

Berlin, 27. Februar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Positionspapier

Konzept Gasversorgungssicherheit und Weiterentwicklung Instrumente

Absicherung für akute Notfallsituationen und Extremereignisse

Versionsnummer: 1

Inhalt

1	Einführung.....	3
2	Rahmenbedingungen.....	4
2.1	Versorgungssituation: Neue Normalität	4
2.2	Markt: Ein stabil funktionierender Markt ist die Grundlage für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung.....	13
3	Absicherungsfälle	14
3.1	Differenzierung der Absicherungsfälle und Abstufung der Risiken	14
3.2	Absicherungsniveau und Versicherungslösung: Staatliche Entscheidung ...	17
4	Instrumente.....	18
4.1	Überblick und Bewertungskriterien	18
4.2	Strategische Reserve	19
4.3	Speicherverpflichtung.....	21
4.4	Verpflichtung des Marktgebietsverantwortlichen (MGV) als Back up-Mechanismus/Last Resort	25
5	Handlungsempfehlung.....	29

1 Einführung

Energieversorgungssicherheit spielt für die Akzeptanz in der Gesellschaft und die Produktivität der Wirtschaft eine herausragende Rolle. Spätestens seit der Energiekrise infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine ist die hohe Bedeutung von Resilienz des europäischen und deutschen Energiesystems in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft umfassend deutlich geworden. Wenngleich die europäische Dimension – gerade mit Blick auf die Stärkung des EU-Energiebinnenmarkts und europäische Industrie-, Handels- und Sicherheitspolitik – zentral ist, fokussieren sich die Ausführungen im Folgenden auf Deutschland und die spezielle Ausgangssituation hierzulande.

Auch in Zukunft muss eine diversifizierte Gasversorgung angestrebt werden, um Konzentrationsrisiken bei einzelnen Lieferanten und Herkunftsländern zu vermeiden sowie die Gasversorgung mit einem Mix an verschiedenen Instrumenten abzusichern. Ebenso wichtig bleiben die Instandhaltung, Optimierung und der Ausbau von Gasnetzen. Für die Absicherung sind auch Infrastrukturen und ausreichende Kapazitäten zentral.

Besondere Bedeutung kommt Gasspeichern zu, um Produktions- und Lieferschwankungen, seien sie technischer, ökonomischer oder geopolitischer Natur, ohne Kompromittierung der Versorgungssicherheit auszugleichen. Unabhängig von Importen generell und der Auslastungssituation der LNG-Importterminals im Besonderen können saisonale Nachfrageschwankungen, aber auch Leistungsspitzen durch Speicher ausgeglichen werden. Dadurch tragen Gasspeicher wesentlich zur Stabilisierung und Sicherheit der Energieversorgung bei. Dies ist besonders wichtig in Krisenzeiten oder bei Unterbrechungen der Lieferketten.

2022 wurden auf nationaler sowie auf europäischer Ebene verbindliche Füllstandsvorgaben für Gasspeicher gesetzlich eingeführt. Die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher waren in der konkreten Krisensituation in Folge des russischen Angriffskriegs 2022 gerechtfertigt. Die Entwicklungen in den letzten drei Jahren zeigen jedoch, dass starre gesetzliche Vorgaben zur Befüllung der Gasspeicher langfristig nicht zielführend sind. Dauerhafte, staatliche Vorgaben zu Speicherfüllständen und Speicherreserven stehen immer im Wechselspiel mit marktbasierten Mechanismen und bergen immer das Risiko, eine effizientere Optimierung zu beeinträchtigen.

Deshalb braucht es ein marktorientiertes System, das ggf. durch verhältnismäßige Instrumente für Risiken im Kriegs- und Krisenfall und Notfälle ergänzt werden kann, die der Markt nicht zwangsläufig vollumfänglich antizipiert bei Speicherbuchungen berücksichtigt.

Daher bedarf es für die Zeit nach dem Auslaufen der Vorgaben des deutschen Gasspeichergesetzes und der europäischen Füllstandsvorgaben eines Instruments für die Absicherung akuter Notfallsituationen und vom Markt nicht antizipierbarer Extremereignisse. Dies können beispielsweise der ungeplante Ausfall bzw. die gezielte Ausschaltung von Importrouten und -

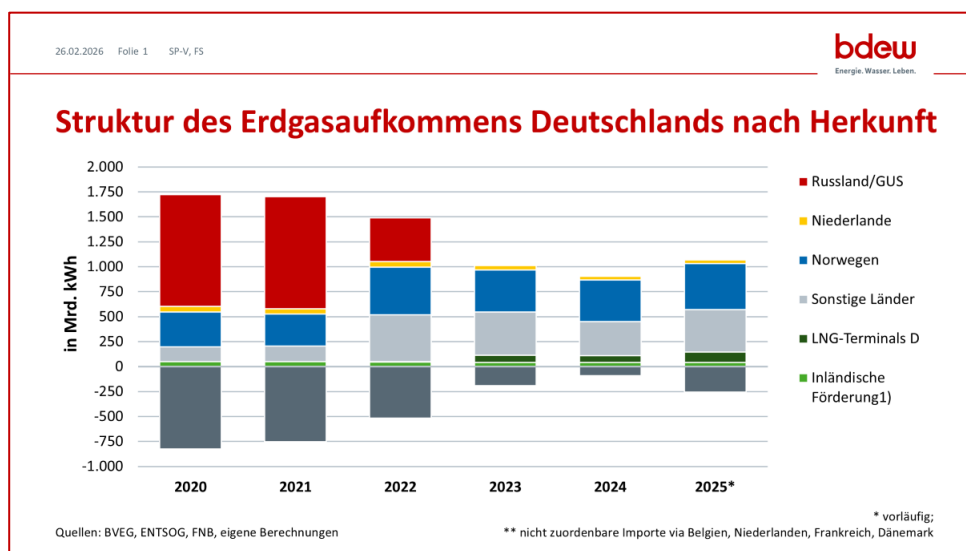
anlagen oder ein geopolitisch bedingter Lieferstopp sein - auch oder gerade in Kombination mit gleichzeitig sehr niedrigen Temperaturen. Ein solcher Absicherungsrahmen ist ein zentraler Baustein für die Versorgungssicherheit.

Daneben ist auch ein perspektivisch wirtschaftlicher Betrieb der Gasspeicher eine wesentliche Voraussetzung für Versorgungssicherheit. Diese ist nicht nur eine Frage der verfügbaren Gas-mengen, sondern auch des Vorhaltens physischer Flexibilität im System. Es ist daher zu prüfen, ob das bestehende Marktmodell der „neuen Normalität“ seit 2022 noch entspricht oder angepasst werden muss. Dieser größere Rahmen ist nicht Gegenstand dieses Papiers. Dies kann Auswirkungen auf die hier diskutierten Instrumente zur Absicherung akuter Notfallsituationen und Extremereignisse haben. Im Folgenden werden zunächst die aktuellen Rahmenbedingungen dargestellt und die relevanten Absicherungsfälle hergeleitet sowie verschiedene Instrumente qualitativ bewertet. Dies bereitet eine solide Basis für die Handlungsempfehlung im letzten Kapitel.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Versorgungssituation: Neue Normalität

Die Menge an russischen Erdgasimporten nach Deutschland war historisch kontinuierlich angestiegen und betrug 2021 über 50 Prozent der gesamten deutschen Erdgasimporte. Deutschland agierte als Drehscheibe im europäischen Gasmarkt, sodass große Mengen dieser Importe zur Versorgung Westeuropas re-exportiert wurden. LNG-Importe spielten in Europa eine geringere Rolle als heute. In Deutschland beispielsweise existierten bis 2022 überhaupt keine LNG-Regasifizierungsterminals.

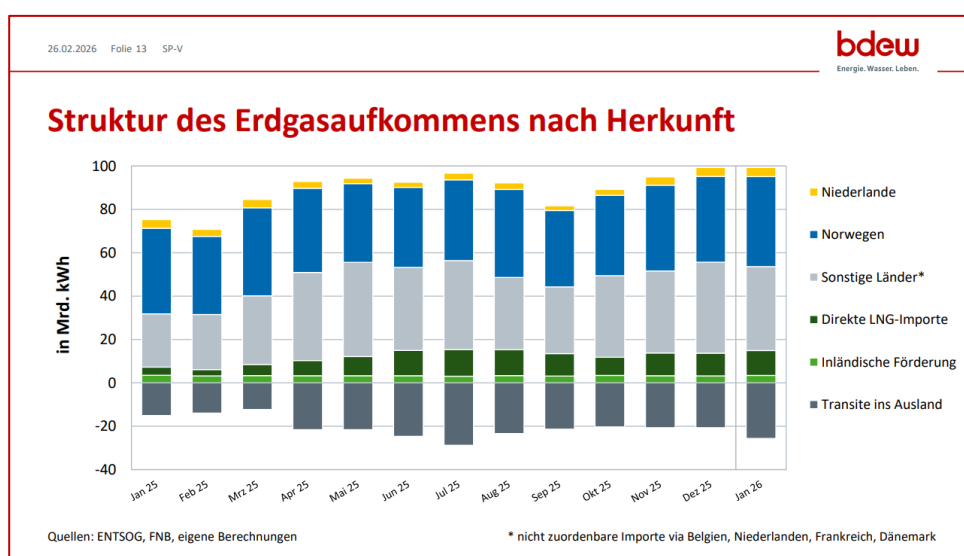


Pipelineimporte russischen Erdgases nach Deutschland wurden in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine 2022 im Laufe des Jahres komplett eingestellt. Die Importe aus Norwegen stiegen und in Europa wuchs die Bedeutung von LNG-Importen rasant. Die Auslastung der europäischen LNG-Regasifizierungsterminals stieg an und in Deutschland wurden schnell mehrere solcher Terminals installiert, weitere sind in Planung, und die Infrastruktur zur Anlandung (im Fernleitungsnetz) wurde und wird weiterhin ertüchtigt.

Aktuelle Versorgungssituation

Im Jahr 2025 kamen 45 Prozent des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Norwegen als wichtigstem und größten Lieferanten. Und dies mit hoher Zuverlässigkeit.

Über die Grenzübergangspunkte v. a. mit den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Dänemark wurden ebenfalls 45 Prozent des Gasverbrauchs importiert. Das sind zum Großteil ebenfalls LNG-Mengen, die über Terminals aus den Nachbarländern importiert und nach Deutschland transportiert werden.



Der Anteil direkter LNG-Importe an deutschen Terminals betrug 10 Prozent, allerdings mit im Jahresverlauf steigender Tendenz. Im 1. Halbjahr 2025 hatten diese einen Anteil von 8 Prozent, im 2. Halbjahr stieg ihr Anteil auch aufgrund der Inbetriebnahme des zweiten Terminals in Wilhelmshaven auf 12 Prozent an. Der überwiegende Teil der direkten deutschen LNG-Importe stammt mit einem Anteil von 94 Prozent aus den USA.

Die EU-Staaten haben sich im Oktober 2025 auf ein vollständiges Importverbot für russisches LNG ab dem 1. Januar 2027 geeinigt.

Die heimische Produktion in Deutschland und Europa ist rückläufig. Die inländische Förderung deckt in Deutschland fünf Prozent des Bedarfs, weitere fünf Prozent werden aus niederländischer Förderung importiert. Die Bedeutung von Biogas und Biomethan in Europa steigt hingegen kontinuierlich.

Die etablierten Handelsbeziehungen, insbesondere mit Norwegen, sind ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit. Importe aus weiteren Ländern über Pipelines und per LNG tragen ferner zur Versorgungssicherheit bei.

Gasmärkte national, europäisch und weltweit

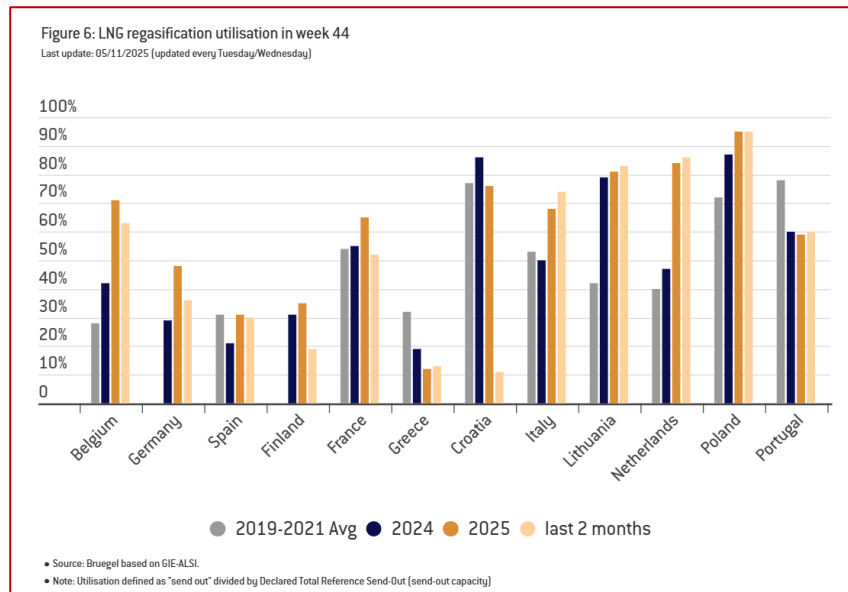
Sowohl die Gasmärkte in Deutschland und Europa als auch der globale LNG-Markt funktionieren gut und zuverlässig. LNG wird in einer großen Anzahl von Staaten auf mehreren Kontinenten produziert und über eine große Anzahl von Terminals importiert. Die Abkopplung der europäischen Gasversorgung von russischem Pipelinegas und die Hinwendung zum globalen LNG-Markt erhöht die LNG-Nachfrage und damit die Konkurrenz mit Asien.

Die IEA erwartet in einer aktuellen Gasmarktanalyse¹, dass im Jahr 2026 das weltweite LNG-Angebot voraussichtlich um 7 Prozent oder etwa 40 Mrd. m³ wachsen wird. Auch im Folgejahr werden weitere Zuwächse erwartet. Der Löwenanteil der Angebotsausweitung kommt aus Nordamerika und Qatar und dürfte nach Erwartung der IEA den Nachfragezuwachs in Asien übersteigen.

Auf dem von hoher Liquidität geprägten globalen LNG-Markt können die für Europa und Deutschland notwendigen Mengen im Grundsatz beschafft werden, solange genug Kapazitäten an den Importterminals vorhanden sind. In der Vergangenheit waren unterschiedliche Auslastungssituationen der LNG-Terminals in Europa zu beobachten.

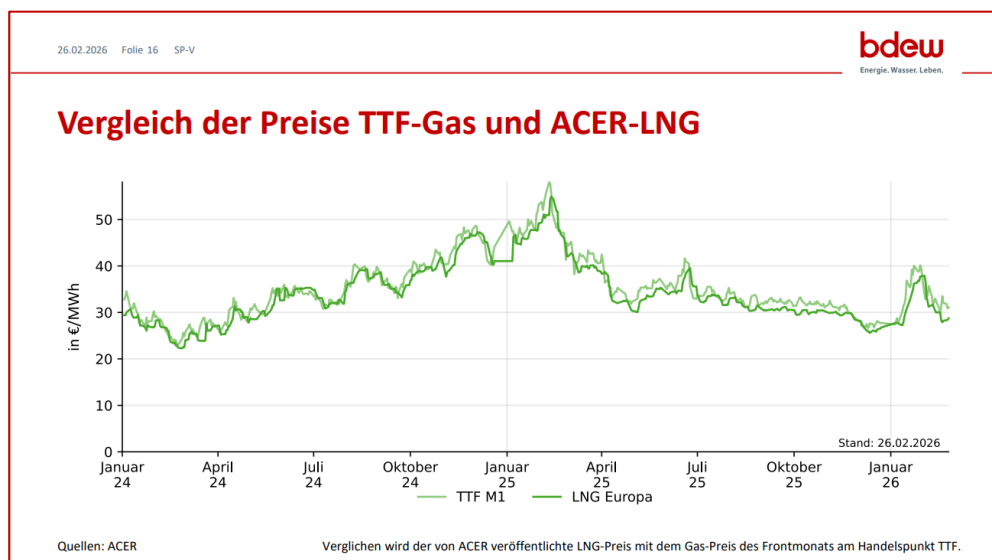
¹ Gas 2025: Analysis and forecasts to 2030, IEA, 27. Oktober 2025, hier abrufbar:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/db3d568d-b985-4cc2-bb1a-119517f118ac/Gas2025>.

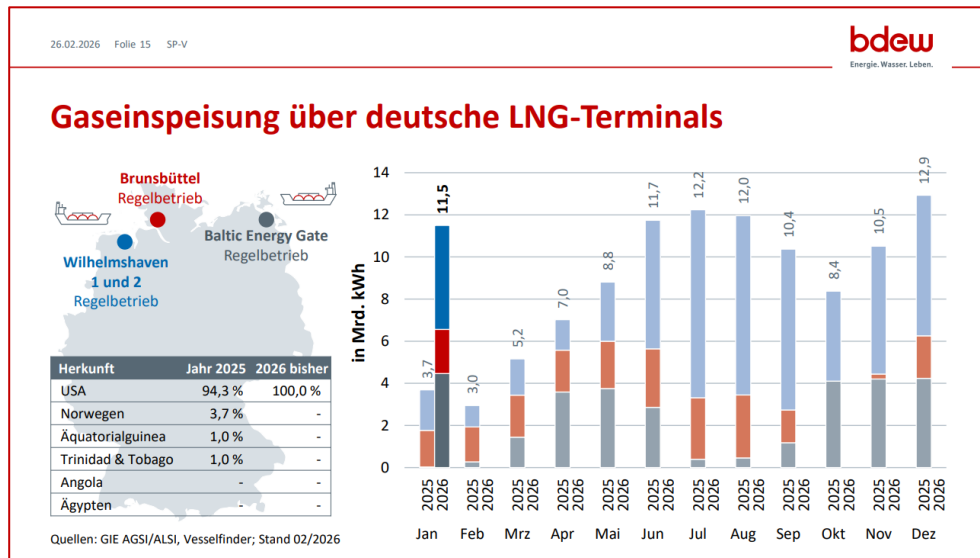


Quelle: Bruegel

Grundsätzlich wirkt ein höheres Angebot an LNG preisdämpfend in den europäischen Gasmärkten. Genaue Preiseffekte lassen sich nur schwer abschätzen, da die Preisbildung in den Gasmärkten von zahlreichen Faktoren beeinflusst wird, insbesondere vom globalen LNG-Markt, aber auch von der generellen Entwicklung der Gasnachfrage und damit auch den strukturellen Veränderungen insbesondere im Wärmemarkt, der Industrie und in der Stromerzeugung, der Verfügbarkeit und Füllstände der europäischen Gasspeicher, von Witterungseffekten, der konjunkturellen Entwicklung etc.



Durch die globale Verfügbarkeit von LNG verringern sich tendenziell die saisonalen Preisunterschiede und eine kurzfristige Beschaffung wird vereinfacht.



Die Entscheidung für den Ausbau der LNG-Terminalinfrastruktur hat Auswirkungen auf den Markt. Importe an deutschen Terminals und den Terminals in Nachbarländern tragen direkt zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Das hat auch positive Rückwirkungen auf die Liquidität des deutschen Handelsplatzes.

- › **Die Gasmärkte funktionieren gut und zuverlässig. Sie sind von hohem Wettbewerb geprägt.**
- › **LNG macht den Markt flexibler, führt aber zu stärkerer Exposition Deutschlands gegenüber globalen Marktbewegungen und -trends, externen Ereignissen und Schocks. Dies sind Marktsystematiken, die aus anderen Bereichen wie beispielsweise Kohle oder Öl gut bekannt sind und von den Importeuren bzw. Händlern in ihren Beschaffungsstrategien berücksichtigt werden.**

Geoökonomische sowie geo- und sicherheitspolitische Einflüsse

Geoökonomisch besteht Unklarheit, wann und an welcher Stelle Nationalstaaten, z. B. mit Zöllen oder Handelsbeschränkungen, in den freien Markt eingreifen könnten. So muss davon ausgegangen werden, dass wirtschaftliche Macht zur Erreichung politischer Ziele instrumentalisiert wird. Die Ausrichtung der US-LNG-Exportpolitik beispielsweise ist von hohen Unwägbarkeiten geprägt.

Zudem führt die Situation im Nahen und Mittleren Osten zu Unsicherheiten auf den Märkten. Für die Verfügbarkeit von Mengen auf dem globalen Markt ist die sich entwickelnde Rolle Chinas nicht nur als Nachfrager, sondern auch als Handelsakteur mit Speichern und Portfolien prägend.

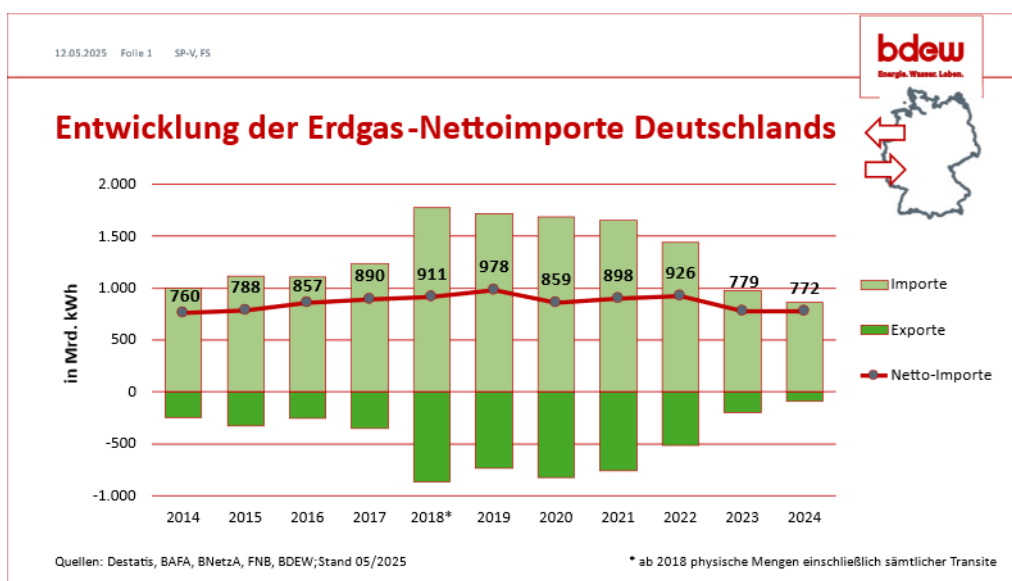
Solche Effekte können die Balance zwischen Angebot und Nachfrage im globalen LNG-Markt verändern und somit zu Preiseffekten führen, wenn Handelsrouten daraufhin angepasst werden.

- › ***Geopolitische Verwerfungen bringen hohe Unwägbarkeiten und Risiken mit sich; die Sicherheitslage hat eine neue Qualität erlangt.***
- › ***Die neue Normalität ist auch sicherheitspolitisch und geopolitisch geprägt.***

Gasnetzinfrastruktur

Die Gasnetzinfrastruktur in Deutschland ist eng vermascht und leistungsfähig. Sie besteht aus Ferngasleitungen und Gasverteilernetzen, die das Gas zuverlässig zu allen Kunden transportieren. Die Gasnetzinfrastruktur ist auch über Europa hinaus vernetzt und ermöglicht Energieimporte über transkontinentale Pipelines und den Seeweg aus den Anrainerregionen. Diese Infrastruktur ist das Fundament für den Gasbinnenmarkt und die Basis für die Energieversorgung.

Zu den Assets Deutschlands zählen das gute Pipelinennetz, das die Bundesrepublik mit den Nachbarländern (bidirektional) verbindet, die LNG-Terminalinfrastruktur, die Gasspeicher und der Zugang zum liquiden, europäischen Gasbinnenmarkt.



Weite Teile der Gasinfrastruktur sind konzipiert worden, um einen Gasfluss von Ost nach West zu ermöglichen. Durch die Veränderungen von 2022 entsteht nun aber die Notwendigkeit, ganz andere Gasflüsse abzubilden: bspw. von den westeuropäischen LNG-Terminals nach Osteuropa.

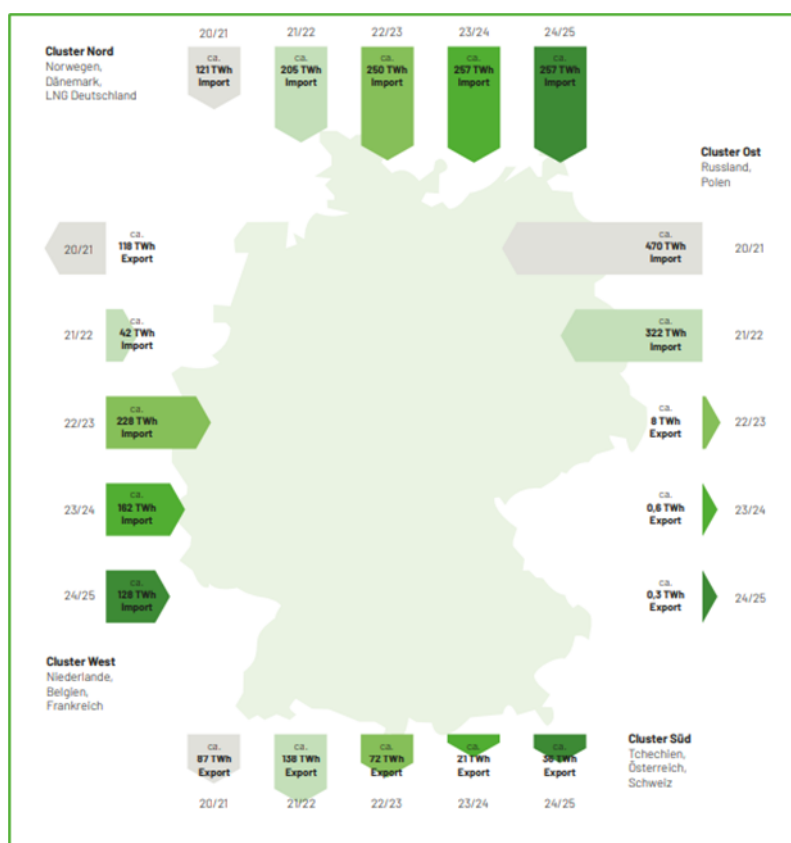


Abb.: Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh, FNB Gas Winterrückblick 2024/25

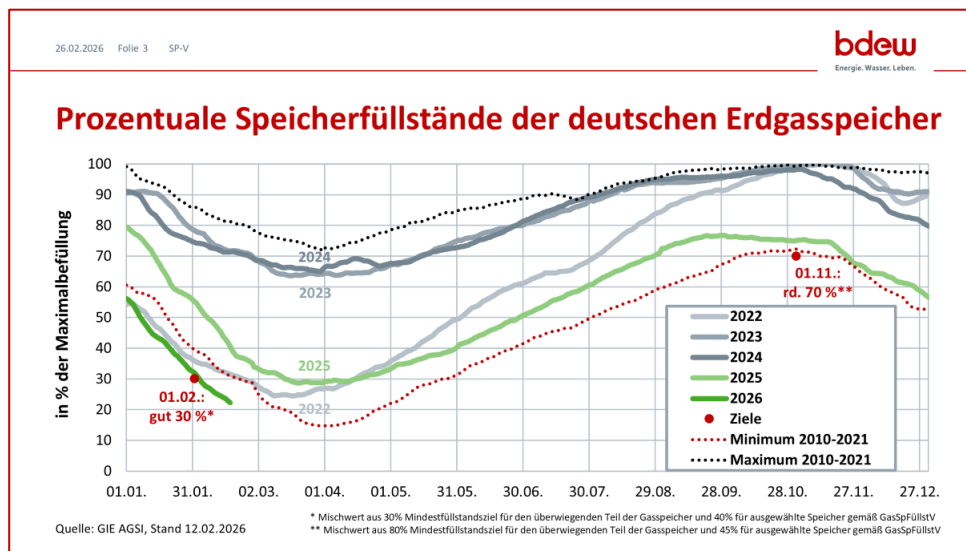
Dies wird von den Netzbetreibern ermöglicht, muss jedoch bei der zukünftigen Entwicklung des Gasmarkts sowie des regulatorischen Umfelds unbedingt berücksichtigt werden.

- › ***Die Gasnetzinfrastruktur in Deutschland und Europa ist gut vernetzt und leistungsfähig.***
- › ***Veränderung der Gasflüsse ist noch vollständig in der Gasinfrastruktur auszubilden.***

Bedeutung der Gasspeicher

Saisonale Nachfrageschwankungen, aber auch Leistungsspitzen werden in hohem Umfang durch Speicher ausgeglichen. Insbesondere an sehr kalten Tagen wird ein hoher Teil des Gasbedarfs aus den Speichern gedeckt. Bei einem Füllstand von unter 30 Prozent verlangsamt sich die Ausspeicherung deutlich.

Deutschland verfügt über die größten Gasspeicherkapazitäten in der Europäischen Union. Die 46 deutschen Untertage-Gasspeicher sind räumlich über ganz Deutschland verteilt und können knapp 24 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen. Das entspricht mehr als einem Viertel der in Deutschland im Jahr verbrauchten Gasmenge.



Durch den Ausbau von LNG-Importen und die Nutzung von Gasspeichern kann die kurzfristige Abhängigkeit von einzelnen Importen reduziert werden. Speichermengen sind im Land und sofort verfügbar. Gasspeicheranlagen können Unwägbarkeiten in der Beschaffung abfangen und Preisvolatilitäten dämpfen.

Gleichzeitig sind die Rahmenbedingungen für Gasspeicher aktuell herausfordernd. Sie befinden sich im Spannungsfeld zwischen Wettbewerbsmarkt und immer mehr Regulierung. Niedrige, zeitweise negative Sommer/Winter-Spreads sowie stetig steigende „Speichernebenkosten“ für Transport, Umlagen, Antriebsenergie, Gasfinanzierung etc. erhöhen die Opportunitätskosten und senken damit die Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer. Dies gefährdet die Finanzierung von (Re-)Investitionen und birgt die Gefahr des Verlusts von Speicherkapazitäten mit entsprechenden Auswirkungen auf Versorgungssicherheit.

- › ***Diese Faktoren machen Gasspeicher zu einem wesentlichen Bestandteil der Energieinfrastruktur und tragen zur Stabilität und Sicherheit der Energieversorgung bei. Dies ist besonders wichtig in Krisenzeiten, zum Beispiel bei Unterbrechungen der Lieferketten.***

2.2 Markt: Ein stabil funktionierender Markt ist die Grundlage für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung

Der Markt übersetzt Knappheiten in Preissignale und schafft somit Anreize, diese Nachfrage zu bedienen. Dies geschieht nicht nur in Echtzeit, sondern auch vorausschauend: Selbst Knappheiten, die erst in der Zukunft erwartet werden, führen zu Anreizen, diese schon heute vorausschauend zu adressieren, sei es über Importe, Produktion oder Einspeicherungen. In Summe sorgt der Markt dafür, dass Gas zu dem Zeitpunkt und an der Stelle verbraucht wird, wo es den höchsten volkswirtschaftlichen Mehrwert bringt:

- › Damit geht eine effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage einher, weil sowohl Konsumenten- als auch Produzentenrente maximiert werden.
- › Dadurch entsteht Planungssicherheit für Energiekunden und andere Marktteilnehmer, während gleichzeitig der Wettbewerb für Effizienz und Bezahlbarkeit sorgt.
- › Gleichzeitig reduzieren Händler und Importeure ihre Risiken durch rechtzeitige und günstige Beschaffung und Vertragsabschlüsse mit verlässlichen Lieferanten zu stabilen Bedingungen.

Preissignale, die erwartbare Knappheiten anzeigen, Risikominimierung der Unternehmen und das Streben des Marktes, die entsprechenden Profite zu realisieren, führen zu bedarfsgerechter Beschaffung, die auch Vorsorge und Absicherung umfasst. Bei erwarteter hoher Nachfrage wird also auf Vorrat eingekauft.

Regulatorische Eingriffe in den Markt stellen diese Funktionalität in Frage. Einschränkungen der Reaktionsfähigkeit von Marktteilnehmern oder Infrastruktur führen dazu, dass Markterwartungen eben nicht mehr zu den notwendigen Reaktionen führen und dass die Planungssicherheit abnimmt. Dies verringert die Versorgungssicherheit und erhöht die Kosten der Energieversorgung zu einem Zeitpunkt, zu dem das Preisniveau für Erdgas in Europa im internationalen Vergleich weiterhin auf einem hohen Niveau liegt und der Ausstieg aus russischen Erdgaslieferungen und die geplanten zusätzlichen Schwierigkeiten durch die Methanemissionsverordnung dem europäischen Markt zusätzliche Mengen entziehen, die ersetzt werden müssen.

Versorgungssicherheitsinstrumente könnten dazu dienen, das Risiko von Versorgungsunterbrechungen im Falle unvorhersehbarer Ereignisse zu reduzieren, die von Marktteilnehmern nicht antizipiert werden können. Dabei gilt es, die daraus resultierenden Nachteile (Verteuerung und möglicherweise Einschränkung der Energieversorgung) gegen die Vorteile (bspw. die Option, mit einer Notreserve im Notfall Handlungsfähigkeit aufrechtzuerhalten) abzuwägen.

- › ***Wesentliche Grundlage für eine sichere Versorgung ist ein gut funktionierender Markt. Wenn diesem flankierende Instrumente hinzugefügt werden, müssen diese Instrumente verhältnismäßig sein und nur auf Ereignisse/Schocks abzielen, die der Markt nicht ausreichend antizipiert und die potenziell gefährdend für die Versorgungssicherheit sein können.***
- › ***Markteingriffe zur Absicherung für akute Notfallsituationen und nicht antizipierbare Extremereignisse sollten daher ausschließlich dem Krisenfall dienen und gezielt und begrenzt eingesetzt werden. Einen solchen Notfall könnte zum Beispiel der Ausfall einer zentralen Importpipeline darstellen.***

3 Absicherungsfälle

3.1 Differenzierung der Absicherungsfälle und Abstufung der Risiken

Im Koalitionsvertrag wurde die Abschaffung der Gasspeicherumlage zur Entlastung der Energieverbraucher vereinbart und mit der Aufgabe verbunden, geeignete Instrumente für eine versorgungssichere und kostengünstigere Befüllung der Gasspeicher auf den Weg zu bringen.

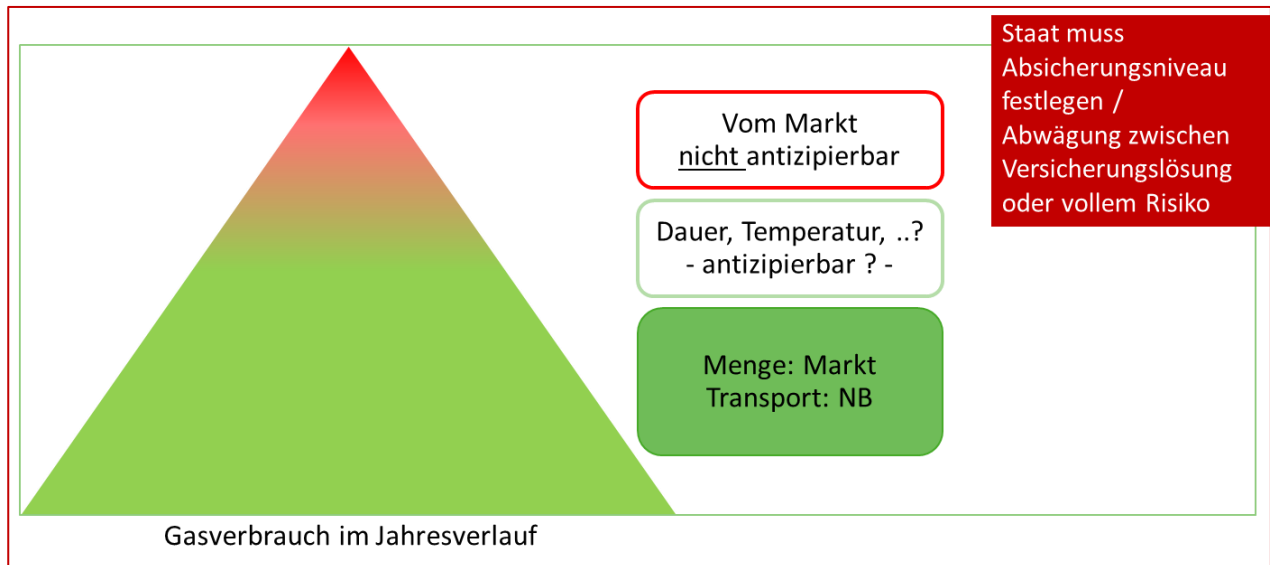
Auf europäischer Ebene ist die Weiterentwicklung der Architektur und des Rechtsrahmens der Energieversorgungssicherheit für das erste Halbjahr 2026 angekündigt.

Grundlage für eine Ausgestaltung muss eine sorgfältige Abwägung sein. Ausgangsfragen sind, wie Absicherungsbedarf ausgelöst wird und welche Absicherungsfälle zu unterscheiden sind.

Die erste Unterscheidung liegt dabei in der Abgrenzung zwischen der akuten Handlungsfähigkeit in einem Krisen-/Notfall gegenüber der Absicherung des Gasverbrauchs im Jahresverlauf unter normalen bis hin zu besonderen oder extremen Bedingungen.

Bei Betrachtung des Absicherungsfalls Gasverbrauch im Jahresverlauf lassen sich die Risiken abstufen.

Abstufung der Risiken



Grundsätzlich gilt, dass der Markt die erforderliche Gasmenge für die Sicherstellung der Versorgung mit Erdgas bereitstellt.

Gashändler und -lieferanten nehmen ihre Verpflichtung zur Belieferung ihrer Kunden auf vertraglicher Basis sowie beispielsweise für die geschützten Kunden nach gesetzlichen Vorgaben wahr und bedienen sich dabei unterschiedlicher Instrumente im Rahmen ihrer Bezugsportfolien.

Gaslieferanten verpflichten sich ihren Kunden gegenüber zur Lieferung während des Vertragszeitraums. Eine besondere Verpflichtung kommt gem. des Versorgungsstandards (siehe EU-Gasversorgungssicherheits-Verordnung und EnWG) gegenüber den geschützten Kunden zum Tragen.

Marktteilnehmer antizipieren diese Gasnachfrage und sorgen dafür, dass sie gedeckt werden kann. Eine wichtige Rolle spielen dabei Preissignale, wenn sich schon im Sommer die Winternachfrage im Terminmarkt ablesen lässt. Das führt dann zu angemessenen Einspeicherungen im Sommer oder zur Kontrahierung anderer Gasmengen, wie beispielsweise Pipeline- oder LNG-Importen. Daraus resultiert der grundsätzlich zu beobachtende Rhythmus, dass Gasspeicher im Sommer befüllt und im Winter entleert werden. Der zunehmende Anteil von LNG am Erdgasaufkommen und dadurch stärkere Verknüpfung mit Entwicklungen auf dem Weltmarkt kann sich auf in der Vergangenheit etablierte Mechanismen auswirken. Daher wird zu prüfen sein, ob das bestehende Marktmodell der „neuen Normalität“ seit 2022 noch entspricht oder angepasst werden muss, um die erforderlichen Gasmengen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bereitzustellen.

Die Gasnetzbetreiber sind im Rahmen ihrer Systemverantwortung nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet, den Betrieb sicherer und zuverlässiger Netze zu gewährleisten. Den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern kommt für die Sicherstellung der Gasversorgung dabei eine zentrale Rolle zu. Sie stellen sicher, dass die vom Markt bereitgestellten Gasmengen an die Stellen transportiert werden, wo sie benötigt werden. Zur Absicherung der regionalen physischen Verfügbarkeit von Gas zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs ist mit den LTOs (Long-Term Options) bereits ein Instrument etabliert, das jedoch ein Instrument der Regelenenergie, nicht der Versorgungssicherheit ist und nicht von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) zu Transportzwecken genutzt werden darf.

- › ***Für einen „Normalwinter“ kann von einer sicheren Versorgung auf marktlicher Basis ausgegangen werden, und auch ungewöhnlich kalte Temperaturen sind zu einem weiten Teil gut bewältigbar. Gasmengen sind auf dem globalen Markt grundsätzlich ausreichend verfügbar.***
- › ***Die Marktkräfte und bestehende Verpflichtungen kommen dort an ihre Grenzen, wo unerwartete Risiken sich materialisieren, und externe Schocks auftreten. Eine Vorsorge für Extremsituationen können Märkte nur bedingt treffen, da sie nicht auf die Bereitstellung von öffentlichen Gütern wie umfassender Versorgungssicherheit in seltenen Extremereignissen ausgerichtet sind. Das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit und damit den Umfang der benötigten Vorsorge zu definieren, ist Staatsaufgabe. Bekanntermaßen werden Risiken nicht vollumfänglich vom Markt antizipiert und eingehegt.***
- › ***Mit der „Neuen Normalität“, welche den Gasmarkt heute beschreibt (s. Kapitel 2.1), haben insbesondere geopolitische Risiken und Unwägbarkeiten eine neue Qualität erlangt. Der ungeplante Ausfall bzw. die gezielte Ausschaltung von Importrouten und -anlagen von wesentlichen Importquellen ist nicht mehr undenkbar; auch oder gerade in Kombination mit beispielsweise gleichzeitiger extremer Kälte.***

3.2 Absicherungsniveau und Versicherungslösung: Staatliche Entscheidung

Es stellt sich die Frage, ob für diese Risiken – Extremereignisse/externe Schocks – eine „Versicherungslösung“ einzurichten ist.

- › ***Eine solche Entscheidung kann nur der Staat treffen. Der Staat muss das gewünschte Absicherungsniveau festlegen und entscheiden, ob eine Versicherungslösung implementiert oder das Risiko mit hohem Schadenspotential im Eintrittsfall eingegangen wird.***

Dabei ist zwischen einer „Versicherungsprämie“, die dauerhaft zu zahlen ist und ggf. erhöhten Kosten der Energieversorgung durch Verknappung der Flexibilitätsquellen gegenüber einem potenziellen Schaden abzuwägen.

Grundprinzipien

Bei der Abwägung sollten auch folgende Grundprinzipien Berücksichtigung finden:

- › Energieversorgungssicherheit als Teil des energiepolitischen Dreiecks ist die Fähigkeit einer Volkswirtschaft, das Gleichgewicht zwischen Energieversorgung und Energiebedarf über verschiedene Zeiträume hinweg sicherzustellen. D. h. sichere Versorgung ist gegeben, wenn Energie an dem Ort, zu dem Zeitpunkt und in der Menge verfügbar ist, zu der sie nachgefragt wird. Das hat auch eine große internationale Tragweite.
- › Dabei gilt grundsätzlich, dass die Energieversorgungssicherheit im Rahmen der jeweiligen Tätigkeiten und Zuständigkeiten in der gemeinsamen Verantwortung der Energieunternehmen, der Mitgliedstaaten, der zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten sowie der EU liegt. Dieser dreistufige Gemeinschaftsmechanismus – 1. Energieunternehmen, 2. Mitgliedstaaten, 3. EU – hat sich bewährt und sollte weiterhin gestärkt werden.
- › Es sollte das Prinzip gelten, marktliche Mechanismen so lange wie möglich aufrecht zu erhalten und hoheitliche Eingriffe ausschließlich als ultima ratio einzusetzen.
- › Preise sind, gerade auch in einer Krise, ein wichtiges Steuerungsinstrument. Dieses darf nicht durch Eingriffe in die freie Preisbildung behindert werden.
- › In den Bereichen, in denen staatliche Eingriffe stattfinden, um das gewünschte Niveau von Versorgungssicherheit zu erreichen, sind diese so auszugestalten, dass Fehlanreize vermieden werden und marktliche Mechanismen wirken können.

- › Regelungen, Instrumente und Maßnahmen müssen transparent und handhabbar ausgestaltet sein. Dazu gehört, dass alle Beteiligten diese kennen, ihre Aufgaben und Verantwortlichkeiten verstehen und umsetzen können.

4 Instrumente

4.1 Überblick und Bewertungskriterien

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen sowie beim Blick in andere europäische Mitgliedstaaten zeigt sich eine Vielzahl an Instrumenten zur Absicherung akuter Notfallsituationen und Extremereignissen.

Diese reichen von einer strategischen Gasreserve über Speicherverpflichtungen oder Last resort-Mechanismen. Eine genauere Betrachtung zeigt jedoch, dass es nicht nur eine Vielzahl an Instrumenten gibt, sondern diese auch je nach Ausgestaltung in zahlreichen Varianten auftreten können.

Die im Folgenden dargestellte qualitative Bewertung bezieht sich konkret auf die Absicherung von akuten Notfallsituationen und nicht antizipierbaren Extremereignissen. Aufgrund der Vielzahl an denkbaren Varianten ist sie als eine allgemeine Einordnung der betrachteten Instrumente zu verstehen; je nach konkreter Ausgestaltung oder Zielsetzung kann sich eine Bewertung auch verändern.

Für die Bewertung wurden die folgenden Kriterien zugrunde gelegt:

- › Effektivität (bezogen auf Speicherfüllstände): K.o.-Kriterium
- › Kosteneffizienz
- › Notwendige Anpassungen des Regulierungsrahmens
- › Operative Umsetzung
- › Aufwand Kontrolle/Monitoring
- › Abgrenzung und Anzahl der Verpflichteten
- › Marktrollenkonformität / Einhaltung der Unbundlinggrenzen
- › Auswirkungen auf den Speichermarkt
- › Auswirkungen auf Marktpreisbildung und Marktverhalten

4.2 Strategische Reserve

Bei der strategischen Reserve hält eine zentrale Instanz eine bestimmte Gasmenge dauerhaft in Gasspeichern vor und diese wird nur unter zuvor definierten Bedingungen eingesetzt.

Zielsetzung

Ziel einer strategischen Reserve ist es, die Handlungsfähigkeit zu Beginn von Krisen-/Notfallsituationen zu gewährleisten, indem dediziert dafür vorgesehene Speichermengen unverzüglich aktiviert werden können. Sie dient im Falle von Lieferengpässen zur kurzfristigen und kurzzeitigen Überbrückung bis zur Wirksamkeit von Maßnahmen des Bundeslastverteilers (BLastV). Auslöser können insbesondere der Ausfall von technischer Infrastruktur oder von Liefermengen sein (physischer Engpass aufgrund unvorhergesehener, kurzfristiger Entwicklungen).

Die Bundesnetzagentur in ihrer Rolle als Bundeslastverteiler hat in einer Gasmangellage und bei Ausrufung der Notfallstufe die Aufgabe, den lebenswichtigen Bedarf an Gas zu decken (vgl. § 1 EnSiG sowie § 1 GasSV). Das heißt, der Bundeslastverteiler muss die benötigten Gasmen-gen beschaffen bzw. den Gasverbrauch steuern, um sogenannte „Engpasszonen“ aufzulösen.

Diese „Engpasszonen“ werden von den FNB gemeldet, wenn der Marktgebietsverantwortliche (das Unternehmen Trading Hub Europe, kurz THE) nicht ausreichend Gas als Regelenergie auf dem Markt beschaffen kann.

Dabei kann der Bundeslastverteiler verschiedene Maßnahmen abwägen, um eine Engpasszone aufzulösen.

Um zu Beginn einer solchen Krisen-/Notfallsituation sofort handlungsfähig zu sein und die ersten Tage zu überbrücken, ist eine strategische Reserve ein sehr gut geeignetes Instrument. Dabei bedarf es sowohl der Menge als auch der Leistung aus Speichern.

Ausgestaltung

› Quantifizierung (Beispielrechnung):

Spitzenlast 6 bis 6,5 TWh an einem kühlen Tag

Zeitraum 6 bis 10 Tage

Ausfall von Gaslieferungen in Höhe von 30 Prozent: 2 bis 2,5 TWh

Ergebnis: Strategische Reserve in Höhe von 15 bis 24 TWh

› Auswahl

Für die Auswahl der Speicherkapazitäten gibt es verschiedene Ansätze, deren Vor- und Nachteile noch genauer abzuwägen sind. Denkbare Ansätze sind beispielsweise:

Verteilung der Speicheranlagen auf verschiedene Regionen gemäß ihrer Notwendigkeit in verschiedenen Ausfallszenarien (z. B. Ausfall Importroute, Ausfall zentraler Betriebsmittel);

Aufteilung auf die H-Gas-Regelenergiezonen von THE mit bedarfsgerechter Gewichtung, wie sie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan vorliegen;

Rein kostenbasierte Verteilung über wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus mit oder ohne Ex-ante-Vorgabe einer regionalen Verteilung...

Die o. g. Ansätze bedürfen der weiteren Bewertung. Dabei ist insbesondere auch zu beachten, dass Speicherbetreiber je nach Ausgestaltung von der Vorhaltung einer Reserve profitieren können bzw. schlechter gestellt werden.

› **Freigabemechanismus**

Durch den Bundeslastverteiler, wenn dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV) eine marktbasierte Beschaffung von Regelenergie nicht mehr möglich ist. Es muss sichergestellt sein, dass die Freigabe nur beim Eintreten dieser Marktlage erfolgt und es keine Möglichkeit der politischen Einflussnahme gibt, um Marktpreise aus politischen Gründen zu senken.

› **Befüllung [noch auszugestalten]**

Der Staat ist Eigentümer des Gases (analog Ölreserve).

Die Befüllung müsste zeitlich so gestreckt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden.

› **Finanzierung**

Aus dem Staatshaushalt

Die strategische Reserve ist ein Instrument, das die beiden Absicherungsfälle – akute Handlungsfähigkeit und Vorsorge für Extremereignisse – abdecken kann. Es ermöglicht, die Vorhaltung von Gas in Speichern entsprechend der staatlichen Absicherungsentscheidung und auf Basis einer Risikobewertung anzupassen, während der Zugriff darauf mit einem einheitlichen Mechanismus durch den Bundeslastverteiler erfolgt.

Bewertung

Eine strategische Reserve kann die Handlungsfähigkeit staatlicher Stellen im Knappheitsfall zeitlich begrenzt erhöhen. Beispielsweise könnte im Notfall auf diese Weise die Vorlaufzeit der Verfügungen des Bundeslastverteilers ohne Versorgungsunterbrechung überbrückt werden. Je nach Jahreszeit und Umfang der Reserve kann diese auch wesentlich länger wirken.

Dem stehen direkte Kosten gegenüber, weil die benötigte Gasmenge erworben werden muss und nicht preislich abgesichert werden kann. Auch der Betrieb der für die Reserve verwendeten Gasspeicheranlagen müsste zentral finanziert werden. Darüber hinaus fallen indirekte Kosten an, da dem Markt Flexibilitätsquellen entzogen werden und diese somit in Hochpreispasen, beispielsweise zur Belieferung der neuen Kraftwerke im Rahmen der Kraftwerksstrategie während einer Dunkelflaute, nicht mehr zur Verfügung stehen würden. Je nach Umfang der Reserve und Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für die Beschaffung besteht bei der Befüllung der Reserve die Gefahr marktverzerrender und preistreibender Effekte. Diese können aber reduziert werden, in dem die Befüllung der Speicher über bspw. drei Jahre erfolgt.

4.3 Speicherverpflichtung

Bei einer Speicherverpflichtung wird Marktteilnehmern die Pflicht auferlegt, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt oder Zeitkorridor im Jahr eine bestimmte Menge Gas einzuspeichern bzw. eingespeichert zu halten, um eine physische Krisenvorsorge aufzubauen. Der Aufbau einer solchen physischen Krisenvorsorge kann – je nach Ausgestaltung – marktorientiert erfolgen.

Zu implementieren sind entsprechende Kontrollmechanismen (z. B. durch BNetzA und/oder MGV) sowie Art und Umfang von Sanktionsmaßnahmen bei Nichterfüllung.

Die Verpflichtung sollte handelbar sein bzw. als Dienstleistung durch Dritte erbracht werden können.

Denkbar wäre jeweils auch, die Speicherverpflichtung für andere Erfüllungsoptionen zu öffnen (bspw. Produktion, physisch abgesicherte Lieferverträge, Demand Response). Das würde aber in der Ausgestaltung jeweils eine eher untergeordnete Rolle spielen und wird daher in diesem Dokument nicht tiefergehend betrachtet.

Bei der konkreten Ausgestaltung einer Speicherverpflichtung ergibt sich eine Vielzahl an Varianten.

› Varianten: Speicherverpflichtung der Marktteilnehmer

- **Lieferanten:** Verpflichtung für Vertriebe, anteilig vom Verbrauch der eigenen [geschützten] Kunden einzuspeichern.
- **Bilanzkreisverantwortliche:** Verpflichtung für alle Bilanzkreisverantwortlichen anteilig vom Verbrauch der dem Bilanzkreis zugeordneten [geschützten] Kunden einzuspeichern.
- **Gasimporteure:** Verpflichtung für Gasimporteure, anteilig von der importierten Menge einzuspeichern.

- **Speicherkunden:** Verpflichtung für Speichernutzer, ihre gebuchten Speicherkapazitäten zu einem vorgegebenen Maß auch zu nutzen, mit Erlösabsicherung für den Speicherbetreiber
- › **Varianten: Speicherverpflichtung der Infrastrukturbetreiber**
 - **Netzbetreiber:** Verpflichtung für Netzbetreiber, die Befüllung von Speichern sicherzustellen
 - **Speicherbetreiber:** Verpflichtung für Speicherbetreiber, Füllstand in Höhe von x Prozent ihrer Speicheranlagen sicherzustellen

Grundsätzlich sind die letztgenannten Markttrollen nicht als Adressaten einer Speicherverpflichtung geeignet, da Unbundlinggrenzen überschritten würden und die Infrastrukturbetreiber keine Gasmengen haben oder handeln. Es wäre darüber hinaus ineffizient, da die erforderlichen Funktionen in den Unternehmen erst aufgebaut werden müssten. Diese Varianten werden daher nicht weitergehend bewertet.

Bewertung der Varianten Speicherverpflichtung der Marktteilnehmer zur Absicherung von akuten Notfallsituationen und Extremereignissen in der Übersicht

Lieferantenverpflichtung

Verpflichtung für Vertriebe, anteilig vom Verbrauch der eigenen [geschützten] Kunden einzuspeichern

Anzahl der Verpflichteten: rd. 900

Effektivität **Mittel**

Kosteneffizienz **niedrig bis mittel**

Vorteile geringe Auswirkungen auf die Marktpreisbildung
geringe Auswirkungen auf den Speichermarkt

Nachteile sehr hoher Aufwand für die operative Umsetzung
sehr hoher Aufwand für Kontrolle und Monitoring
Gefahr negativer Effekte auf die Wettbewerbsintensität im Lieferantenmarkt

Dimensionierung müsste den Verbrauch geschützter Kunden übersteigen, um überhaupt zusätzliche Einspeicherung anzureizen.
Nachteile würden sich signifikant erhöhen, wenn die Verpflichtung auch für RLM-Mengen gelten würde.

BKV-Verpflichtung

Verpflichtung für alle Bilanzkreisverantwortlichen, anteilig vom Verbrauch der dem Bilanzkreis zugeordneten [geschützten] Kunden einzuspeichern.

Untervarianten: alle Kunden oder nur SLP-Kunden

Anzahl der Verpflichteten: rd. 400 (nur SLP-BKV)

Effektivität **Mittel**

Kosteneffizienz **niedrig bis mittel**

Vorteile Identifikation der Verpflichteten einfach
geringe Auswirkungen auf die Marktpreisbildung
geringe Auswirkungen auf den Speichermarkt

Nachteile hoher Aufwand für operative Umsetzung, Kontrolle und Monitoring

Importeursverpflichtung

Verpflichtung für Gasimporteure, anteilig von der importierten Menge einzuspeichern.

Anzahl der Verpflichteten: offen, abhängig von der Definition der Importeurs-Eigenschaft im Kontext der Verpflichtung

Effektivität **Mittel**

Kosteneffizienz **niedrig bis mittel**

Vorteile geringe Auswirkungen auf die Marktpreisbildung
geringe Auswirkungen auf den Speichermarkt

Nachteile sehr negative Einflüsse für Attraktivität des nationalen Gasmarkts
negative Einflüsse auf Transit-Flüsse

Speicherkunden mit erlösichernder Umlagefinanzierung für Speicherbetreiber

Verpflichtung für Speichernutzer, ihre gebuchten Speicherkapazitäten zu einem vorgegebenen Maß auch zu nutzen; Speicherbetreiber verauktionieren ihre Kapazitäten; bei Auktionerlös unter den erlaubten Kosten wird ausgeglichen und per Umlage finanziert (in Anlehnung an das französische Modell; zu berücksichtigen ist, dass die Ausgangssituationen in Deutschland und Frankreich beispielsweise hinsichtlich der Anzahl der Speicherbetreiber etc. unterschiedlich sind)

Anzahl der Verpflichteten: gering (Speicherkunden plus Speicherbetreiber)

Effektivität **mittel bis hoch**

Kosteneffizienz **niedrig bis mittel** (Kosten für Erlösabsicherung / Umlage)

Vorteile Aufwand Kontrolle/Monitoring
geringe Auswirkungen auf die Marktpreisbildung

Nachteile notwendige Anpassungen des Regulierungsregimes (Vollregulierung der Speicher und Einführung Umlagesystem)

Eine solche Regulierung kann dazu führen, dass nicht-erlös gesicherte Speicher im Wettbewerb gegenüber erlös gesicherten Speichern chancenlos werden.

Regulierungsrisiko/Vielzahl offener Fragen bei konkreter Ausgestaltung

Die Auswirkungen eines Speicherregulierungsmodells, welches an das französische Regime angelehnt ist, lassen sich nicht vollständig bewerten, da es verschiedene Ausgestaltungsvarianten gibt. Allerdings ergeben sich bereits auf dieser Ebene verschiedene Fragestellungen, welche die Komplexität und mögliche Problemstellungen veranschaulichen; beispielsweise:

- › Werden alle deutschen Speicher von der Regulierung erfasst und damit kostenreguliert oder nur bestimmte?
- › Nach welchen Kriterien wird ggf. eine Auswahl getroffen bzw. das zu erfassende Arbeitsgasvolumen (AGV) festgelegt?
- › Werden einheitliche Erlöse für alle Speicherbetreiber, bezogen auf das jeweilige AGV, ermittelt? Oder wird jeder Speicherbetreiber kostenbasiert betrachtet?
- › Falls kostenbasierte Erlöse pro Speicherbetreiber ermittelt werden, wie werden Anreize zur Kosteneinsparung gesetzt? Wie werden vorherige Investitionen eines Speicherbetreibers zur Kosteneinsparung und Effizienzverbesserung berücksichtigt?
- › Wie werden variable Energiekosten berücksichtigt?

Außerdem ist zu beachten, dass im französischen Modell in seiner Logik eine Befüllpflicht für gebuchte Speicherkapazitäten für den Speicherkunden besteht und bei nicht ausreichender Buchung von Speicherkapazitäten als *last resort* ein anderer Akteur für die Buchung und anschließenden Befüllung verantwortlich ist. (Anmerkung: In Frankreich wäre das der Speicherbetreiber selbst. Denkbar wäre alternativ die Vermarktung von Speicherkapazitäten zu negativen Preisen.)

Bewertung

Die qualitative Bewertung zeigt, dass nicht eine Marktrolle zu identifizieren ist, die der ideale zu Verpflichtende wäre, um Notfallsituationen und Extremereignisse abzusichern. Bei allen Markttrollen zeigen sich neben einzelnen Vorteilen unterschiedliche Nachteile.

Alle Speicherverpflichtungen führen zu Mehrkosten und Marktverzerrungen, da die eingespeicherte Menge die antizipierte Nachfrage ggf. übersteigt. Das bedeutet je nach Ausgestaltung, dass Preise im Spätwinter tendenziell gedrückt werden und Preise im Sommer und Frühwinter tendenziell erhöht werden. Marktliche Anreize für die Speicherbefüllung werden somit geschwächt, was dann wiederum die notwendige Dimensionierung und Kosten der Speicherverpflichtung erhöht.

4.4 Verpflichtung des Marktgebietsverantwortlichen (MGV) als Back up-Mechanismus/Last Resort

Für eine mögliche Verpflichtung des MGV werden im Folgenden zwei verschiedene Alternativen betrachtet, die jeweils eine Weiterentwicklung des Status Quo darstellen.

Gegen eine unveränderte Beibehaltung des Status Quo sprechen insbesondere die seit der Einführung der Speichergesetz-Regelungen im Jahr 2022 aufgetretenen marktverzerrenden Effekte, deren Wiederholung es bei der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens dringend zu vermeiden oder mindestens zu reduzieren gilt.

Ursächlich dafür waren im Wesentlichen:

- › Starre, speicherscharfe Füllstandsvorgaben in Kombination mit einem implizierten Automatismus bzgl. Eingreifen des MGV
- › Auseinanderfallen des gesetzlichen Wortlauts und der praktischen Anwendung: Intransparenz bzgl. der konkreten Entscheidungskriterien für ein Tätigwerden des MGV führte zu Fehlannahmen im Markt bzgl. Wahrscheinlichkeit und Umfang des Eingreifens durch den MGV

- › Enge – und aufgrund der speicherscharfen Füllstandsvorgaben ausrechenbare – zeitliche Restriktionen für eine Speicherbefüllung durch den MGV, welche eine Kostenoptimierung in der Beschaffung einschränken (MGV als „desperate buyer“)
- › Ein auf den marktlich gebildeten Speicherentgelten aufsetzendes reguliertes Entgelt für Eigenbuchungen durch den MGV, welches bei sinkenden Sommer-Winter-Spreads den Anreiz zur marktlichen Verauktionierung von Speicherkapazitäten durch die Speicherbetreiber reduziert

Die hohen historischen Kosten, die das Speichergesetz bisher verursachte, bleiben bei der Bewertung eines künftigen Mechanismus außer Betracht, da diese in wesentlichen Teilen auf die damaligen Umstände zurückzuführen sind (v. a. kurzfristige Einführung parallel zur bestehenden Krise und der damit einhergehenden Preissituation, fehlender Terminmarktzugang des MGV etc.).

Weiterhin hat sich die gesetzlich vorgesehene Stufenlogik teilweise als in der Praxis nicht sinnvoll umsetzbar erwiesen (Stufe 2) und das Nebeneinander von Stufe 1 und Stufe 3 zur Lösung desselben Grundproblems bringt unnötige Komplexität und Ineffizienzen in der Umsetzung mit sich.

› **Variante 1: Beanreizung der marktlichen Speicherbefüllung durch Ausschreibung von strategischen Befüllungsinstrumenten**

- Aus dem heutigen Speichergesetz-System bleibt lediglich die sog. Stufe 1 erhalten, d. h. der MGV schreibt analog des heutigen § 35c Abs. 1 EnWG bei Bedarf strategische Befüllungsinstrumente als **Anreiz** für die marktliche Speicherbefüllung aus, wird jedoch nicht selbst zwecks Speicherbefüllung tätig.
- Die zum Einsatz kommenden Befüllungsinstrumente werden transparent und diskriminierungsfrei ausgeschrieben. Die Erarbeitung des Produktdesigns erfolgt unter frühzeitiger Einbindung der betroffenen Marktteilnehmer (insbesondere potenzieller Anbieter und Speicherbetreiber).
- Auf die bisherigen Füllstandsvorgaben des § 35b EnWG kann in diesem Modell verzichtet werden – es handelt sich um einen reinen Anreizmechanismus, der nur bei Bedarf genutzt wird und dessen Ausschreibungsvolumen situativ an die Füllstandssituation im Ausschreibungszeitpunkt angepasst wird.

› **Variante 2: MGV als Befüller of last resort**

- Aus dem heutigen Speichergesetz-System bleibt lediglich die sog. Stufe 3 erhalten, d. h. die Rolle des MGV erstreckt sich nicht auf das Anreizen marktlicher Einspeicherungen, sondern beschränkt sich auf die Rolle eines „Befüllers of last resort“, der bei Bedarf einspringt, um die für erforderlich gehaltenen Speicherfüllstände gesichert zu erreichen.
- Voraussetzung dafür ist bei gebuchten, aber nicht befüllten Speicherkapazitäten wie heute ein UIOLI-Mechanismus, über den auch die Speicherbetreiber mit eigenen Pflichten an dem System mitwirken müssen. Speicherkapazitäten, die gar nicht erst gebucht sind, können wie heute durch den MGV selbst gebucht werden (sog. „Eigenbuchung“).
- Die Entscheidungskriterien für ein Tätigwerden des MGV werden in der gesetzlichen Regelung klar beschrieben und die UIOLI-Vorgaben darauf zugeschnitten.
- Das Eigenbuchungs-Entgelt wird stärker an den dem Speicherbetreiber tatsächlich entstehenden Kosten orientiert.
- Sämtliche vertretbaren Spielräume zur Erweiterung der Flexibilität des MGV in der Beschaffung von Speichermengen werden ausgenutzt (z. B., indem der MGV auch zeitlich nachgelagert zum restlichen Markt befüllen kann, Eigenbuchungen mit mehr Vorlauf getätigt werden etc.).
- Zu prüfen wäre, ob und wenn ja, in welcher Form für ein solches System weiterhin dedizierte Füllstandsvorgaben benötigt werden. Sofern dies zur praktischen Handhabung unvermeidbar ist, müsste gesetzlich klargestellt sein, in welchen Fällen und für wen eine Verfehlung der Füllstandsvorgaben jeweils welche Konsequenzen hat (z. B. Verzicht auf UIOLI, wenn der MGV ohnehin nicht tätig werden soll etc.).

Beiden Varianten gemeinsam ist, dass der MGV – im Gegensatz zu einer Verpflichtung der obigen Marktteilnehmer – nur aktiv wird, wenn die Gasspeicher im normalen Marktgeschehen nicht rechtzeitig oder nicht ausreichend befüllt werden („Backup-Funktion“).

Das Eingreifen des MGV unterliegt keinem Automatismus, sondern es gilt die Prämisse, dass es sich um eine Kann-Regelung handelt, nach der ein Tätigwerden des MGV eine entsprechende Anweisung durch BNetzA und BMWV voraussetzt – es ließe sich darüber durch die Behörden steuern, ob und wenn ja, wann und in welchem Umfang der MGV eingreift (z. B. nur dann und in dem Umfang, wie es erforderlich ist, um etwaige Speicherfüllstandsvorgaben auf EU-Ebene einzuhalten).

Beide Varianten würden ferner durch ein Speichermonitoring-System mit Meldepflichten der Speicherbetreiber an die BNetzA ergänzt, das bzgl. Umfang und Zeitpunkt bzw. Frequenz der Meldungen jeweils auf die Logik der jeweiligen Variante zugeschnitten wäre.

Die Finanzierung dieser Versorgungssicherheitsaufgaben des MGV müsste bzw. könnte analog Speichergesetz über eine Umlage oder aus Haushaltsmitteln erfolgen.

Bewertung

Diese Optionen sind eine Fortentwicklung der heute gültigen Regelungen. Die Erfahrungen der letzten Jahre führen hier zu Verbesserungen, die die Gesamtkosten drücken könnten.

Die Problematik der vergangenen Jahre, dass kurzfristige Entscheidungen der Behörden zu signifikanten Marktverzerrungen führen und möglicherweise die Erwartung eines staatlichen Eingriffs zu Zurückhaltung bei den Marktteilnehmern bei der Einspeicherung führt, bleibt im Wesentlichen bestehen.

Zusammenfassung / Bewertungen in der Übersicht

› **Strategische Reserve**

- Zur Absicherung von akuten Krisen-/Notfallsituationen und nicht antizipierbaren Extremereignissen ein sehr gut geeignetes Instrument
- Direkte Kosten plus indirekte Kosten durch Entzug von Flexibilitäten

› **Speicherverpflichtung**

- Es ist nicht eine Marktrolle zu identifizieren, die der ideale zu Verpflichtende wäre. Bei allen Markttrollen zeigen sich neben einzelnen Vorteilen unterschiedliche Nachteile.
- Alle Speicherverpflichtungen führen zu Kosten und Marktverzerrungen; marktliche Anreize für die Speicherbefüllung werden geschwächt.

› **MGV als Back up-Mechanismus / Last Resort**

- Fortentwicklung der gültigen Regelungen; Verbesserungen können Gesamtkosten senken
- Gefahr signifikanter Marktverzerrungen durch kurzfristige Entscheidungen der Behörden und in Erwartung eines staatlichen Eingriffs bleiben im Wesentlichen bestehen

5 Handlungsempfehlung

Im März bzw. Ende 2027 laufen die aktuellen Regelungen zu Gasspeicherfüllstandsvorgaben auf nationaler und europäischer Ebene aus. Daher ist in 2026 der rechtliche Rahmen für „post 2027“ zu gestalten. Zudem ist auch zu prüfen, ob der marktliche Rahmen für Gasspeicher in der „Neuen Normalität“ weiterhin funktioniert.

Um akute Notfallsituationen und vom Markt nicht antizipierbare Extremereignisse wie beispielsweise den ungeplanten Ausfall bzw. die gezielte Ausschaltung von Importrouten und -anlagen oder einen geopolitisch bedingten Lieferstopp auch oder gerade in Kombination mit beispielsweise gleichzeitig sehr niedrigen Temperaturen absichern zu können, kommt der BDEW auf Basis der Analyse der veränderten Versorgungssituation, einer Differenzierung der Absicherungsfälle und Risiken sowie der qualitativen Bewertung unterschiedlicher Instrumente zu folgender Handlungsempfehlung:

- › Mit der „Neuen Normalität“, welche den Gasmarkt heute beschreibt, haben insbesondere geopolitische Risiken und Unwägbarkeiten eine neue Qualität erlangt. Der ungeplante Ausfall bzw. die gezielte Ausschaltung von Importrouten und -anlagen von wesentlichen Importquellen ist nicht mehr undenkbar; auch oder gerade in Kombination mit beispielsweise gleichzeitiger extremer Kälte.
- › Ein stabil funktionierender Markt ist die Grundlage für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung.
- › Vor dem Hintergrund eines gut funktionierenden Gasmarktes und ausreichend vorhandenen Gasmengen auf den globalen Märkten, ist eine kosteneffiziente, stabile und sichere Gasversorgung in einem "Normalwinter" Aufgabe der Unternehmen. Und auch ungewöhnlich kalte Temperaturen sind zu einem weiten Teil gut bewältigbar.
- › Die Marktkräfte und bestehenden Verpflichtungen kommen dort an ihre Grenzen, wenn unerwartete Risiken sich materialisieren und externe Schocks auftreten. Bei der Vorsorge für Extremsituationen können Märkte versagen, da sie nicht auf die Bereitstellung von öffentlichen Gütern wie umfassender Versorgungssicherheit in seltenen Extremereignissen ausgerichtet sind. Das ist Staatsaufgabe. Solche Risiken werden nicht vollumfänglich vom Markt antizipiert und eingehegt.
- › Gasspeicher sind wesentlicher Bestandteil der Energieinfrastruktur und tragen zur Stabilität und Sicherheit der Energieversorgung bei. Dies ist besonders wichtig in Krisenzeiten oder bei Unterbrechungen der Lieferketten.
- › In jedem Fall muss der Staat das gewünschte Absicherungsniveau festlegen und entscheiden, ob und in welchem Umfang eine Versicherungslösung implementiert oder das Risiko mit hohem Schadenspotential im Eintrittsfall eingegangen wird.
- › Diese Abwägung muss bezüglich der beiden Absicherungsfälle stattfinden
 - 1) um die akute Handlungsfähigkeit in einem Krisen-/Notfall zu gewährleisten sowie
 - 2) zur Vorsorge für Extremereignisse.
- › Daneben ist auch ein perspektivisch wirtschaftlicher Betrieb der Gasspeicher eine wesentliche Voraussetzung für Versorgungssicherheit. Diese ist nicht nur eine Frage der verfügbaren Gasmengen, sondern auch des Vorhaltens physischer Flexibilität im System. Daher wird zu prüfen sein, ob das bestehende Marktmodell der „neuen Normalität“ seit 2022 noch entspricht oder angepasst werden muss.
- › Weiterhin sind ebenfalls gesetzliche Regelungen erforderlich, wie mit geplanten Stilllegungen von Gasspeichern verfahren wird (z. B. Ankündigungspflicht etc.) bzw. wie ein

wirtschaftlicher Weiterbetrieb von Erdgasspeichern aus Gründen der Versorgungssicherheit ermöglicht werden kann.

› **Anforderungen an einen staatlichen Eingriff zur Absicherung von akuten Notfallsituationen und nicht antizipierbaren Extremereignissen**

- **Bestehende Füllstandsvorgaben nicht verlängern:** Die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher waren in der konkreten Krisensituation in Folge des russischen Angriffskriegs 2022 gerechtfertigt. Die Entwicklungen in den letzten drei Jahren zeigen jedoch, dass starre gesetzliche Vorgaben zur Befüllung der Gasspeicher langfristig nicht zielführend sind. Dauerhafte, staatliche Vorgaben zu Speicherfüllständen und Speicherreserven stehen im Wechselspiel mit marktbasierten Mechanismen und bergen immer das Risiko, eine effizientere Optimierung zu beeinträchtigen.
- **Staatlichen Markteingriff auf ein Ziel ausrichten:** Ein staatlicher Eingriff muss dabei grundsätzlich auf ein konkretes Ziel – hier Versorgungssicherheit im Sinne der Absicherung von akuten Notfallsituationen und nicht antizipierbaren Extremereignissen – ausgerichtet sein.
- **Staatlichen Markteingriff auf ein Instrument für dieses Ziel begrenzen.**
- **Das gewählte Instrument muss mit einem präzise formulierten Ziel und klaren Einsatzregeln unterlegt und geeignet sein, unmittelbare Wirkung zu entfalten.**
- **Die strategische Reserve erfüllt als Instrument am ehesten die Anforderungen zur Absicherung von akuten Notfallsituationen und nicht antizipierbaren Extremereignissen.**
- **Es ist ein Instrument, das die beiden Absicherungsfälle – akute Handlungsfähigkeit und Vorsorge für Extremereignisse – abdecken kann. Es ermöglicht, die Vorhaltung von Gas in Speichern entsprechend der staatlichen Absicherungsentscheidung und auf Basis einer Risikobewertung anzupassen, während der Zugriff darauf mit einem einheitlichen Mechanismus durch den Bundeslastverteiler erfolgt. Bei der Dimensionierung müssen die erwartbaren direkten und indirekten Kosten berücksichtigt werden.**

Einspeicherverpflichtungen anderer Marktteilnehmer (Speicherkunden, Lieferanten, BKVs, Infrastrukturbetreiber) sind bei einer strategischen Reserve, die zur Absicherung von akuten Notfallsituationen und nicht antizipierbaren Extremereignissen dient, nicht sinnvoll.

Es bedarf der weiteren Ausgestaltung einer strategischen Reserve in Hinblick auf Quantifizierung, Auswahl, Befüllung, Finanzierung und Freigabemechanismus. Der BDEW erarbeitet hierfür derzeit konkrete Vorschläge.

Darüber hinaus ist auch die Situation der Gasspeicher mit den Fragen eines wirtschaftlichen Betriebs und zukünftig erforderlichen Speicherkapazitäten von hoher Relevanz. Auch hierzu ist der BDEW derzeit in der Analyse, um Inkonsistenzen aufzuzeigen und Empfehlungen für einen konsistenten und langfristigen Rahmen für Gasspeicher abzuleiten.

Für einen ganzheitlichen Blick auf die verschiedenen Stränge der energiewirtschaftlichen Resilienz sei auf das [BDEW-Diskussionspapier „Resilienz im Energiesektor: Handlungsfelder und -bedarfe“](#) hingewiesen. Das Diskussionspapier erörtert wirtschaftliche, systemische und operative Aspekte für ein resilientes Energiesystem und zeigt die Forderungen der Energiewirtschaft für die Stärkung der Resilienz in einzelnen Bereichen des Energiesystems auf.

Bei der Sicherung der Anlagen und der Infrastruktur geht es sowohl um Prävention als auch um die Verbesserung der Reaktion auf Ausfälle, für die jetzt diverse rechtliche Vorgaben angepasst werden müssen. BDEW zeigt im [10-Punkte-Papier zur Stärkung der Resilienz der kritischen Energie- und Wasserinfrastrukturen](#) den akuten Handlungsbedarf auf.