Da mehrere strukturelle Veränderungen zeitgleich mit der Einführung der Füllstandsvorgaben stattfanden, ist eine getrennte empirische Identifikation einzelner Effekte nur eingeschränkt möglich.

Dies betrifft insbesondere den Hochlauf der LNG-Importkapazitäten ab 2022, der weitgehend mit der Einführung der Füllstandsvorgaben zusammenfällt. Insbesondere können wir nur eine Welt ohne Vorgaben und ohne deutsche LNG-Terminals (bis zum Speicherjahr 2021/22) bzw. eine Welt mit beiden beobachten (ab dem Speicherjahr 2022/23). Sofern beide Variablen einen unabhängigen Effekt auf den Sommer-Winter-Spread haben, lässt sich dieser nicht voneinander trennen. Die Aufnahme einer Variable zu den deutschen LNG-Importkapazitäten in die Schätzungen führt zu Instabilitäten und mindert die Trennschärfe der Ergebnisse.

Wir gehen jedoch davon aus, dass der Effekt auf den Sommer-Winter-Spread von den Füllstandsvorgaben ausgeht und nicht vom Hochlauf deutscher LNG Terminals. LNG spielte bereits vor 2022 über die Anbindungen in den Niederlanden und Belgien eine wichtige Rolle für den deutschen Markt, sodass die Inbetriebnahme eigener Terminals keine völlig neue Angebotsquelle darstellte. Zusätzliche LNG Mengen wirken grundsätzlich preisdämpfend, und zwar sowohl im Sommer als auch im Winter. Ex ante ist daher unsicher, ob daraus überhaupt ein systematischer Einfluss auf den Spread resultiert – in der Marktlogik könnte man sogar vermuten, dass die stärkeren Zuflüsse im Sommer eher die Sommerpreise gedrückt haben. Ein klarer Effekt auf die Differenz zwischen Sommer- und Winterpreisen ist aus dem LNG Angebot damit nicht ableitbar.

4.3 Ergebnisse und Interpretation

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der Grundspezifikation (alternative getestete Modellspezifikationen sind im Anhang B.2 dargestellt).

16 Dies bedeutet, dass Newey-West Standardfehler nicht annehmen, dass die Varianz des statistischen Schätzfehlers jeder Beobachtung gleich ist, sowie, dass die Schätzfehler zweier Beobachtungen, die bis zu einer frei wählbaren Anzahl Perioden entfernt voneinander sind, nicht miteinander korreliert sind. Siehe Newey und West (1987): A Simple, Positive Semi-Definite, Heteroskedasticity and AutocorrelationConsistent Covariance Matrix, Econometrica Vol. 55, pp.703-708.

Tabelle 1 Ergebnisse der Regressionsanalyse

Inkludierte Variablen		Koeffizienten
Einführung der Füllstandsvorgaben		**-2,066*** **
Speicherfüllstand im Vergleich zum Tagesdurchschnitt über alle Jahre hinweg in TWh	Vor Einführung der Füllstandsvorgaben	0,019***
	Nach Einführung der Füllstandsvorgaben	0,083***
THE-Einspeicherung in MWh pro Tag		-0,016***
Index zur Geschäftserwartung im verarbeitenden Gewerbe in DE		0,009
Krise durch Beginn des Ukrainekrieges		-20,344***
Konstante		1,764***
Beobachtungen		2.821
R^2		0,57

Quelle: *Frontier Economics.*

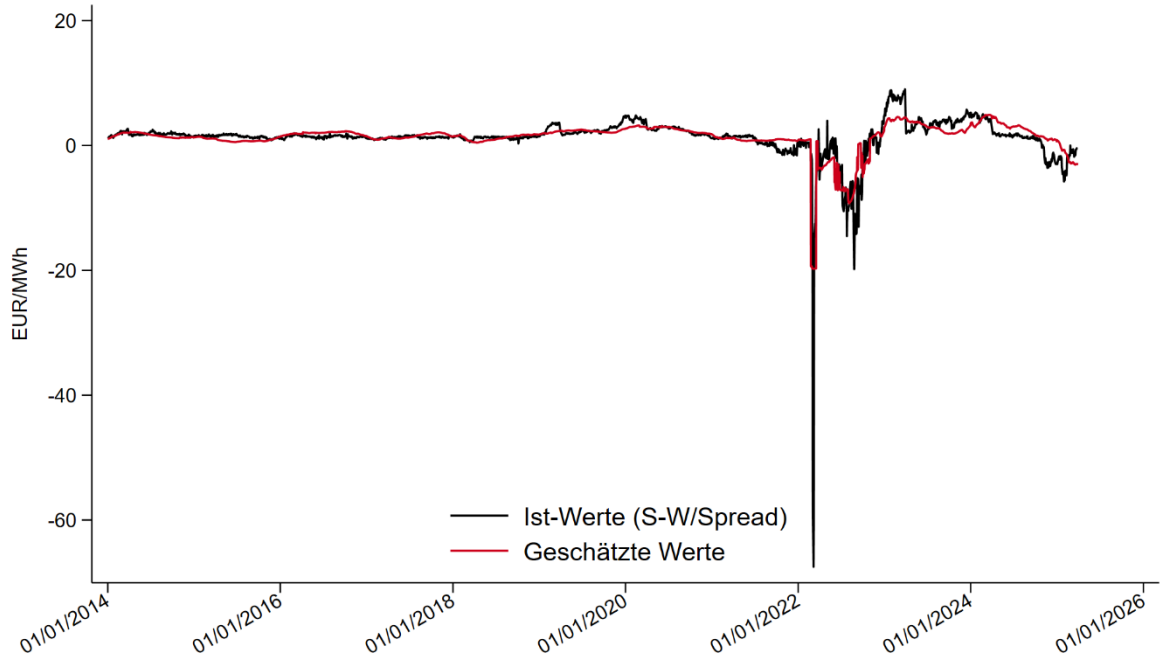
Hinweis: *Die Schätzungen wurden mit der Statistiksoftware STATA durchgeführt. Das Modell wurde mit Newey-West-Standardfehlern mit Bandbreite 8 Handelstagen geschätzt. Die Sterne kennzeichnen das Signifikanzniveau der geschätzten Koeffizienten: *** p < 0,01, ** p < 0,05, * p < 0,1.*

Das Modell weist mit einem **R^2 von 0,57** insgesamt einen relativ hohen Erklärungsgehalt auf dafür, dass keine autoregressiven Terme enthalten sind.[17] Die zeitliche Dynamik des S-/W-Spreads wird bereits weitgehend durch die im Modell enthaltenen Variablen erfasst, sodass kein zusätzlicher autoregressiver Term erforderlich ist. Damit gelingt es, zentrale Bewegungen des Spreads nachzuvollziehen und strukturelle Effekte sichtbar zu machen, ohne die Interpretierbarkeit des Modells zu beeinträchtigen.

Der Erklärungsgehalt zeigt sich auch im Vergleich von tatsächlichen und geschätzten Werten in Abbildung 11. Die geschätzten Werte des S-/W-Spreads durch das Modell liegen eng am beobachteten Verlauf und bilden sowohl längere Phasen relativer Stabilität als auch plötzliche Ausschläge ab. Besonders auffällig ist, dass selbst die außergewöhnlichen Bewegungen im Jahr 2022 vom Modell gut nachvollzogen werden. Damit wird deutlich, dass die Spezifikation die entscheidenden Treiber des Spreads erfasst – auch in Zeiten hoher Marktvolatilität.

[17] Der Wert von R^2 beschreibt den Anteil der Streuung der abhängigen Variable, der durch das Modell erklärt werden kann.

Abbildung 11 Vergleich von tatsächlichen und geschätztem S-/W-Spread



Quelle: *Frontier Economics.*

Hinweis: *Die schwarze Linie zeigt den beobachteten S-/W-Spread (Ist-Werte), die rote Linie die vom Modell prognostizierten Werte. So lässt sich erkennen, inwieweit das Modell die tatsächliche Marktentwicklung abbildet und wo Abweichungen bestehen.*

Die Modellergebnisse bestätigen die Hypothese, dass diese regulatorische Maßnahme den S-/W-Spread strukturell gesenkt hat. Konkret zeigt sich, dass **die Einführung der Füllstandsvorgaben im März 2022 den Spread im Durchschnitt um rund 2 €/MWh** gesenkt hat (siehe Tabelle 1).[18] Dieser Effekt ist statistisch signifikant. Dies bestätigt das Ergebnis des vorherigen Kapitels, dass die verlässliche Absicherung der Nachfrage in der Einspeicherungsphase zu einem Anstieg der Preise der Sommerterminprodukte führte, während das gesicherte Angebot im Winter die Preise der Winterterminprodukte dämpfte, wird durch die beobachtete Absenkung des S-/W-Spreads empirisch gestützt.

Die **übrigen erklärenden Variablen** tragen in ihrem Zusammenspiel dazu bei, die beobachteten Marktbewegungen schlüssig nachzuvollziehen, und ihre Effekte entsprechen den ökonomischen Erwartungen:

- Besonders deutlich wird dies bei den **Speicherfüllständen**: Abweichungen vom historischen Tagesdurchschnitt wirkten sich nach Einführung der Füllstandsvorgaben wesentlich stärker auf den Spread aus als zuvor. Konkret erhöhte ein Anstieg des Speicherfüllstands vor der Einführung den Spread mit 0,02 €/MWh nur geringfügig, während derselbe Effekt nach der Einführung mit 0,08 €/MWh deutlich ausgeprägter war. Damit bestätigt das Modell die Annahme, dass sich die Sommer- und Winterterminpreise durch die

[18] Die Variable zur Einführung der Füllstandsvorgaben ist als Dummy definiert, der für Beobachtungen vor der Einführung im März 2022 den Wert 0 und danach den Wert 1 annimmt. Der Koeffizient gibt somit den durchschnittlichen Unterschied des S-/W-Spreads vor und nach Einführung der Vorgaben wieder.

Füllstandsvorgaben unabhängiger voneinander entwickeln. Schwankungen in der Sommernachfrage zur Wiederbefüllung je nach Speicherfüllstand wirken sich somit stärker und direkter auf den S-/W-Spread aus.

- Auch die **Einspeicherungsaktivitäten von THE** im Jahr 2022 spiegeln sich in den Ergebnissen wider: Sie führten zu einer Absenkung des Spreads, da der Preisanstieg sich vor allem auf das näherliegende Sommerprodukt auswirkte.
- Die **Geschäftserwartungen im verarbeitenden Gewerbe** zeigen einen leichten positiven Einfluss. Verbesserte Konjunkturaussichten gehen mit einem Anstieg des Spreads einher.
- Schließlich erfasst der **Dummy die Krise durch den Beginn des Ukrainekrieges** den massiven Marktschock dieser Wochen, in denen der Spread auf historische Tiefstwerte fiel.

5 Analyse und Bewertung regulatorischer Maßnahmen

Im Folgenden bewerten wir verschiedene mögliche regulatorische Maßnahmen zur Speicherregulierung. Maßstab der Bewertung ist, dass sich die Maßnahmen sowohl im normalen Marktbetrieb als auch in Resilienzszenarien bewähren müssen. Dabei stützen wir uns auf die Ergebnisse der vorangegangenen Abschnitte.

Abschnitt 5.1 beschreibt Ansätze zur Definition des Resilienzszenarios, das als Ausgangspunkt und Motivation für die konkrete Gestaltung der Maßnahmen dient. In **Abschnitt 5.2** werden die betrachteten Maßnahmen vorgestellt. **Abschnitt 5.3** beschreibt die Kriterien und unsere Bewertung aus der wir in **Abschnitt 5.4** ein Fazit ziehen.

5.1 Definition des Resilienzszenarios zentral für die Gestaltung der Maßnahme

Ein Eingriff in die marktliche Bewirtschaftung der Gasspeicher ist eng verbunden mit der Definition des Resilienzszenarios gegen das Vorsorge getroffen werden soll. Auf Grundlage dieses Resilienzszenarios lassen sich der Umfang und die Ausgestaltung der Maßnahme bestimmen.

Die Definition eines solchen Resilienzszenarios ist eine politische Entscheidung und nicht Teil dieses Gutachtens. Aufgrund der engen Verknüpfung mit der Ausgestaltung der Maßnahmen wollen wir im Folgenden dennoch Überlegungen dazu darlegen, welche Rolle Gasspeicher in der Vorsorge gegenüber einem möglichen Ausfall von Infrastruktur oder einer nicht antizipierten Nachfragesteigerung einnehmen können.

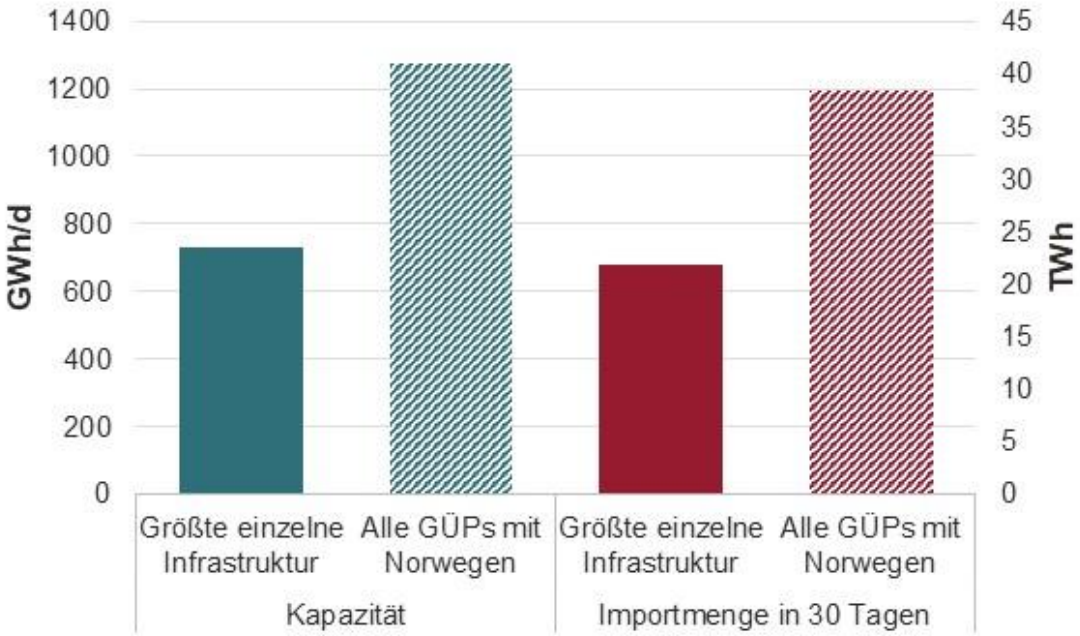
Ein Ansatz zur Definition des Resilienzszenarios könnte aus dem Infrastrukturstandard der Gas-Versorgungssicherheitsverordnung abgeleitet werden. Dieser sieht vor, dass ein Mitgliedsstaat sicherstellt, dass auch „*bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die technische Kapazität der verbleibenden Infrastruktur […] in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Erdgas […] an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt*".[19]

Abbildung 12 zeigt die Relevanz der größten Gasinfrastruktur auf. Hierbei handelt es sich um den Grenzübergangspunkt Dornum mit Norwegen mit einer Kapazität von 729 GWh/d. Fasst man alle norwegischen Grenzübergangspunkte zusammen, so haben diese eine

[19] Artikel 5 (1), Verordnung EU 2017/1938, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1938.

Gesamtkapazität von über 1.200 GWh/d und könnten somit theoretisch in 30 Tagen etwa 40 TWh Erdgas nach Deutschland liefern.[20] [21]

Abbildung 12 Einfluss der größten Gasinfrastruktur



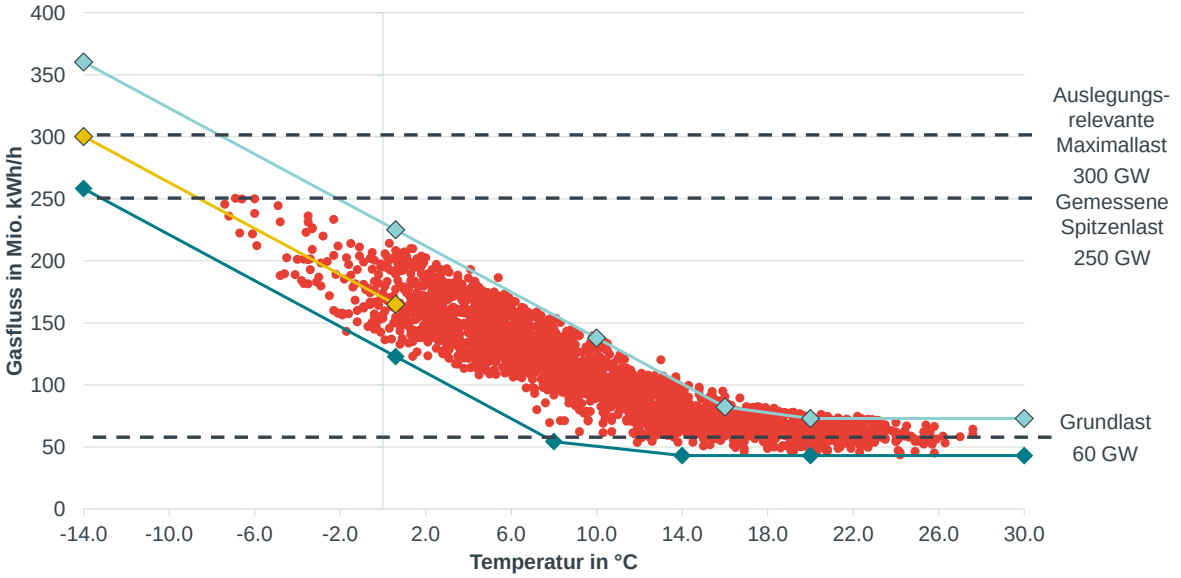
Quelle: Frontier Economics auf Basis des Netzentwicklungsplan Gas 2025 – Szenariorahmen.
Hinweis: GÜP = Grenzübergangspunkt.

Abbildung 13 zeigt, dass die tägliche Nachfrage nach Erdgas temperaturabhängig ist. Die höchste gemessene Spitzenlast im abgebildeten Beobachtungszeitraum betrug 250 GWh/h, was einem Tagesverbrauch von 6.000 GWh bzw. 6 TWh entspricht. Dies entspricht mehr als dem Doppeltem des durchschnittlichen Tagesverbrauchs über das Jahr hinweg betrachtet und mehr als dem Vierfachen des durchschnittlichen Sommerverbrauchs.

[20] Alle Angaben auf Basis des Netzentwicklungsplan Gas 2025 – Szenariorahmen.

[21] Bei einem alleinigen Ausfall der deutschen Grenzübergangspunkte mit Norwegen besteht weiterhin die Möglichkeit, dass norwegische Lieferungen über z.B. Großbritannien und die Niederlande nach Deutschland importiert werden können. Siehe EWI (2024): Untersuchung der Resilienz der Erdgasversorgung, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/01/20250128_Resilienz_der_Erdgasversorgung.pdf.

Abbildung 13 Tägliche Gasflüsse auf Fernleitungsnetzebene im Verhältnis zur gemessenen Außentemperatur (Januar 2014 – März 2021)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Messdaten der FNB Gas, siehe Frontier (2021): Der Wert von Wasserstoff im Wärmemarkt, https://www.frontier-economics.com/de/de/nachrichten-einblicke/news/news-article-i8702-the-value-of-hydrogen-in-heating/.

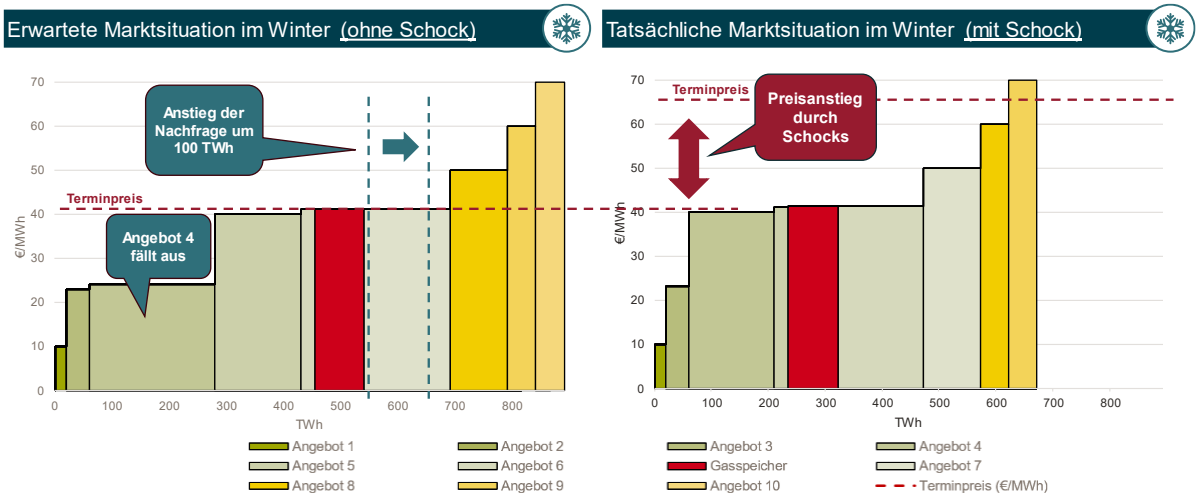
Gasspeicher sind keine Aufkommensquellen und können somit einen Ausfall einer Importinfrastruktur nicht dauerhaft kompensieren, sondern nur kurzfristig überbrücken. Bei außergewöhnlichen großen Ausfällen über die größte Import-Infrastruktur hinaus könnte es sogar schon unmittelbar an ausreichender Ausspeicherleistung fehlen, da die deutschen Gasspeicher mit einer im Netzentwicklungsplan (NEP) hinterlegten Gesamtleistung von rund 4.000 GWh pro Tag die Nachfrage an einem besonders kalten Tag (siehe Abbildung 13) nicht allein decken können. Dabei ist zudem zu berücksichtigen, dass die verfügbare Ausspeicherleistung bei Gasspeichern bei geringeren Füllständen abnimmt, also bei einer Krise im Frühjahr mit überwiegend entleerten Speichern die verfügbare Ausspeicherkapazität deutlich geringer ausfällt.

Unter Berücksichtigung der Einschränkung, dass die unmittelbare Last nicht in jedem Fall weiterhin gedeckt werden kann, verschaffen gefüllte Speicher Zeit, um angebotserweiternde oder nachfrageverringernde Maßnahmen mit erforderlicher Vorlaufzeit umzusetzen.

Bei der Einordnung von Resilienzszenarien sind die Verhältnisse von zusätzlicher Nachfrage bei einem längeren Kälteeinbruch mit dem Ausfall wesentlicher Importinfrastruktur zu beachten: ein 30-tägiger Ausfall der größten Infrastruktur entspricht einem Wegfall von bis zu 40 TWh (siehe Abbildung 13), was in etwa der Zusatznachfrage während eines 2-wöchigen

Kälteeinbruchs entspricht.[22] Hierbei ist zu berücksichtigen, dass beide Ereignisse unabhängig voneinander sind, aber gleichzeitig auftreten könnten.

Abbildung 14 Wirkung eines Angebotsausfalls und nachträglicher Nachfrageerhöhung – Anstieg des S-/W-Spread



Quelle: Eigene Parametrisierung.

Zur Einordnung zeigt Abbildung 14, wie sich in unserem vereinfachten Modell ein Angebotsausfall und eine zusätzliche Nachfrageverschiebung auf den Wintermarkt und damit auf den Sommer-Winter-Spread auswirken. Der Ausfall eines Angebotssegments bei gleichzeitig um 100 TWh höherer Nachfrage führt zu einem deutlichen Preisanstieg des S-/W-Spreads um rund 24,3 €/MWh. Dies verdeutlicht den preistreibenden Effekt von Angebots- und Nachfrageschocks und zeigt, dass Vorsorgemaßnahmen über die Speicherbewirtschaftung idealerweise zur Dämpfung solcher Effekte beitragen.

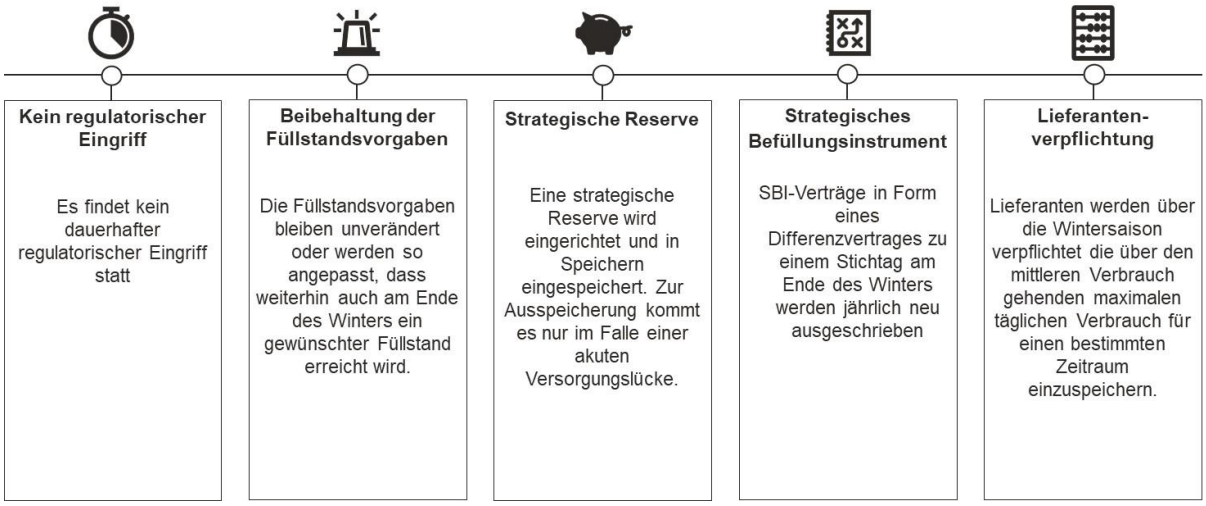
5.2 Vorstellung der betrachteten Maßnahmen

In den folgenden Abschnitten stellen wir die folgenden fünf von uns betrachteten regulatorischen Maßnahmen[23] vor.

22 Eine zusätzliche nachgefragte Leistung von 50 bis 100 GWh/h (angelehnt an Abbildung 13) über 14 Tage entspricht 16,8 bis 33.6 TWh.

23 Neben den in diesem Gutachten betrachteten Maßnahmen wurden auch weitere alternative Eingriffe von Marktteilnehmern vorgeschlagen, wie zum Beispiel eine vollkostenregulierte Speicherbewirtschaftung mit zentraler Kapazitätsplanung. Siehe Handelsblatt (2025): Gasspeicher lohnen sich nicht mehr – Kommt der staatliche Gasvorrat?, https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/versorgungssicherheit-gasspeicher-lohnen-sich-nicht-mehr-kommt-der-staatliche-gasvorrat-01/100160527.html. In Absprache mit dem BMWE wurde dieser Vorschlag nicht vertieft geprüft, da er im Vergleich zu den anderen Maßnahmen einen fundamentalen Eingriff in die wettbewerblich organisierten deutschen Gasmarktstrukturen bedeuten würde.

Abbildung 15 In diesem Gutachten betrachtete Maßnahmen



Quelle: Frontier Economics.

Grundsätzlich kann jede dieser Maßnahmen unterschiedlich dimensioniert und ausgestaltet werden. Die konkrete Parametrierung und Konstruktion des jeweiligen Instruments ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Um einen konsistenten Vergleich der Maßnahmen zu ermöglichen, unterstellen wir im Folgenden, dass die jeweiligen Maßnahmen jeweils ähnlich mit Blick auf ein einheitliches politisch zu definierendes Krisenszenario dimensioniert und möglichst effektiv und effizient ausgestaltet werden.

5.2.1 Kein regulatorischer Eingriff und Abschaffung der Füllstandsvorgaben

Die erste betrachtete Maßnahme ist die ersatzlose Abschaffung der Füllstandsvorgaben inkl. der damit verbundenen Instrumente wie dem Entzug der Kapazität bei Nichtnutzung („Use-it-or-lose-it“). Dies entspricht dem aktuellen Rechtsrahmen, der die Anwendbarkeit der Vorgaben auf den Zeitraum bis 31. März 2027 beschränkt.[24]

Dabei ist zu berücksichtigen, dass erneute diskretionäre Eingriffe als Reaktion auf Versorgungsnotlagen, wie z.B. eine kurzfristige Beschaffung von Erdgas durch THE oder andere Marktakteure, auch weiterhin möglich bleiben.[25]

5.2.2 Dauerhafte Beibehaltung der aktuellen Füllstandsvorgaben

In der zweiten betrachteten Maßnahme werden die bestehenden Füllstandsvorgaben längerfristig weitergeführt. Im Vergleich zur bestehenden Rechtslage wäre eine weitere Senkung der Mindestfüllstände des §35b EnWG bzw. der GasSpFüllstV unter das aktuelle Niveau

24 §35g EnWG, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__35g.html.

25 Beispiele für sehr unterschiedliche Vorsorgegrade wären z.B. die Beschränkung auf die reine Möglichkeit des Erlasses eines neuen Gesetzes durch den Bundestag im Krisenfall einerseits bis hin zur permanenten Vorhaltung von Handelskapazitäten z.B. durch THE für mögliche diskretionäre Eingriffe.

denkbar.[26] Auch die in §35c EnWG festgelegte Rolle von THE inklusive der Möglichkeit der direkten Gasbeschaffung und Einspeicherung durch THE bliebe dauerhaft bestehen.

5.2.3 Einführung einer strategischen Reserve

Die dritte betrachtete Maßnahme sieht die Einführung einer strategischen Gasreserve vor, die die Füllstandsvorgaben ersetzt.

Bei Einrichtung einer strategischen Reserve wird der Staat oder ein staatlich beauftragter Marktakteur aktiv, indem er Gasspeicherkapazitäten mit definierten Mengen befüllt und diese außerhalb normaler Marktmechanismen vorhält. Die eingelagerten Bestände wären nicht Teil des marktlichen Handels, sondern würden ausschließlich für vorab klar definierte Krisensituationen bereitgehalten. Im Bedarfsfall könnte die Reserve gezielt in den Markt eingespeist werden, um Engpässe zu überbrücken und die Versorgung der Verbraucher abzusichern. Strategische Reserven sind etablierte Instrumente der Versorgungssicherung sowohl in anderen Energiemärkten als auch zum Beispiel im Gasmarkt in Österreich.[27]

Für die Wirkung der Maßnahme ist entscheidend, dass die Speicherkapazitäten so weit wie möglich außerhalb des Marktes stehen, um Marktverzerrungen zu minimieren. Die Erhöhung der Versorgungssicherheit wird durch die Möglichkeit zur gezielten Freigabe im Bedarfsfall gewährleistet. Dies wird über ein klar definiertes Freigabekriterium der strategischen Reserve sichergestellt:

- Denkbar wäre zum Beispiel den Einsatz der strategischen Reserve nur dann zuzulassen, wenn andernfalls die Bundesnetzagentur in ihrer Rolle als Bundeslastverteiler einzelne Verbraucher anweisen müsste, ihren Gasbezug zu reduzieren oder einzustellen.[28]
- Ein niederschwelliges Freigabekriterium oder ein Freigabekriterium auf Basis des Großhandelspreises für Gas wäre hingegen kontraproduktiv. Vielmehr würde eine solche Ausgestaltung der Reserve ihren Einsatz berechenbar machen und somit ermöglichen, dass Marktteilnehmer über ihren Einsatz spekulieren mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Marktergebnisse und auf die Versorgungssicherheit, da gegebenenfalls weniger private Einspeicherung erfolgt.

Die konkrete Ausgestaltung der Maßnahme erfordert weiterhin eine Festlegung der einzuspeichernden Gasmenge. Diese sollte sich an dem durch die Maßnahme abzusichernden Ausfallszenario orientieren.[29] Dabei ist außerdem zu beachten, dass eine strategische Reserve größeren Umfangs eine stärkere Wirkung bei einer Freigabe im Krisenfall entfaltet, aber dem Markt dauerhaft größere Kapazitäten entzieht und somit die Preisbildung auf dem Gasmarkt

26 Im Rahmen dieses Gutachtens wird nicht bewertet in welcher Höhe eine betrachtete Maßnahme optimal ausgestaltet wird (z.B. die optimale Höhe der Speicherfüllstandsvorgabe).

27 AGGM (2025): Strategische Gasreserve, https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/strategische-gasreserve/.

28 §4, Absatz 3, Energiesicherungsgesetz, https://www.gesetze-im-internet.de/ensig_1975/BJNR036810974.html.

29 Die Definition des zu adressierenden Ausfallszenario ist eine politische Entscheidung und nicht Teil dieses Gutachtens.

stärker beeinflusst (siehe den folgenden Exkurs: Wirkung der Strategischen Gasreserve im Merit-Order Modell).

Für die operative Umsetzung sind außerdem geeignete Speicher auszuwählen, wobei Kriterien wie die geographische Lage, die Einspeicher- und Ausspeicherleistung oder die Netzanbindung eine Rolle spielen können. Dabei wäre auch festzulegen, ob die Reserve in wenigen Speichern konzentriert oder verteilt über viele Speicher vorgehalten würde.

Exkurs: Wirkung der Strategischen Gasreserve im Merit-Order Modell

Eine strategische Reserve wirkt grundlegend anders als eine Füllstandsvorgabe[30], in dem es einen Teil der Speicherkapazitäten der marktlichen Speicherbewirtschaftung entzieht. Somit reduziert die Einrichtung einer strategischen Reserve die maximale Gasmenge, die vom Modell aus der Winter- in die Sommerperiode verschoben werden kann. Im Folgenden unterstellen wir, dass die Freigabekriterien der Reserve restriktiv gesetzt sind und die als Teil der Reserve eingespeicherten Gasmengen somit auch nicht erwartbar zur Deckung der Gasnachfrage im Winter zur Verfügung stehen.

Die Vorgabe einer strategischen Reserve kann somit:

- die optimale Nutzung der Speicher unverändert lassen, sofern der modell-optimale Füllstand zu Beginn der Winterperiode bereits unterhalb der um die strategische Reserve reduzierten Speicherkapazität liegt oder dieser entspricht; oder
- die Nutzung der Speicher auf das Niveau der noch verfügbaren Speicherkapazität senken, sofern der modell-optimale Füllstand über dem um die strategische Reserve reduzierten Speichervolumen liegt.

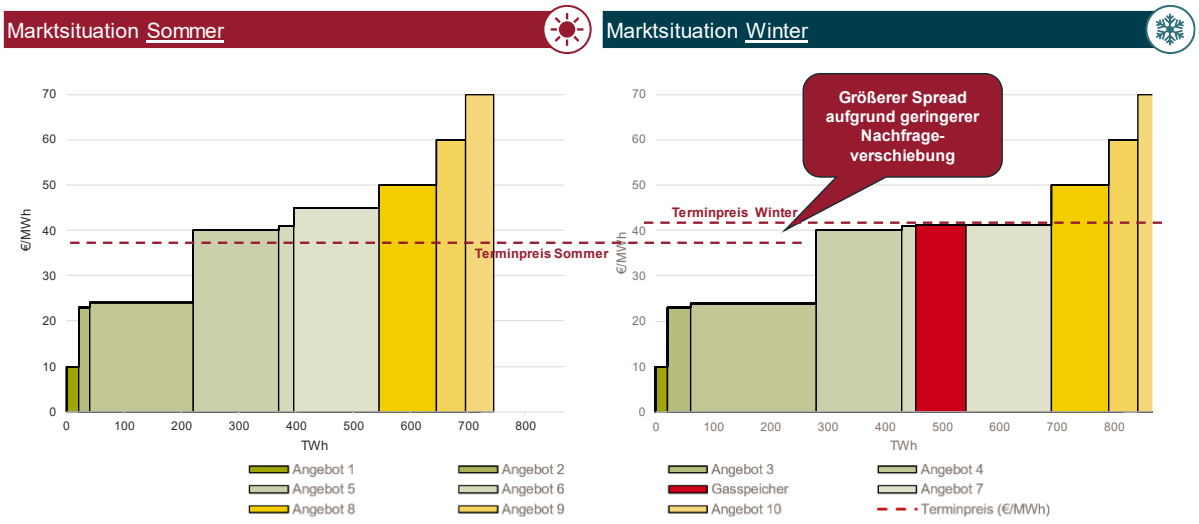
Abbildung 16 stellt die Wirkung des zweiten Falls dar. In dieser Parametrierung ist eine strategische Reserve in Höhe von 50 TWh hinterlegt, wodurch die Kapazität der marktverfügbaren Gasspeicher auf 200 TWh sinkt. Für eine optimale Nutzung der Gasspeicher würde das Modell eine Einspeicherung von 87,25 TWh vorsehen. Allerdings ist dies nicht möglich, da in dieser Parametrierung zu Beginn des Sommers bereits 137,5 TWh in den Gasspeichern eingespeichert war und somit nur 62,5 TWh zusätzliche Einspeicherung möglich ist. Durch die geringere Verschiebung von Gasmengen aus dem Winter in den Sommer erhöht sich der Winter- und verringert sich der Sommerpreis im Vergleich zum optimalen Modellergebnis. Der S-/W-Spread erhöht sich von 1,50 € auf 4,80 €.

Eine strategische Reserve kann somit ebenfalls Marktaktivitäten verändern, wenn sie so groß dimensioniert ist, dass die optimalen Verschiebungen von Gas aus dem Winter in den Sommer nicht mehr marktlich stattfinden kann. Dies erzeugt letztlich gesellschaftliche Kosten in der Gasbeschaffung, da teurere Angebotsquellen im Winter günstigere im Sommer ersetzen.

30 Dies schließt alternative Maßnahmen wie z.B. eine Verpflichtung der Gaslieferanten oder Speicherverpflichtung auf Basis eines strategischen Befüllungsinstruments ein.

Daher ist die Definition eines abzusichernden Niveaus letztlich entscheidend für ihre Bewertung.

Abbildung 16 Wirkung einer strategischen Reserve



Quelle: *Eigene Parametrisierung.*
Hinweis: *Vorgabe einer strategischen Reserve in Höhe von 20 %.*

5.2.4 Strategisches Befüllungsinstrument

Die vierte betrachtete Maßnahme ist das Konzept eines Strategischen Befüllungsinstruments (SBI). Das Instrument wurde Anfang des Jahres von der THE als möglicher Baustein zur Weiterentwicklung der Speicherbewirtschaftung vorgestellt.[31] Während der aktuelle Rechtsrahmen die Nutzung eines solchen Instruments bislang nur für den Fall vorsieht, dass die gesetzlichen Füllstandsvorgaben voraussichtlich verfehlt werden – also als Ergänzung der bestehenden Regelung – wird hier eine Anwendung betrachtet, bei der die Sicherstellung des gewünschten Füllstandsniveaus allein über die Ausschreibung von SBIs erfolgt.

Über das SBI sollen Speichernutzer durch Subventionen in Form von Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfD) dazu motiviert werden, ihre Speicher auch bei ungünstigen Marktbedingungen – etwa bei geringen oder negativen Sommer-Winter-Spreads – zu füllen. Mit Zuschlag verpflichten sie sich, eine bestimmte Gasmenge zu einem bestimmten Stichtag vollständig einzuspeichern, sodass ein festgelegtes Zielniveau zum Leistungszeitraum erreicht werden kann. Über die Wahl des zugeschlagenen Volumens der SBIs lässt sich somit ein gewünschter Füllstand gezielt anvisieren.

31 Wir orientieren uns dabei am Vorschlag von THE aus dem Frühjahr diesen Jahres. Siehe https://www.tradinghub.eu/Portals/0/12.11.2024/250121%20Ausgestaltung%20SBI_Bef%C3%BCllprodukt%202025_Webseite%20und%20Verb%C3%A4nde.pdf?ver=QwAAMRz7MzWCnog8vcVDZw%3d%3d.

Das SBI ist als Differenzkontrakt ausgestaltet. Im Rahmen der Auktion geben Speicherbetreiber Gebote über den Spread ab, zu dem sie bereit sind, Gas einzuspeichern (Gebotsspread). Liegt der tatsächliche marktliche Spread unter diesem Wert, erhalten sie einen Ausgleichszuschuss; liegt er darüber, dürfen sie die zusätzlichen Erlöse behalten. [32] Auf diese Weise wird ein zusätzlicher Anreiz zur Speicher-Befüllung geschaffen.

5.2.5 Lieferantenverpflichtung

Zuletzt betrachten wir als alternative Maßnahme eine Verpflichtung der Gaslieferanten einen bestimmten Anteil des von ihnen belieferten Endkundenverbrauchs physisch in Gasspeichern vorzuhalten, wie zum Beispiel von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) vorgeschlagen.[33] Eine solche Verpflichtung ginge über den bestehenden Gasversorgungsstandard der EU-Gasversorgungssicherheitsverordnung hinaus, die bereits vorsieht, dass Lieferanten den Verbrauch geschützter Kunden auch unter extremen Rahmenbedingungen – wie des Ausfalls der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen für 30 Tage – gewährleisten müssen, indem sie die physische Vorhaltung dieser Gasmengen in Speichern vorschreibt.[34]

Eine Lieferantenverpflichtung wirkt analog zu den bestehenden Füllstandsvorgaben: Beide Instrumente verpflichten ihre Adressaten zur Einspeicherung einer bestimmten Erdgasmenge, um ein gesichertes Angebot an Speichergas sicherzustellen. Im Unterschied zu den zentral gesteuerten Befüllungen als „Buyer of Last Resort“ durch THE wird die Erfüllung der Verpflichtung jedoch dezentral organisiert. Adressaten der Lieferantenverpflichtung sind ausdrücklich die Marktakteure mit Lieferverpflichtungen gegenüber Endkunden – nicht alle Speichernutzer. Der Vorschlag dezentralisiert somit die Verantwortung für die Speicherbefüllung. Dabei sind die Lieferanten frei in der Wahl ihrer Beschaffungsstrategie – sowohl hinsichtlich des Zeitpunkts als auch der Wahl der Produkte.

5.3 Bewertung der Maßnahmen

Wir bewerten die vorgestellten Maßnahmen anhand eines konsistenten Kriterienrahmens. Unser Ziel dabei ist den Beitrag der einzelnen Maßnahmen zur Versorgungssicherheit und deren Auswirkungen auf das Marktverhalten ganzheitlich zu beurteilen.

[32] Bei Überschreiten einer festzulegenden Spread-Obergrenze schlägt THE vor, zuvor gewährte Ausgleichszuschüsse zu reduzieren.

[33] FNB Gas (2025): Winterrückblick 2024-2025, https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2025/05/2025-05-28_FNB-Gas_Winterrueckblick-2024-2025-1.pdf.

[34] Artikel 6, Verordnung EU 2017/1938, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1938.

Abbildung 17 Kriterien zur Bewertung der Maßnahmen



Quelle: Frontier Economics.

In den folgenden Abschnitten stellen wir zunächst das jeweils betrachtete Kriterium vor und beschreiben danach unsere Bewertung der Maßnahmen anhand dieser Kriterien. Unsere Bewertung erfolgt qualitativ auf Basis folgender Skala: sehr positiv (+ +), positiv (+), neutral (0), negativ (–) oder sehr negativ (– –). Zwischenstufen (wie etwa 0+ für schwach positiv) sind ebenfalls möglich.

Das Ergebnis unserer Bewertung fassen wir in Abschnitt 5.4 kurz zusammen.

5.3.1 Versorgungssicherheit (Netto-Effekt)

Das erste Kriterium unserer Bewertung ist der Netto-Beitrag der Maßnahme zur Versorgungssicherheit als Ziel der Gasspeicherregulierung. Dabei betrachten wir nicht nur den unmittelbaren Effekt einer Maßnahme, sondern ihren Beitrag zur durch ausreichende Speicherbefüllung durch die Marktakteure. Entscheidend ist, wie zuverlässig eine Maßnahme in Summe den gewünschten Effekt auf die Versorgungssicherheit erzielt.

Daher bewerten wir die Maßnahmen anhand dieses Kriteriums unter zwei Gesichtspunkten:

- Zunächst analysieren wir die Zielsicherheit der Maßnahmen, also wie sicher der Wirkmechanismus einer Maßnahme greift. Da der absolute Beitrag zur Versorgungssicherheit vom jeweiligen Zielniveau abhängt, betrachten wir die Maßnahmen stets relativ zu einem über alle Maßnahmen vergleichbaren Zielniveau, das aus dem politisch zu definierenden Resilienzszenario abzuleiten ist. So lässt sich der tatsächliche Mehrwert einer Maßnahme objektiv einordnen.

- Darüber hinaus betrachten wir den Effekt auf die private Einspeicherung und somit die Anreize, die eine Maßnahme zur marktlichen Bewirtschaftung der Gasspeicher setzt. Dies ist deshalb entscheidend, weil eine Maßnahme die unmittelbar die Einspeicherung fördert aber gleichzeitig Anreize zur marktlichen Speicherbewirtschaftung verringert, in der Netto-Betrachtung einen geringeren Speicher-Beitrag zur Versorgungssicherheit sicherstellen kann als eine Maßnahme, die mit der gleichen Zielsicherheit die marktlichen Anreize unverändert lässt.

Kein regulatorischer Eingriff und die Abschaffung der Füllstandsvorgaben bewerten wir hinsichtlich des Netto-Beitrags zur Versorgungssicherheit als **positiv (+)**

Der Verzicht auf staatliche Eingriffe würde die Speicherbefüllung überwiegend marktwirtschaftlichen Mechanismen überlassen und entsprechend auch durch diese den Speicherbeitrag zur Versorgungssicherheit steuern. Die Erfahrung im liberalisierten Gasmarkt bis zum Jahr 2021 zeigt, dass die saisonale Befüllung der Speicher für eine sichere Versorgung im Winter von den Akteuren am Gasmarkt auf Basis der Marktanreize ohne direkte staatliche Eingriffe erreicht werden konnte. Zudem wurden mit dem Aufbau der LNG-Importinfrastruktur die russischen Pipelinekapazitäten durch ein diversifizierteres und flexibler einsetzbares Angebot ersetzt (Abbildung 2), so dass mittlerweile dem Markt noch zusätzliche Flexibilitätsquellen zur Verfügung stehen.

Selbst bei einer Abschaffung der Füllstandsvorgaben (bzw. auch bei Einführung einer alternativen Maßnahme) bleibt auch zukünftig die Option, bei erneuten Krisensituationen wie auch schon 2022 durch diskretionäre Maßnahmen kurzfristig einzugreifen: Ausreichende Kompetenzen für ein regelmäßiges Monitoring sowie diskretionäre Maßnahmen gewährleisten Reaktionsfähigkeit im Krisenfall. Damit leistet die Abschaffung der Füllstandsvorgaben zwar keinen direkten gesicherten staatlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, sie würde jedoch ein effizientes Zusammenspiel der Marktakteure fördern und die Funktionsfähigkeit des Marktes insgesamt stützen.

Der Verzicht auf einen dauerhaften regulatorischen Eingriff würde positive Effekte auf die private Einspeicherung entfalten. Durch die unverzerrte Bildung des S-/W-Spread können die marktlichen Anreize Gasmengen einzuspeichern wieder unmittelbarer wirken und hierüber zu einer verbesserten Allokation der Gasmengen in Sommer und Winter und einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Speicherkapazitäten führen. Gleichzeitig würden Marktveränderungen, etwa durch die absehbar steigende Verfügbarkeit von LNG auf dem Weltmarkt, flexibel berücksichtigt, da sich die Preissignale dynamisch anpassen. Auf diese Weise würde die Maßnahme in unserer Analyse insgesamt einen positiven Effekt auf die private Einspeicherung entfalten und die marktwirtschaftliche Versorgungssicherheit stärken.

Gleichwohl bestehen weiterhin Risiken: Ohne regulatorischen Eingriff bliebe dem Staat bei Eintritt des Resilienzszenarios nur die Möglichkeit des diskretionären Eingriffs zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Dies hat er allerdings auch schon 2022 unter Beweis gestellt. Zudem könnte ein Rückbau von Speicherkapazitäten erfolgen, falls anhaltend geringe S-/W-

Spreads Überkapazitäten signalisieren. Dies kann allerdings erst nach einem umfangreichen Prüfverfahren durch die BNetzA erfolgen und letztlich von dieser untersagt werden.

Beibehaltung der **Füllstandsvorgaben** bewerten wir hinsichtlich des Netto-Beitrags zur Versorgungssicherheit als **positiv (+)**

Durch die Fortführung der bestehenden Regelungen bleiben weiterhin Mindestfüllstände zu festgelegten Stichtagen gewährleistet, wodurch im Umfeld dieser Stichtage ein verlässlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit sichergestellt wäre. Bei absehbarer Nicht-Erfüllung tritt THE als „Buyer of Last Resort“ auf, um die Vorgaben zu erfüllen. Auf diese Weise ließe sich das Risiko kurzfristiger Engpässe und einer Unterversorgung reduzieren. Allerdings garantiert die Maßnahme keinen dauerhaft hohen Füllstand über das gesamte Jahr hinweg, zum Beispiel zu Beginn des Frühjahrs, da die Vorgaben auf bestimmte Stichtage ausgerichtet sind.

Gleichzeitig verzerren Füllstandsvorgaben die Preisbildung und damit marktliche Einspeicheranreize (siehe Abschnitt 3.2). Durch die regulatorisch festgelegten Mindestfüllstände wird der Preisunterschied zwischen Sommer- und Wintermonaten (S-/W-Spread) verringert, sofern die Vorgabe bindend ist. In der Folge sinken die ökonomischen Anreize für Marktakteure, eigenständig und auf Basis von Preissignalen Gasmengen einzuspeichern. Dies schwächt die Funktionsfähigkeit marktbasierter Einspeicherungsmechanismen und reduziert die durch den Markt implizit gewährleistete Versorgungssicherheit.

Insgesamt bewerten wir den Nettoeffekt der Maßnahme positiv, da sie einen gesicherten Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet, auch wenn sie die marktwirtschaftlichen Einspeicherungsanreize mindert.

Eine **strategische Reserve** bewerten wir hinsichtlich des Netto-Beitrags zur Versorgungssicherheit als **sehr positiv (++)**

Indem eine strategische Reserve gezielt (und in der unterstellen Ausgestaltungsform ausschließlich) im Krisenfall aktiviert würde, stellt sie ein wirkungsvolles Instrument zur Absicherung gegen geopolitisch bedingte Versorgungsausfälle dar. Gleichzeitig adressiert sie eine Lücke in der Risikovorsorge, da private Marktakteure solche seltenen, aber potenziell gravierenden Risiken üblicherweise nicht bzw. nur unvollständig in ihren Handelsmotiven berücksichtigen (siehe Abschnitt 3.1). Damit könnte die Maßnahme entscheidend dazu beitragen, die strukturelle Resilienz der Gasversorgung zu stärken und die Robustheit gegenüber externen Angebotsschocks zu erhöhen. Eine strategische Reserve sichert nur eine begrenzte Gasmenge ab, während die Befüllung der übrigen Speicher dem Markt überlassen bliebe.

Da die strategische Reserve nur einen Teil der Speicherkapazitäten bindet, bleiben die marktlichen Preissignale im Grundsatz erhalten (siehe Exkurs: Wirkung der Strategischen Gasreserve im Merit-Order Modell zur Wirkung der strategischen Reserve in unserem Modell). Der verringerte Kapazitätsumfang am Markt erhöht tendenziell den saisonalen Preisunterschied (im Gegensatz zu Füllstandsvorgaben, die den S-/W-Spread senken) und kann somit zusätzliche Anreize für eine marktliche Einspeicherung schaffen. Außerdem kann die Maßnahme

das Risiko von Desinvestitionen bei Speicherbetreibern verringern, weil sie die Auslastung und Rentabilität der verbleibenden Kapazitäten stützt.

Insgesamt überwiegen daher die positiven Effekte deutlich: Die strategische Reserve kann einen gesicherten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und zugleich marktliche Einspeicherungsanreize stärken. Die richtige Dimensionierung der Reserve ist im Spannungsfeld zwischen Marktverzerrung bei zu großer Reserve und geringerer Wirksamkeit bei zu kleiner Dimensionierung sorgfältig abzuwägen. Diese Frage kann, wie andere Ausgestaltungsoptionen, im Rahmen dieses Gutachtens nicht vertieft werden.

Das **strategische Befüllungsinstrument** bewerten wir hinsichtlich des Netto-Beitrags zur Versorgungssicherheit als **schwach positiv (0+)**

Das Instrument kann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem es ähnlich wie die bestehenden Füllstandsvorgaben eine Mindestbefüllung der Speicher adressiert. Im Unterschied zu den bestehenden Vorgaben ist die Erfüllung der Speicherverpflichtung nicht durch einen „Buyer of Last Resort“ garantiert, sondern nur über den Differenzkontrakt gegebenenfalls subventioniert, wodurch die Zielsicherheit im Vergleich zum Status quo etwas geringer ausfällt. Durch die vertraglichen Verpflichtungen zur Einspeicherung in Kombination mit einer entsprechend hohen Pönale bei Untererfüllung könnte das SBI dennoch ein Mindestniveau an Speicherfüllung gewährleisten und somit das Risiko von Engpässen reduzieren.

Ein mögliches Risiko ergibt sich insbesondere bei einem bindenden Höchstgebot im Auktionsverfahren. Sollte der Preisdeckel zu niedrig angesetzt sein, könnte dies dazu führen, dass nicht ausreichend Gebote eingehen und die angestrebte Befüllung nicht vollständig erreicht wird. [35] In diesem Fall würde das Instrument einen weniger verlässlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Das Instrument hat gegenläufige Wirkungen auf die Anreize zur privaten Einspeicherung:

- **Kurzfristig positiv** wirkt, dass die Vertragsnehmer des SBI von einem garantierten Mindestspread zwischen Sommer- und Wintermonaten profitieren können. Dadurch wird die private Einspeicherung für teilnehmende Akteure wirtschaftlich attraktiver, weil das Risiko sinkender Preisunterschiede abgesichert ist. Das Instrument kann somit gezielt Investitionsanreize für Speicherbetreiber schaffen und die Nutzung vorhandener Kapazitäten fördern.
- **Langfristig** besteht jedoch das **Risiko**, dass bei fortdauernder Anwendung des SBI die eigenständigen Einspeicherungsanreize außerhalb des Instruments verdrängt werden. Da das gesicherte Winterangebot durch die vertraglich abgesicherte Befüllung teilweise vorweggenommen wird, dürfte der marktliche S-/W-Spread sinken. Dadurch verringert sich der ökonomische Anreiz zur nicht subventionierten Einspeicherung. In einem

[35] Das SBI wird über wettbewerbliche Ausschreibungen beschafft. Wenn das zulässige Höchstgebot für den Spread, auf den die Teilnehmer bieten, ausreichend ist (und damit auch die bereitgestellten Mittel), dann würden wir ausreichende Angebote für ein Erreichung der anvisierten Füllstände (ausgeschriebene Menge) erwarten.

dauerhaft etablierten SBI-System könnte sich somit eine strukturelle Abhängigkeit von staatlichen Subventionen entwickeln.

Aufgrund der langfristigen Verdrängungseffekte bewerten wir den Nettoeffekt als schwach positiv.

Die **Lieferantenverpflichtung** bewerten wir hinsichtlich des Netto-Beitrags zur Versorgungssicherheit als **neutral (0)**

Eine solche Verpflichtung könnte grundsätzlich einen ähnlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten wie die bestehenden Füllstandsvorgaben. Die Lieferantenverpflichtung verpflichtet Gasversorger oder Bilanzkreisverantwortliche, zu bestimmten Zeitpunkten Mindestmengen in Speichern vorzuhalten. Anders als bei den aktuellen Vorgaben wäre jedoch kein „Buyer of Last Resort“ vorgesehen, wodurch die Zielsicherheit geringer ausfiele. Auch werden den Verpflichteten anders als beim SBI keine Anreize zur Verpflichtungserfüllung abseits einer Pönale gesetzt. Es könnte somit weniger gesichert sein, dass die Verpflichtung erfüllt wird und im Krisenfall die anvisierte Menge an Gas tatsächlich eingespeichert ist.

Ein weiterer möglicher Schwachpunkt liegt in der Festlegung der individuellen Verpflichtungshöhe, die an den erwarteten Gaslieferungen ansetzt: Sollte die Lieferantenverpflichtung auf Versorgerschätzungen basieren, entstünde ein Fehlanreiz, diese Mengen strategisch niedrig anzusetzen. Da eine geringere erwartete Liefermenge mit einer geringeren Verpflichtung zur Nutzung von Speicherkapazitäten einherginge, könnten Lieferanten ihre Prognosen eher vorsichtig gestalten, um den Umfang der Speicherverpflichtung zu reduzieren. Dies würde die Wirksamkeit des Instruments schwächen. Dies ließe sich umgehen, indem die Verpflichtung an historischen Liefermengen (bspw. einem Prozentsatz des über die letzten drei Jahre durchschnittlichen Gasabsatzes an geschützte Kunden) ansetzt, wobei dann prognostizierte Entwicklungen nicht berücksichtigt würden.

Hinsichtlich der privaten Einspeicherung wirkt die Lieferantenverpflichtung ähnlich wie die bestehende Füllstandsvorgaben. Sie würde die Preisbildung am Markt verzerren und marktbasierten Anreize zur eigenständigen Einspeicherung, die über die Verpflichtung hinaus gehen schwächen. Die dezentrale Organisation über einzelne Lieferanten oder Bilanzkreise würde an dieser Preiswirkung grundsätzlich nichts ändern, da der Markt v.a. durch die aggregierte Marktnachfrage nach Speicherbefüllung beeinflusst wäre.

Zudem ist fraglich, ob die Maßnahme über die bestehenden Mechanismen des Bilanzkreisausgleichs sowie den geltenden Gasversorgungsstandard der EU-Gasversorgungssicherheitsverordnung hinaus zusätzliche Einspeicherungsanreize schaffen würde. Bilanzkreisverantwortliche haben bereits heute einen finanziellen Anreiz, ihre Nachfrage zu decken und Ungleichgewichte zu vermeiden – andernfalls fallen Ausgleichsenergiekosten für die Mindermengen an.

In Gesamtschau sehen wir daher die Wirkung auf die Versorgungssicherheit als neutral.

5.3.2 Kosteneffizienz

Neben der Versorgungssicherheit ist die Kosteneffizienz ein zentrales Kriterium, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit einer Maßnahme zu beurteilen. Mithilfe dieses Kriterium bewerten wir, wie effizient eine Maßnahme ihr Ziel erreicht – also welche Kosten entstehen, um ein bestimmtes politisch anvisiertes Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen.

Dazu erfassen wir sowohl direkte Kosten, etwa die Beschaffung oder Einspeicherung von Gas durch staatliche Akteure, als auch indirekte Kosten, die durch Marktverzerrungen, Preisverschiebungen oder ineffiziente Allokationen entstehen können.

Kein regulatorischer Eingriff und Abschaffung der Füllstandsvorgaben bewerten wir hinsichtlich der Kosteneffizienz als **neutral (0)**

Der Verzicht auf staatliche Eingriffe verursacht weder fiskalische noch administrative Kosten. Die Preisbildung am Gasgroßhandelsmarkt bleibt unbeeinflusst von Füllstandsvorgaben, sodass sich Preis- und Mengenanpassungen marktgetrieben einstellen können. Ohne regulatorische Verzerrungen entstehen auch keine zusätzlichen Gassystemkosten. Dadurch kann eine insgesamt effiziente Ressourcenallokation erreicht werden, insbesondere bei der saisonalen Einspeicherung und Nutzung von Gasmengen.

In einer akuten und unvorhersehbaren Krisensituation könnten jedoch kurzfristige staatliche Eingriffe erforderlich werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Solche Ad-hoc-Maßnahmen (wie eine kurzfristige Beschaffung fehlender Gasmengen durch THE im Sommer 2022, siehe Abschnitt 2.2) gehen typischerweise mit deutlich höheren Kosten einher als auf Dauer angelegte marktliche Ansätze. Dazu zählen potenziell teure Notbeschaffungen oder Marktinterventionen.

Unter Berücksichtigung dieser potenziellen Zusatzkosten erscheint der Ansatz kurzfristig kosteneffizient; langfristig besteht das Risiko ineffizient hoher Kosten im Krisenfall, wenn staatliche Ad-hoc-Maßnahmen erforderlich sind oder durch wirtschaftliche Schäden, falls kurzfristig keine ausreichenden Maßnahmen ergriffen werden können.

Die Beibehaltung der **Füllstandsvorgaben** bewerten wir hinsichtlich der Kosteneffizienz als **sehr negativ (– –)**

Die Vorgaben führen zu erheblichen Verzerrungen in der Preisbildung am Gasmarkt. Sie verpflichten Marktakteure, gebuchte Speicherkapazitäten unabhängig von den tatsächlichen Preissignalen zu befüllen, wodurch sich die Gesamtkosten des Systems erhöhen. Diese regulatorische Verzerrung kann insbesondere in Phasen niedriger erwarteter Winterpreise zu ineffizienten Beschaffungsentscheidungen führen.

Kommt es zudem zu einer Befüllung durch THE als „Buyer of Last Resort“, entstehen außerdem zusätzliche Kosten, da THE als singulärer und vorhersehbarer Marktakteur einkauft. Die Kurzfristigkeit und Berechenbarkeit des Einkaufverhaltens kann von Marktteilnehmern

antizipiert werden, was zu Preisaufschlägen im Beschaffungsprozess führen kann. Somit sind die staatlich veranlassten Käufe möglicherweise teurer als eine marktbasierte Befüllung durch viele Akteure.

Auch aus einer dynamischen Perspektive verschlechtert sich die Kosteneffizienz: Wenn Marktakteure regelmäßig damit rechnen, dass THE bei unzureichenden Füllständen eingreift, sinken die Anreize zu eigenverantwortlicher und kosteneffizienter Befüllung. Dadurch könnte sich eine Erwartungshaltung institutionalisieren, die langfristig wiederkehrende staatliche Eingriffe erforderlich macht – verbunden mit dauerhaft höheren Gassystemkosten.

Die **strategische Reserve** bewerten wir hinsichtlich der Kosteneffizienz **neutral (0)**

Die Maßnahme kann grundsätzlich kosteneffizient ausgestaltet werden, sofern die Beschaffung der strategischen Gasreserve schrittweise und im Rahmen des regulären Marktgeschehens erfolgt. Erfolgt der Aufbau der Gasreserve über einen längeren Zeitraum, etwa über mehrere Monate oder Jahre, sind keine nennenswerten Preisverzerrungen zu erwarten. Durch die Beschaffung der Gasmengen weit vor dem Eintreten einer Knappheit könnte die Reserve zudem zu günstigeren Gaspreisen aufgebaut werden als bei einem kurzfristigen Eingriff im Krisenfall oder einer regelmäßigen Befüllung durch THE als „Buyer of Last Resort“.

Mögliche indirekte Auswirkungen auf das Marktgeschehen sind ebenfalls zu berücksichtigen. Die Einrichtung einer strategischen Reserve entzieht dem Markt einen Teil der verfügbaren Speicherkapazitäten. Dadurch können marktliche Akteure weniger Gas zwischen Sommer und Winter verschieben. In der Folge steht ein geringerer Anteil des im Sommer günstig verfügbaren Gases im Winter zur Verfügung. In den verbrauchsstarken Monaten müsste daher verstärkt auf teurere Angebotsquellen zurückgegriffen werden. Dies könnte tendenziell zu höheren Gaspreisen und damit zu steigenden Gesamtkosten im Gassystem führen (siehe Exkurs: Wirkung der Strategischen Gasreserve im Merit-Order Modell zur Wirkung der strategischen Reserve in unserem Modell).

Nach der Einrichtung der Reserve entstehen zudem laufende Kosten. Hierzu zählen insbesondere die Kapitalkosten für die Vorhaltung der Gasmenge und die Kosten der genutzten Speicherkapazitäten. Diese zusätzlichen Fixkosten mindern die Kosteneffizienz, so dass wir insgesamt das Instrument neutral bewerten.

Das **Strategisches Befüllungsinstrument** bewerten wir hinsichtlich der Kosteneffizienz als **negativ (–)**

Das Instrument würde allen Marktteilnehmern offenstehen und somit nicht nur zusätzliche Einspeicherungen anreizen, sondern auch solche Gasmengen subventionieren, die unter normalen Marktbedingungen ohnehin eingespeichert worden wären. Dadurch entstünden erhebliche Mitnahmeeffekte, da Marktakteure Fördermittel erhalten könnten, ohne tatsächlich zu einer zusätzlichen Verbesserung der Versorgungssicherheit beizutragen.

Langfristig besteht zudem das Risiko, dass sich Marktteilnehmer strategisch auf das Instrument einstellen und ihre Beschaffungs- und Speicherentscheidungen gezielt danach ausrichten. Dies könnte zu einer systematischen Optimierung gegen das Instrument führen, wodurch die Subventionen zunehmend ineffizient eingesetzt würden. Die damit verbundenen Ausgaben müssten über Steuern oder Netzentgelte refinanziert werden. In der Folge wäre das SBI mit einem hohen Mitteleinsatz verbunden, ohne dass ein proportionaler Nutzen für die Versorgungssicherheit entstünde.

Die **Lieferantenverpflichtung** bewerten wir hinsichtlich der **Kosteneffizienz neutral (0)**

Durch die dezentrale Erfüllung der Verpflichtung wären gegenüber einer regelmäßigen zentralen Befüllung durch THE als „Buyer of Last Resort“ geringere Kosten zu erwarten. Da die Verpflichtungen von einer Vielzahl einzelner Lieferanten umgesetzt würden, wäre das Verhalten der Marktakteure für andere Marktteilnehmer weniger vorhersehbar. Diese geringere Berechenbarkeit der Beschaffung könnte opportunistische Preisaufschläge, wie sie bei vorhersehbaren staatlichen Eingriffen auftreten, reduzieren.

Allerdings würde die Lieferantenverpflichtung ähnlich wie die bestehenden Füllstandsvorgaben in die Preisbildung des Gasmarkts eingreifen. Bei einer bindenden Lieferantenverpflichtung würden Gasmengen unabhängig von Preissignalen verschoben, was zu Verzerrungen der saisonalen Preisunterschiede zwischen Sommer und Winter führen würde. Diese Effekte erhöhen die Gassystemkosten, da sich die Effizienz der Allokation verschlechtert.

5.3.3 Praktische Umsetzbarkeit

Schließlich beurteilen wir die praktische Umsetzbarkeit der Maßnahmen, d.h. ob und mit welchem Aufwand ein theoretisch wirksames Instrument umgesetzt werden kann. Maßnahmen, die hohe administrative Anforderungen stellen oder umfangreiche Überwachungsmechanismen erfordern, bergen das Risiko, dass ihre theoretische Wirkung in der Praxis nicht realisiert werden kann.

Neben Implementierungsaufwand berücksichtigen wir dabei auch die Komplexität der Maßnahmen. Potenzielle rechtliche Hürden, wie zum Beispiel Konflikte mit EU-Vorgaben oder Beihilferecht, sind nicht Bestandteil unserer ökonomischen Bewertung.[36]

Kein regulatorischer Eingriff und Abschaffung der Füllstandsvorgaben bewerten wir hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit als **positiv (+)**

Die Abschaffung der Füllstandsvorgaben entspräche im Wesentlichen einer Rückkehr zum Regulierungsrahmen vor 2022 und wäre daher administrativ vergleichsweise einfach umzusetzen und mit geringem organisatorischen und legislativen Aufwand verbunden. Zudem

[36] Um eine ergebnisoffenen Bewertung zu gewährleisten, bewerten wir die Maßnahmen nicht danach, ob sie der aktuellen Speicherregulierung auf EU-Ebene (Verordnung (EU) 2022/1032) entsprechen.

haben die Erfahrungen aus dem Jahr 2022 gezeigt, wie im Krisenfall Ad-hoc-Maßnahmen ergriffen und bestehende Regelungen kurzfristig geändert werden können.

Dennoch besteht das Risiko, dass bei Eintritt des Resilienzszenarios ein zeitlicher und organisatorischer Mehraufwand entsteht, wenn Notfallmaßnahmen erst reaktiv eingeführt werden müssen. In einer akuten Mangellage könnte dies zu Verzögerungen führen, bis geeignete gesetzliche oder administrative Instrumente geschaffen sind. Denkbar wäre beispielsweise, dass THE weiterhin gewisse Kompetenzen vorhält, um im Krisenfall diskretionär tätig zu werden – dies hätte einen gewissen Aufwand zur Folge.

Die Beibehaltung der Füllstandsvorgaben bewerten wir hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit als **neutral (0)**

Da die Regelungen bereits bestehen, ist ihre Fortführung rechtlich und administrativ weitgehend ohne größere Hürden möglich. Allerdings wäre eine Verlängerung oder Anpassung nicht automatisch wirksam, sondern müsste formell durch den Gesetzgeber oder per Ministerverordnung beschlossen werden (z. B. im Rahmen einer Entfristung). Die bestehenden Strukturen zur Überwachung der Speicherfüllstände sind bereits etabliert, sodass der Aufwand für das reine Monitoring der Vorgaben überschaubar und in der Praxis gut handhabbar bliebe.

Deutlich aufwendiger ist die Vorhaltung von THE als regelmäßige Eingriffsoption zur Speicherbefüllung. Sie erfordert eine fortlaufende organisatorische Vorbereitung und den Erhalt entsprechender Beschaffungskompetenz, damit THE im Bedarfsfall handlungsfähig bleibt. Kommt es zu einem Eingriff, entstehen zusätzliche operative Aufgaben, etwa bei der Beschaffung von Gasmengen oder bei der Übertragung ungenutzter Speicherkapazitäten an THE.

Eine **strategische Reserve** bewerten wir hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit als **neutral (0)**

Nach der einmaligen Einrichtung der Reserve wäre der laufende Verwaltungsaufwand bis zu einer möglichen Ausspeicherung im Krisenfall gering. Die Reserve würde langfristig vorgehalten, ohne dass ein großer fortlaufender operativer Eingriff nötig wäre. Damit ließe sich die Maßnahme im laufenden Betrieb mit moderatem Aufwand umsetzen.

Aufwendiger wäre hingegen die erstmalige Einrichtung der Reserve. Neben einem notwendigen Gesetzgebungsverfahren wären umfangreiche Vorarbeiten für die Beschaffung und Einlagerung der Gasmengen erforderlich. Dazu gehörten die vertragliche Sicherung von Speicherkapazitäten, die Koordination der Beschaffung und die Festlegung klarer Auslöse- und Bewirtschaftungsregeln. Diese Implementierungsphase dürfte sowohl zeitlich als auch administrativ anspruchsvoll sein.

Das **strategisches Befüllungsinstrument** bewerten wir hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit als **sehr negativ (– –)**

Die Gestaltung des Instruments als Differenzkontrakt erfordert einen hohen initialen Aufwand in der Entwicklung, Ausgestaltung und rechtlichen Absicherung. Die Konzeption müsste detailliert festlegen, wie Preisunterschiede zwischen Sommer- und Wintermonaten ausgeglichen werden, welche Akteure teilnahmeberechtigt sind und wie die Abwicklung der Zahlungen erfolgt. Diese Komplexität macht eine sorgfältige Dokumentation und umfassende Kommunikation am Markt erforderlich, um Transparenz und Vertrauen zu gewährleisten.

Hinzu kommt, dass das Instrument regelmäßig (voraussichtlich jährlich) ausgeschrieben werden müsste, was einen erheblichen administrativen Aufwand für Vorbereitung, Durchführung und Überwachung der Vergaben bedeutet. Auch auf Seiten der Ausschreibenden wäre eine hohe Marktkenntnis notwendig, um die Funktionsweise und Risiken des Instruments zu verstehen und darauf zu reagieren. Ein suboptimales Design könnte die beabsichtigten Wirkungen verfehlen oder Fehlanreize setzen, was die Effektivität des Instruments mindern würde.

Zudem wäre zu prüfen, ob das SBI aufgrund seines subventionierenden Charakters einer beihilferechtlichen Notifizierung bei der Europäischen Kommission bedarf. Ein solcher Prozess wäre zeitaufwendig und mit zusätzlichen Unsicherheiten verbunden.

Eine **Lieferantenverpflichtung** bewerten wir hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit als **negativ (–)**

Die Umsetzung einer Lieferantenverpflichtung wäre deutlich komplexer als bei den bestehenden Füllstandsvorgaben, da die individuelle Einhaltung nicht unmittelbar anhand öffentlich zugänglicher Speicherfüllstände überprüft werden kann. Stattdessen müsste die Erfüllung durch die Lieferanten jeweils einzeln nachgewiesen werden, was einen erhöhten Monitoring- und Prüfaufwand auf Seiten der Behörden sowie zusätzlichen administrativen Aufwand für die betroffenen Unternehmen verursachen würde. Insgesamt entstünde ein höherer bürokratischer Aufwand, der für kleinere Marktteilnehmer eine potenzielle Marktzutrittshürden schaffen könnte.

Darüber hinaus könnte zur praktischen Umsetzung ein Zertifikatssystem erforderlich sein, das eine Übertragbarkeit der Verpflichtungen bei einem Lieferantenwechsel sicherstellt (Rucksackprinzip). Ein solches System wäre neu zu entwickeln und administrativ aufwendig, da es rechtssichere Verfahren für Nachweisführung, Übertragung und Anrechnung der Speicherverpflichtungen bräuchte. Zusätzlich wäre zu klären, inwieweit Lieferanten auch auf Speicher in anderen EU-Ländern z.B. den Speicher Haidach in Österreich zurückgreifen dürften, um ihre Verpflichtung zu erfüllen.

5.4 Fazit

Abbildung 18 stellt die Bewertung der Maßnahmen für die drei Bewertungskriterien im Überblick dar. Am besten schneiden insgesamt die **Abschaffung der Füllstandsvorgaben** („kein

regulatorischer Eingriff“) und der Ersatz der Füllstandsvorgaben durch eine angemessen ausgestaltete **strategische Reserve** ab. In allen drei Kriterien werden diese Maßnahmen besser oder gleichwertig gegenüber den weiteren betrachteten Maßnahmen bewertet:

- Beim Kriterium des Netto-Beitrags zur Versorgungssicherheit wird die Einrichtung einer strategischen Reserve mit sehr positiv am besten bewertet. Auch der Verzicht auf einen dauerhaften Eingriff sowie die Beibehaltung der Füllstandsvorgaben wird positiv bewertet. Keine der betrachteten Maßnahmen sehen wir negativ.

- Hinsichtlich der Kosteneffizienz sehen wir den Verzicht auf einen Eingriff, die Einrichtung einer strategischen Reserve sowie die Einführung einer Lieferantenverpflichtung mit einer neutralen Bewertung gleichwertig. Die Beibehaltung der Füllstandsvorgaben sowie das SBI wird negativ bewertet.

- Die praktische Umsetzbarkeit ist beim Verzicht auf einen regulatorischen Eingriff am stärksten gegeben. Die Einführung einer Lieferantenverpflichtung und insbesondere das SBI bewerten wir hingegen als negativ bzw. sehr negativ.

Abbildung 18 Zusammenfassung der Bewertung

	Versorgungssicherheit (Netto-Effekt)	Kosteneffizienz	Praktische Umsetzbarkeit
Kein regulatorischer Eingriff	+	0	+
Beibehaltung der Füllstandsvorgaben	+	--	0
Strategische Reserve	++	0	0
Strategisches Befüllungsinstrument	0+	-	--
Lieferantenverpflichtung	0	0	-

Quelle: *Frontier Economics basierend auf dem vorherigen Abschnitt.*

Hinweis: *Bewertungsskala: sehr positiv (+ +), positiv (+), neutral (0), negativ (–) oder sehr negativ (– –). Zwischenstufen sind möglich (z.B. schwach positiv (0+)).*

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im liberalisierten Gasmarkt konnte bis zum Jahr 2021 die saisonale Befüllung der Speicher für **eine sichere Versorgung im Winter** von den Akteuren am Gasmarkt auf Basis der Marktanreize **ohne staatliche Eingriffe erreicht werden.** Spätestens mit Beginn der russischen Invasion der Ukraine im Februar 2022 veränderte sich die Markteinschätzung jedoch deutlich: Die Befüllung der Speicherkapazitäten wurde als besonders dringlich erachtet, da ein vollständiger Ausfall der russischen Gaslieferungen absehbar war. Die russischen Importmengen konnten damals u.a. aufgrund der noch nicht vorhandenen deutschen LNG-Importkapazitäten nicht direkt ersetzt werden. **Die Einführung verbindlicher Speicherfüllstandsvorgaben** inklusive des möglichen Entzugs und staatlicher Befüllung ungenutzter Kapazitäten war daher **im Winter 2022/2023 eine effektive, kurzfristig wirksame Maßnahme**, um die Winterversorgung in einem von großer Unsicherheit geprägten geopolitischen Umfeld abzusichern. Allerdings musste die Befüllung im Jahr 2022 zu sehr hohen Kosten erfolgen**.**

Die bis heute geltende längerfristige Beibehaltung dieser Maßnahmen hat jedoch selbst zu Marktverzerrungen geführt, da Marktakteure die erwarteten staatlichen Eingriffe antizipieren und entsprechend in ihren Entscheidungen berücksichtigen**.** Dies zeigt sich empirisch u.a. in dem seit Einführung der Füllstandsvorgaben im Durchschnitt geringeren Sommer-Winter-Spread, wodurch sich die Anreize für eine privatwirtschaftliche Befüllung der Speicher reduzieren. Die mit den Füllstandsvorgaben intendierten positiven Effekte auf die Versorgungssicherheit wurden durch die verringerten Marktanreize zumindest teilweise konterkariert. Während die Füllstandsvorgaben als kurzfristiges Instrument in einer Krisensituation mit statischen Marktreaktionen effektiv waren, scheint deren **Einsatz über einen längeren Zeitraum** mit entsprechenden dynamischen Marktreaktionen daher **nicht zielführend.**

Für die Beurteilung möglicher Alternativen ist insbesondere die Frage relevant, ob eine Rückkehr zur Situation vor dem Jahr 2022 allein durch eine vollständige Abschaffung der Füllstandsvorgaben als realistisch beurteilt wird: **Aus unserer Sicht bieten Marktmechanismen auch zukünftig ausreichend Anreize, für eine Speicherbefüllung als Wintervorsorge und Absicherung gegen erwartbare technische Ausfälle der Importinfrastruktur zu sorgen**. Allerdings ist durch die geopolitischen Entwicklungen die Bandbreite möglicher Krisenszenarien, die ggf. eine regelmäßige Vorsorge erfordern, erweitert worden und umfasst nun neben kalter Witterung und technischen Störungen evtl. auch Sabotageakte und gezielte Angriffe. Derartige Szenarien liegen üblicherweise außerhalb dessen, was Marktakteure in ihrer kommerziellen Optimierung berücksichtigen. Zudem wurde in den letzten Jahren deutlich, dass in Krisenzeiten staatliche Eingriffe zu erwarten sind, so dass auch zukünftig derartige Eingriffe durch Marktakteure antizipiert werden dürften. Insofern stellt sich die **Frage, ob eine rein marktliche getriebene Speicherbewirtschaftung zukünftig für alle Vorsorgeszenarien den energiepolitischen Ansprüchen genügen wird.**

Dies schlägt sich in unserer Bewertung der Maßnahmen nieder. Zwei der bewerteten Maßnahmen – der **Verzicht auf dauerhafte regulatorische Eingriffe und die Einrichtung einer strategischen Reserve** – schneiden auf Grundlage der vorhergehenden Bewertungen in

wesentlichen Punkten **vorteilhafter** ab als die Beibehaltung der Füllstandsvorgaben oder alternative Maßnahmen. Beide Optionen haben gemein, dass sie die Bewirtschaftung der Gasspeicher weitestgehend dem Markt überlassen und die Anreize zur privaten Speichernutzung gegenüber den bestehenden Füllstandsvorgaben stärken.

In der Abwägung zwischen diesen beiden Maßnahmen leiten wir keine eindeutige Präferenz ab. Während der Ansatz keinen dauerhaften Eingriff zu verfolgen unter stabilen Rahmenbedingungen besonders kosteneffizient und einfach umzusetzen wäre, bietet die strategische Reserve eine höhere Absicherung gegenüber unerwarteten Krisen, allerdings mit moderaten Kosten in der Einrichtung:

- Der **Verzicht auf regulatorische Eingriffe** setzt auf die Fähigkeit des Marktes, Preissignale effizient zu verarbeiten und sich gegen typische Knappheitssituationen wie etwa saisonale Nachfragevariation oder erwartbare Schwankungen in der Verfügbarkeit von Infrastruktur selbst abzusichern. Ein solcher Ansatz vermeidet Preisverzerrungen, minimiert staatliche Eingriffe und ermöglicht eine kosteneffiziente Allokation von Ressourcen. Bei Eintritt von unvorhersehbaren, geopolitisch bedingten Krisen könnte die marktlich bereitgestellte Vorsorge jedoch nicht ausreichen, um Versorgungsausfälle zumindest zu überbrücken. In diesem Fall wären zusätzliche Eingriffe notwendig, die mit höherem Aufwand und potenziell größeren Kosten verbunden sein könnten.

- Die **strategische Reserve** verfolgt dagegen einen stärker vorsorgenden Ansatz. Eine solche Reserve bietet einen klar definierten, gesicherten Beitrag zur Versorgungssicherheit, da sie im Krisenfall unmittelbar aktiviert werden kann. Bei angemessener Dimensionierung und glaubhaftem dauerhaftem Entzug der Mengen und Kapazitäten dem marktlichen Zugriff sind keine wesentlichen Preisverzerrungen auf dem Gasmarkt zu erwarten. Eine wichtige Ausgestaltungsfrage ist die Festlegung der Dimensionierung der Reserve im Spannungsfeld zwischen Marktverzerrung und Wirksamkeit. Der Aufbau der strategischen Reserve könnte im Vergleich zu stärkeren Eingriffen wie aktuell unter den Füllstandsvorgaben deutlich günstiger erfolgen, da die Mengen langfristig und planbar außerhalb von Knappheitssituationen beschafft werden könnten. Allerdings ist der Aufbau der Reserve mit initialem organisatorischem und rechtlichem Aufwand verbunden, und die laufende Verwaltung erfordert institutionelle Strukturen, die über den Markt hinausgehen.

Insgesamt hängt die Abwägung zwischen beiden Ansätzen stark von der **politisch angestrebten Balance zwischen Effizienz und Resilienz** ab**.** Sofern eine **dauerhafte Maßnahme** zur Absicherung gegen geopolitische Risiken angestrebt wird**, empfehlen wir die Einführung einer strategischen Reserve**, die jedoch dauerhaft außerhalb des Marktzugriffs liegt und nur in zuvor klar definierten Krisenszenarien eingesetzt wird.

Anhang A– Merit Order Modell: Struktur und methodischer Ansatz

Das von uns entwickelte Gasspeichermodell ist ein Optimierungsmodell über zwei Perioden. Betrachtet wird dabei jeweils eine Sommerperiode, also der Zeitraum zur Einspeicherung, sowie die darauffolgende Winterperiode, also der Zeitraum der Ausspeicherung.

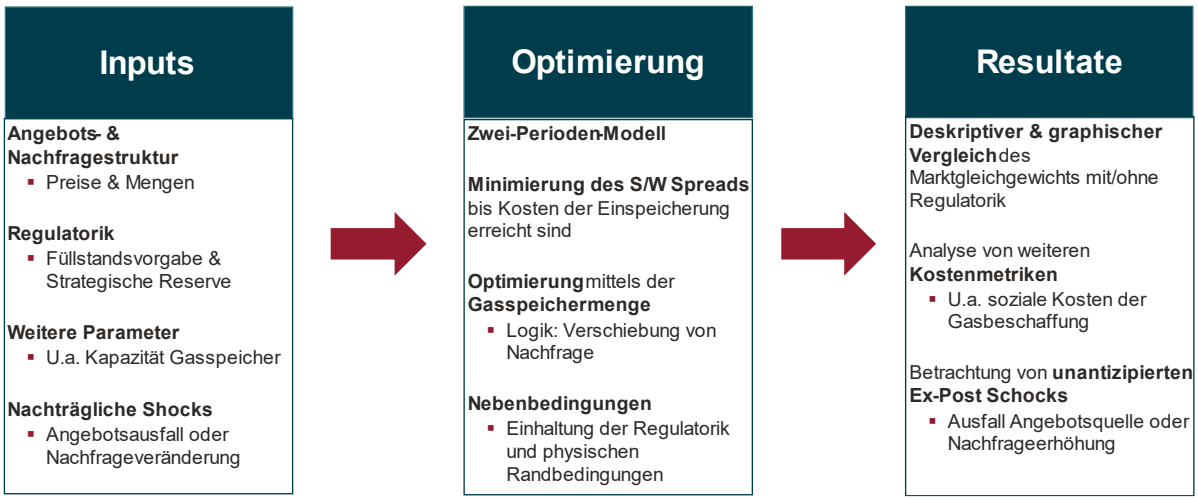
Gegeben der exogenen Nachfrage und potenziellen Angebotsquellen sowie der dem Modell zur Verfügung stehenden Gasspeicherkapazitäten findet eine intertemporale Optimierung statt. Analog zum Verhalten der Akteure im Gasmarkt, wie in Abschnitt 3 beschrieben, entscheidet das Modell, wie viel Gas in der Sommerperiode in Speicher eingespeichert wird, um es im Winter wieder auszuspeichern.

Die Optimierung des Modells erfolgt über die Minimierung des S-/W-Spread. Solange der S-/W-Spread die Kosten der Einspeicherung übersteigt und freie Speicherkapazität vorhanden ist, verschiebt das Modell Gasmengen aus dem Winter in den Sommer. Dies wiederum senkt den S-/W-Spread, sodass (im Falle einer inneren Modelllösung) ein Gleichgewicht erreicht wird bei dem der S-/W-Spread den variablen Kosten der Speichernutzung entspricht.

Abbildung 19 stellt die relevanten Eingangsparameter und Ergebnisse dar. Neben der Angebots- und Nachfragestruktur sind dem Modell auch physische Parameter zu Kapazität und Ausgangsfüllstand der deutschen Gasspeicher vorgegeben. Über Nebenbedingungen können zudem regulatorische Vorgaben wie eine Füllstandsvorgabe (also eine Untergrenze der Verschiebung von Gasmengen aus der Winter- in die Sommerperiode des Modells) ergänzt werden.

Kernergebnis des Modells ist die optimale Bewirtschaftung der Speicher sowie die dadurch entstehenden Preise in der Sommer- und Winterperiode. Auf dieser Basis werden zudem u.a. die Kosten der Gasbeschaffung als Kostenmetrik berechnet, um die ökonomische Wohlfahrtsperspektive einzubeziehen. Bei Spezifizierung einer regulatorischen Vorgabe können diese Ergebnisse mit und ohne diese Vorgabe verglichen werden. Außerdem kann optional ein ex-post Schock, also ein Ausfall einer Angebotsquelle oder eine nicht antizipierte Nachfrageerhöhung in der Winterperiode betrachtet werden.

Abbildung 19 Eingangsparameter und Ergebnisse



Quelle: Frontier Economics.

Um die Wirkung von Gasspeichern und den Effekt der Gasspeicherregulierung so transparent wie möglich darzustellen, abstrahiert das Modell stark von anderen Faktoren des Marktes. Insbesondere findet keine Optimierung von physischen Gasflüssen oder einzelnen Gasspeichern statt. Auch Angebots- oder Nachfrageschwankungen innerhalb der beiden Perioden bleiben unberücksichtigt.

Anhang B – Ökonometrische Analysen

B.1 Datenbasis und Variablen

Im nächsten Schritt werden die verwendeten Variablen im Modell vorgestellt. Dabei liegt der Fokus auf Faktoren, die die längerfristigen Erwartungen prägen, wie sie sich in den Terminmarktpreisen widerspiegeln. Kurzfristige Einflussgrößen, etwa Wetterdaten oder tagesaktuelle Pipelineimporte, bleiben bewusst unberücksichtigt, da sie lediglich die kurzfristige Angebots- bzw. Nachfragesituation beeinflussen aber keinen materiellen Einfluss auf das erwartete Angebot oder die erwartete Nachfrage in der kommenden Speicherperiode haben. Auch für die Gasnachfrage greifen wir nicht auf aktuelle Verbrauchswerte zurück, sondern auf die Geschäftserwartungen der Industrie, die die längerfristige Markteinschätzung widerspiegeln. Durch diese Eingrenzung konzentriert sich das Modell auf die strukturellen Treiber des S-/W-Spreads.

S-/W-Spreads

Der S-/W-Spread als zu erklärende Variable ergibt sich als Differenz zwischen den Settlement-Preisen des Winterprodukts (Q4/Q1) und des Sommerprodukts (Q2/Q3). Als Datengrundlage dienen die an der EEX täglich gehandelten Terminmarktpreise. Bis zum 30. September 2021 werden die Preise des Marktgebiets NCG herangezogen, ab dem 1. Oktober 2021 die entsprechenden Preise für THE. Für ein Lieferjahr fließt der Spread jeweils über den Zeitraum vom 1. April des Vorjahres bis zum 31. März des betreffenden Jahres in das Modell ein. Der Spread für das Lieferjahr 2025 basiert somit etwa auf den Preisunterschieden zwischen Sommer- und Winterprodukten im Zeitraum vom 1. April 2024 bis zum 31. März 2025. Abbildung 5 im Hauptteil veranschaulicht den Verlauf des Spreads über den gesamten Analysezeitraum.

Neben dem klassischen S-/W-Spread beziehen wir in Sensitivitätsanalysen (siehe Abschnitt B.2) auch zwei Varianten ein: Zum einen eine Regression, die ausschließlich die sechs Wintermonate berücksichtigt, um zu überprüfen, ob die Ergebnisse durch die Sommermonate verzerrt werden. Zum anderen untersuchen wir den Q3-Winter-Spread als alternative Spezifikation.

Als erklärende Variablen ziehen wir in der Analyse verschiedene Einflussfaktoren heran, die die Entwicklung des S-/W-Spreads mitprägen. Diese Variablen werden im weiteren Verlauf detailliert beschrieben und in die empirische Modellierung eingeordnet.

Einführung der Füllstandsvorgaben

Ein zentraler Bestandteil des Modells ist die Einführung der gesetzlichen Füllstandsvorgaben (siehe Abschnitt 2 für eine Beschreibung der bisherigen regulatorischen Maßnahmen hierzu), welche wir durch eine einfache 0/1-Dummy-Variable abbilden. Damit erfassen wir den regulatorischen Eingriff als strukturellen Bruch im Marktverhalten und vermeiden, die Analyse

durch schwer interpretierbare kurzfristige Reaktionen auf spätere Anpassungen der Vorgaben zu verzerren. Die Variable nimmt bis zur Verabschiedung des Gasspeichergesetzes am 25. März 2022 den Wert „0“ an und springt ab diesem Zeitpunkt dauerhaft auf „1“.

Auf eine differenzierte Abbildung der späteren Verschärfung bzw. Absenkungen der Vorgaben im Juli 2022 und April 2025 verzichten wir bewusst, da sich der Effekt der Änderung der Vorgaben nicht empirisch von den weiteren Ereignissen zum gleichen Zeitpunkt trennen lässt. Die Marktreaktionen im Sommer 2022 standen etwa stark im Zeichen außergewöhnlicher Ereignisse, insbesondere des Beginns des russischen Angriffskrieges und der massiven Unsicherheit über künftige Gaslieferungen. Auch die Senkung der Füllstandsvorgaben im Frühjahr 2025 fiel zusammen mit Spekulationen über eine bevorstehende Marktintervention THEs. [37]

Außerdem würde eine differenzierte Betrachtung jeder Änderung der Füllstandsvorgaben die Belastbarkeit der Schätzung deutlich verringern. Eine separate Betrachtung der Verschärfung der Vorgabe im Juli 2022 würde dazu führen, dass die Phase der ursprünglichen Vorgaben zwischen März und Juli 2022 nur sehr kurz modelliert wäre. Bei einer Betrachtung der Abschwächung der Füllstandsvorgaben im April 2025 käme hinzu, dass diese Änderung schon lange im Voraus diskutiert wurde und für Marktteilnehmer weitgehend antizipierbar war. Die Preise hatten die erwartete Anpassung somit bereits vor Inkrafttreten reflektiert, sodass ein klar abgrenzbarer Effekt empirisch nicht identifizierbar wäre.

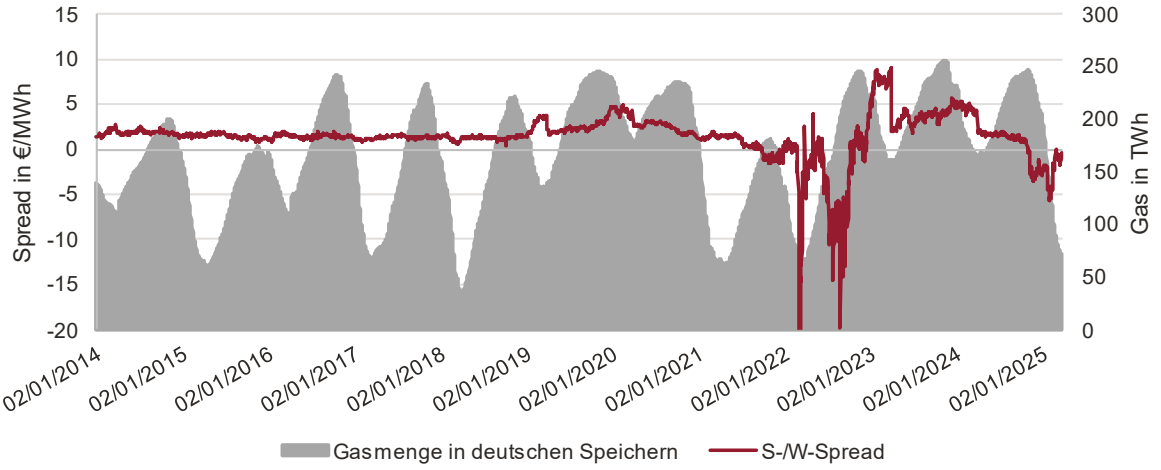
Speicherfüllstand

Als weitere erklärende Variable berücksichtigen wir den Füllstand der deutschen Gasspeicher. Der Speicherfüllstand ist grundsätzlich relevant, weil seine Höhe die Nachfrage nach Terminmarktprodukten beeinflusst und sich damit direkt in deren Preisen widerspiegelt. Da sich die Marktmechanik ab März 2022 grundlegend veränderte und somit auch die Dynamik zwischen Speicherfüllstand und S-/W-Spread beeinflusste, nutzen wir im Modell einen Interaktionsterm aus dem Speicherfüllstand der deutschen Gasspeicher und der oben beschriebenen Dummy-Variable für die gesetzlichen Füllstandsvorgaben.

Die Einbindung der Speicherfüllstände als erklärende Variable ist wichtig, weil Speicher eine zentrale Rolle im Gasmarkt spielen: Einerseits dienen sie als saisonaler Ausgleichsmechanismus, indem sie im Sommer gefüllt und im Winter entleert werden. Andererseits prägen sie die kurzfristige Marktstimmung, da niedrige oder hohe Speicherstände Erwartungen über Knappheit oder Überversorgung verstärken. Terminmarktpreise spiegeln solche Erwartungen wider.

[37] FNB Gas (2025): Winterrückblick 2024-2025, https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2025/05/2025-05-28_FNB-Gas_Winterrueckblick-2024-2025-1.pdf.

Abbildung 20 Entwicklung der S-/W-Spreads und Speicherfüllstände



Quelle: Frontier Economics basierend auf Energate und AGSI.
Hinweis: Zur besseren Übersichtlichkeit wurde die Spread-Achse in der Abbildung abgeschnitten.

Abbildung 20 zeigt die zeitliche Entwicklung der Speicherfüllstände (grau) gemeinsam mit dem Verlauf des S-/W-Spreads (rot). Vor der Einführung der Füllstandsvorgaben ist kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Speicherständen und dem Verlauf der S-/W-Spread erkennbar. Niedrige Speicherstände nach einem kalten Winter führen im folgenden Sommer typischerweise zu einer erhöhten Befüllungsnachfrage und damit zu steigenden Sommerpreisen. Umgekehrt verringern hohe Speicherstände nach einem milden Winter die Sommernachfrage und üben Druck auf die Sommerpreise aus. Dabei ist jedoch zu beachten, dass Speichergas traditionell als Grenzanbieter im Winter fungiert. Eingespeichertes Gas aus dem Sommer wird im Winter zur Verfügung gestellt, sodass die Winterpreise eng mit den Sommerpreisen verbunden bleiben. Schwankungen der Speicherstände beeinflussen daher beide Produkte gleichzeitig, wodurch sich die Effekte auf den Spread größtenteils ausgleichen. Mit anderen Worten: Vor den regulatorischen Eingriffen entwickelten sich Sommer- und Winterpreise weitgehend abhängig voneinander. Ein Beispiel liefert der Winter 2016/17 (sowie 2017/18): Trotz niedriger Speicherstände im Vergleich zu den höheren Beständen im Winter 2015/16 kam es nicht zu niedrigeren S-/W-Spreads.

Mit der Einführung der verbindlichen Speicherfüllstandsvorgaben im März 2022 änderte sich dieses Muster grundlegend. Die Vorgaben fixierten ein bestimmtes Gasangebot aus den Speichern für den Winter, sodass die Winterpreise nicht mehr in gleichem Maße an die Sommerpreise gekoppelt blieben. Vielmehr reagierten die Sommerpreise deutlich stärker auf die regulatorisch induzierte Nachfrage nach Speicherfüllung, während die Winterpreise vergleichsweise stabil blieben. Sommer- und Winterpreise entwickelten sich damit zunehmend unabhängig voneinander. In der Abbildung zeigt sich dies exemplarisch: Anfang 2023 gingen überdurchschnittlich hohe Speicherfüllstände mit einem stark positiven Spread einher, während Anfang 2025 niedrige Speicherstände mit einem stark negativen Spread zusammenfielen.

Für die Modellierung greifen wir auf die täglichen Speicherfüllstände in TWh aus den Veröffentlichungen von GIE AGSI zurück.[38] Aus den Rohdaten berechnen wir zunächst den durchschnittlichen Füllstand für jeden Kalendertag im Zeitraum 2014–2025. Unsere Variable misst die Abweichung des tatsächlichen Füllstands von diesem Tagesdurchschnitt. Der Interaktionsterm mit den Füllstandsvorgaben erlaubt es uns schließlich, die Wirkung der Speicherstände vor und nach Einführung der Vorgaben klar zu unterscheiden.

THE-Einspeicherung

Ein weiterer erklärender Faktor ist die Einspeicherung durch den Marktgebietsverantwortlichen THE im Sommer und Herbst 2022. Diese Aktivität war für die Entwicklung des S-/W-Spreads von besonderer Bedeutung, da die zusätzlichen, regulatorisch motivierten Einspeicherungsmengen ein eigenständiges Signal für den S-/W-Spread setzten, das über die üblichen Marktdynamiken hinausging.

THE handelte dabei nicht aus ökonomischen Anreizen, sondern aufgrund der gesetzlichen Vorgaben zur Speicherbefüllung. Entsprechend trat THE in großem Umfang als zusätzlicher Käufer am Spotmarkt auf, ohne die Mengen gleichzeitig durch Terminverkäufe abzusichern. Diese Konstellation führte zunächst zu einem generellen Anstieg der Terminmarktpreise. Stärker betroffen waren die näherliegenden Sommerprodukte, während die weiter entfernten Winterprodukte weniger reagierten. Dadurch verengte sich der S-/W-Spread spürbar und drehte zeitweise sogar ins Negative.

Zur Bestimmung der von THE eingespeicherten Mengen nutzen wir die tägliche Einspeicherung in die Speicher Rehden und Katharina im Zeitraum vom 4. Juni bis zum 31. Oktober 2022 aus den Veröffentlichungen von GIE AGSI.[39] Die so konstruierte Variable bildet somit die wesentlichen Einspeicherungsaktivitäten von THE ab, die im Spätsommer 2022 entscheidend zur Speicherbefüllung beitrugen.

Gasnachfrage

Neben Angebotsfaktoren berücksichtigen wir in der empirischen Analyse auch die erwartete Entwicklung der Gasnachfrage. Erwartungen zur industriellen Aktivität wirken sich unmittelbar auf die Bewertung von Terminprodukten aus: Wenn Unternehmen eine höhere Produktion und damit steigenden Gasbedarf erwarten, steigt die Zahlungsbereitschaft für künftige Lieferungen. Dies treibt die Terminpreise nach oben. Umgekehrt führen pessimistische Geschäftserwartungen zu geringerer erwarteter Nachfrage, was die Terminpreise entsprechend dämpft. Welchen Einfluss dies auf den Sommer-Winter-Spread hat, ist ex ante jedoch nicht eindeutig. Ein Null Effekt erscheint ebenso plausibel wie eine Verschiebung der Preisdifferenz.

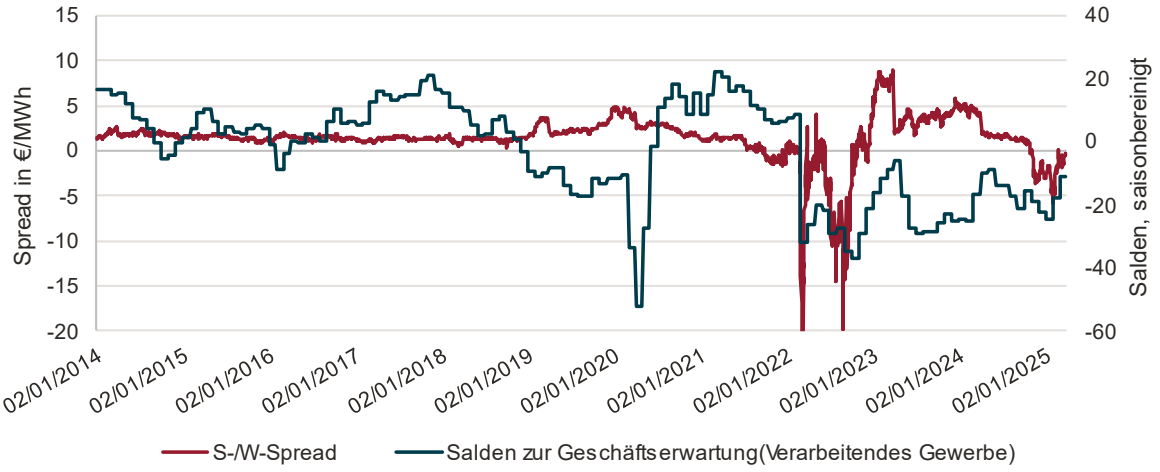
Diese Nachfrageseite bilden wir über den ifo Geschäftsklimaindex ab, der monatlich veröffentlicht wird und die Geschäftserwartungen erfasst. Konkret verwenden wir die saisonbereinigten

38 GIE AGSI (2025), Storage Historical Data, DE, https://agsi.gie.eu/#/historical/DE.

39 GIE AGSI (2025), Storage Historical Data, DE, https://agsi.gie.eu/#/historical/DE.

Salden der Geschäftserwartung im verarbeitenden Gewerbe als Indikator.[40] Diese Datenreihe spiegelt nicht nur die konjunkturelle Lageeinschätzung wider, sondern kann auch Unsicherheiten im Zusammenhang mit geopolitischen Entwicklungen einfangen. Abbildung 21 zeigt, dass sich insbesondere in den Jahren 2020 bis 2023 auffällige Parallelen zwischen dem Verlauf der Geschäftserwartungen und den Schwankungen des S-/W-Spreads abzeichnen.

Abbildung 21 Entwicklung der S-/W-Spreads und Geschäftserwartung



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Energate und Ifo Geschäftsklima – Verarbeitendes Gewerbe: Geschäftserwartungen.*

Hinweis: *Die Datenreihe zur Geschäftserwartung beruht auf rund 9.000 monatlichen Meldungen von Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes. Die Unternehmen werden gebeten, ihre Einschätzung zur Geschäftslage für die kommenden sechs Monate anzugeben. Dabei können sie zwischen den Antwortoptionen „günstiger", „gleichbleibend" oder „ungünstiger" wählen. Der daraus gebildete Saldo ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Anteil der „günstiger"- und dem Anteil der „ungünstiger"-Antworten.*

Behandlung von Ausreißern im Rahmen des Beginns des Krieges in der Ukraine

Wir berücksichtigen den Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine mit einer einfachen 0/1-Dummy-Variable. Ziel ist es, die extremen Ausschläge unmittelbar nach Kriegsbeginn im Modell zu isolieren, ohne die Wirkung der übrigen erklärenden Variablen zu verzerren.

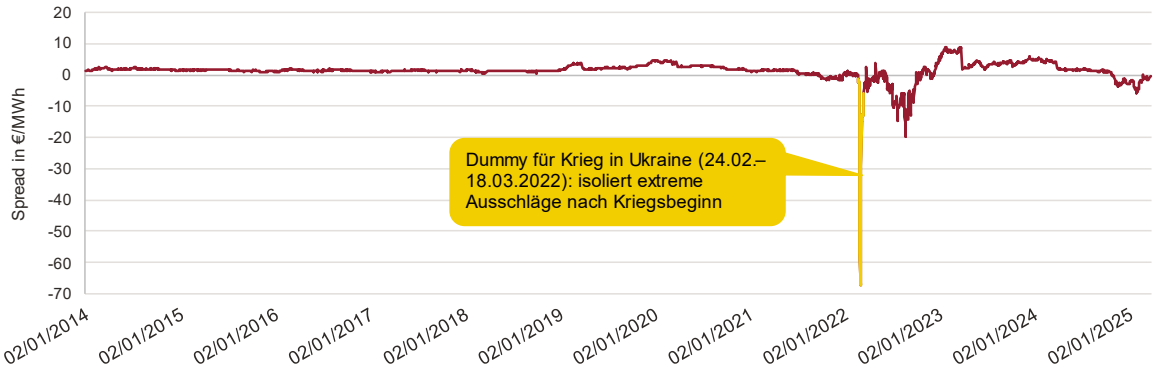
Der Dummy nimmt für den Zeitraum vom 24. Februar bis 18. März 2022 den Wert „1" an und sonst den Wert „0". In diesen Wochen war der Gasmarkt durch extreme Volatilität und geringe Liquidität geprägt; der S-/W-Spread fiel zeitweise auf Werte von bis zu -60 €/MWh.[41] Abbildung 22 zeigt die entsprechenden Beobachtungen des Spreads (gelb markiert) und macht deutlich, wie stark die Marktreaktionen unmittelbar nach Kriegsbeginn ausfielen.

40 Ifo (2025), ifo Geschäftsklima, https://www.ifo.de/ifo-zeitreihen.

41 ESMA (2023): The August 2022 surge in the price of natural gas futures, https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/2023-10/ESMA50-524821-2963_TRV_Article_the_August_2022_surge_in_the_price_of_natural_gas_futures.pdf, S.4.

Als Robustheitsprüfung führen wir zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durch, in der wir die betroffenen Beobachtungen vollständig aus dem Datensatz herausnehmen (siehe Abschnitt B.2).

Abbildung 22 Darstellung des Dummies für Beginn des Krieges in der Ukraine



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Energate.*

Hinweis: *Der Zeitraum, in dem der Dummy für den Beginn des Krieges in der Ukraine den Wert „1“ annimmt, wird in Gelb dargestellt.*

B.2 Robustheits- und Sensitivitätsanalysen

Um die Robustheit der Ergebnisse zu prüfen, haben wir drei Sensitivitäten berechnet:

- Sensitivität A - Ausschluss der Ausreißer zu Beginn des Krieges in der Ukraine
- Sensitivität B - Ausschluss der Beobachtungen der 6 Sommermonate und
- Sensitivität C - Ersatz des S-/W-Spreads durch Q3-Winter-Spread

Alle drei Varianten zeigen, dass die zentrale Interpretation der Grundspezifikation Bestand hat. Die Einführung der Füllstandsvorgaben wirkt strukturell dämpfend auf den S-/W-Spread. Sie zeigen außerdem, warum das Produkt des S-/W-Spreads am besten geeignet ist, um diesen Zusammenhang zu untersuchen.

Tabelle 2 fasst die Ergebnisse der Sensitivitätstests zusammen.

Tabelle 2 Ergebnisse der Sensitivitätstests

		Sensitivität A	Sensitivität B	Sensitivität C
Einführung der Füllstandsvorgaben		**-2,280*** **	**-2,070*** **	**-0,366**
Speicherfüllstand im Vergleich zum Tagesdurchschnitt über alle Jahre hinweg in TWh	Vor Einführung der Füllstandsvorgaben	0,018***	0,034***	0,030***
	Nach Einführung der Füllstandsvorgaben	0,084***	0,112***	0,079***
THE-Einspeicherung in MWh		-0,016***	-0,04***	-0,008**
Index zur Geschäftserwartung im verarbeitenden Gewerbe in DE		-0,000	0,028	0,017
Krise durch Beginn des Ukrainekrieges		-	-19,248***	-17,687***
Konstante		1,781***	1,080***	2,192***
Beobachtungen		2.804	1.431	2.813
R^2		0,62	0,56	0,40

Quelle: *Frontier Economics.*

Hinweis: *Die Schätzungen wurden mit der Statistiksoftware STATA durchgeführt. Das Modell wurde mit Newey-West-Standardfehlern geschätzt. Die Sterne kennzeichnen das Signifikanzniveau der geschätzten Koeffizienten: *** p < 0,01, ** p < 0,05, * p < 0,1.Sensitivität A exkludiert Beobachtungen zwischen dem 24. Februar und 18. März 2022. Sensitivität B schließt die Beobachtungen in den 6 Sommermonaten aus. Sensitivität C nutzt statt dem S-/W-Spread den Q3-Winter-Spread.*

Sensitivität A: Ausschluss der extremen Ausreißer durch Beginn des Krieges in der Ukraine

In Sensitivität A schließen wir die 17 Beobachtungen zwischen dem 24. Februar und dem 18. März 2022 aus. Diese Phase war von extremen Marktverwerfungen geprägt, die bereits durch unseren Ukraine-Dummy berücksichtigt werden. Die Fitted Values unserer Hauptregression (siehe Abbildung 11) machen jedoch deutlich, dass das Modell diese außergewöhnlichen Ausschläge nur teilweise erfassen kann.

Die Ergebnisse mit Ausschluss der Beobachtungen bestätigen unsere zentralen Befunde: Der Effekt der Füllstandsvorgaben bleibt signifikant negativ und sinkt sogar im Vergleich zu unserer Hauptregression auf -2,28 €/MWh. Der Erklärungsgehalt des Modells (R^2) steigt außerdem an von 0,57 auf 0,62. Wir haben uns dennoch bewusst dagegen entschieden, diese Beobachtungen in der Hauptregression auszuschließen, um eine durchgängige Datenreihe beizubehalten und den gesamten Marktverlauf konsistent abzubilden.

Sensitivität B: Ausschluss der Beobachtungen der 6 Sommermonate

In Sensitivität B beschränken wir die Analyse auf die sechs Wintermonate (Oktober bis März) und exkludieren die Beobachtungen der Sommermonate (April bis September). Damit stellen wir sicher, dass keine Verzerrung durch Zeiträume entsteht, in denen es noch relativ lange

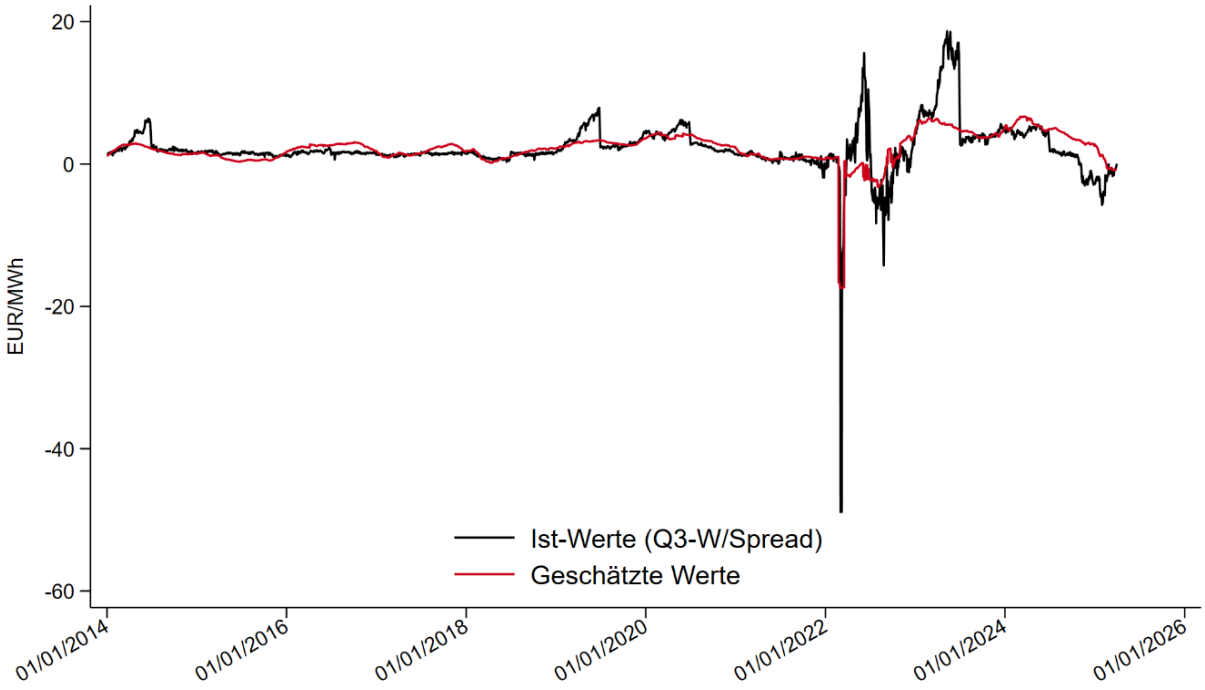
bis zum Lieferjahr dauert und die Preise daher für den S-/W-Spread weniger aussagekräftig sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Effekt der Füllstandsvorgaben mit -2,07 €/MWh weiterhin signifikant negativ bleibt. Auch der Erklärungsgehalt des Modells verändert sich kaum: Das Bestimmtheitsmaß R^2 liegt mit 0,56 nahezu auf dem Niveau der Grundspezifikation (0,57). Dies bestätigt, dass die Sommermonate die Ergebnisse nicht verfälschen und der klassische S-/W-Spread auch über den gesamten Zeitraum eine robuste und geeignete abhängige Variable darstellt.

Sensitivität C: Ersatz des S-/W-Spreads durch Q3-Winter-Spread

Mit Sensitivität C haben wir geprüft, ob die Ergebnisse auch bei einer alternativen Definition der abhängigen Variable Bestand haben. Dazu nutzen wir den Q3-Winter-Spread, also die Preisrelation zwischen dem dritten Quartal und den Winterquartalen desselben Lieferjahres. Der Gedanke dahinter ist, dass sich auf diese Weise das gleiche Speicherjahr über einen längeren Zeitraum untersuchen lässt. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass sich diese Variante für unsere Fragestellung nicht eignet. Zwar hat der Q3-Winter-Spread diesen Vorteil, in der Praxis ist dies aber kaum relevant: Im zweiten Quartal sind die Speicher bereits weitgehend gefüllt und die wesentlichen Verträge vergeben. Damit spielen die Preise des laufenden Speicherjahres für die weitere Marktpreisbildung nur noch eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 23 Vergleich von tatsächlichem und geschätztem Q3-Winter-Spread



Quelle: *Frontier Economics.*

Hinweis: *Die schwarze Linie zeigt den beobachteten S-/W-Spread (Ist-Werte), die rote Linie die vom Modell prognostizierten Werte. So lässt sich erkennen, inwieweit das Modell die tatsächliche Marktentwicklung abbildet und wo Abweichungen bestehen.*

Der Vergleich von tatsächlichen und geschätzten Werten (siehe Abbildung 23) verdeutlicht die Schwächen dieser Variante. Zwar folgt das Modell den längerfristigen Bewegungen, die starken Ausschläge im Q3 können jedoch nicht sinnvoll erklärt werden. Sie treten vor allem in Phasen auf, in denen die Speicher bereits gefüllt sind, und spiegeln damit kurzfristige technische Marktbewegungen wider, die durch unsere strukturellen Variablen nicht erfasst werden können. Dies zeigt sich auch am Erklärungsgehalt des Modells: Das Bestimmtheitsmaß R^2 liegt hier nur bei 0,40 und damit deutlich niedriger als in der Grundspezifikation (0,57).

Insgesamt bestätigt Sensitivität C daher, dass der klassische S-/W-Spread die geeignetere abhängige Variable ist, um den strukturellen Effekt der Füllstandsvorgaben abzubilden.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.