



© Uniper SE

# Regulatorischer Rahmen für deutsche Gasspeicher und Gas-Versorgungssicherheit (Vollversion)

Eine Analyse von Kosten und Wirkungen des aktuellen deutschen Rahmens und Erfahrungen mit dem französischen Modell

Gerald AUE  
6. Mai 2026

Eine Studie für:

uni  
per



# Disclaimer

Diese Unterlage wurde von FTI France S.A.S., Handelsname Compass Lexecon („Compass Lexecon“), für Uniper SE („Uniper“) gemäß den Bedingungen des Vertrags zwischen Uniper und Compass Lexecon („Vertrag“) erstellt. Diese Unterlage wurde ausschließlich für Uniper erstellt und keine andere Partei ist berechtigt, sich zu irgendeinem Zweck darauf zu verlassen. Compass Lexecon übernimmt keine Haftung oder Sorgfaltspflicht gegenüber Personen (außer gegenüber Uniper gemäß den entsprechenden Vertragsbedingungen) für den Inhalt dieser Unterlage. Dementsprechend lehnt Compass Lexecon jede Verantwortung für die Folgen für eine Person (außer Uniper auf der oben genannten Grundlage) ab, die im Vertrauen auf diese Unterlage handelt oder Handlungen unterlässt, oder für Entscheidungen, die auf Grundlage der Studie getroffen oder nicht getroffen werden. Die Unterlage enthält Informationen, die aus einer Vielzahl von Quellen gewonnen oder abgeleitet wurden. Compass Lexecon übernimmt keine Verantwortung für die Überprüfung oder Feststellung der Zuverlässigkeit dieser Quellen oder die Überprüfung der so bereitgestellten Informationen. Compass Lexecon gibt gegenüber keiner Person (außer gegenüber Uniper gemäß den relevanten Vertragsbedingungen) Zusicherungen oder Gewährleistungen jeglicher Art (ob ausdrücklich oder stillschweigend) hinsichtlich der Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Unterlage. Die Unterlage basiert auf Informationen, die Compass Lexecon zum Zeitpunkt der Erstellung zur Verfügung standen, und berücksichtigt keine neuen Informationen, die uns nach dem Datum der Publikation bekannt werden. Wir übernehmen keine Verantwortung dafür, diese Unterlage zu aktualisieren oder einen Empfänger der Unterlage über solche neuen Informationen zu informieren. Jeder Empfänger dieser Unterlage (außer Uniper) erwirbt keine Rechte in Bezug auf diese Unterlage. Die in dieser Unterlage dargelegten Ansichten sind die der genannten Verfasser und nicht unbedingt die Ansichten von Compass Lexecon, dessen Management oder Muttergesellschaft oder anderer Fachleute von Compass Lexecon. Alle Urheber- und sonstigen Eigentumsrechte an dieser Unterlage bleiben Eigentum von Compass Lexecon und alle Rechte bleiben vorbehalten.

© 2026 FTI France S.A.S. Alle Rechte vorbehalten.

# Unser Auftrag

- Uniper SE (“Uniper”) betreibt u.a. in Deutschland mehrere Untergrund Erdgasspeicher.
- Während und nach der Energiekrise 2022 wurden verschiedene Maßnahmen auf EU und nationaler deutscher Ebene ergriffen, um die Gas-Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Gasspeicherbefüllung anzureizen bzw. sicherzustellen.
- Unter anderem auch durch das erwartete EU-Versorgungssicherheitspaket ist die zukünftige Ausgestaltung des Gasmarchtmodells hinsichtlich der Mechanismen für Versorgungssicherheit sowie der Befüllung bzw. Regulierung von Gasspeichern aktuell unklar.
- Vor dem Hintergrund hat uns Uniper damit beauftragt,
  - die energieökonomische Bedeutung von Erdgasspeichern darzustellen;
  - die Bedeutung von Gasspeichern im deutschen Kontext zu analysieren;
  - die Prinzipien, Rahmenbedingungen (inkl. deren Veränderung) sowie Kosten und Wirkungen des aktuellen deutschen Marktmodells für Gasspeicher zu analysieren;
  - die für Energie- und Gasmarchtdesign relevanten ökonomischen Prinzipien knapp aufzuzeigen;
  - die Prinzipien des französischen Marktmodells für Gasspeicher darzustellen;
  - das deutsche und französische Marktmodell für Gasspeicher faktenbasiert, hinsichtlich Kosten und Wirkung zu vergleichen;
  - Schritte für eine Anpassung des deutschen Marktmodells für Gasspeicher zu skizzieren.
- Es war nicht Ziel dieser Studie, ein Speichermarktmodell für Deutschland auszuwählen bzw. zu entwickeln oder zu analysieren, in welchen Aspekten ggfs. Anpassungen des französischen Speicherregulierungsmodells an deutsche Gegebenheiten erforderlich wären bzw. entsprechende Anpassungen konkret zu entwickeln.

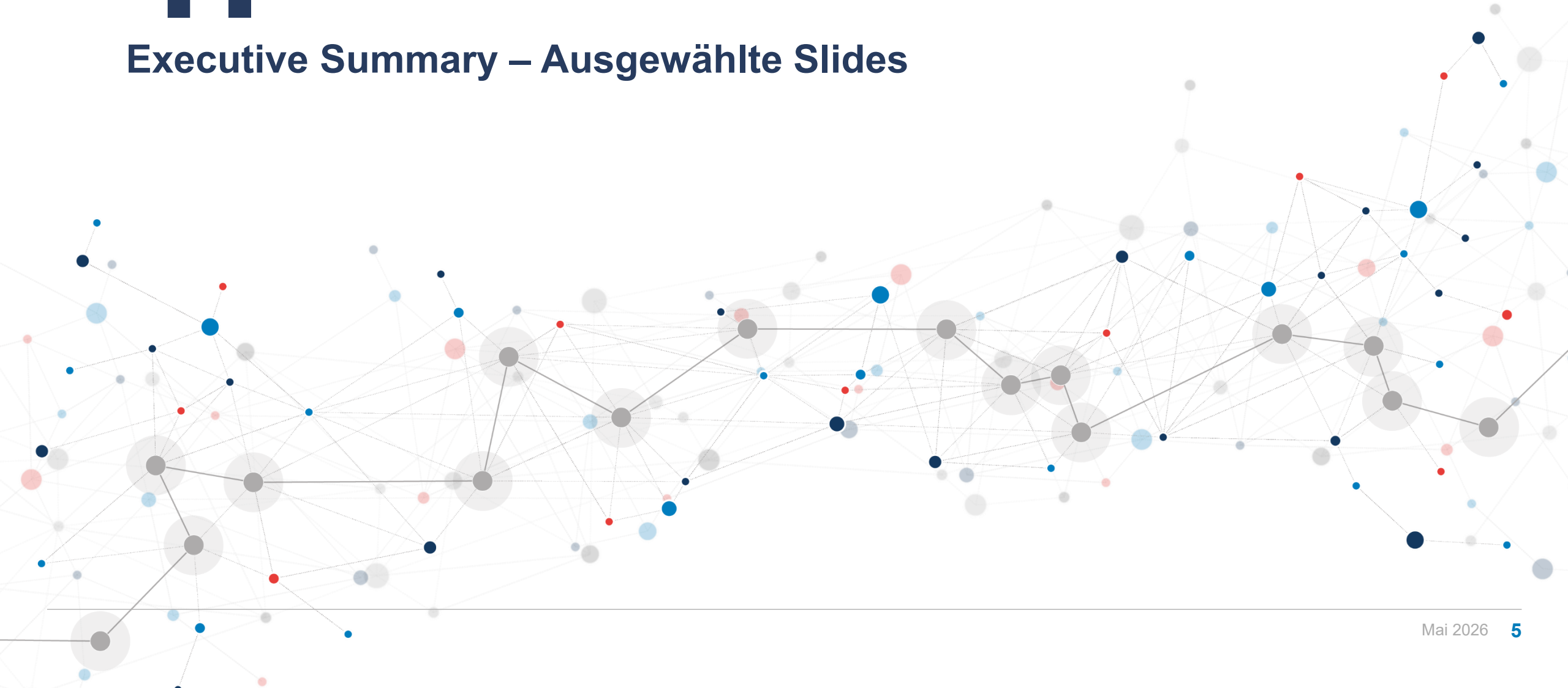
# Inhalt

1. Executive Summary – Ausgewählte Slides	<a href="#"><u>5</u></a>
2. Die Bedeutung von Gasspeichern für Deutschland	<a href="#"><u>25</u></a>
3. Energieökonomische Bedeutung von Erdgasspeichern	<a href="#"><u>31</u></a>
4. Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher	<a href="#"><u>39</u></a>
4.1 Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: <b>Marktmodell</b>	<a href="#"><u>40</u></a>
4.2 Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: <b>Rahmenbedingungen</b>	<a href="#"><u>42</u></a>
4.3 Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: <b>Veränderung der Rahmenbedingungen</b>	<a href="#"><u>45</u></a>
4.4 Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: <b>Eingriffe in das Marktmodell während der Krise</b>	<a href="#"><u>51</u></a>
4.5 Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: <b>Kosten</b>	<a href="#"><u>53</u></a>
4.6 Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: <b>Zusammenfassung</b>	<a href="#"><u>57</u></a>
5. Ökonomische Prinzipien des Marktdesigns	<a href="#"><u>60</u></a>
6. Erfahrungen mit Speicherregulierung – Beispiel Frankreich	<a href="#"><u>65</u></a>
6.1 Erfahrungen mit Speicherregulierung – Beispiel Frankreich: <b>Regulierungsmodell</b>	<a href="#"><u>66</u></a>
6.2 Erfahrungen mit Speicherregulierung – Beispiel Frankreich: <b>Kosten</b>	<a href="#"><u>72</u></a>
7. Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher	<a href="#"><u>74</u></a>
7.1 Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher: <b>Kostenvergleich</b>	<a href="#"><u>76</u></a>
7.2 Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher: <b>Wirkungsvergleich</b>	<a href="#"><u>84</u></a>
7.3 Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher: <b>Zusammenfassung</b>	<a href="#"><u>89</u></a>
8. Schritte zur Anpassung des deutschen Marktmodells	<a href="#"><u>91</u></a>

---

# 1.

## Executive Summary – Ausgewählte Slides

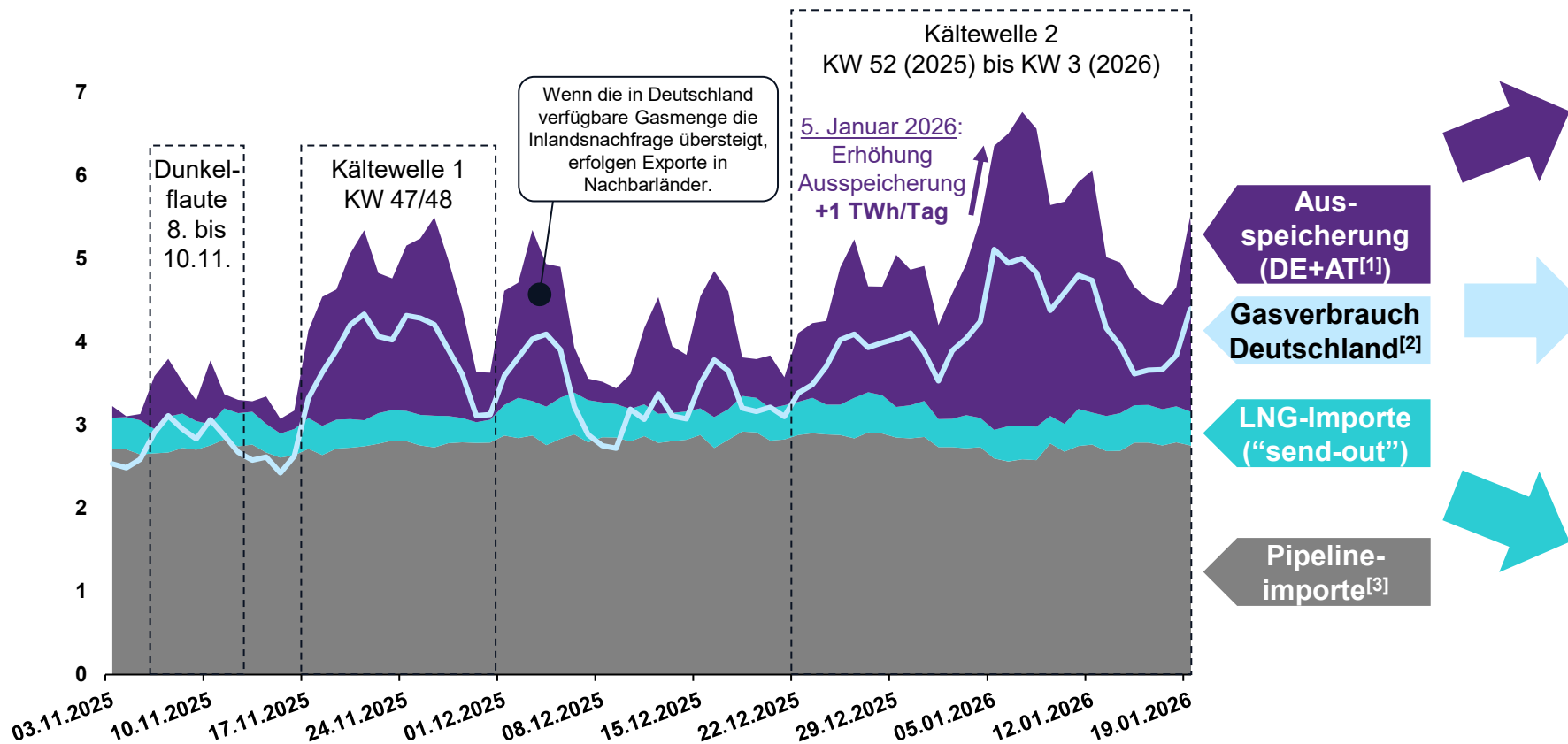




# Die Bedeutung von Gasspeichern als Flexibilitätsquelle im Winter 2025/26

In Situationen schnell erhöhten Gasverbrauchs sind Pipeline- und LNG-Lieferungen relativ unverändert geblieben während Gasspeicher erhebliche Flexibilität – auch für Nachbarländer – bereitgestellt haben.

## Gasnachfrage, Pipelineimporte, LNG-Importe und Ausspeichermengen [TWh/d]



### Speicher sind Haupt-Flexibilitätsquelle

- Gasspeicher haben im Winter 2025/26 den überwiegenden Teil flexibler Gasaufbringung gestellt
- Gasspeicher können auch kurzfristig zusätzliche Leistung bereitstellen (05.01.2026: + 1 TWh/Tag)

### Speicher stellen Flexibilität auch für Nachbarländer bereit

- Ausspeicherung, Pipeline- & LNG-Importe übersteigen die heimische Nachfrage
- Zusätzlichen Gas Mengen – und damit die Flexibilität deutscher Gasspeicher – werden Nachbarländer bereitgestellt

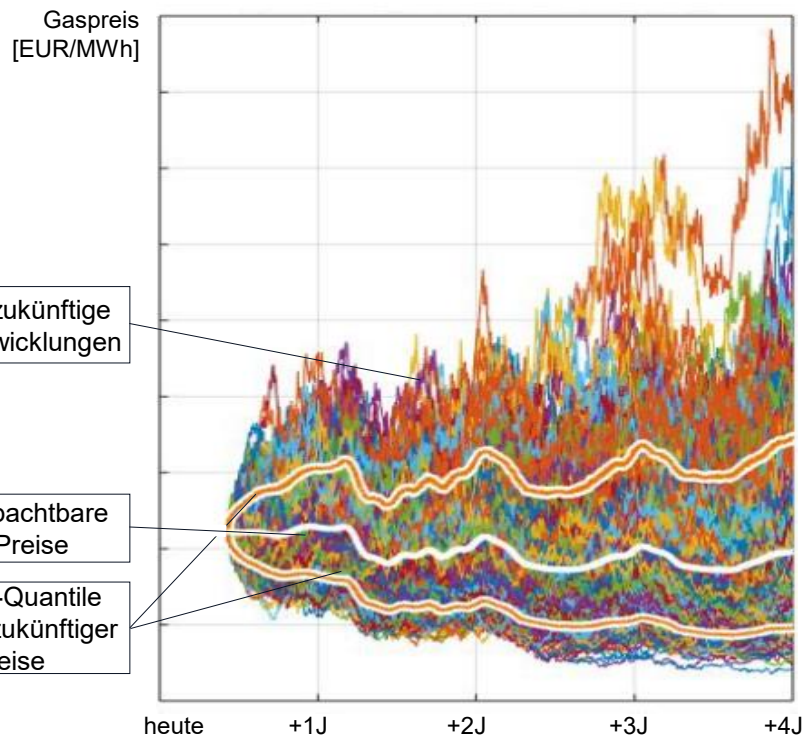
### LNG kann Flexibilität nicht im selben Umfang bereitstellen

Maximale deutsche LNG-Importe (0,51 TWh/d) und LNG-Importkapazität (0,83 TWh/d) liegen deutlich unter der Speicherspitzenleistung (7,5 TWh/d) und der täglichen Zusatzleistung (+1 TWh/d)

# Gasmarktpreise setzen nur begrenzte Anreize für Versorgungssicherheit

Gasmärkte liefern nur begrenzt geeignete Preissignale zur Vorbereitung auf Versorgungssicherheitsrisiken. Während der Arbitragewert von Gasspeichern am Gashandelsmarkt vergütet wird, wird ihr Versicherungs-wert über Gas-Marktpreise nicht vollständig vergütet.

## Was spiegeln Marktpreise wider?



✓ **Marktsignale am Terminmarkt spiegeln hauptsächlich erwartete Ereignisse wider**, z.B.:

- erwartete Nachfrage (d. h. durchschnittlich kalter Winter und durchschnittliche Erneuerbaren Erzeugung),
- saisonale Wetterbedingungen,
- bekannte industrielle Verbrauchszyklen.

✗ **Extremereignisse werden am Terminmarkt nur teilweise berücksichtigt:**

- kalte Winter (unerwarteter Anstieg der Nachfrage),
- Dunkelflaute (Perioden mit geringer Wind- und PV-Erzeugung),
- Unterbrechungen der LNG- oder Pipeline-Versorgung.

## Durch Marktpreise vergütete Wertbeiträge von Gasspeichern

**Arbitrage-Wert**  
(auch Markt- oder Handelswert)

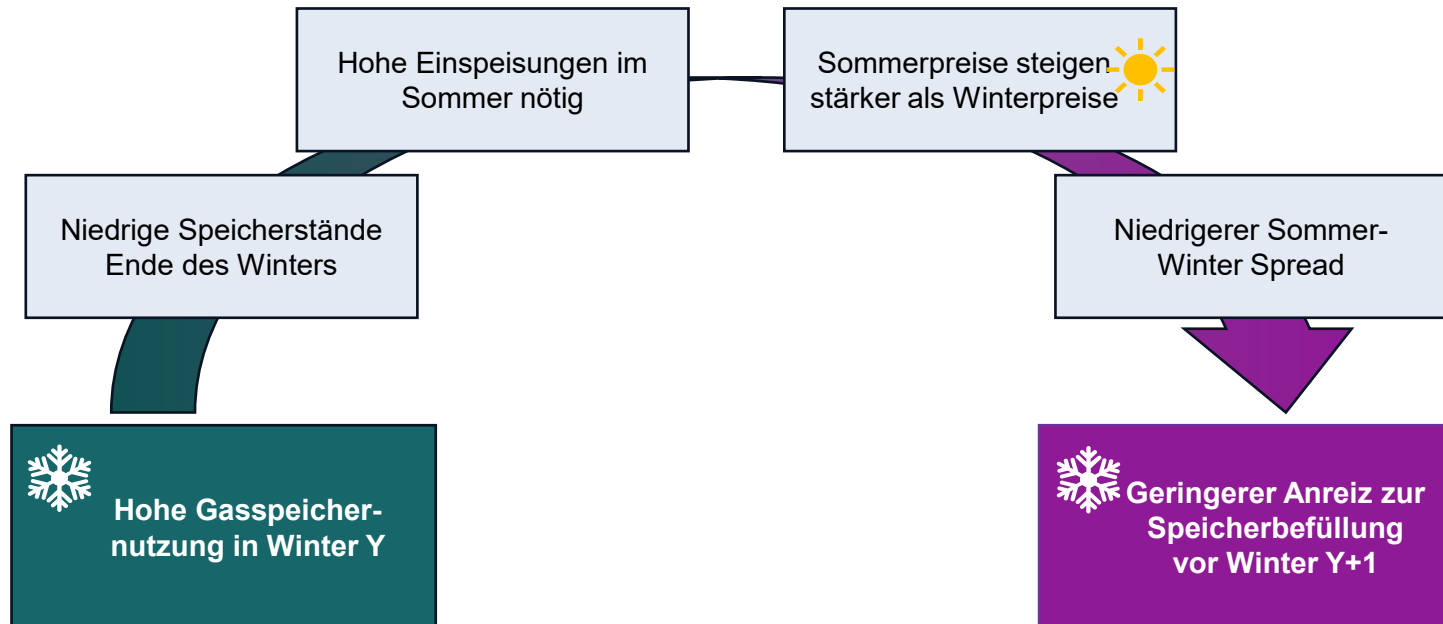
Über den Gashandelsmarkt vergütet

**Versicherungs-Wert**  
(= Beitrag zur Sicherheit der Gas- & Stromversorgung)

Durch unvollständige Internalisierung des Versicherungswerts in Terminmarktpreisen nicht (vollständig) durch den Markt vergütet  
→ **“Missing Money”**

# Speicherparadoxon und Probleme der marktlichen Befüllung (1/2)

Je mehr Gas aus Speichern im Winter entnommen wird, desto geringer sind *ceteris paribus* die Marktanreize, die Speicher vor dem nächsten Winter wieder aufzufüllen; sofern – auch bei (noch) nicht gefüllten Speichern – ausreichende Winter-Versorgung erwartet wird.



- Ein kalter Winter mit hoher Ausspeicherung führt zu einer höheren Sommer-Gasnachfrage zur Wiederbefüllung und damit einem höheren Sommer-Gaspreis
- Bei Erwartung ausreichender Winter-Versorgung – auch bei (noch) nicht gefüllten Speichern – steigt der Winterpreis nicht im gleichen Umfang
- Im Ergebnis sinkt daher der Sommer-Winter-Spread und liefert geringe Marktanreize zur Speicherbefüllung

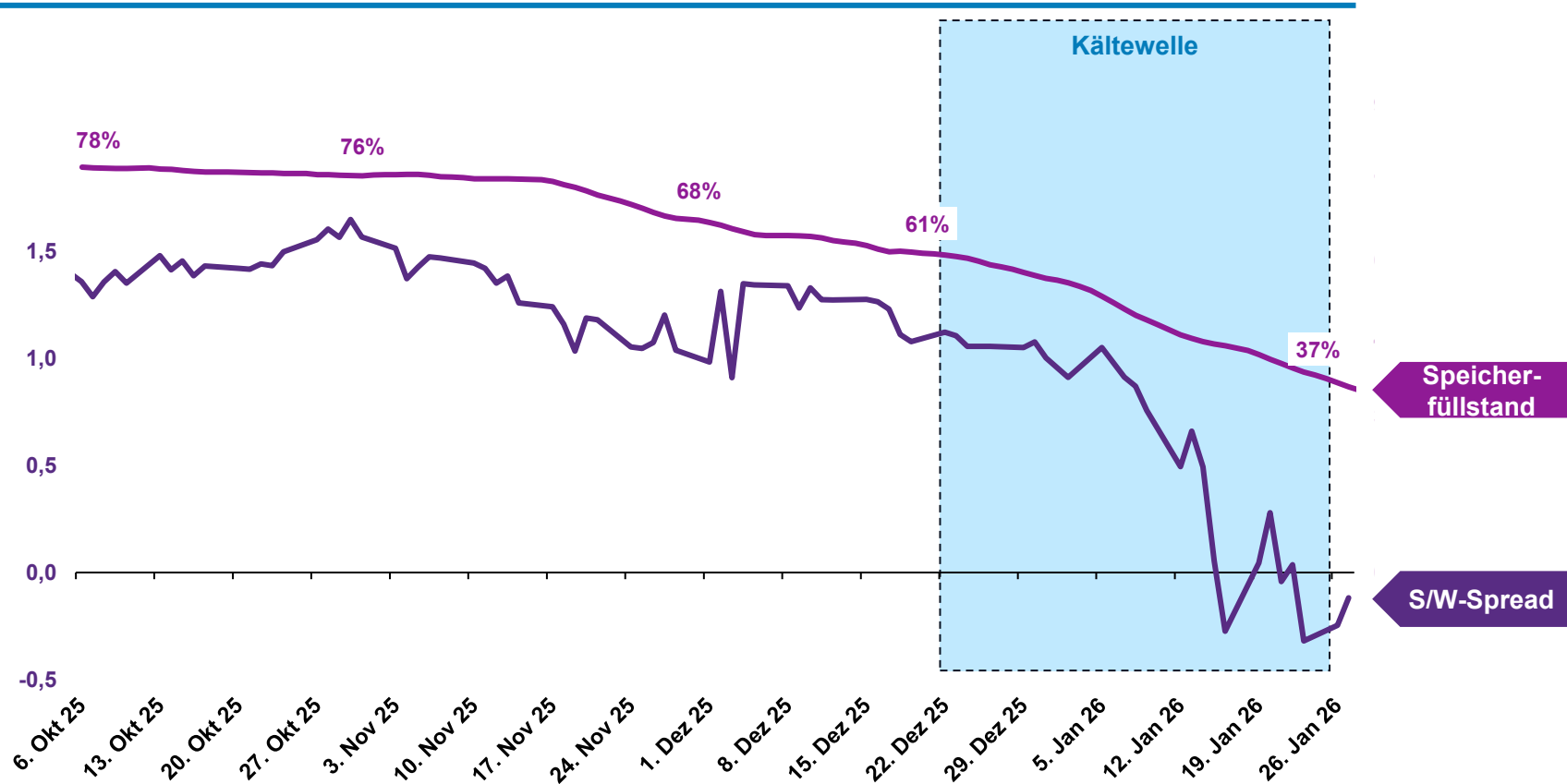
→ **Paradoxon:**  
Mit steigendem Wiederbefüllungsbedarf sinkt der kommerzielle Marktanreiz für diese Befüllung.



## Speicherparadoxon und Probleme der marktlichen Befüllung (2/2)

Das Speicherparadoxon hat sich auch während der Kältewelle im Winter 2025/26 gezeigt. Mit der aktuellen Krise sind die Sommer-Winter-Spreads derzeit aber noch deutlich tiefer negativ.

**THE Futures Sommer-Winter Spreads für 2026/27** (Einspeicherung Sommer 2026 und Entnahme Winter 2026/27) [EUR/MWh] und **deutsche Speicherfüllstände**<sup>[1]</sup> [%]

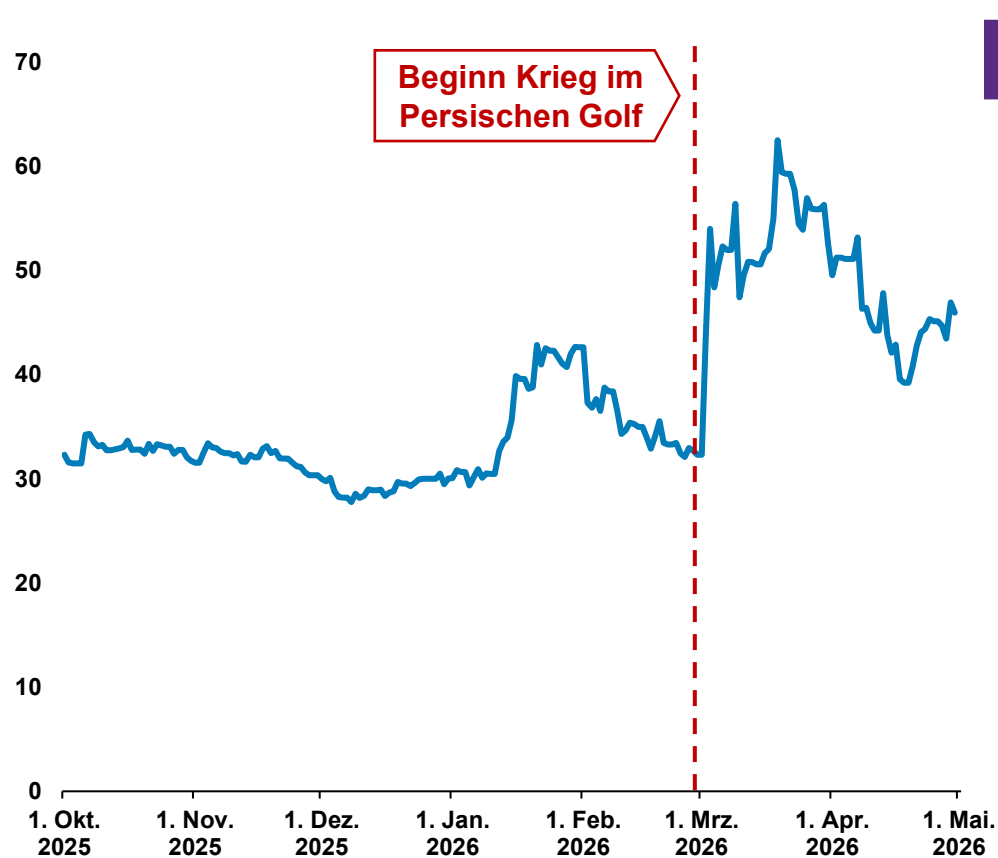




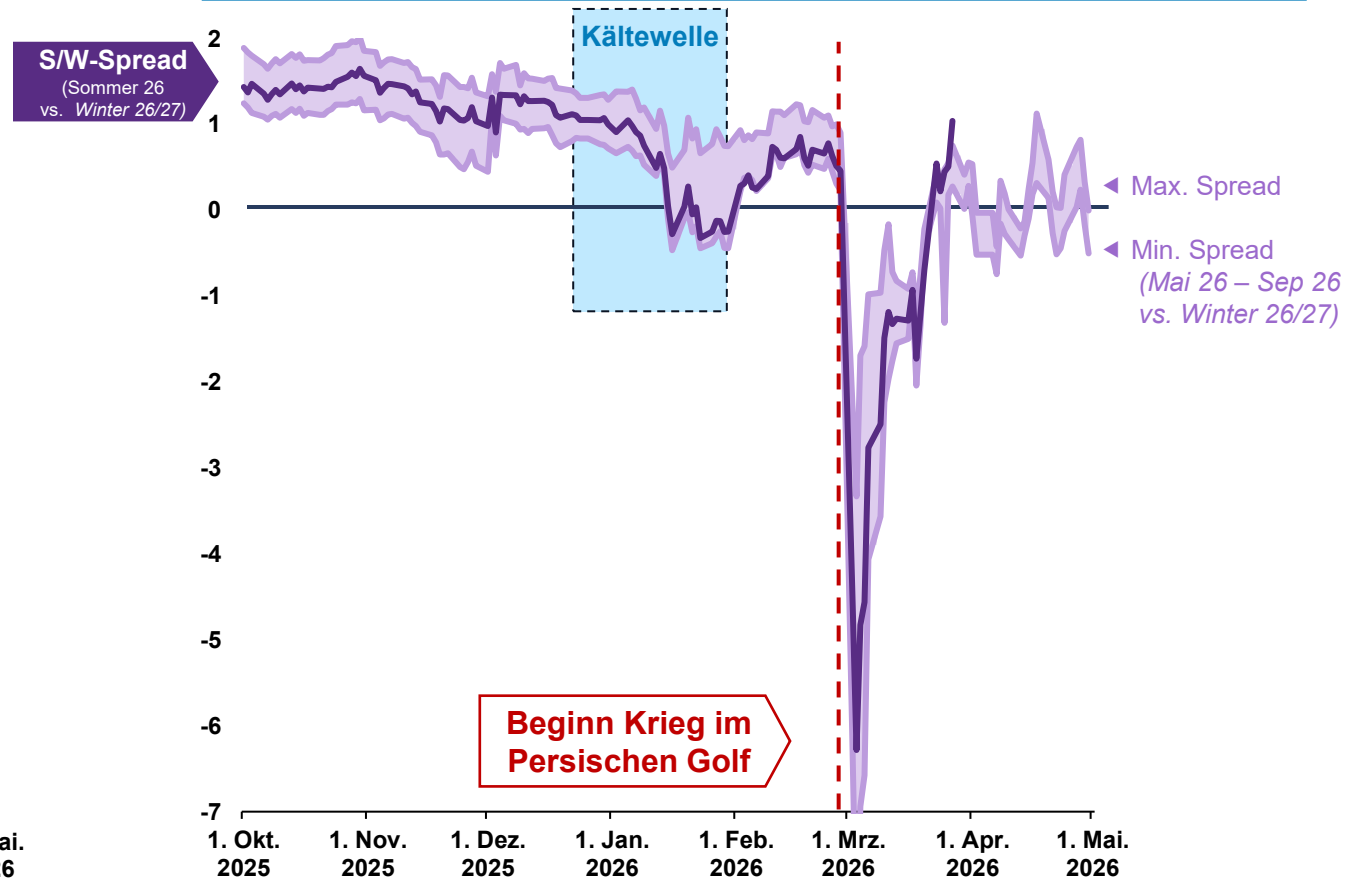
# Deutsche (THE) Spotgaspreise und Sommer-Winter-Spreads 2025/26

Deutsche Gaspreise und Sommer-Winterspreads sind aktuell sehr volatil. Während Spreads Ende 2025 v.a. durch die Kältewelle belastet waren, waren sie nach Ausbruch des Kriegs im Persischen Golf tief negative und sind seither volatil.

THE Spotpreis Deutschland [EUR/MWh]

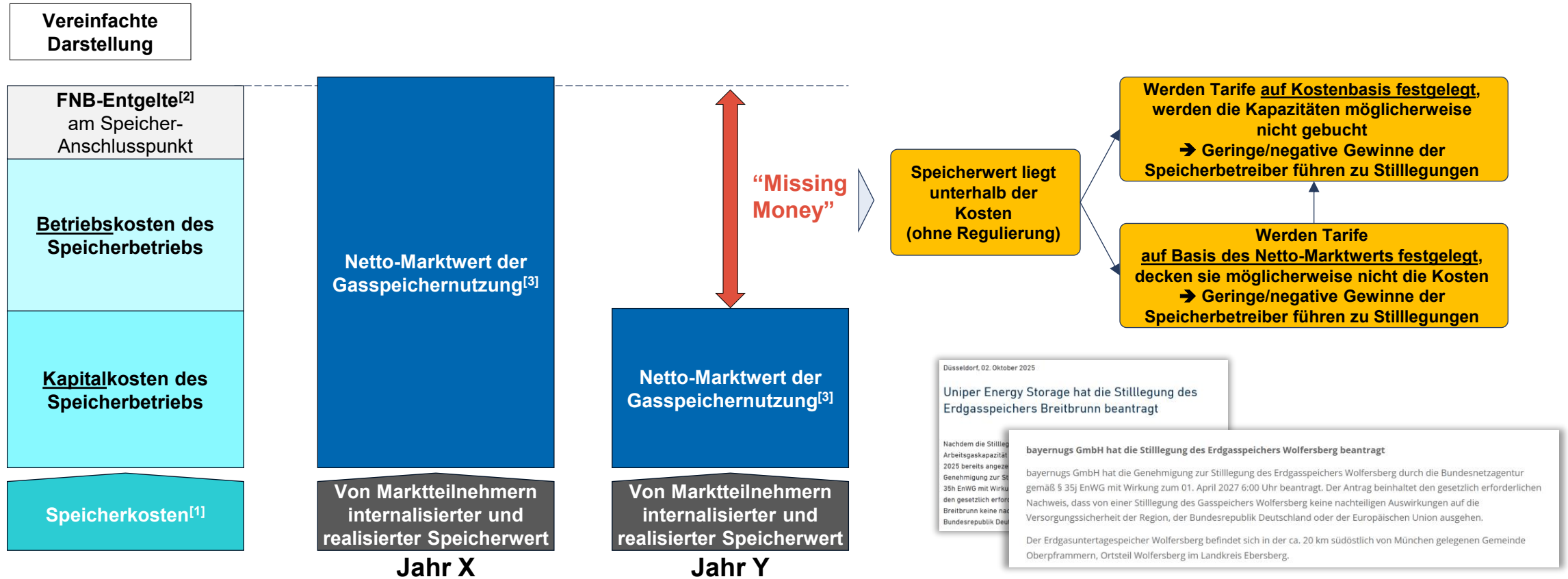


THE Futures Sommer-Winter Spreads für 2026/27 [EUR/MWh]  
(Einspeicherung Sommer 2026 und Entnahme Winter 2026/27)



# Marktwert von Gasspeichern, “Missing Money” und Stilllegungsrisiken

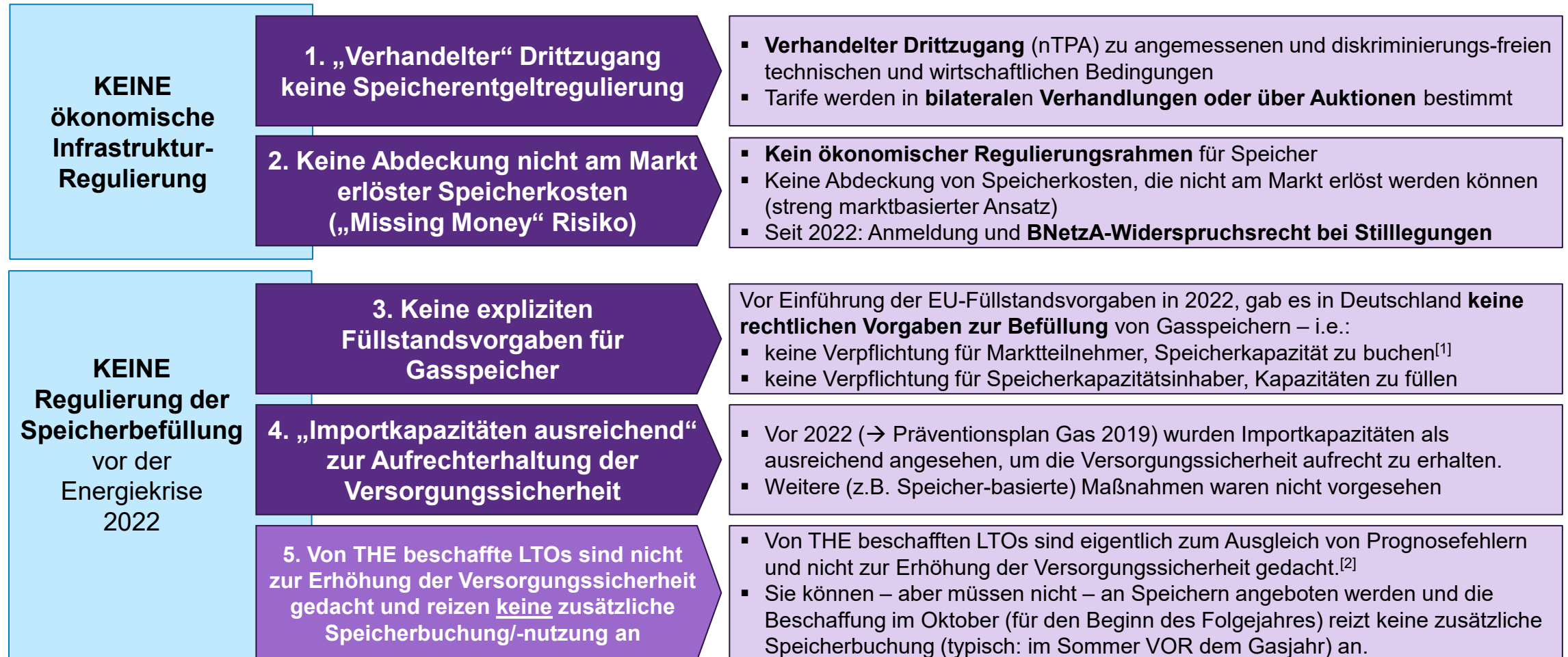
Fällt der von Marktteilnehmern realisierte Wert der Speicher unter die Speicherkosten, gefährdet dies – ohne Regulierungsmaßnahmen – die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Speicher und deren Verfügbarkeit für Versorgungssicherheitszwecke.





# Prinzipien des deutschen Marktmodells für Gasspeicher

Es gibt keine ökonomische Speicherregulierung und gab bis zur Energiekrise 2022, auch keine Regulierung der Befüllung von Gasspeichern.





# Veränderung der Rahmenbedingungen seit der Energiekrise 2022

Die Bedeutung gefüllter Gasspeicher ist deutlich gestiegen, durch die stärkere Abhängigkeit von Marktpreisen ist das Risiko unzureichender Befüllung aber auch angestiegen.



# Ökonomische Prinzipien: Design von Versorgungssicherheitsmaßnahmen

Das Design von Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sollte ökonomische Prinzipien berücksichtigen, wie sie auch im Strommarktdesign lange etabliert sind.

## i. Systemperspektive einnehmen

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten das **Gesamtsystem berücksichtigen** (alle Verbraucher und ihre Bedarfe sowie alle Gasquellen und ihre Fähigkeiten und Limitationen).
- Diese **Systemperspektive nimmt aktuell niemand dauerhaft ein** – THE wird nur ad-hoc mit der Umsetzung von Notfallmaßnahmen beauftragt).

## ii. Versicherungswert bereitstellen

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten sicherstellen, dass **der Versicherungswert von Speichern verfügbar gemacht wird**, indem Speicher im erforderlichen Ausmaß (a) **vorgehalten** (und nicht stillgelegt) und (b) **befüllt** werden.
- Im aktuellen Modell sind Verfügbarkeit und Befüllung von Gasspeichern nicht strukturell sichergestellt.

## iii. Vorausschauend und vorhersehbar agieren

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten **vorausschauend und vorhersehbar** sein, damit Marktakteure sich darauf einstellen können.
- Im aktuellen Marktmodell erforderliche Markteingriffe erfolgen i.d.R. kurzfristig und ungeplant.

## iv. Kosteneffizient agieren

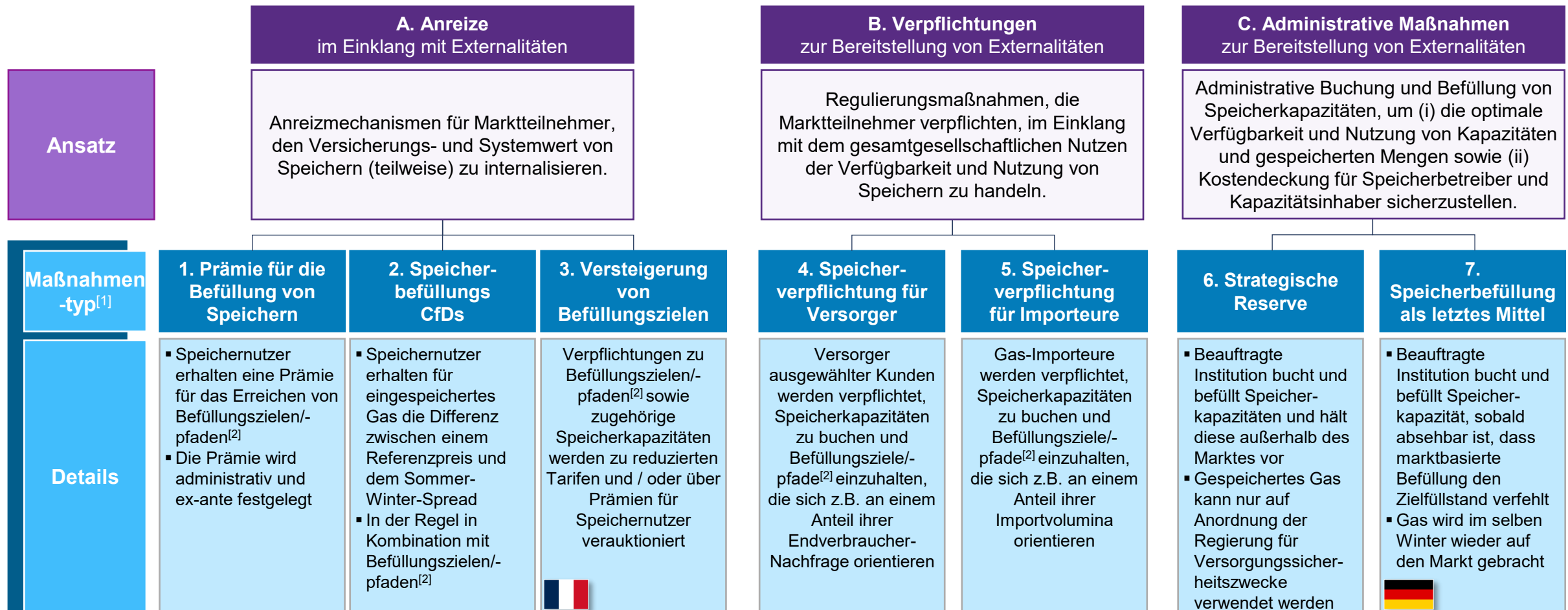
- Die Absicherung der Versorgung auf dem gewünschten Niveau sollte zu den **geringstmöglichen** – direkten und indirekten (siehe Marktverzerrungen unten) **Kosten** erfolgen.
- Die geringen Kosten des aktuellen marktbasiereten Modells werden einerseits mit ggfs. nicht ausreichender Vorsorge und andererseits mit erheblichen Kosten im Krisenfall “erkauft”.

## v. Marktverzerrungen vermeiden

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten **Marktverzerrungen vermeiden** – auch in benachbarten Märkten (z.B. Gasgroßhandels-, Endverbraucherversorger- oder Speichermarkt).
- Marktverzerrungen können zu (erheblichen) zusätzlichen indirekten Kosten führen (z.B. durch steigende Gaspreise).

# Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit durch Gasspeicher

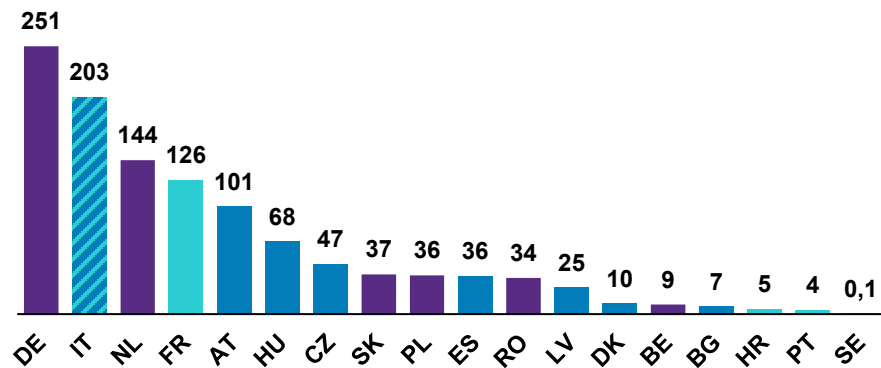
Es gibt drei Gruppen von Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit durch Speicherbefüllung: (i) das Setzen von Anreizen, (ii) das Definieren von Verpflichtungen oder (iii) administrative Maßnahmen



# Heterogene Regulierungslandschaft in der EU

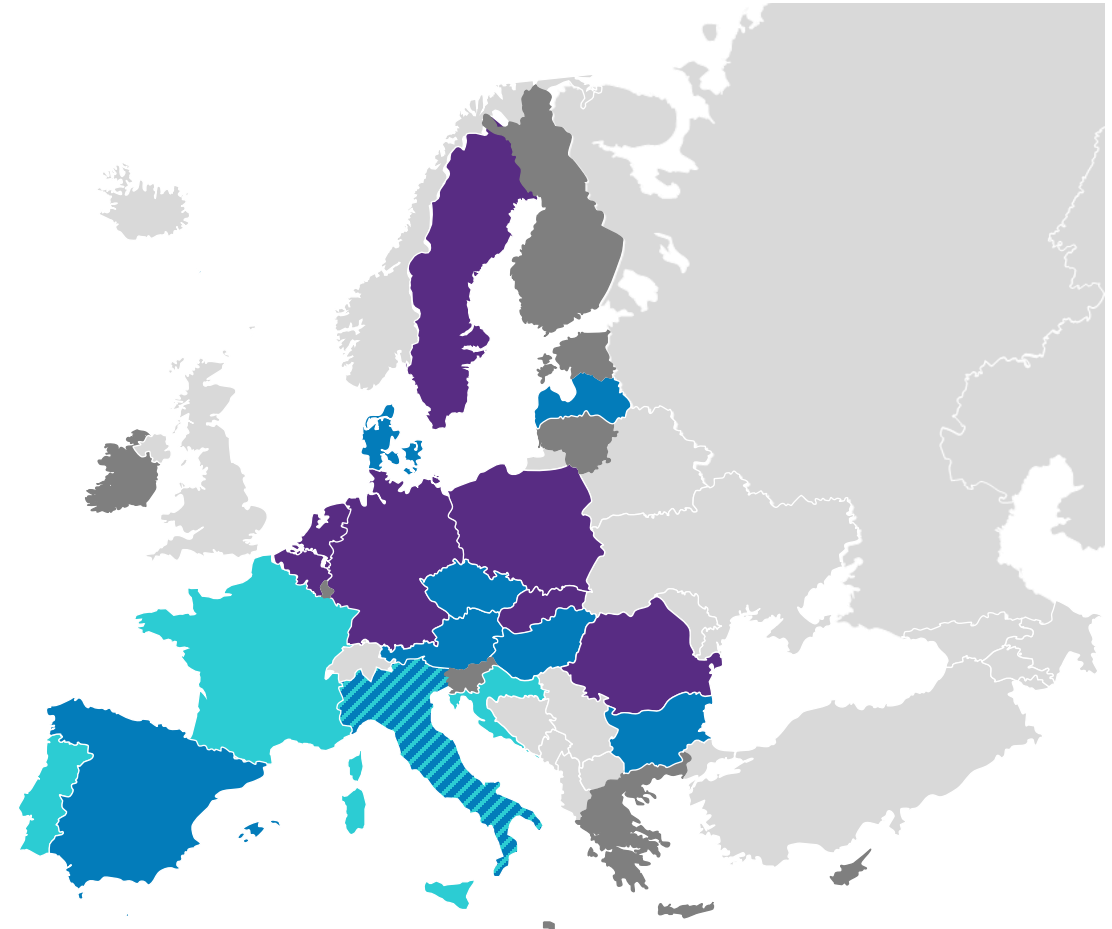
Deutsche Gasspeicher stehen im Wettbewerb mit Speichern, die Zusatzerlöse erhalten, wenn Markterlöse unterhalb der Speicherkosten liegen (in 4 von 18 EU-Staaten).

## Arbeitsgasvolumen der Gasspeicher [TWh] und Speichermarktmodell<sup>[1]</sup>



### Legende (Diagramm und Landkarte):

	EU-Mitgliedsstaaten ohne Untertagespeicher (UGS)
	EU-Mitgliedsstaaten mit UGS und Erlösausgleichs-Regulierung
	EU-Mitgliedsstaaten mit UGS und strategischer Reserve (kein direkter Erlösausgleich)
	EU-Mitgliedsstaaten mit UGS, aber ohne Erlösausgleichs-Regulierung und ohne strategischer Reserve





# Prinzipien der französischen Gasspeicher- und Füll-Regulierung

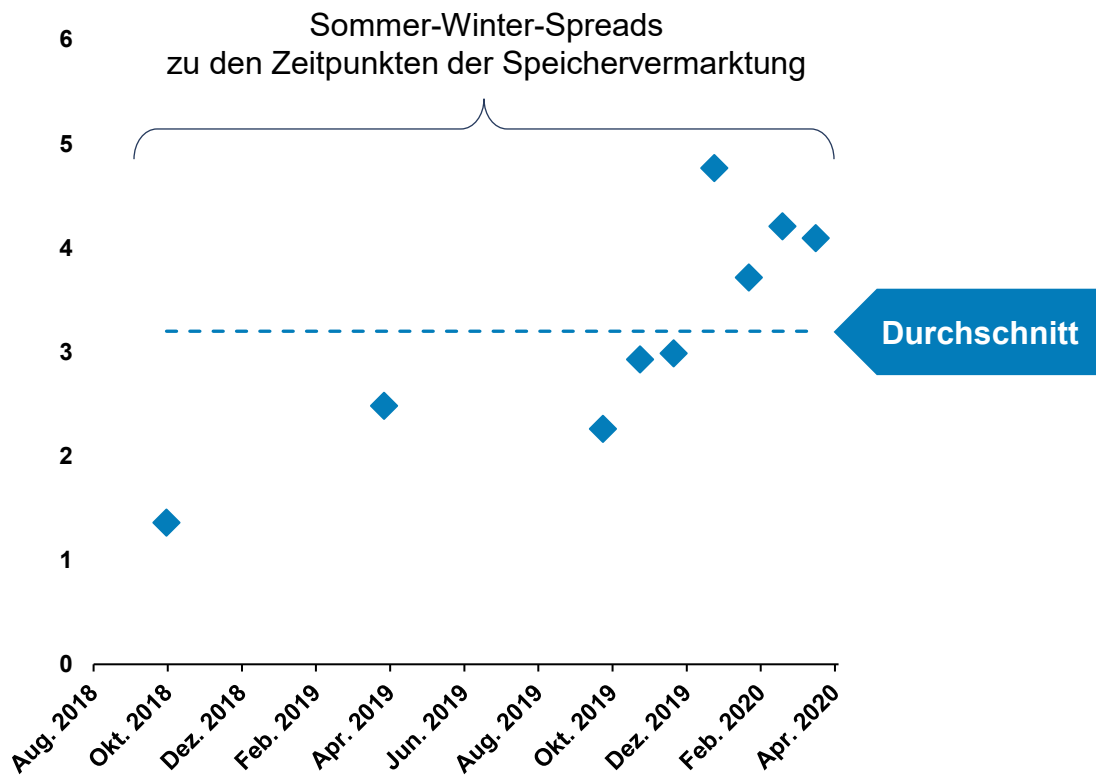
Das französische Regulierungsmodell kombiniert Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazitätsbuchungen (Abdeckung "Missing Money") mit solchen zur Sicherstellung der Speicherbefüllung.



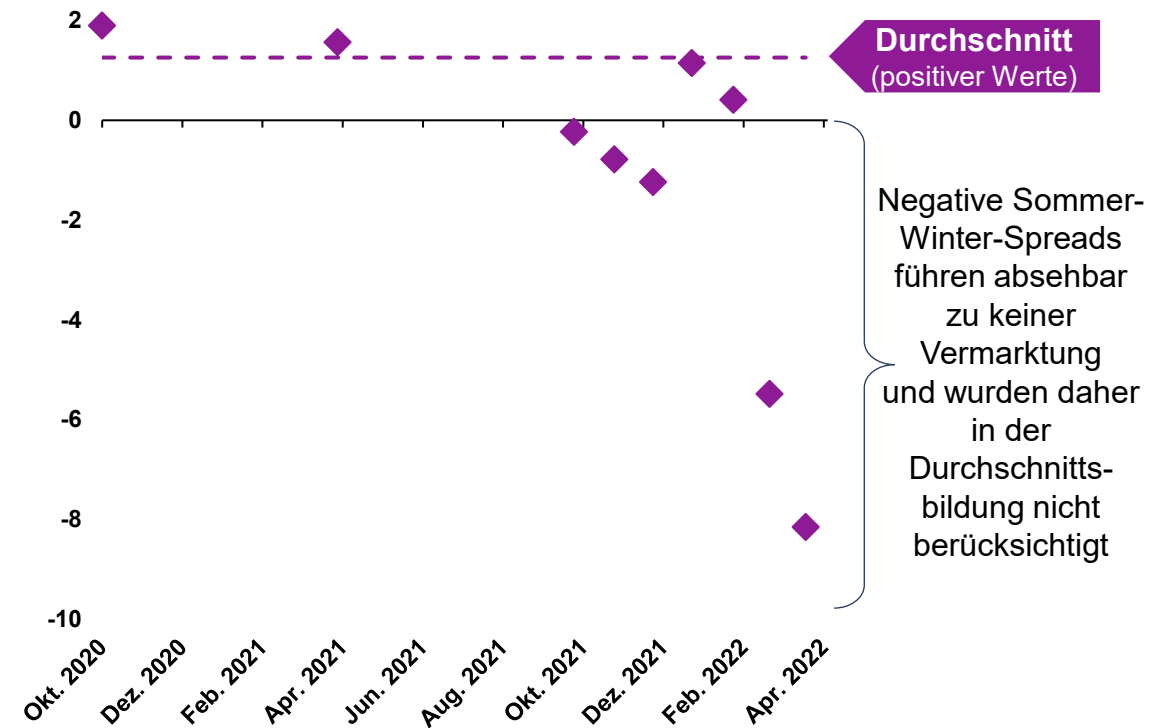
# Langfristige Speichervermarktung und Volatilität von Spreads

Die französische Speichervermarktung beginnt vier Jahre vor dem jeweiligen Speicherjahr und kann von den über diesen Zeitraum veränderlichen Sommer-Winter-Spreads profitieren.

**Speicherjahr 2020: Französische Sommer-Winter Spreads zu den Vermarktungszeitpunkten + Durchschnitt positiver Spreads [EUR/MWh]**

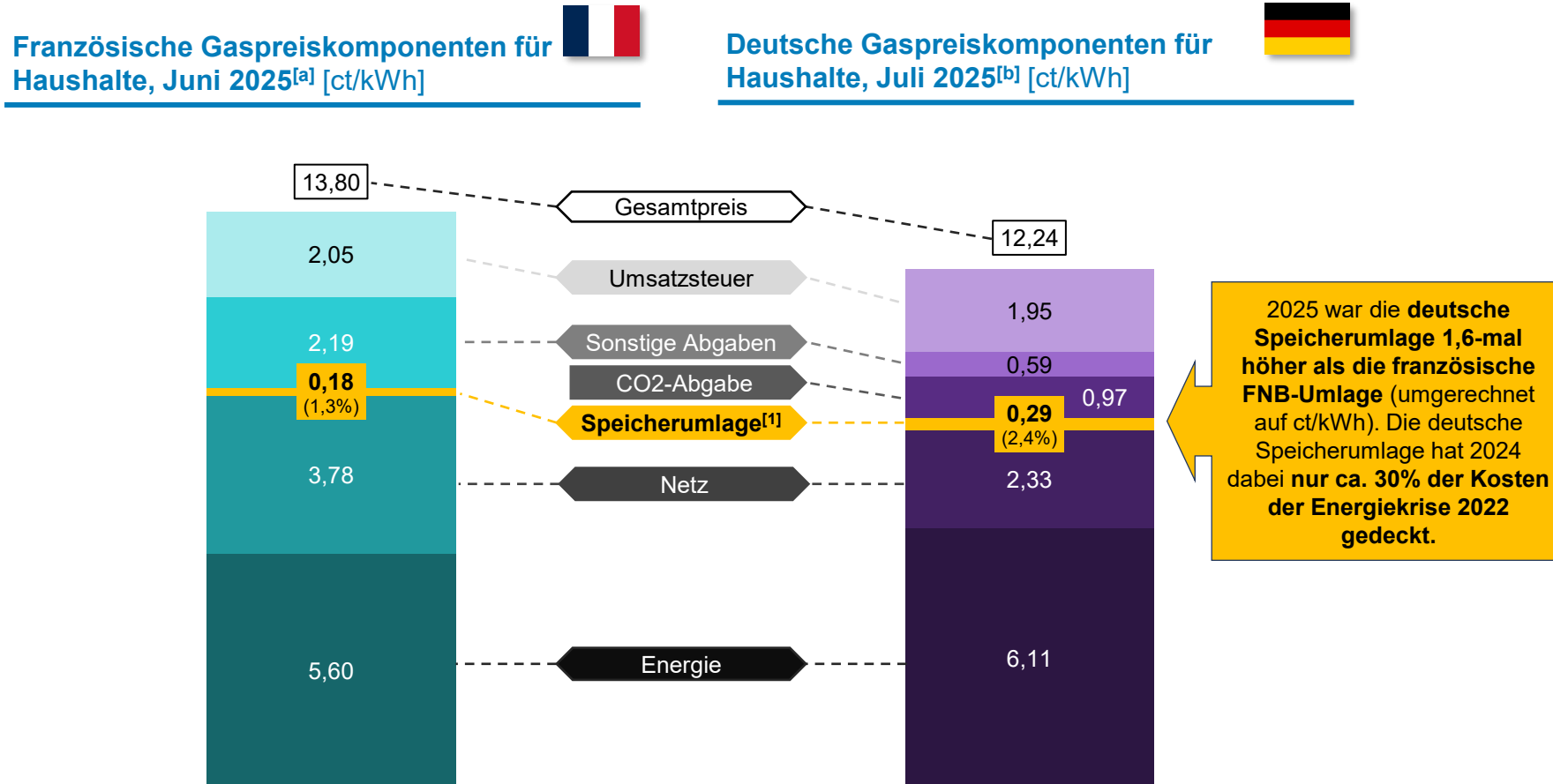


**Speicherjahr 2022: Französische Sommer-Winter Spreads zu den Vermarktungszeitpunkten + Durchschnitt positiver Spreads [EUR/MWh]**



# Kosten: Speicherkosten vs. Endverbraucherpreis 2025 (Abschätzung)

Die Umlage nicht am Markt gedeckter Speicherkosten hat in Frankreich 2025 nur ca. 1,3% des Gas-Haushaltskunden-Referenzpreises ausgemacht. Die deutsche Speicherumlage war 1,6-mal höher – und hat nur einen Teil der Krisenkosten gedeckt.



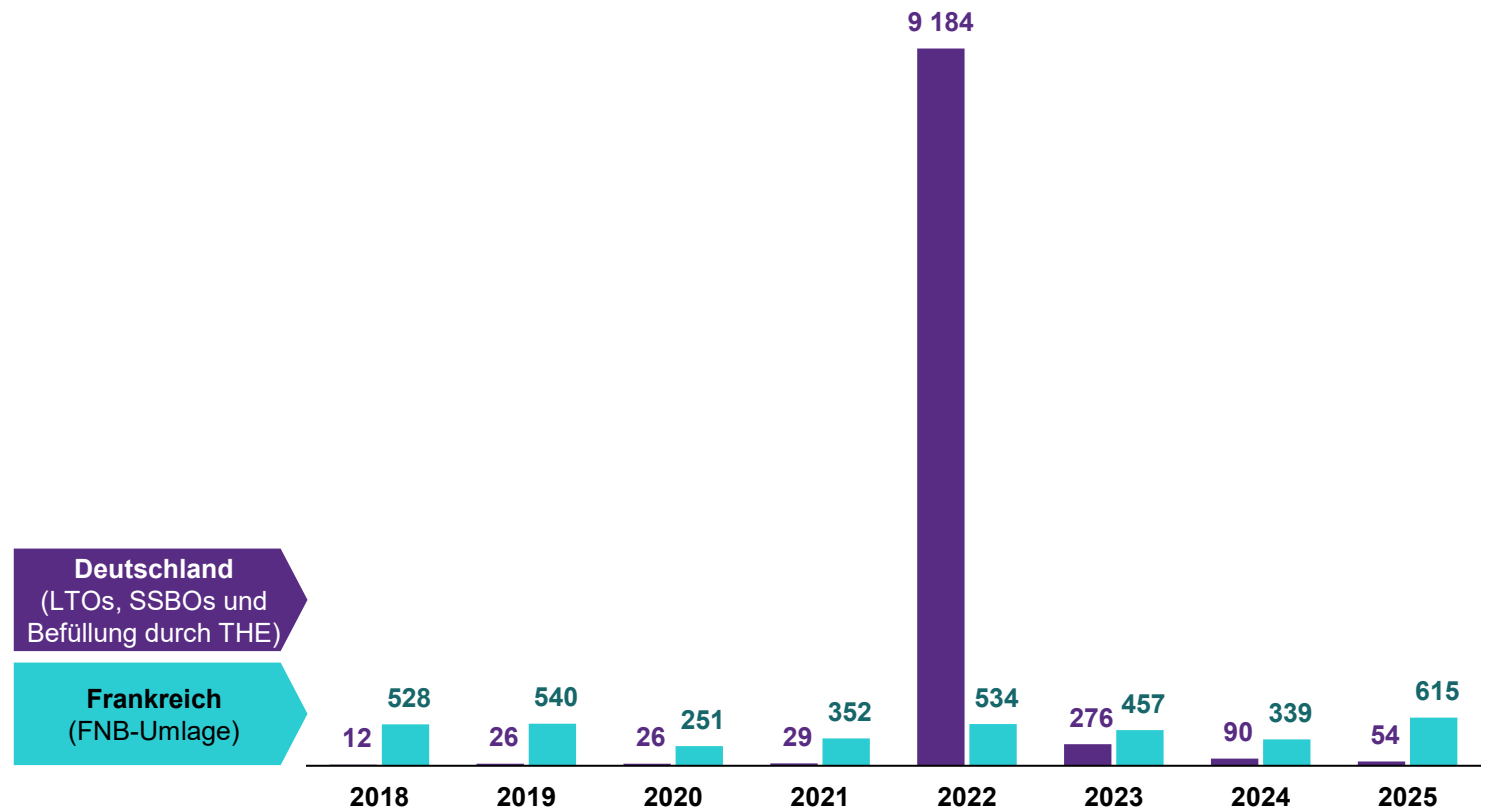


# Kosten: Vergleich direkter Kosten der Speicherintervention im Zeitverlauf

In Frankreich liegen die jährlichen Kosten typischerweise über den deutschen, jedoch überstiegen die deutschen Kosten während der Energiekrise diese deutlich.

- Historisch waren in Deutschland die direkt sichtbaren Kosten für Versorgungssicherheit (i.e. Kosten für Long-Term Options (LTOs)) relativ konstant und auf relativ niedrigem Niveau
- Während der Energiekrise, mussten in Deutschland jedoch kurzfristig mehrere ad-hoc Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden, die zu sehr hohen Kosten geführt haben
- Im Vergleich dazu sind in Frankreich die direkt sichtbaren Kosten für Versorgungssicherheit (d.h. die nicht über den Markt sondern über die FNB-Umlage gedeckten Speicherkostenanteile) höher aber konstanter
- Zudem wurden in Frankreich während der Energiekrise 2022 keine zusätzlichen Speicherbefüllungs-Maßnahmen benötigt.

Direkte Kosten der Speicherinterventionen in Deutschland und Frankreich, 2018–2025 [mEUR]



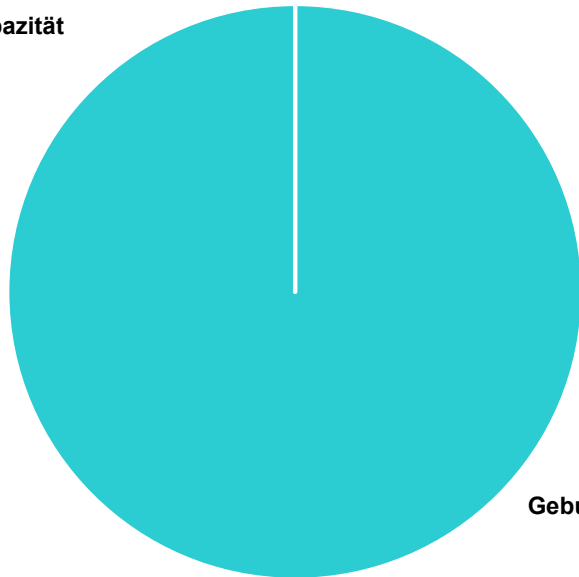
## Auswirkungen: Buchungsstand Speicherjahr 2026/27 (per März 2026)

Während französische Speicher für das Speicherjahr 2026/27 bereits vollständig gebucht sind (und damit auch zu min. 85% gefüllt werden), ist absehbar<sup>[1]</sup> ein Drittel der deutschen Speicherkapazität noch ungebucht.

**Buchungsstand französischer Gasspeicherkapazitäten für das Speicherjahr 2026/27 per Anfang März 2026 [TWh | %]**



Ungebuchte Kapazität  
0%

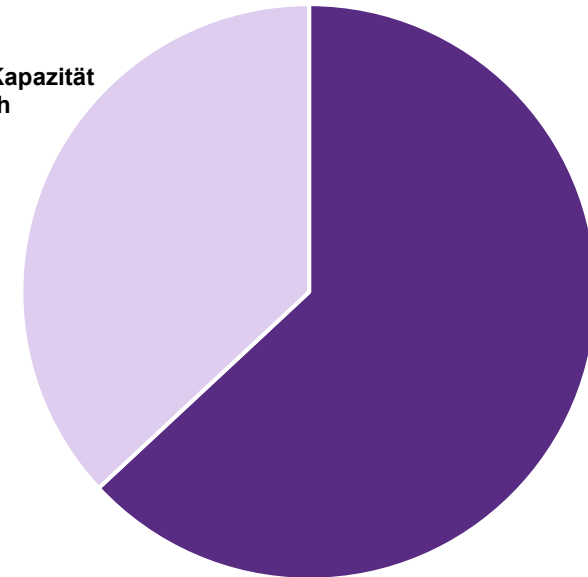


Gebuchte Kapazität  
126 TWh  
100%

**Buchungsstand deutscher Gasspeicherkapazitäten<sup>[1]</sup> für das Speicherjahr 2026/27 per Anfang März 2026 [TWh | %]**



Ungebuchte Kapazität  
82 TWh  
37%



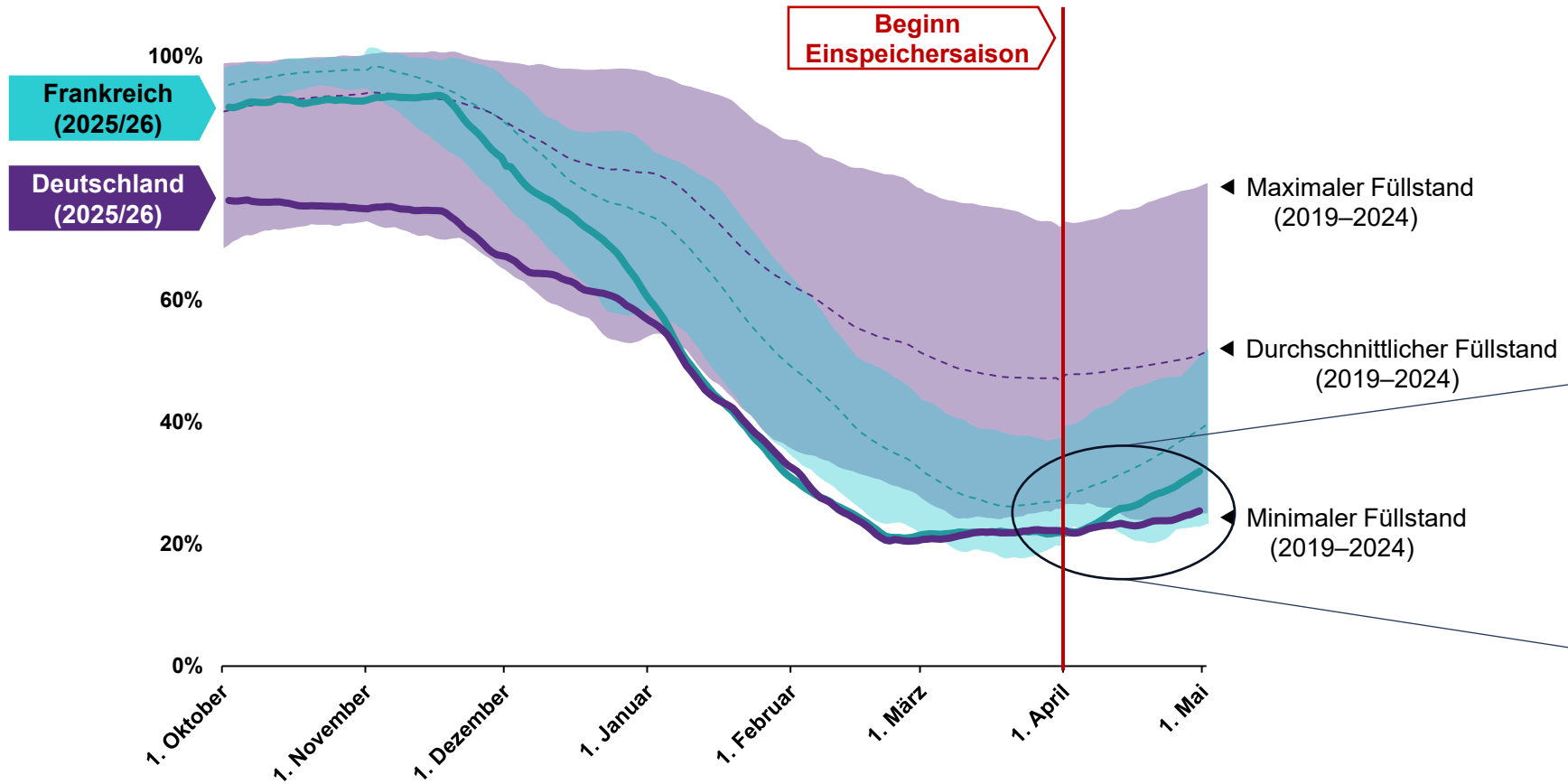
Gebuchte Kapazität  
139 TWh  
63%



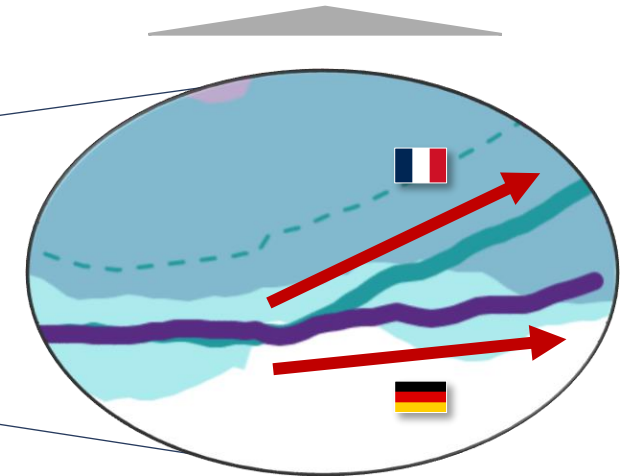
# Wirkung: Speicherfüllstände Frankreich & Deutschland 2025/26

In Frankreich ist mit Beginn der Einspeichersaison 2026 ein Anstieg des Füllstands zu beobachten; in Deutschland nur geringfügig.

Deutsche und französische Speicherfüllstände, 2019–26 [% des AGV]



In Frankreich ist mit Beginn der Einspeichersaison ein **Anstieg des Füllstands** zu beobachten; in Deutschland nur geringfügig.



# Zusammenfassung: Vergleich der Gasspeicher-Marktmodelle

In den letzten Jahren hat sich das französische Modell als stabiler, effizienter bei der Speicherbefüllung und dem Erhalt der Speicherinfrastruktur sowie als kostengünstiger im Krisenfall gezeigt.

## Französisches Marktmodell

- Regulierungsrahmen **seit 2018** im Wesentlichen **unverändert**
- Bietet **Planungs- und Betriebssicherheit**

- **Keine speziellen Speicherbefüllungsmaßnahmen** (und damit verbundene Kosten) während der Energiekrise 2022

- **Französische Füllstände** zu Winterbeginn **liegen regelmäßig über den deutschen**
- Auch **während der Energiekrise** fand **ausreichend marktbasierter Befüllung** statt

- Regelmäßige Ermittlung der für **Versorgungssicherheit benötigten** Speicherinfrastruktur in der französischen Energieplanung (PPE) – für **bis zu zehn Jahre im Voraus**

- **Keine Stilllegung** von Speicherinfrastruktur bis 2035 vorgesehen

### Verlässlichkeit und Stabilität des Regelungsrahmens

### Kriseninterventionskosten

### Anreize für marktbasierter Speicherbefüllung

### Ermittlung erforderlicher Speicherkapazitäten

### Langfristige Sicherung der Speicherinfrastruktur

## Deutsches Marktmodell

- Regulierungsrahmen in der Energiekrise **unter Zeitdruck ad hoc angepasst**
- **Weiterhin Unsicherheit** über Weiterentwicklung

- **Erhebliche Kosten der Energiekrise**, die über mehrere Jahre verteilt wurden (Speicherumlage)
- Kosten einer neuerlichen Krise **unabschätzbar**

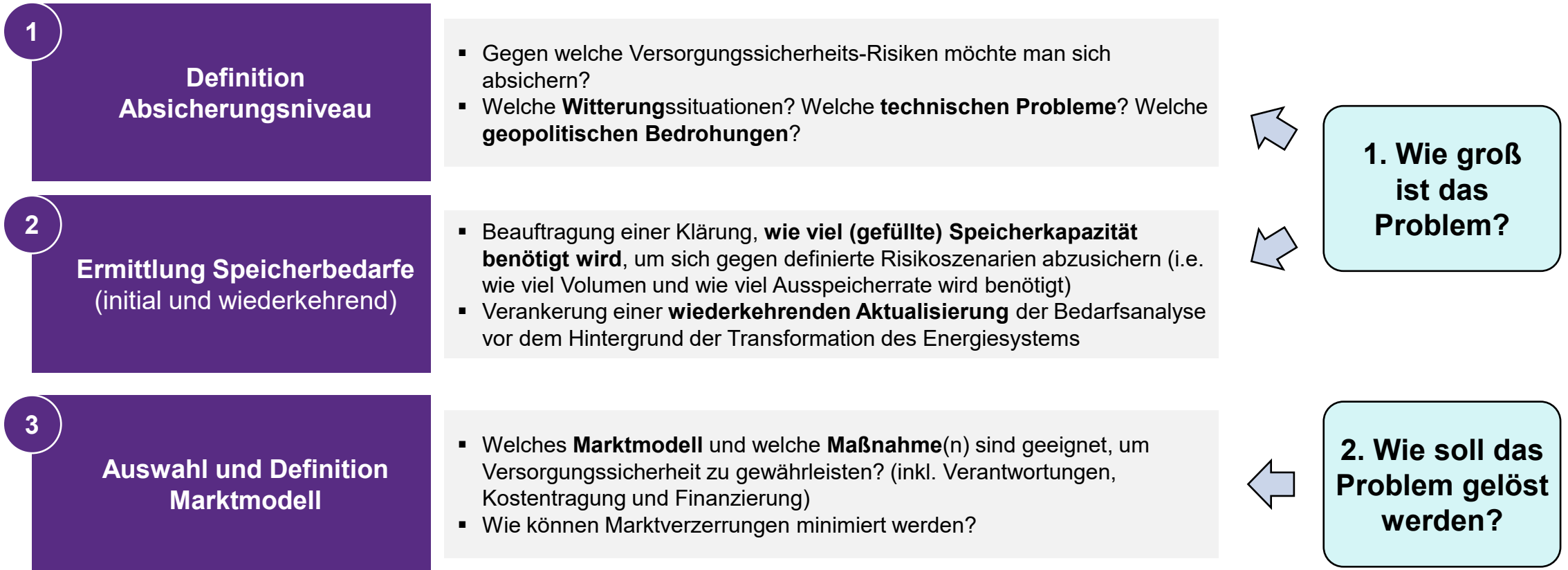
- **Befüllung unter Plan und unter jener Frankreichs**
- Ad-hoc Interventionen (THE-Sonderausschreibung“) als Indikation, dass auch zukünftig bei zu geringen Füllständen Eingriffe erfolgen könnten

- **Keine institutionalisierte Analyse** der für deutsche Versorgungssicherheit erforderlichen **Gasvolumina und Speicherkapazitäten**

- **Aktuell sind Speicherstilllegungen geplant**

# Schritte zur Anpassung des deutschen Marktmodells

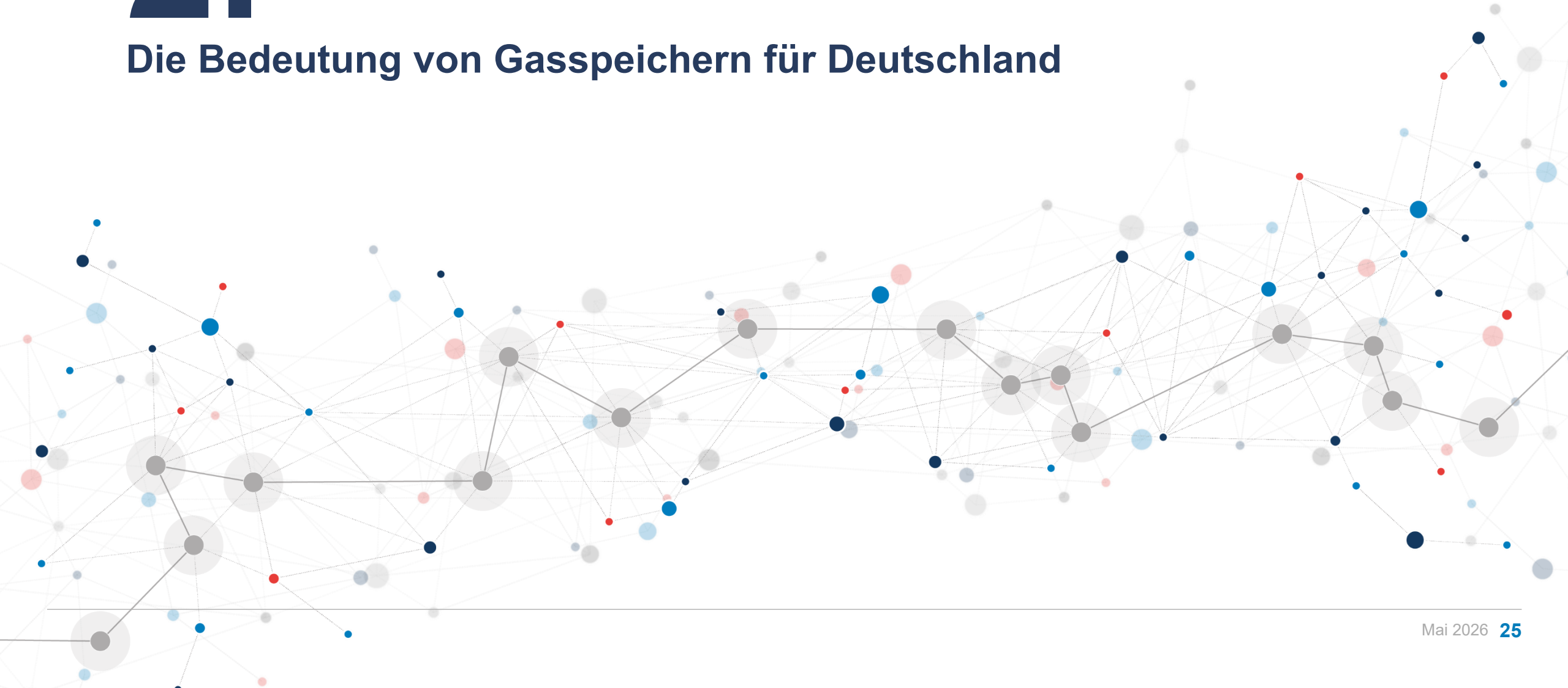
Im Rahmen der Definition eines deutschen Gasmarktmodells zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sind politische Entscheidungen erforderlich.



---

# 2.

## Die Bedeutung von Gasspeichern für Deutschland





# Die Bedeutung von Gasspeichern für Deutschland

Gasspeicher sind die wesentlichste Quelle für hoch-kapazitive und schnelle Gas-Flexibilität deren Bedarf durch Gaskraftwerke ggfs. noch steigt. LNG hat deutlich kleinere Leistungen und ist Risiken ausgesetzt.

1. Flexibilität zur Reaktion auf Verbrauchsschwankungen kommt zu großen Teilen aus Gasspeichern

- **Gasspeicher** haben im Winter 2025/26 **mehrfach sehr schnell erhebliche Flexibilität** bereitgestellt.
- **Pipeline- und LNG-Lieferungen** sind hingegen **relativ unverändert** geblieben.
- Flexibilität Deutscher Gasspeicher wurde dabei **auch für Nachbarländer** eingesetzt.

2. Nur gut gefüllte Gasspeicher können hohe Ausspeicherleistung bereitstellen

- Bei Gasspeichern **sinkt die Ausspeicherleistung mit dem Füllstand**.
- Wird zu Winterbeginn weniger Füllstand erreicht, steht die volle Ausspeicherleistung kürzer zur Verfügung.
- Gefüllte Gasspeichern sind daher zu Bereitstellung sowohl von Energiemengen als auch von Leistungen bedeutsam.

3. Zukünftige Gas-Flexibilitätsbedarfe werden v.a. auch von Gaskraftwerken kommen

- Die Bedeutung von Gaskraftwerken für den deutschen Strommarkt hat in den letzten Jahren zugenommen.
- Trotz sinkender Spitzenlast, steigender Erneuerbaren-Erzeugung und steigenden Batterieleistungen, **steigt die Spitzenerzeugung durch Gaskraftwerke**.

4. Der LNG-Import in die EU ist geopolitischen Risiken ausgesetzt

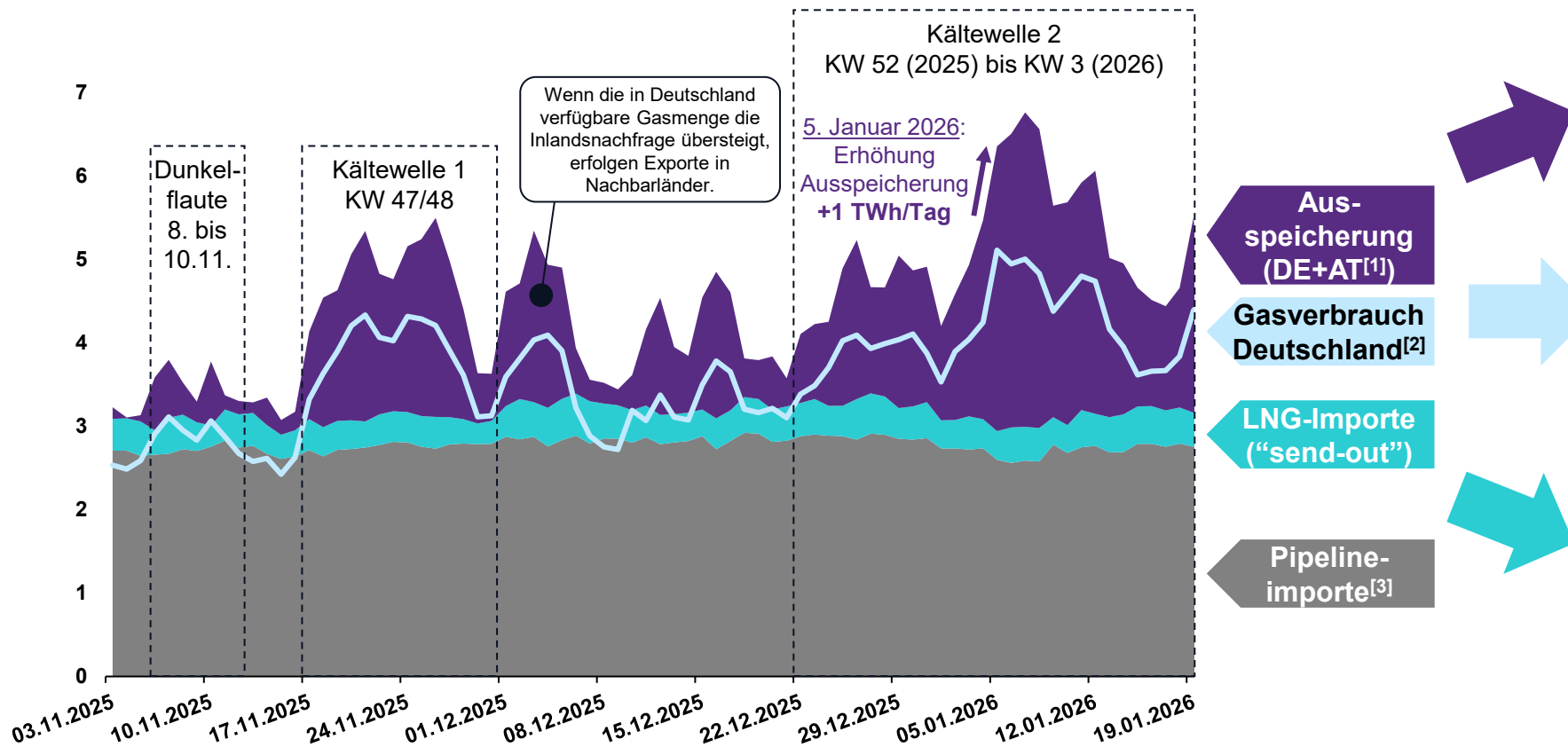
- EU LNG Importe stammen vor allem aus den **USA, Katar** und noch immer **Russland**.
- Ab **2027** gilt ein **Verbot von Importe russischen LNGs** in die EU.
- Die Versorgung mit LNG ist von **geopolitischen Spannungen** beeinflusst (z.B. Schließung der Straße von Hormus mit Auswirkungen auf die Lieferungen von LNG aus Katar).



# Die Bedeutung von Gasspeichern als Flexibilitätsquelle im Winter 2025/26

In Situationen schnell erhöhten Gasverbrauchs sind Pipeline- und LNG-Lieferungen relativ unverändert geblieben während Gasspeicher erhebliche Flexibilität – auch für Nachbarländer – bereitgestellt haben.

Gasnachfrage, Pipelineimporte, LNG-Importe und Ausspeichermengen [TWh/d]



## Speicher sind Haupt-Flexibilitätsquelle

- Gasspeicher haben im Winter 2025/26 den überwiegenden Teil flexibler Gasaufbringung gestellt.
- Gasspeicher können auch kurzfristig zusätzliche Leistung bereitstellen (05.01.2026: + 1 TWh/Tag)

## Speicher stellen Flexibilität auch für Nachbarländer bereit

- Ausspeicherung, Pipeline- & LNG-Importe übersteigen die heimische Nachfrage
- Zusätzlichen Gasmengen – und damit die Flexibilität deutscher Gasspeicher – werden Nachbarländer bereitgestellt

## LNG kann Flexibilität nicht im selben Umfang bereitstellen

Maximale deutsche LNG-Importe (0,51 TWh/d) und LNG-Importkapazität (0,83 TWh/d) liegen deutlich unter der Speicherspitzenleistung (7,5 TWh/d) und der täglichen Zusatzleistung (+1 TWh/d)

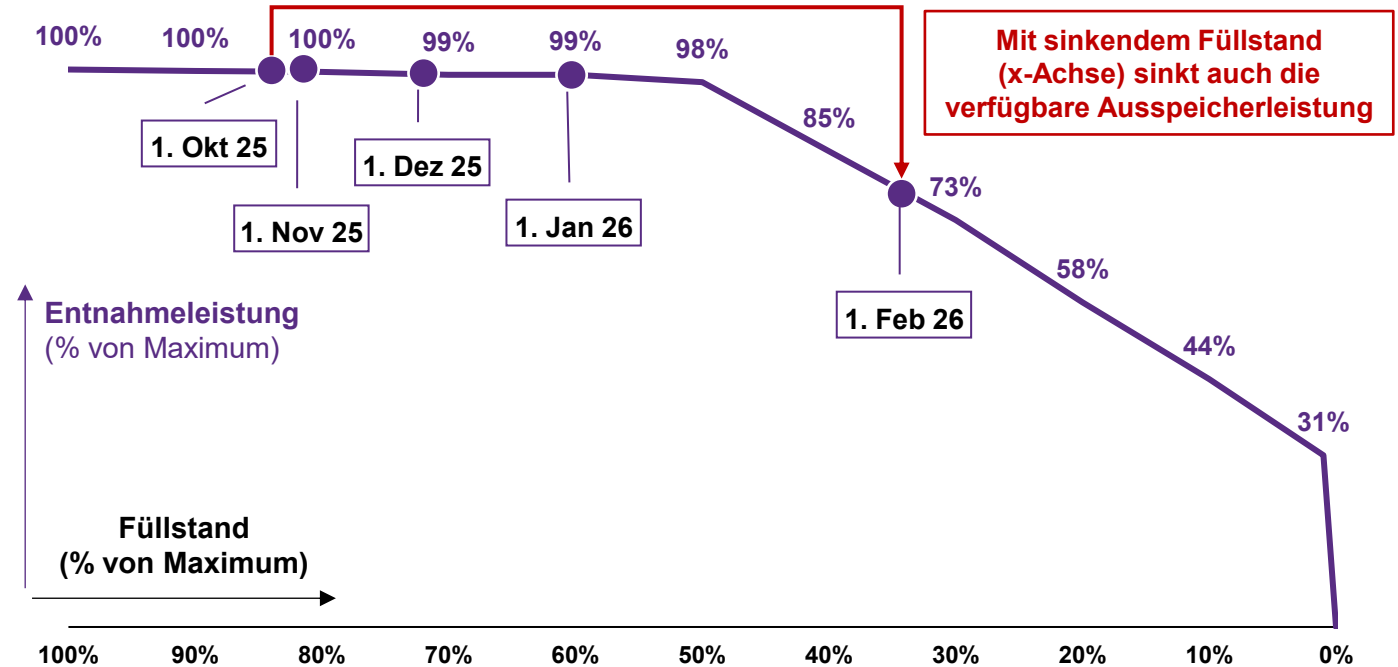


# Abhängigkeit der Ausspeicherleistung vom Füllstand (Ausspeicherkurve)

Die Ausspeicherleistung von Gasspeichern sinkt mit dem Füllstand. Wird zu Winterbeginn weniger Füllstand erreicht, steht die volle Ausspeicherleistung weniger lange zur Verfügung.

- Technisch bedingt sinkt die Ausspeicherleistung von Gasspeichern mit sinkendem Füllstand.
- Gut gefüllte Gasspeicher stellen somit bereit:
  - a) Mehr **Gasvolumen**
  - b) Höhere **Ausspeicherleistungen** über einen längeren Zeitraum
- Wird zu **Winterbeginn weniger Füllstand** erreicht, steht die **volle Ausspeicherleistung über einen kürzeren Zeitraum** zur Verfügung.
- Die Ausspeicherkurve ist dabei Standortindividuell – die **Grafik rechts zeigt einen Durchschnitt für Deutschland**.

Relative Ausspeicherkapazität des durchschnittlichen deutschen Gasspeichers in Abhängigkeit vom Füllstand (Linie) und Speicherfüllstandsentwicklung im Winter 2025/26 (Punkte) [GWh/d]



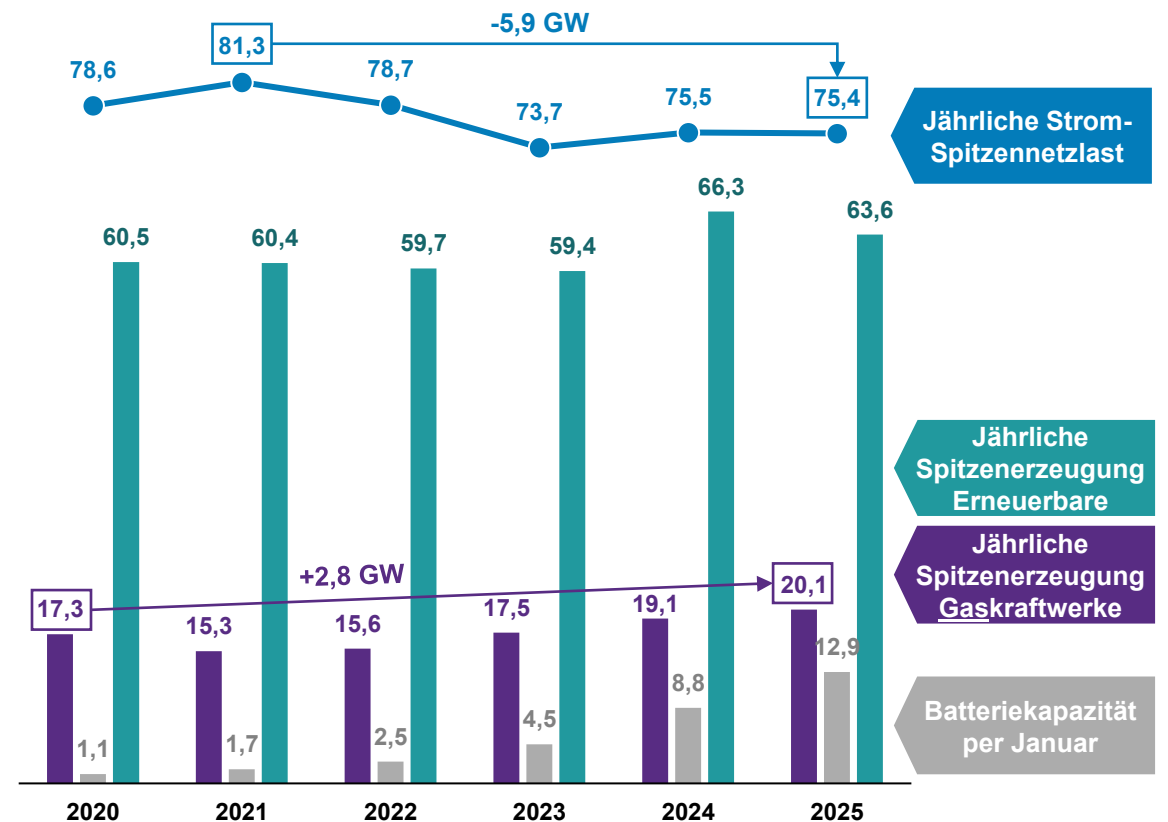


# Bedeutung flexibler Gasleistung für die deutsche Stromerzeugung

Trotz sinkender Spitzenlast, steigender Erneuerbaren-Erzeugung und steigenden Batterieleistungen, steigt die Spitzenerzeugung durch Gaskraftwerke.

- Seit 2020 ist ein **Rückgang der stündlichen Spitzennetzlast** zu beobachten.
- Die zeitgleiche stündliche **Spitzenerzeugung deutscher Gaskraftwerke ist seit 2020 jedoch um ca. 2,8 GW gestiegen.**
- Im gleichen Zeitraum ist für erneuerbare Erzeugung (Wind und PV):
  - Die zeitgleiche stündliche Spitzenerzeugung um ca. 3 GW gestiegen.
  - Die zeitungleiche Erzeugung ist dabei sehr viel deutlicher gestiegen:
    - Photovoltaik: +19 GW
    - Onshore Wind: +5 GW
    - Offshore Wind: +1 GW
- Zusätzlich wurden seit 2020 in Deutschland ca. 11,8 GW Batteriekapazität installiert (Heimspeicher +10 GW, Gewerbe- u. Großspeicher +1,8 GW).
- Obwohl eine höhere stündliche Maximalerzeugung durch Gaskraftwerke zu beobachten ist, ist im gleichen Zeitraum die Spitzenlast von Kernkraft komplett weggefallen (von rund 8 GW) und durch Kohleerzeugung von rund 33 GW auf 22,5 GW gesunken.

**Stromsystem Deutschland: Spitzennetzlast, Spitzenerzeugung Erneuerbare und Erdgas sowie installierte Batteriekapazität [GW]**

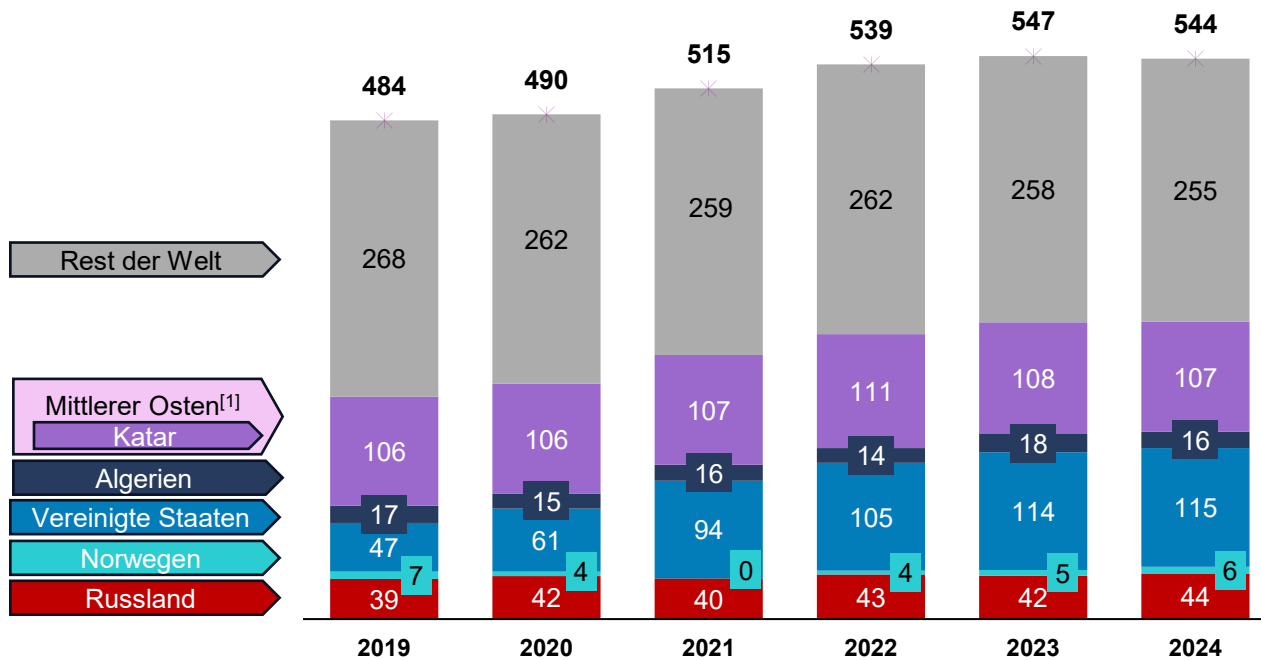


# Geopolitische Risiken: LNG-Exporte und EU-Importe nach Herkunftsland

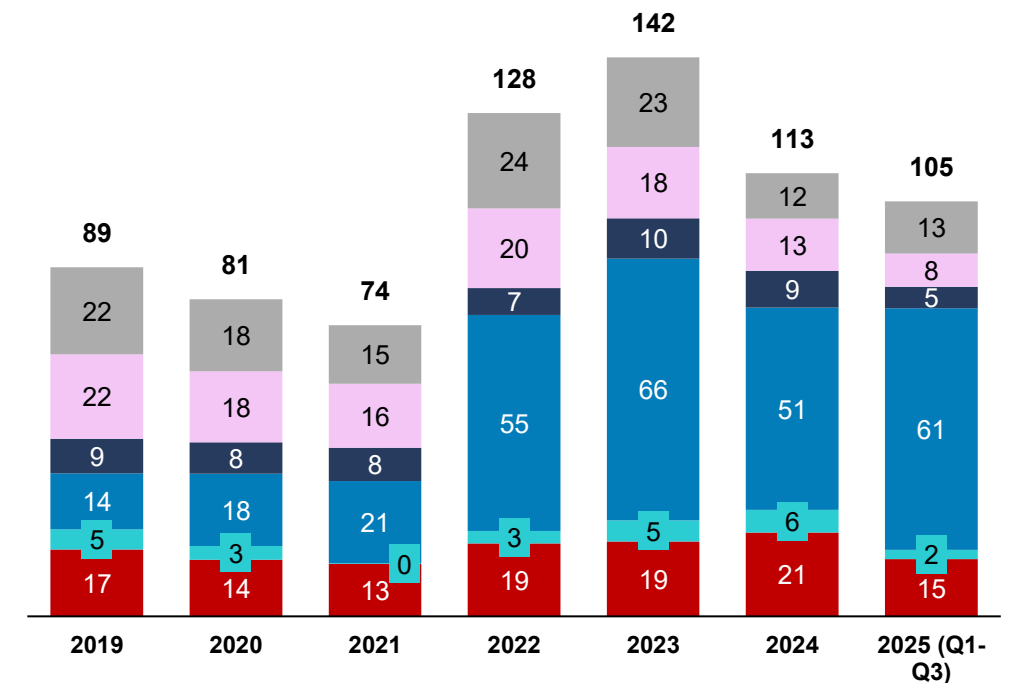
LNG-Importe in die EU stammen aktuell vor allem aus den USA. Bedeutende LNG-Lieferungen kommen auch aus Russland (EU-Importverbot ab 2027) sowie aus Katar (kritische Lage hinter Straße von Hormus).

- Weltweite LNG-Exporte nehmen stetig zu, insbesondere die USA haben ihre absoluten Exportmengen und ihren globalen Marktanteil stark ausgebaut.
- Seit 2022 steigt insbesondere die Menge der US LNG-Exporte nach Europa. 2024 waren knapp die Hälfte aller US LNG-Ausfuhren, Exporte nach Europa.
- Immer noch bedeutende Importe von russischem LNG in die EU sollen bis 2027 unterbunden werden.
- Katar ist ein global und für die EU bedeutender LNG-Produzent, dessen Exporte jedoch von der Passierbarkeit der Straße von Hormus abhängen.

Weltweite LNG-Exporte nach Herkunftsland<sup>[a]</sup> [bcm]



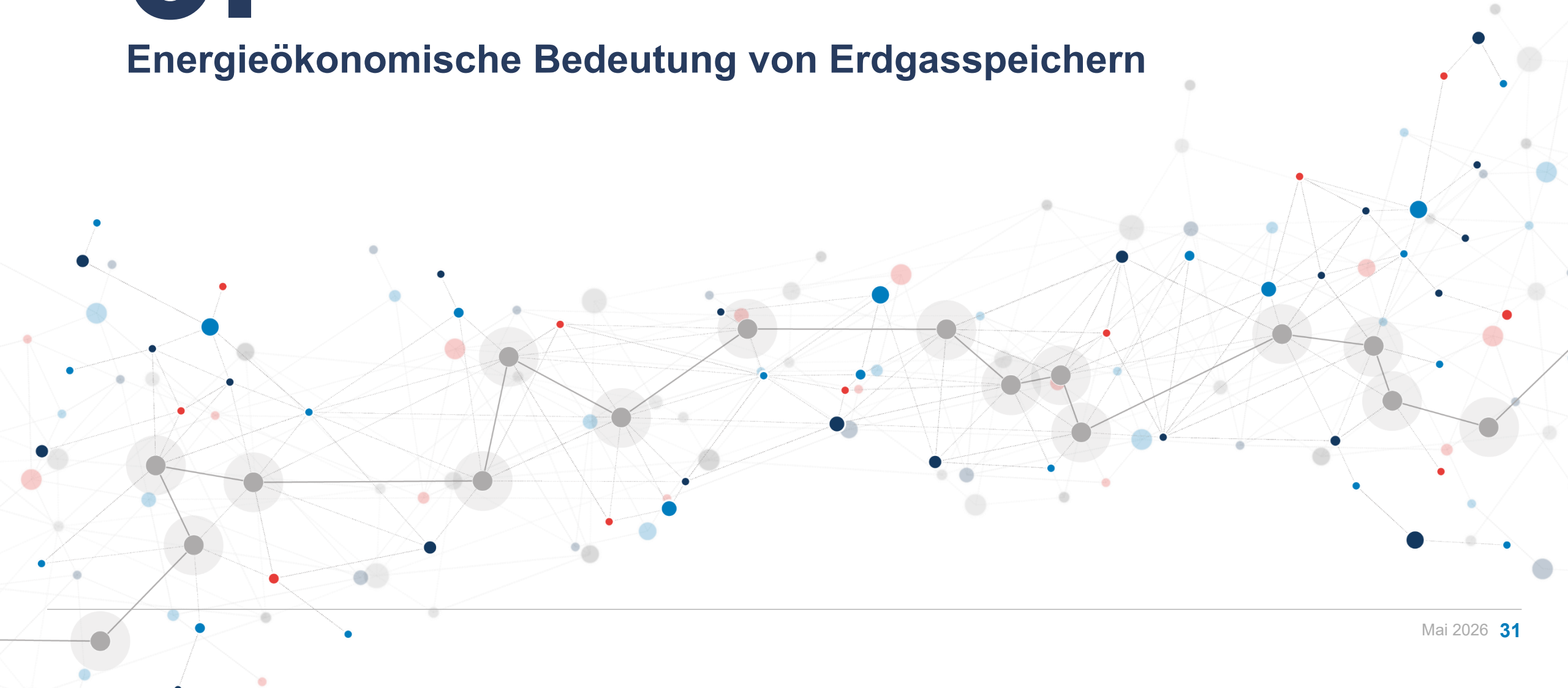
EU-27 LNG-Importe nach Herkunftsland<sup>[b]</sup> [bcm]



---

# 3.

## Energieökonomische Bedeutung von Erdgasspeichern



# Die Energieökonomische Betrachtung von Erdgasspeichern

Gasspeicher können eine „Versicherung“ gegen Versorgungsrisiken bereitstellen. Da dieser Wert in Marktpreisen nicht vollständig reflektiert ist, droht die Schließung von Gasspeichern.

1. Gasspeicher stellen neben Arbitrage- auch System- und Versicherungswert bereit

- (Saisonale) **Nachfrageschwankungen** können durch Speichernutzung **marktbasiert abgedeckt** werden, indem **Marktteilnehmer** intertemporale **Spreads realisieren**
- ABER: Durch Speicher kann auch **Transportinfrastruktur effizienter genutzt (Systemwert)** und das Energiesystem gegen **Versorgungsrisiken abgesichert werden (Versicherungswert)**

2. Gasmarktpreise setzen nur begrenzte Anreize für Versorgungssicherheit

- **Marktsignale** spiegeln hauptsächlich **erwartete Parameter** wider (z.B. durchschnittliche saisonale Nachfrageschwankungen)
- Die für die Vorbereitung auf **Versorgungssicherheitsrisiken** entscheidenden **Extremereignisse** (kalte Winter, Dunkelflaute etc.) werden in Marktsignalen **nicht vollständig berücksichtigt**

3. System- und Versicherungswert von Gasspeichern werden über Gasmarktpreise nicht (vollständig) vergütet

- **Handelsmarkt** ist **ineffizient** in der **Bepreisung von System- & Versicherungswert**, da seltene **Extremereignisse oft unterbewertet** werden, **Endkunden** ihre **Zahlungsbereitschaft** für Versorgungssicherheit **schwer ausdrücken** können und **Versorger geringe Anreize** haben, für Extremereignisse **vorzusorgen**

4. Fällt der am Gasmarkt realisierbare Wert unter die Kosten der Speicher droht deren dauerhafte Stilllegung

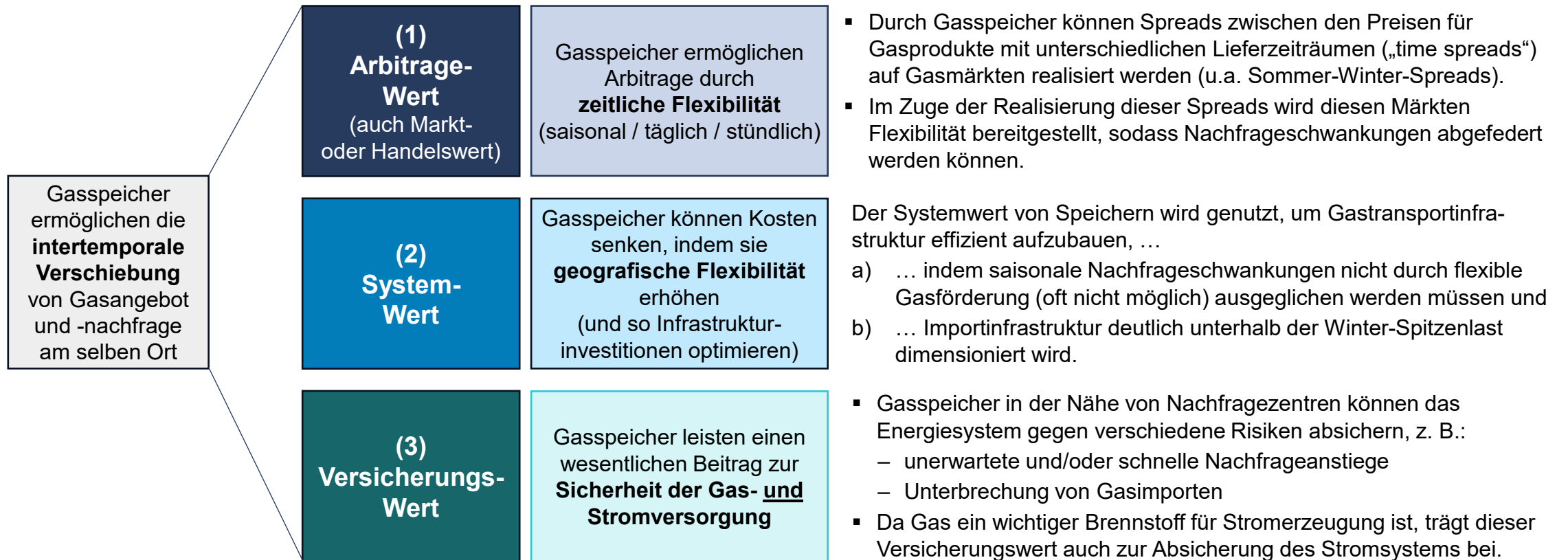
- Der am Gasmarkt realisierbare Wert der Speichernutzung ist ein **Indikator für die Zahlungsbereitschaft** der Speicherkunden
- **Fällt der Marktwert** unter die Speicherkosten, **gefährdet** dies die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Speicher und deren **Verfügbarkeit für Versorgungssicherheitszwecke** (Schließungsrisiko)

5. Speicherparadoxon: Je mehr Gas ausgespeichert wird, desto geringer sind Marktanreize zur Wiederbefüllung

- Ein **kalter Winter mit hoher Gasspeichernutzung** führt zu einer höheren Sommer-Gasnachfrage, einem höheren Sommer-Gaspreis und **senkt daher den Sommer-Winter-Spread**
- Der niedrigere Sommer-Winter-Spread liefert wiederum einen **geringen Marktanreiz zur Speicherbefüllung**

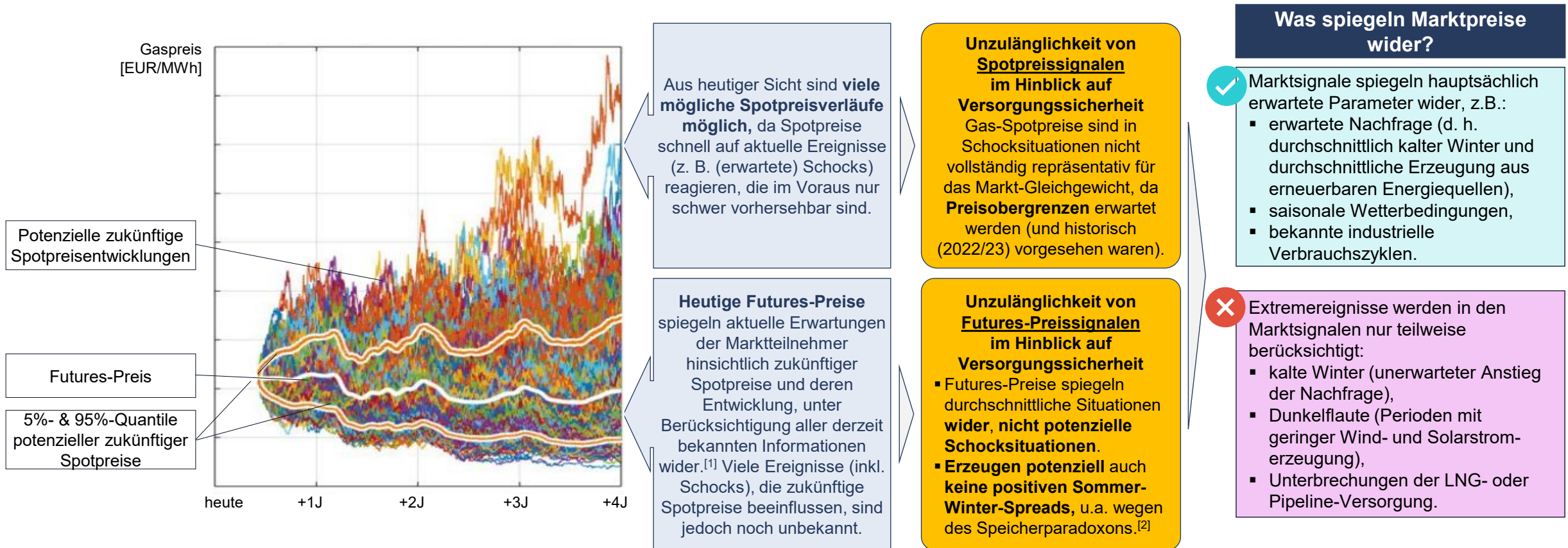
# Funktionen und Wertbeiträge unterirdischer Gasspeicher

Unterirdische Gasspeicher können einem Energiesystem neben (1) dem am Handelsmarkt monetarisierbaren Arbitragewert auch (2) System- und (3) Versicherungswert bereitstellen.



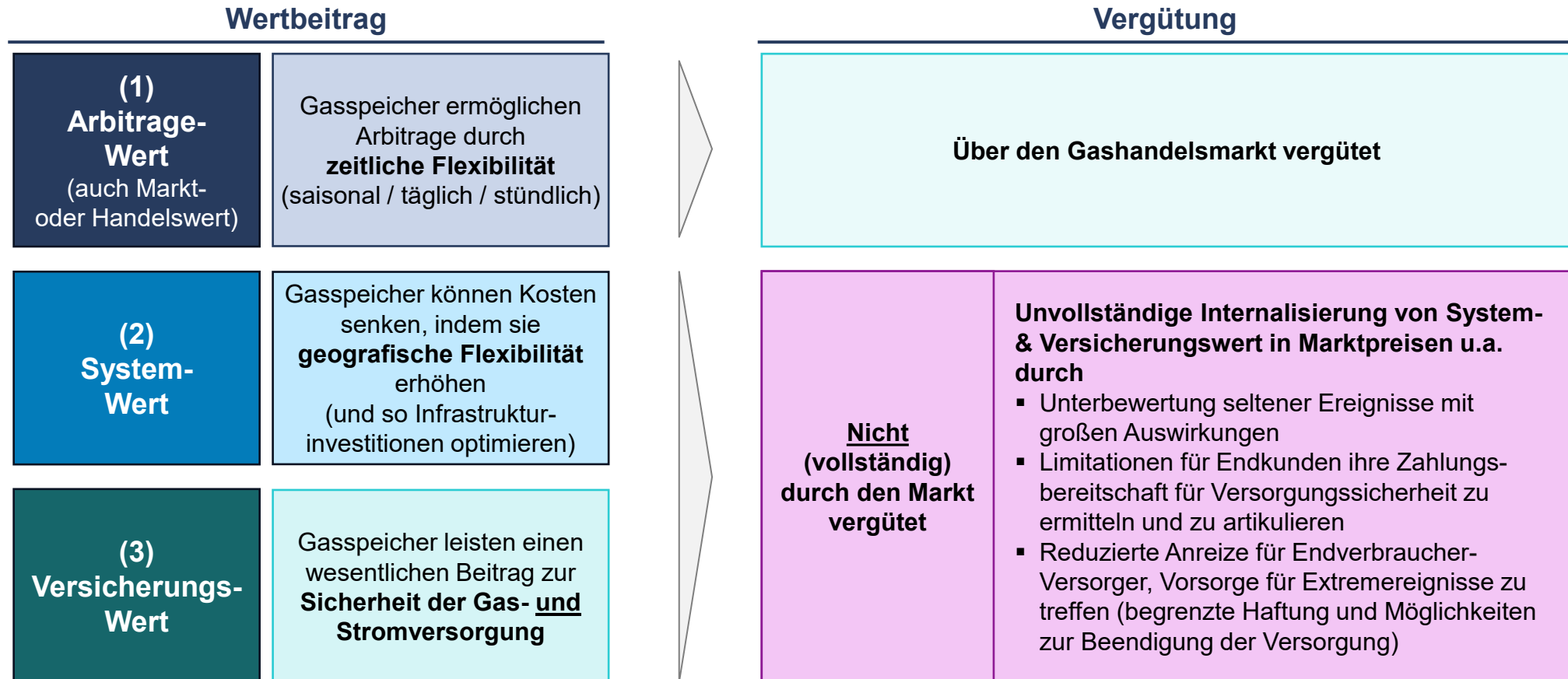
# Gasmarktpreise setzen nur begrenzte Anreize für Versorgungssicherheit

Gas wird sowohl an Futures-Märkten (für Lieferungen in mehreren Monaten/Jahren) als auch an Spotmärkten (für Lieferungen am nächsten Tag) gehandelt. Beide Märkte liefern nur begrenzt geeignete Preissignale zur Vorbereitung auf Versorgungssicherheitsrisiken.



# Limitation in der Vergütung der Wertbeiträge von Gasspeichern

Während der Arbitragewert von Gasspeichern am Gashandelsmarkt vergütet wird, werden System- und Versicherungswert über Gas-Marktpreise nicht vollständig vergütet.



# Marktwert von Gasspeichern, “Missing Money” und Stilllegungsrisiken

Fällt der von Marktteilnehmern realisierte Wert der Speicher unter die Speicherkosten, gefährdet dies – ohne Regulierungsmaßnahmen – die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Speicher und deren Verfügbarkeit für Versorgungssicherheitszwecke.



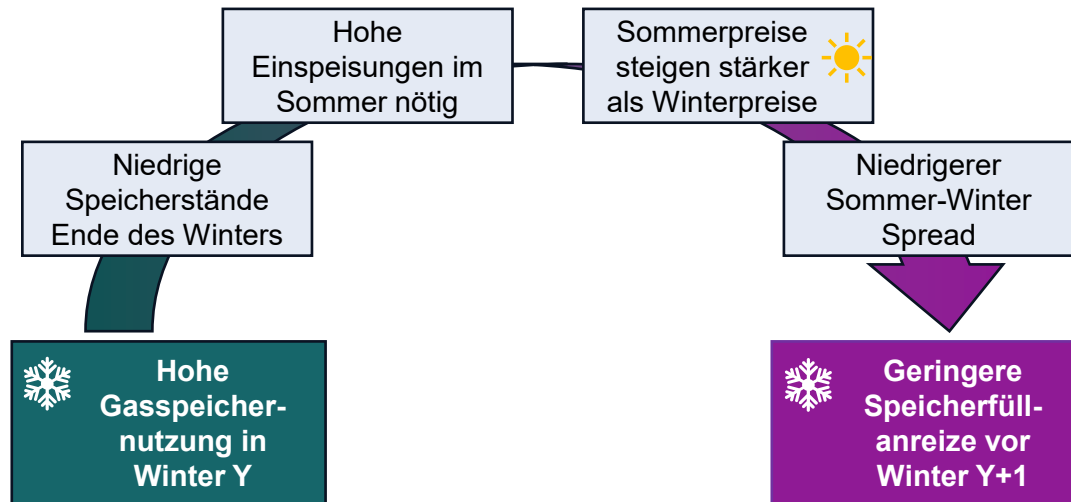


# Speicherparadoxon und Probleme der marktlichen Befüllung

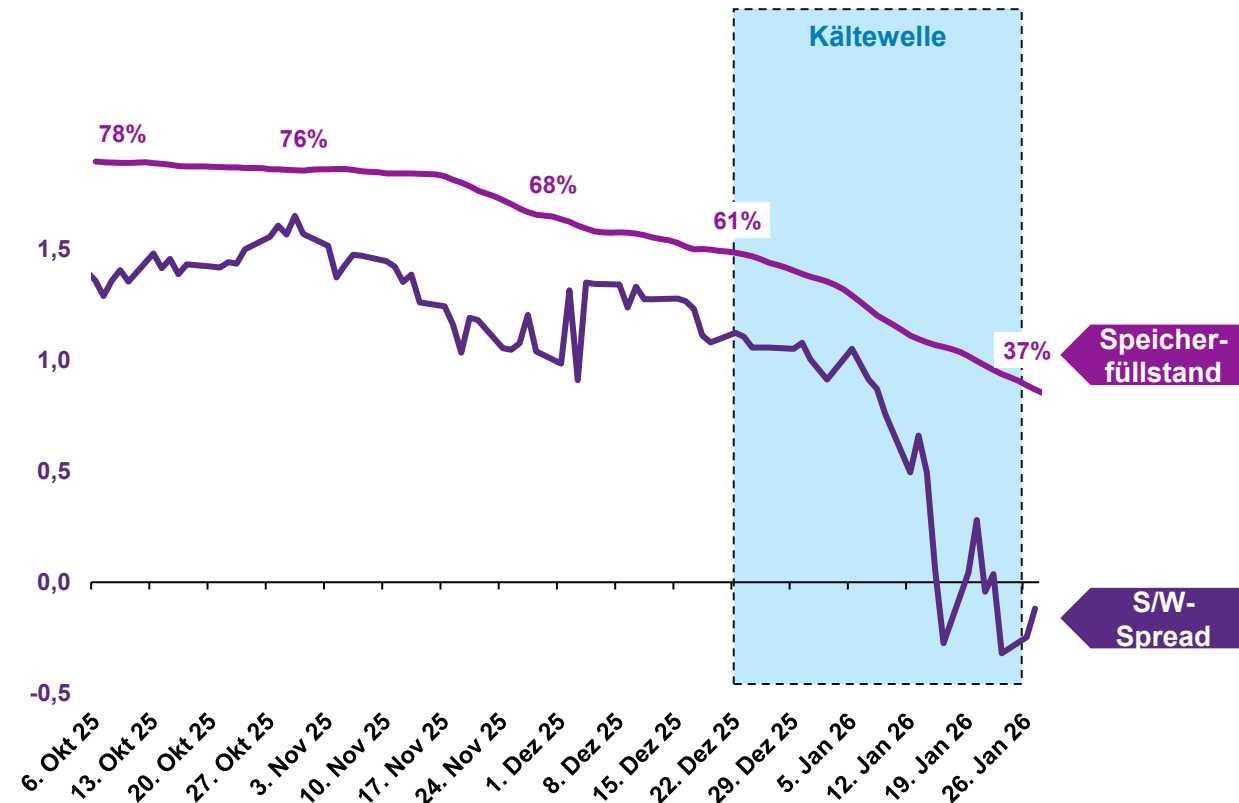
Je mehr Gas aus Speichern im Winter entnommen wird, desto geringer sind *ceteris paribus* die Marktanreize, die Speicher vor dem nächsten Winter wieder aufzufüllen sofern – auch bei (noch) nicht gefüllten Speichern – ausreichende Winter-Versorgung erwartet wird. Dies zeigt sich auch im Winter 2025/26.

- Ein kalter Winter mit hoher Ausspeicherung führt zu einer höheren Sommer-Gasnachfrage zur Wiederbefüllung und damit einem höheren Sommer-Gaspreis
- Bei Erwartung ausreichender Winter-Versorgung – auch bei (noch) nicht gefüllten Speichern – steigt der Winterpreis nicht im gleichen Umfang
- Im Ergebnis sinkt daher der Sommer-Winter-Spread und liefert geringe Marktanreize zur Speicherbefüllung

→ **Paradoxon:** Mit steigendem Wiederbefüllungsbedarf sinkt der kommerzielle Marktanreiz für diese Befüllung.



**THE Futures Sommer-Winter Spreads für 2026/27** (Einspeicherung Sommer 2026 und Entnahme Winter 2026/27) [EUR/MWh] und deutsche Speicherfüllstände<sup>[1]</sup> [%]

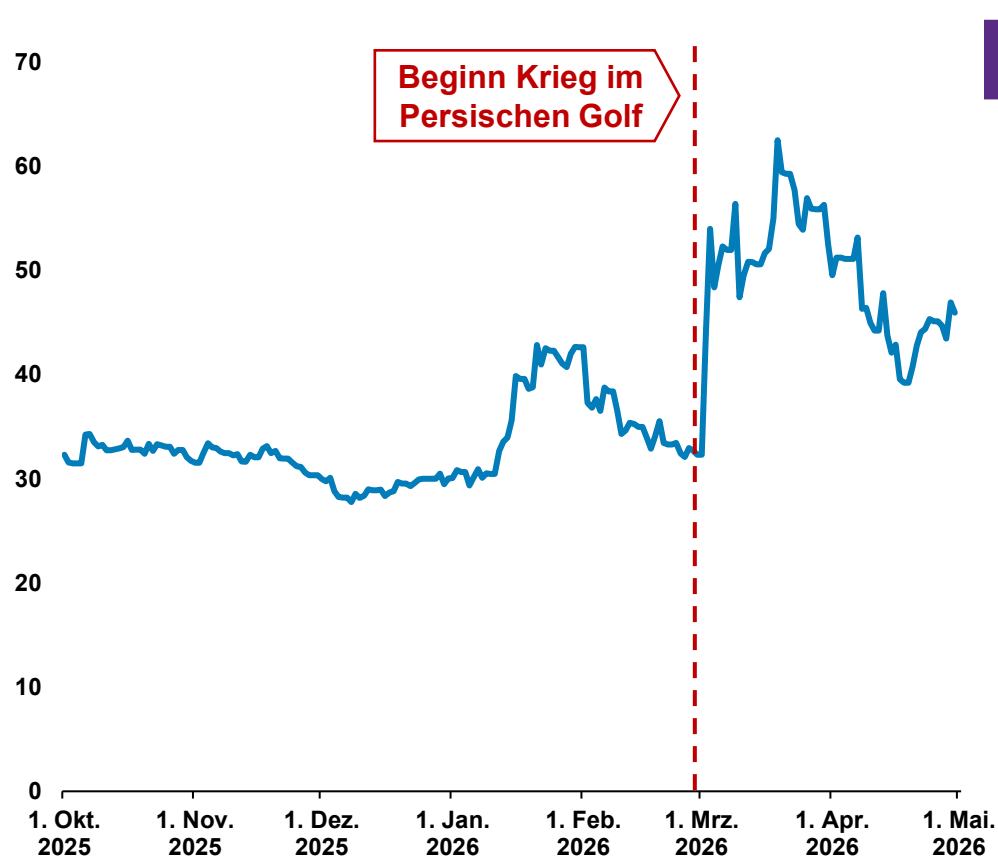




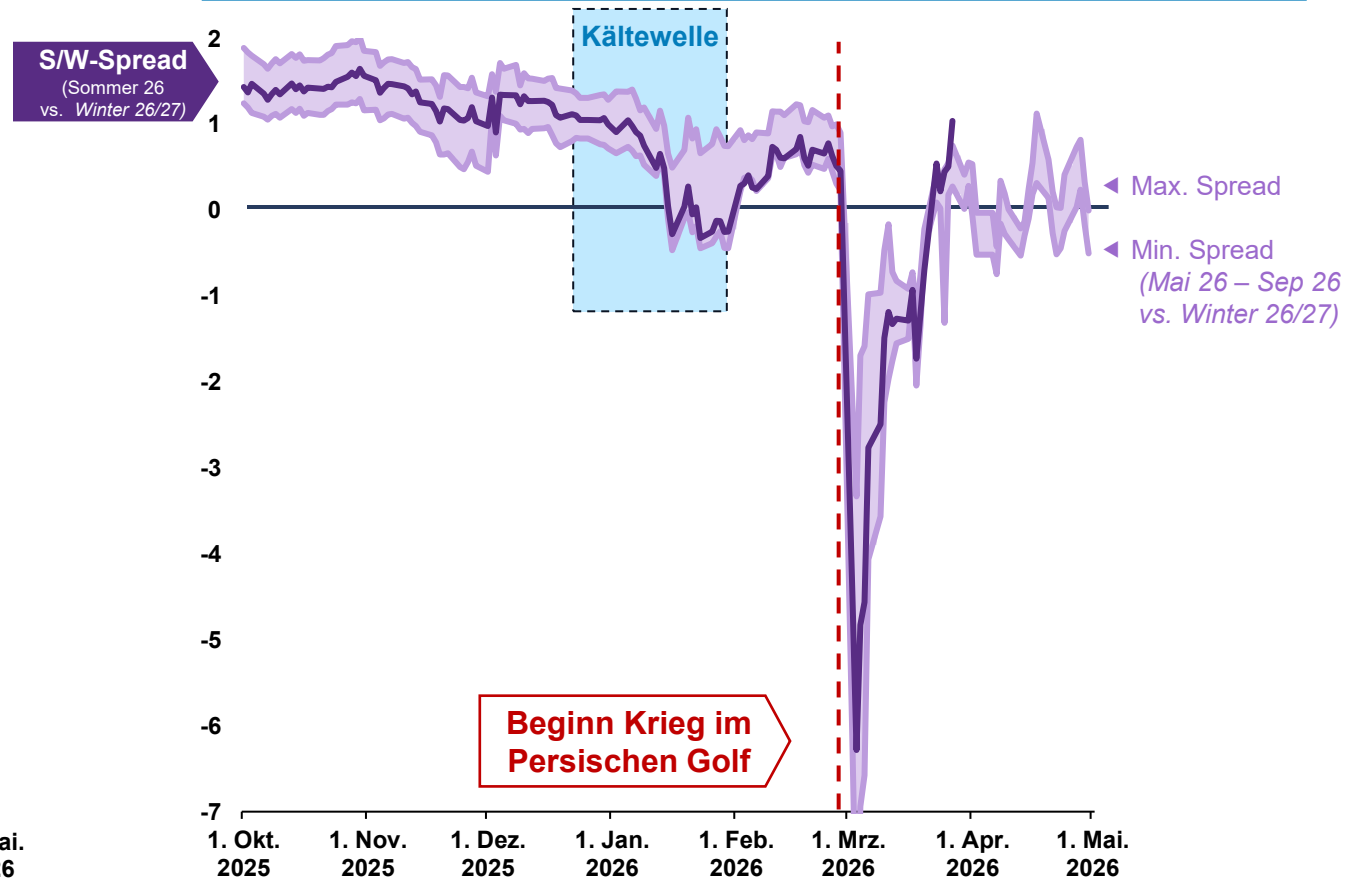
# Deutsche (THE) Spotgaspreise und Sommer-Winter-Spreads 2025/26

Deutsche Gaspreise und Sommer-Winterspreads sind aktuell sehr volatil. Während Spreads Ende 2025 v.a. durch die Kältewelle belastet waren, waren sie nach Ausbruch des Kriegs im Persischen Golf tief negative und sind seither volatil.

THE Spotpreis Deutschland [EUR/MWh]



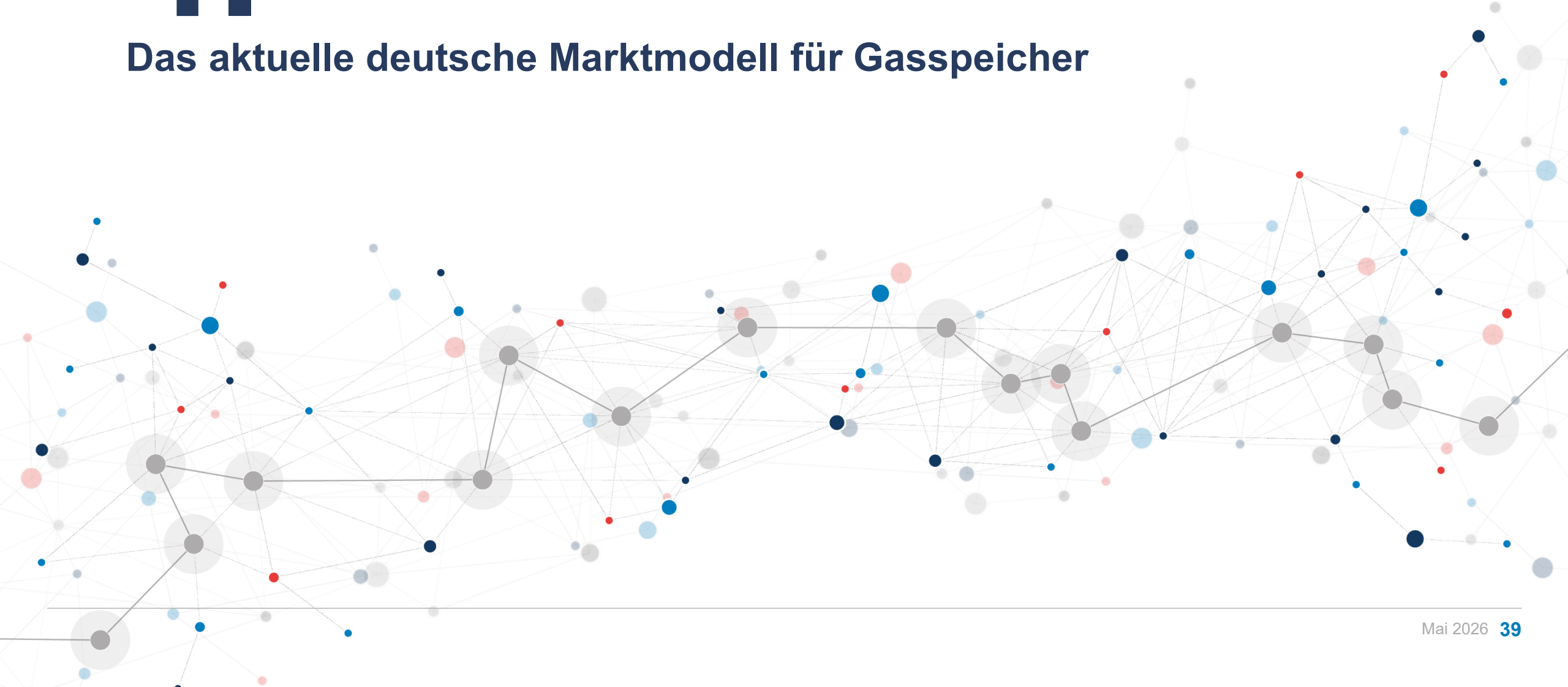
THE Futures Sommer-Winter Spreads für 2026/27 [EUR/MWh]  
(Einspeicherung Sommer 2026 und Entnahme Winter 2026/27)



---

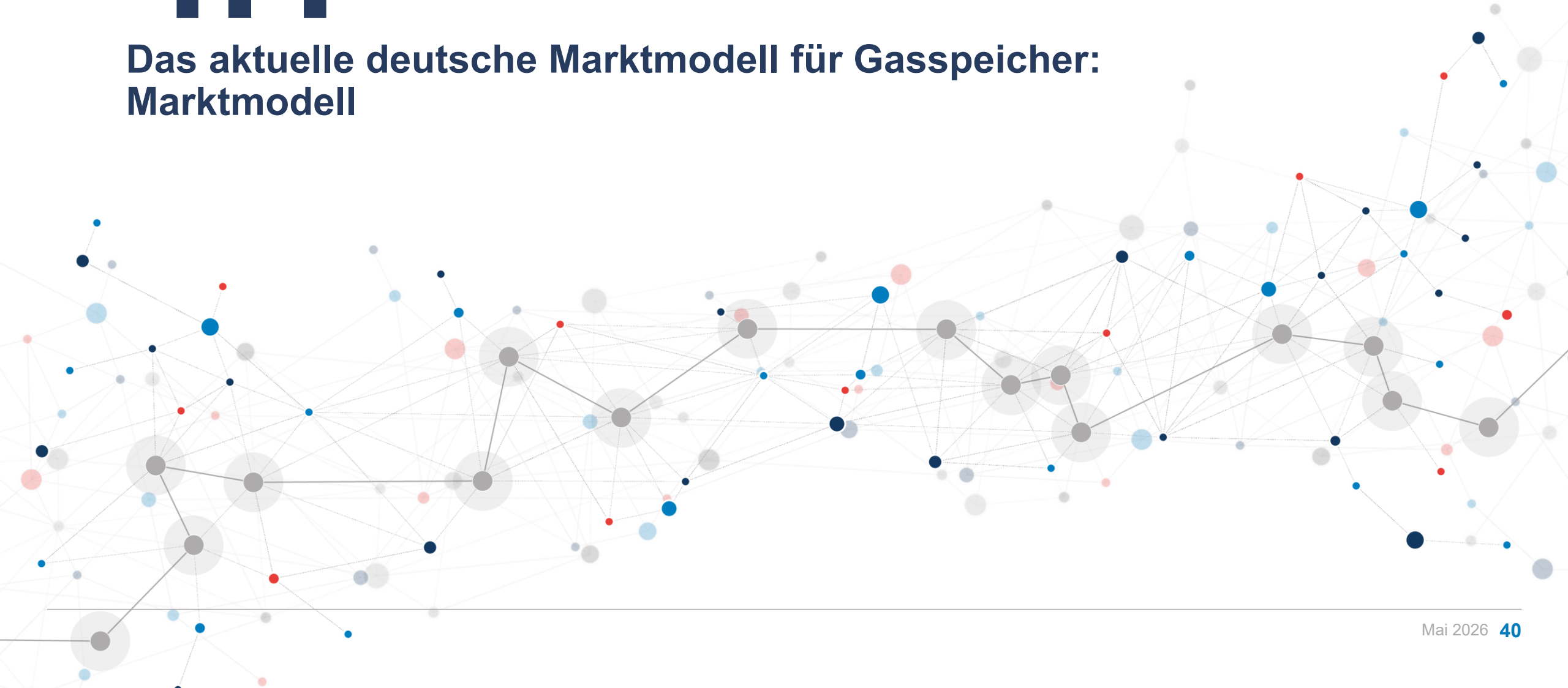
# 4.

## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher



# 4.1

## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: Marktmodell





# Prinzipien des deutschen Marktmodells für Gasspeicher

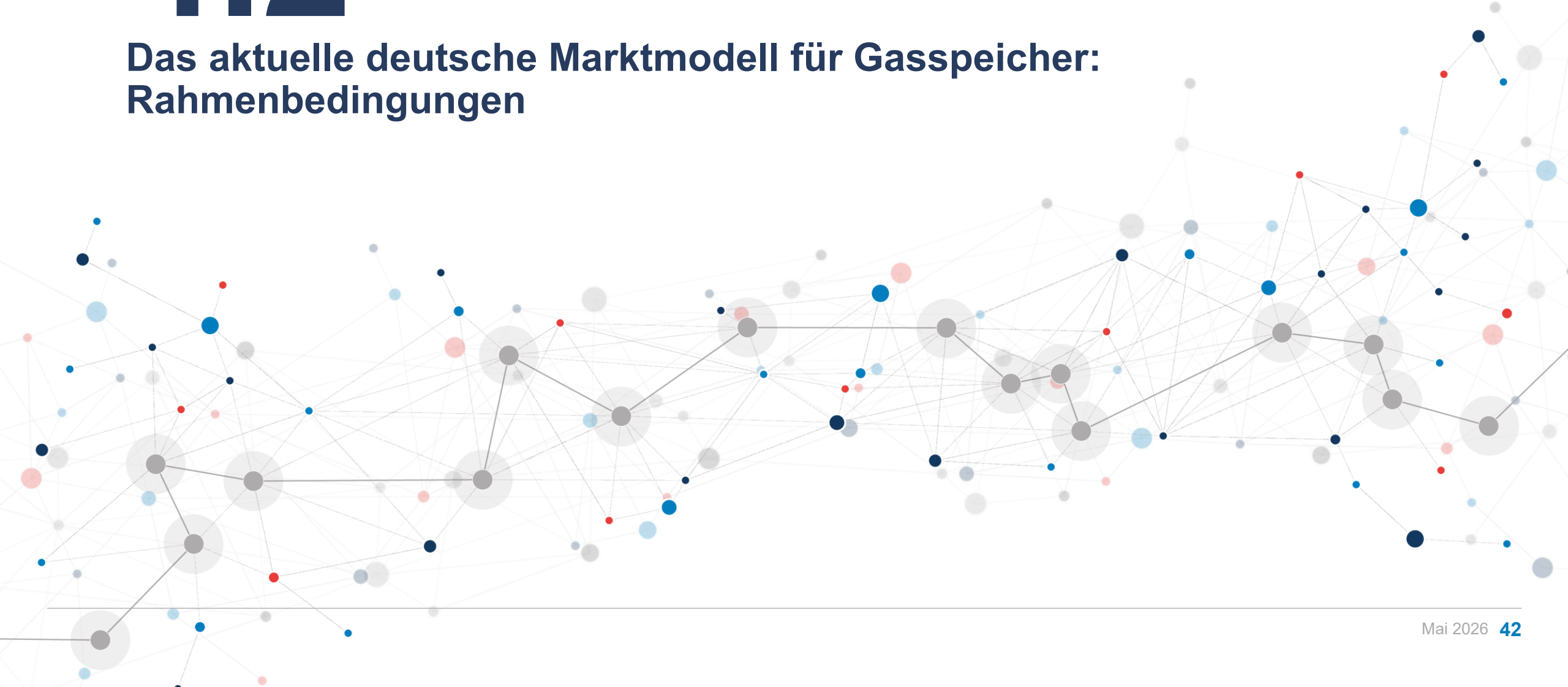
Es gibt keine ökonomische Speicherregulierung und gab bis zur Energiekrise 2022, auch keine Regulierung der Befüllung von Gasspeichern.



---

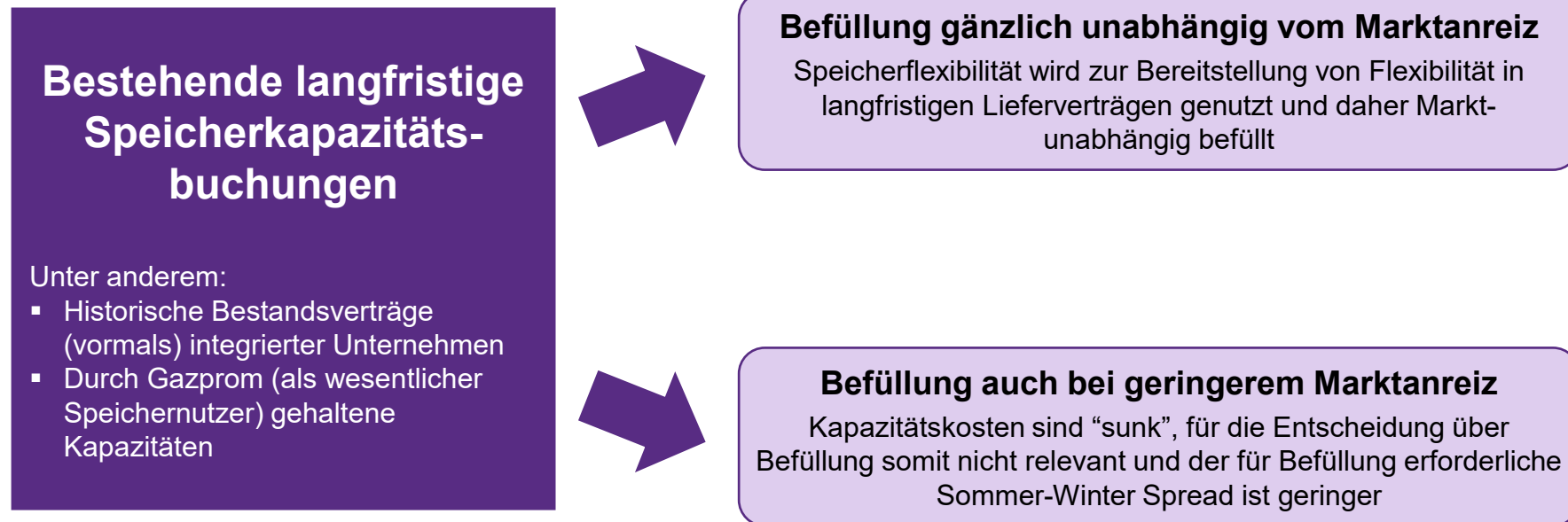
# 4.2

## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: Rahmenbedingungen



## Rahmenbedingung bisheriges Modell: Langfristige Speicherbuchungen (1/2)

Bestehende langfristige Speicherbuchungen reduzieren die Bedeutung von Marktanreizen für die Speicherbefüllung.  
Das deutsche Marktmodell war also trotz geringer Sommer-Winter-Spreads tragfähig.



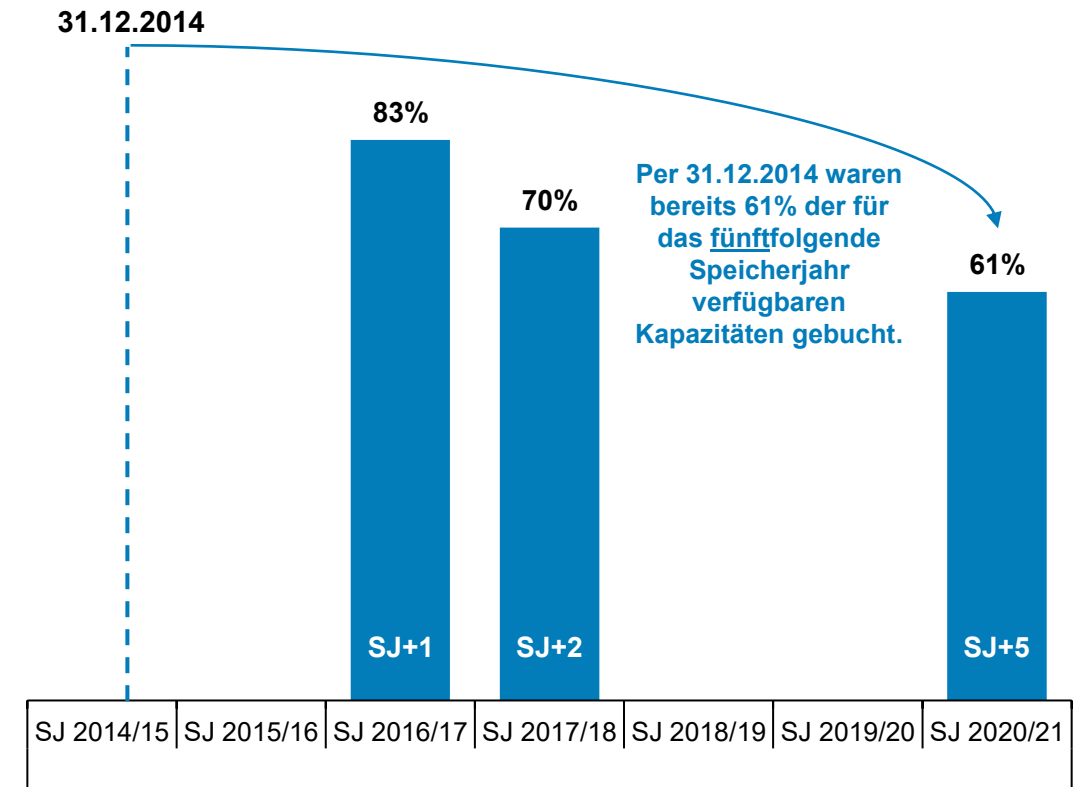


# Rahmenbedingung bisheriges Modell: Langfristige Speicherbuchungen (2/2)

Historisch waren deutsche Speicherkapazitäten in großem Umfang über Langfristverträge kontrahiert.

- Traditionell war ein Großteil der Speicherkapazität schon Jahre im Voraus über Langfristverträge kontrahiert
- Beispielsweise waren Ende 2014 schon
  - über 80% der deutschen Gasspeicherkapazität für das Speicherjahr<sup>[1]</sup> 2016/17 (SJ+1),
  - 70% für das Speicherjahr 2017/18 (SJ+2), und
  - fast zwei Drittel der Kapazität für das Speicherjahr 2020/21 (SJ+5) gebucht
- Historisch war auch ein großer Anteil der Speicherkapazitäten durch **verbundene Unternehmen** („Konzernmutter“ oder „Konzernschwester“) gebucht
  - 2009<sup>[2]</sup> wurden **rund zwei Drittel** des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens **durch verbundene Unternehmen** in Anspruch genommen.
  - Eine ggfs. vorhandene Differenz zwischen Speicherkosten und dem Erlös eines Speichers ist daher ggfs. (teilweise) ergebnismindernd bei anderen Konzerngesellschaften aufgetreten.

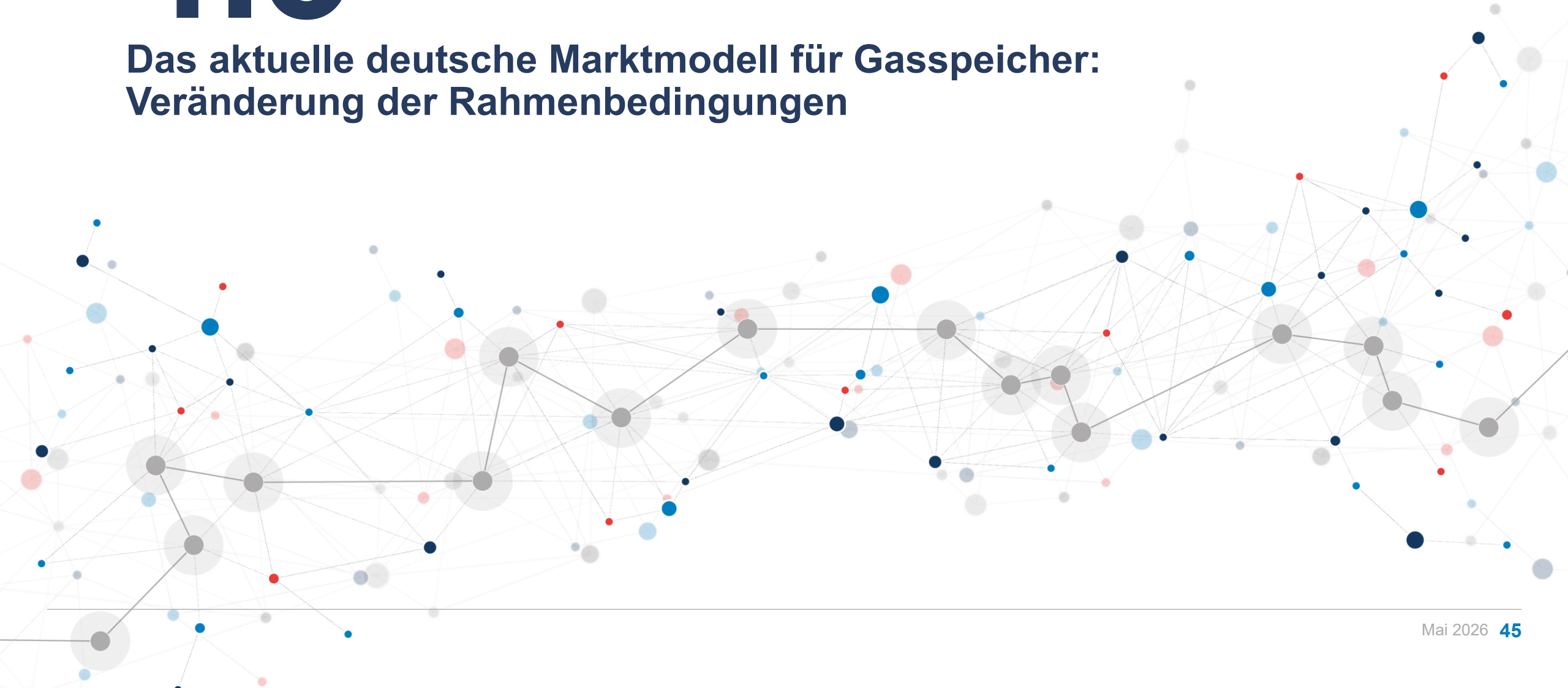
Anteil längerfristig gebuchter Speicherkapazitäten per 01.12.2014



---

# 4.3

## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: Veränderung der Rahmenbedingungen



# Veränderung der Rahmenbedingungen seit der Energiekrise 2022

Die Bedeutung gefüllter Gasspeicher ist deutlich gestiegen, durch die stärkere Abhängigkeit von Marktpreisen ist das Risiko unzureichender Befüllung aber auch angestiegen.



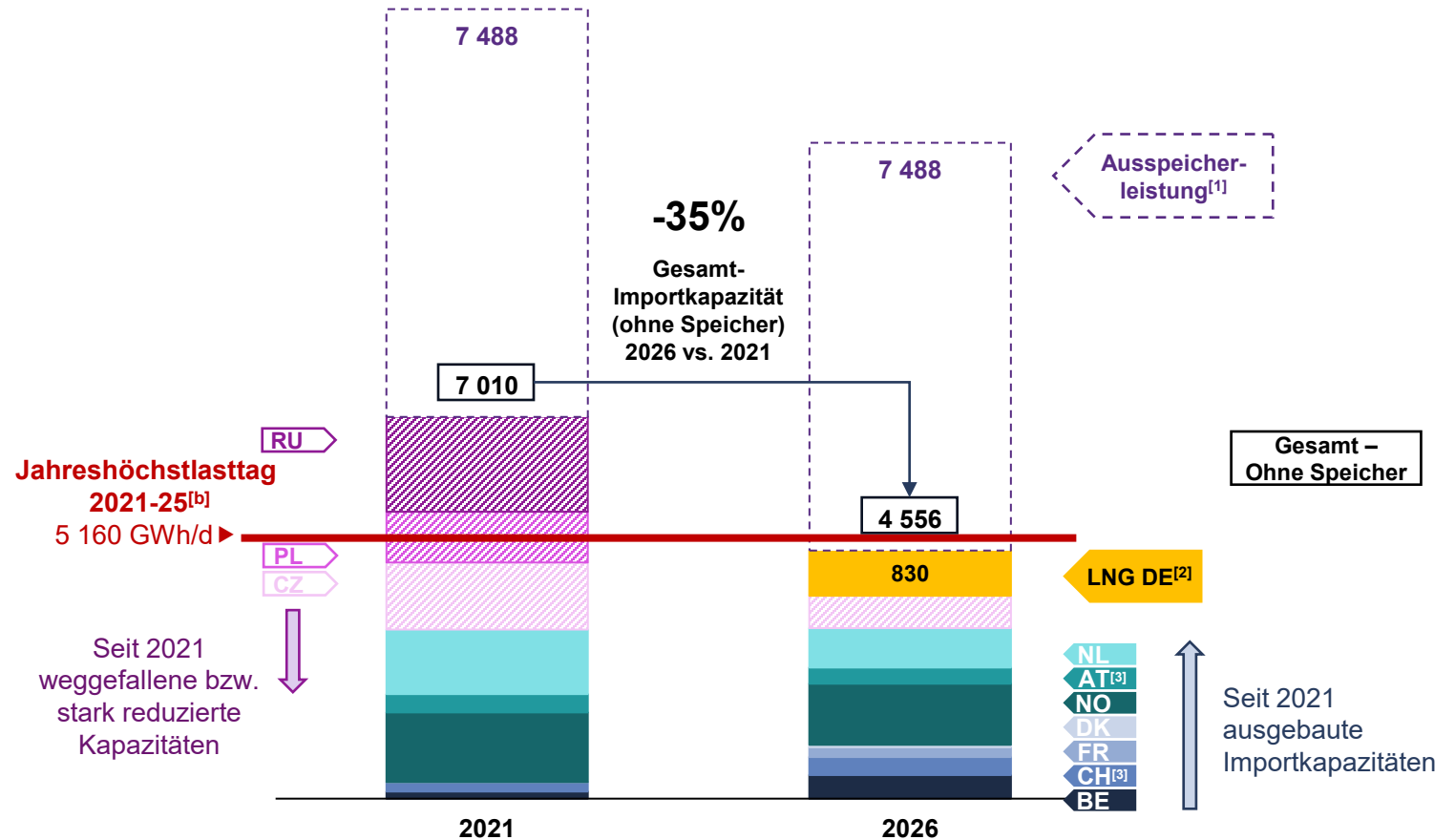


# Erhöhte Bedeutung 1: Reduktion deutsche Importkapazitäten

Nach dem Ende der russischen Gas-Importe nach Deutschland hat sich – auch unter Berücksichtigung der neuen LNG-Kapazitäten – die insgesamt verfügbare Importkapazität deutlich reduziert.

- Seit 2021 haben sich die deutschen Gasimportkapazitäten und -ströme deutlich verändert.
- Gaslieferungen nach Deutschland über Nord Stream I (RU–DE) wurden **komplett eingestellt** und die Yamal-Europe Pipeline (PL–DE), die davor für Gasimporte aus Polen genutzt wurde, wird als **Export-Pipeline** genutzt.
- Dadurch entfallende Gasmengen wurde **durch Importe aus westlichen Nachbarländern** (insbesondere BE, NL, FR), neue **LNG-Kapazitäten**, sowie einem generellen **Rückgang der Gasnachfrage** abgedeckt.
- Die gesamten deutschen **Importkapazitäten** sind seit 2021 **um rund 35% zurückgegangen**

Entwicklung der deutschen Gasimportkapazitäten [GWh/d] [a]

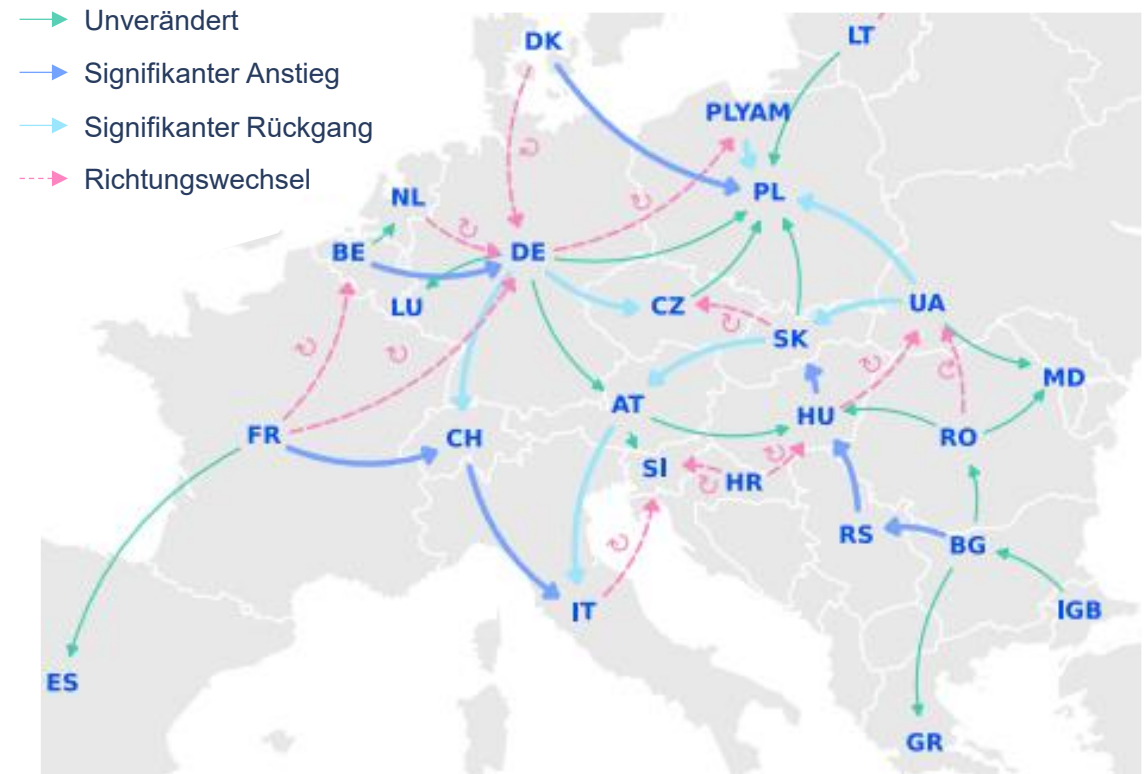


## Erhöhte Bedeutung 2: Veränderte regionale Bedeutung Deutschlands

Seit 2021 haben sich die Gasflüsse in Europa deutlich verändert. Deutschland (und deutsche Gasspeicher) nimmt nunmehr eine zentrale Rolle in der Versorgung Mittel-, Ost- und Südosteuropas wahr.

- Seit 2021 haben sich die **Gasflüsse in Europa** infolge der auslaufenden russischen Pipeline-Importe **deutlich verändert: Westwärts gerichtete Pipelinetransits sind zurückgegangen**, während **Lieferungen von Ost nach West sowie von Süd nach Nord zugenommen haben**
- Deutschland bleibt auch unter den veränderten Gasflüssen aufgrund seiner zentralen Lage und der hohen Gasspeicherkapazität ein **wichtiges Gastransitland** für die Versorgungssicherheit in Zentraleuropa

Veränderungen der grenzüberschreitenden Gas-Nettoflüsse (2024 vs 2021)<sup>[1]</sup>



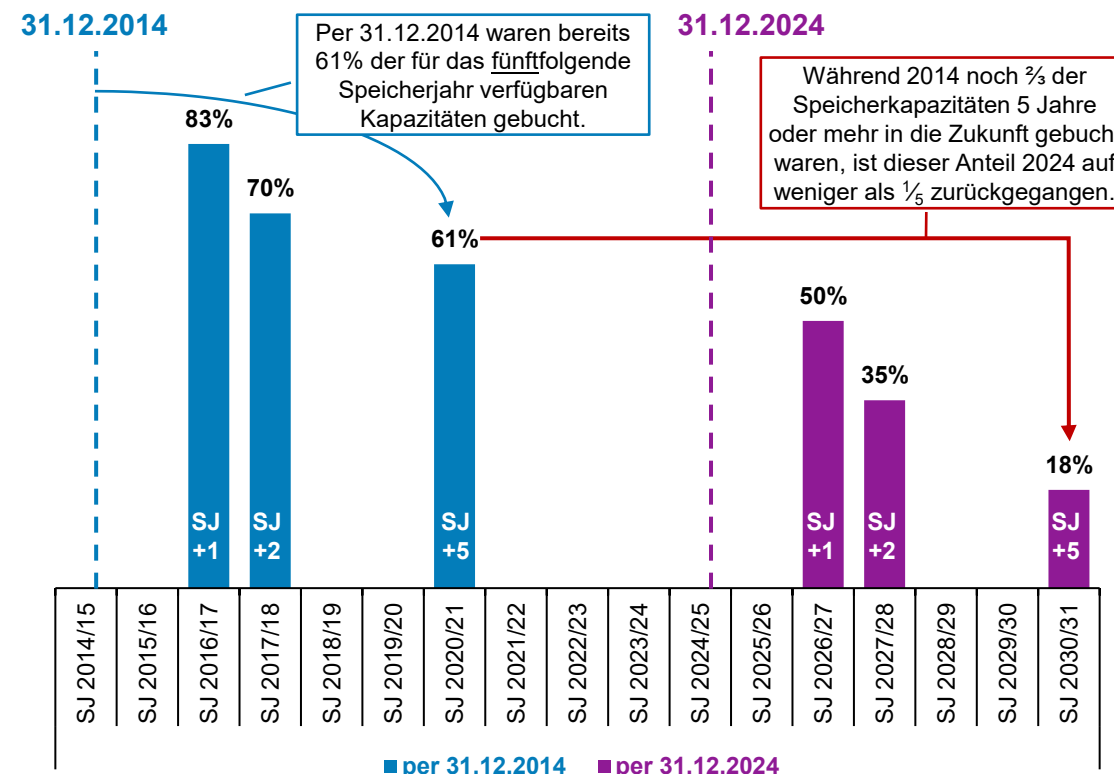


# Erhöhtes Risiko 1: Reduktion langfristiger Speicherbuchungen

Innerhalb der letzten zehn Jahre hat der Anteil langfristiger Speicherbuchungen sehr deutlich abgenommen.

- Anteil langfristig gebuchter Speicherkapazität ist in den letzten zehn Jahren **deutlich zurückgegangen**, insbesondere durch das **Auslaufen von Langfristverträgen**, die nicht verlängert wurden
- Nur noch **rund ein Fünftel der Kapazität** ist aktuell **mittelfristig** (mind. fünf Jahre) **gebunden**; Ende 2014 waren noch rund zwei Drittel der Speicherkapazität mindestens fünf Jahre im Voraus kontrahiert
- Aktuell besteht ein **Trend zu kurzfristiger Nachfrage von Speicherkapazität**; Ende 2024 waren nur 50% der Speicherkapazität für das folgende Speicherjahr (SJ+1) und 35% für das zweitfolgende Jahr ausgebucht, im Gegensatz zu 83% und 70% noch vor zehn Jahren

Anteil längerfristig gebuchter Speicherkapazitäten per 01.12.2014 und 2024



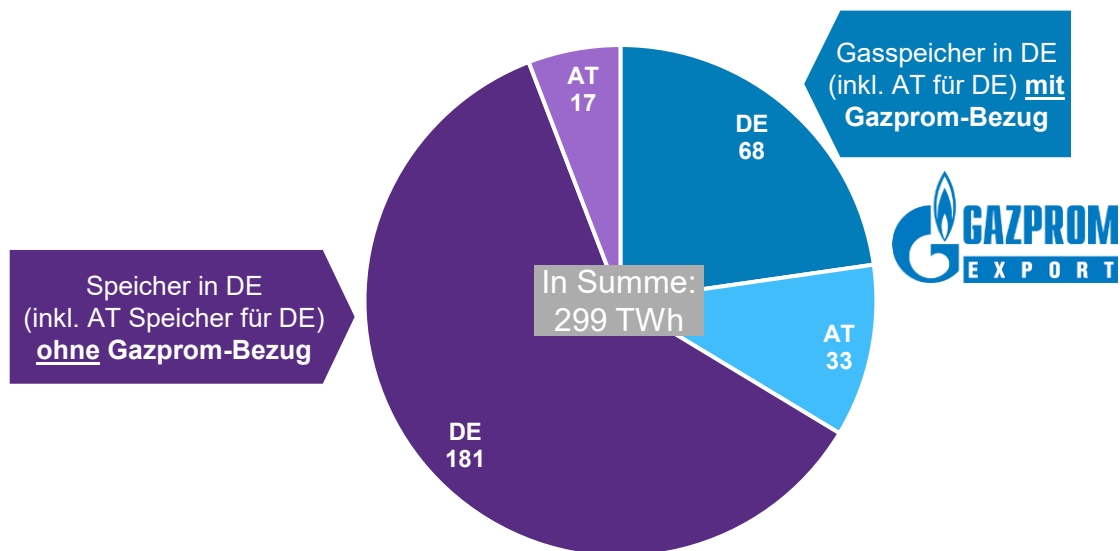


## Erhöhtes Risiko 2: Wegfall von Gazprom als Speichernutzer

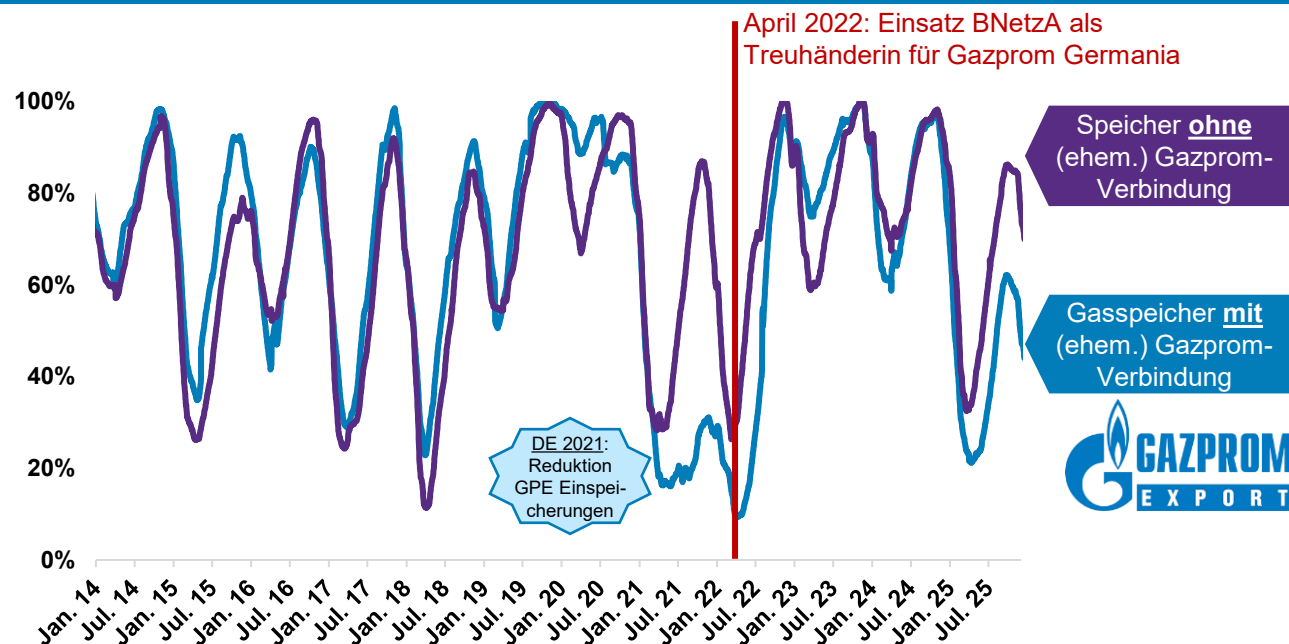
Bis Anfang 2022 hat Gazprom ca. 1/3 der deutschen<sup>[1]</sup> Speicherkapazitäten kontrolliert (und befüllt). Ab Mitte 2021 wurden diese nicht mehr befüllt und seit Mitte 2022 ist Gazprom nicht mehr in Deutschland aktiv.

- Anfang 2022 war Gazprom **an der Vermarktung von rund einem Drittel der ans deutsche Netz angebotenen Gasspeicher beteiligt** – entweder direkt durch Tochterunternehmen (astora GmbH, GSA LLC) oder durch Joint Ventures (Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG, Erdgasspeicher Peissen GmbH)
- Beteiligungen waren historisch wichtig für die Integration russischer Gaslieferungen und saisonale Bevorratung, vor allem als Puffer für eigene Gasimporte
- Ab Beginn des Speicherjahres 2021/22 hat Gazprom deutsche und österreichische Gasspeicher nicht mehr wie vorher üblich befüllt.

Arbeitsgasvolumen 01.12.2021 Nutzung Deutscher Markt<sup>[1]</sup> [TWh]



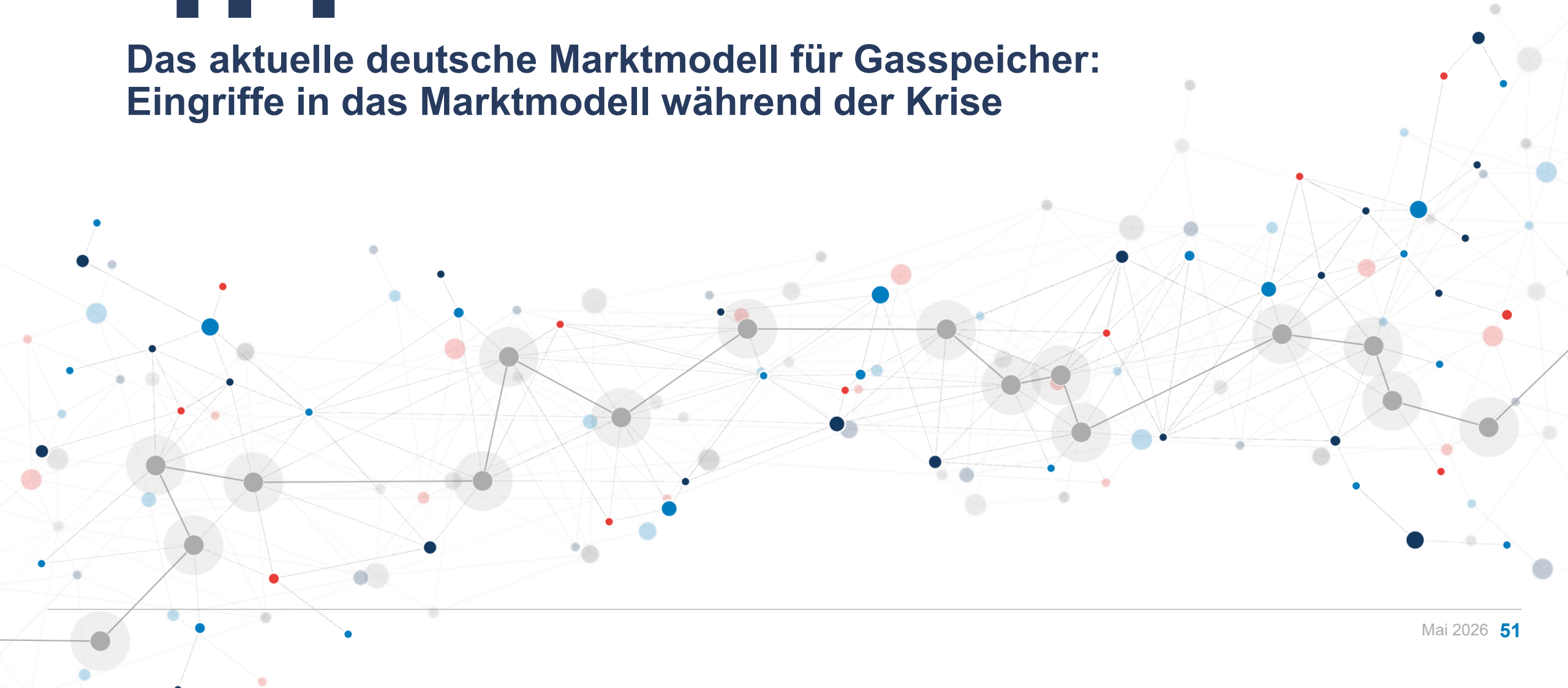
Durchschn. Füllstand der Speicher am deutschen Netz mit /ohne Gazprom-Verbindung<sup>[1]</sup> [%]



---

# 4.4

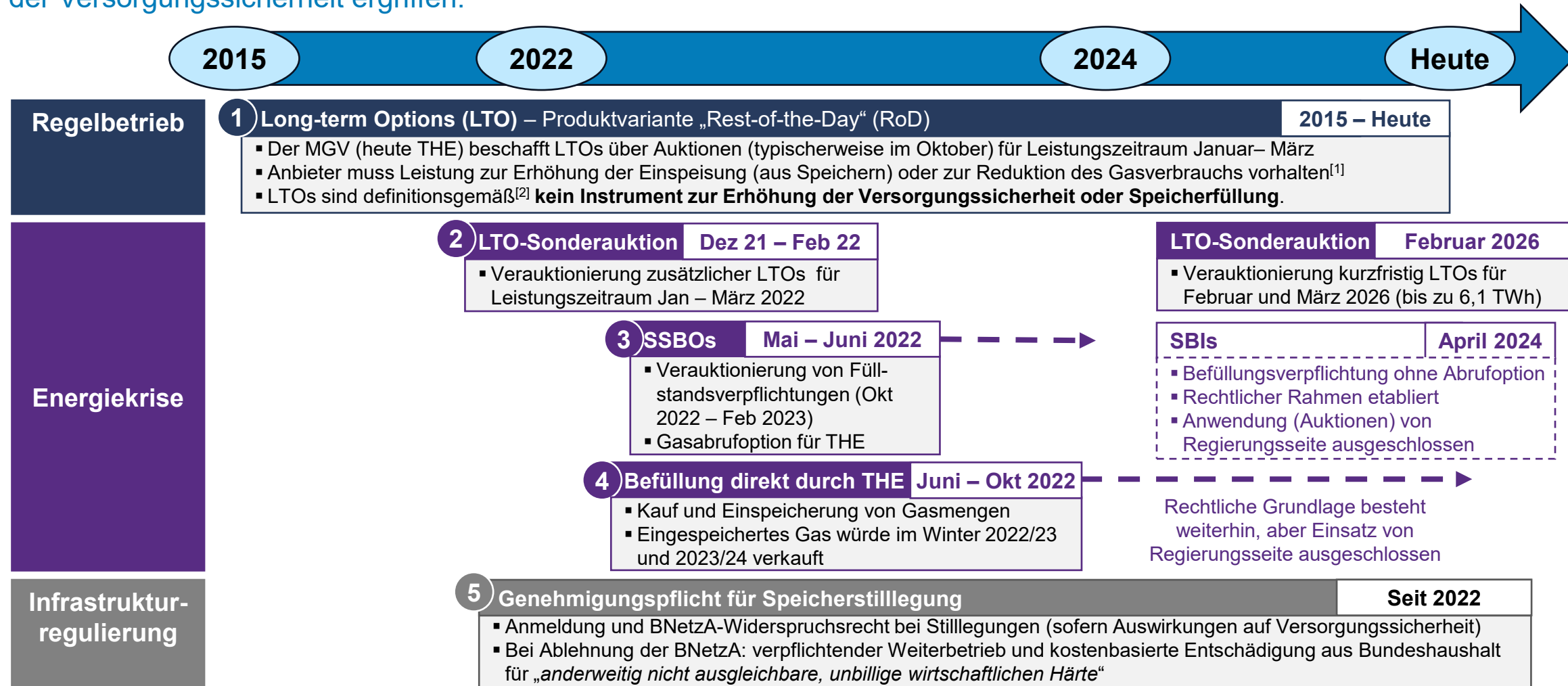
## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: Eingriffe in das Marktmodell während der Krise





# Entwicklung regulatorische Eingriffe in das deutsche Gas-Marktmodell

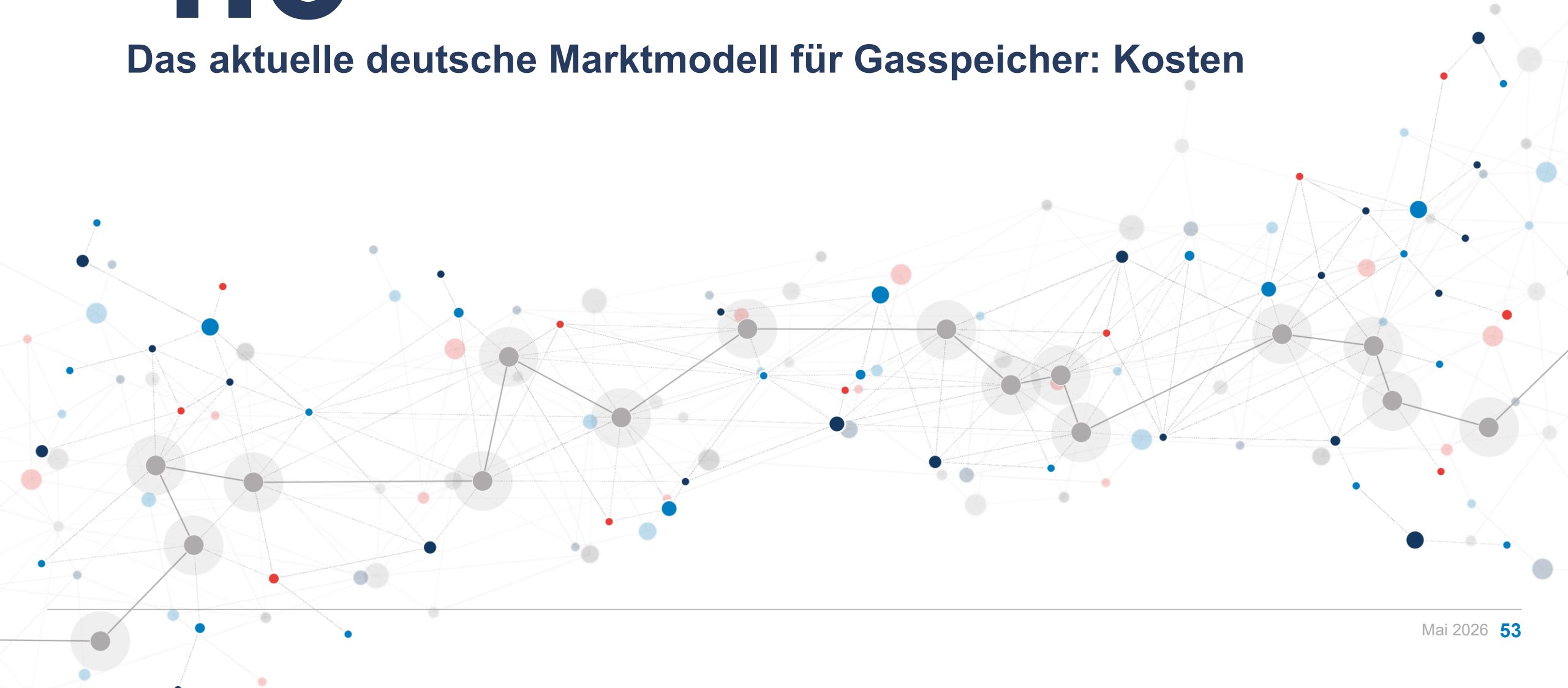
Während und nach der Energiekrise 2022 wurden vielfältige (teilweise ad-hoc) Regulierungsmaßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ergriffen.



---

# 4.5

## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: Kosten



# Die Kosten des aktuellen deutschen Marktmodells

Geringe “laufende” Kosten für Versorgungssicherheit wurden mit sehr hohen Kosten im Krisenfall “erkauft”. Die sichtbare Gasspeicherumlage lässt diese Kosten geringer aussehen als sie waren.

## 1. Die Kosten für Interventionen während der Gaskrise 2022 waren sehr hoch

- In den Jahren vor der Energiekrise sind nur sehr geringe direkte Kosten für Versorgungssicherheit aufgelaufen.
- Im Krisenjahr 2022 waren die **Kosten für Markteingriffe zur Erhöhung der Versorgungssicherheit jedoch sehr erheblich**.

## 2. Der Abbau der Kosten (über die Gasspeicherumlage) hätte fünf Jahre gedauert – wurde aber schließlich abgebrochen

- Die Gasspeicherumlage hat eine Verteilung der Krisenkosten 2022 auf fünf Jahre vorgesehen.
- Der in einem Jahr dem Gaspreis zugeschlagenen Betrag war damit nur ein Bruchteil der Gesamtkosten des Krisenjahres 2022.
- Mit Abschaffung der Gasspeicherumlage wurde ein erheblicher Restbetrag in den Bundeshaushalt “verschoben”.

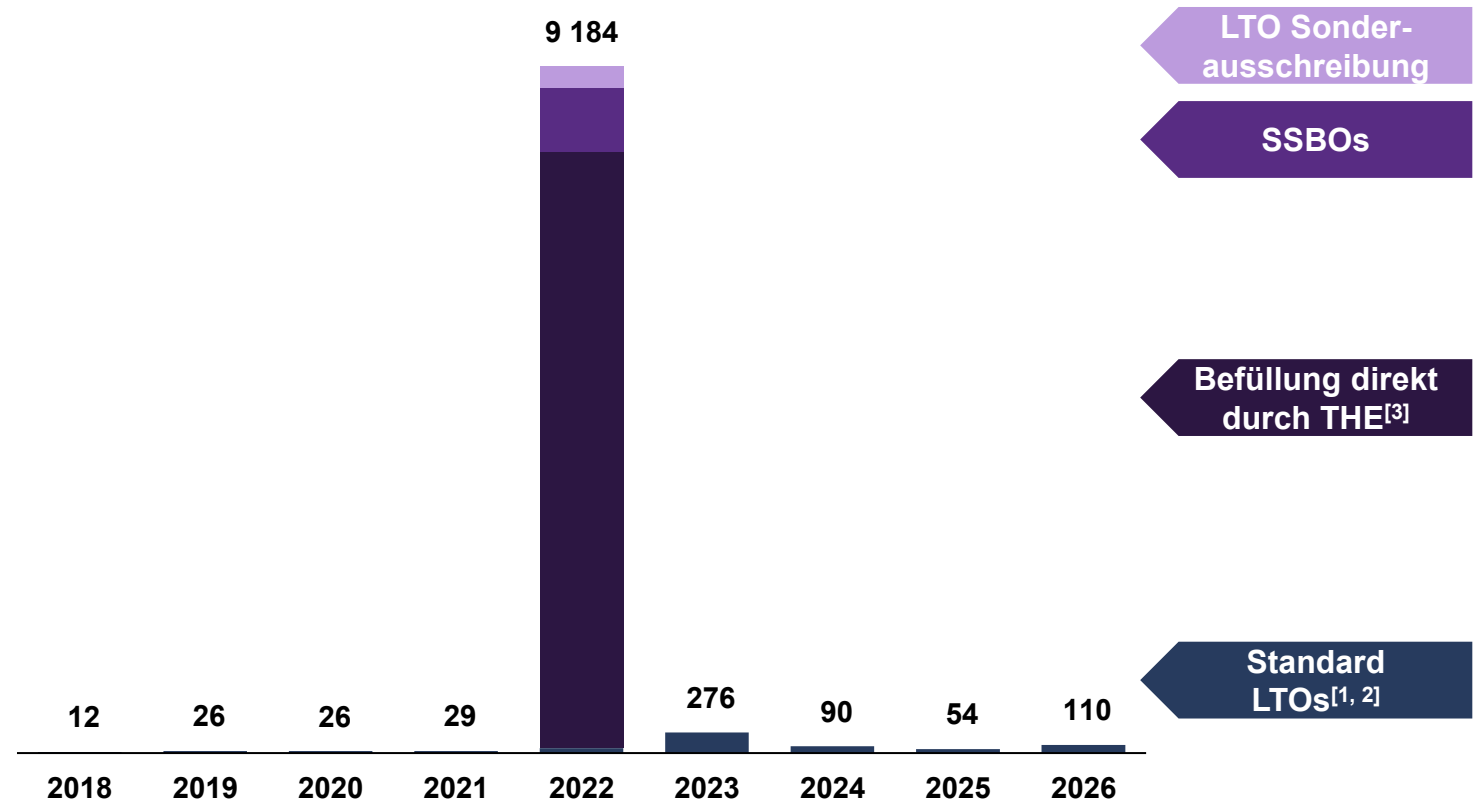


# Direkte Kosten deutscher Speicherinterventionen

Historisch waren Aufwendungen für Gas-Versorgungssicherheit in Deutschland relativ niedrig. Während der Energiekrise mussten aber deutlich kostspieligere Maßnahmen ergriffen werden.

- **Historische Kosten** der Long-Term Options (LTOs) waren relativ **konstant und auf niedrigem Niveau**.
- Nach der Energiekrise sind die LTO-Kosten jedoch stark angestiegen.
- Während der Energiekrise wurden zudem die Standard-LTOs **um mehrere ad-hoc Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit ergänzt**:
  - LTO-Sonderausschreibungen
  - Strategic-Storage-Based-Options (SSBOs), sowie
  - Speicherbuchung und -Befüllung direkt durch Trading Hub Europe
- **Der Großteil der Kosten** für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist durch die Befüllung direkt durch THE und SSBOs entstanden.
- Insbesondere die **Gaseinkäufe** nach Beginn der Krise durch THE haben zu **hohen Kosten** geführt.

Direkte Kosten der Speicherinterventionen je Typ im Zeitverlauf [Mio. EUR]

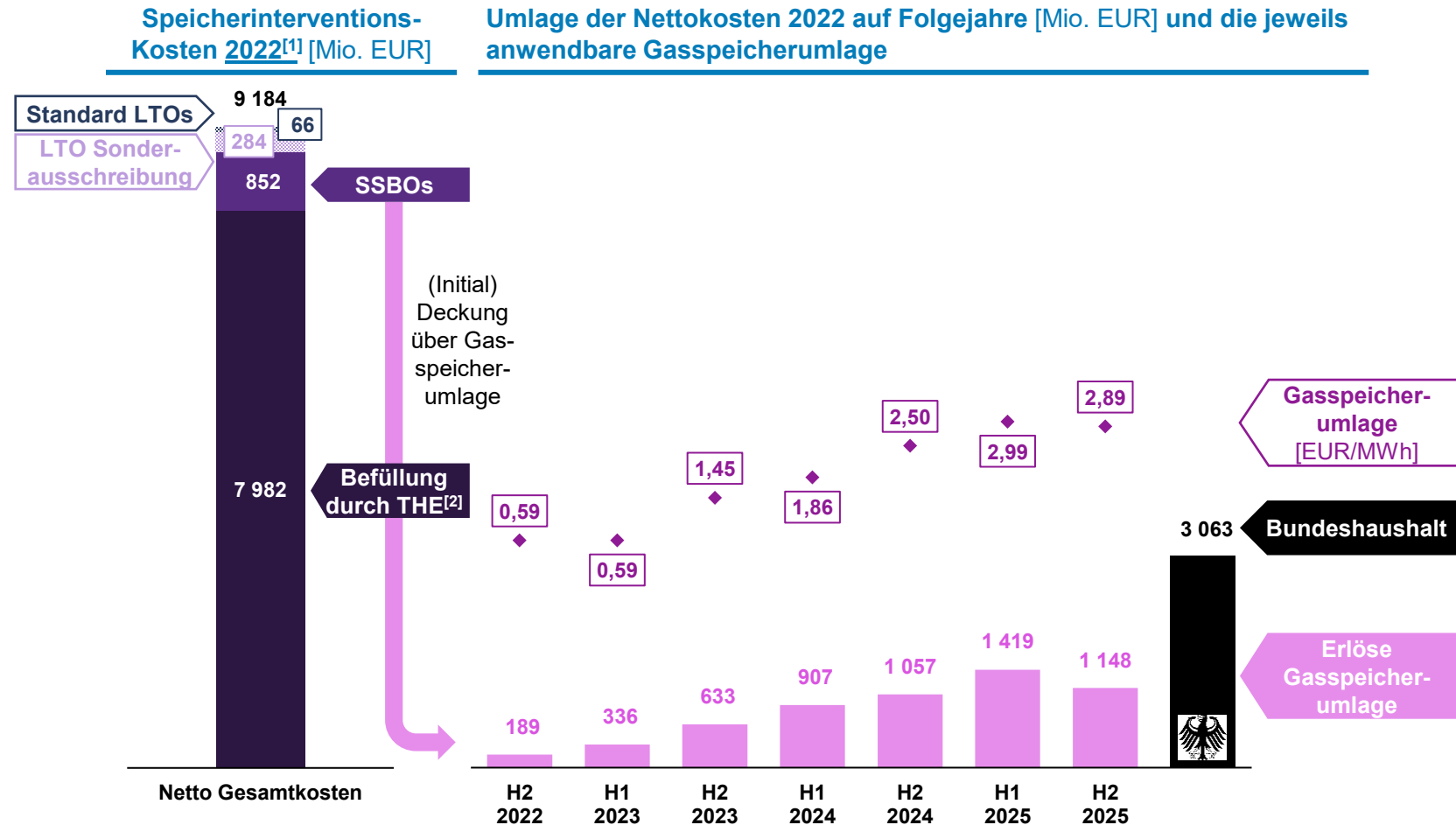




# Speicherinterventionen 2002 – Mehrjährige Kostenumlage

Ein Teil der für die Speicherfüllung 2022 aufgelaufenen Netto-Kosten wurde via Gasspeicherumlage bis Ende 2025 verteilt an Transportkunden verrechnet. Der Rest wurde vom Bundeshaushalt übernommen.

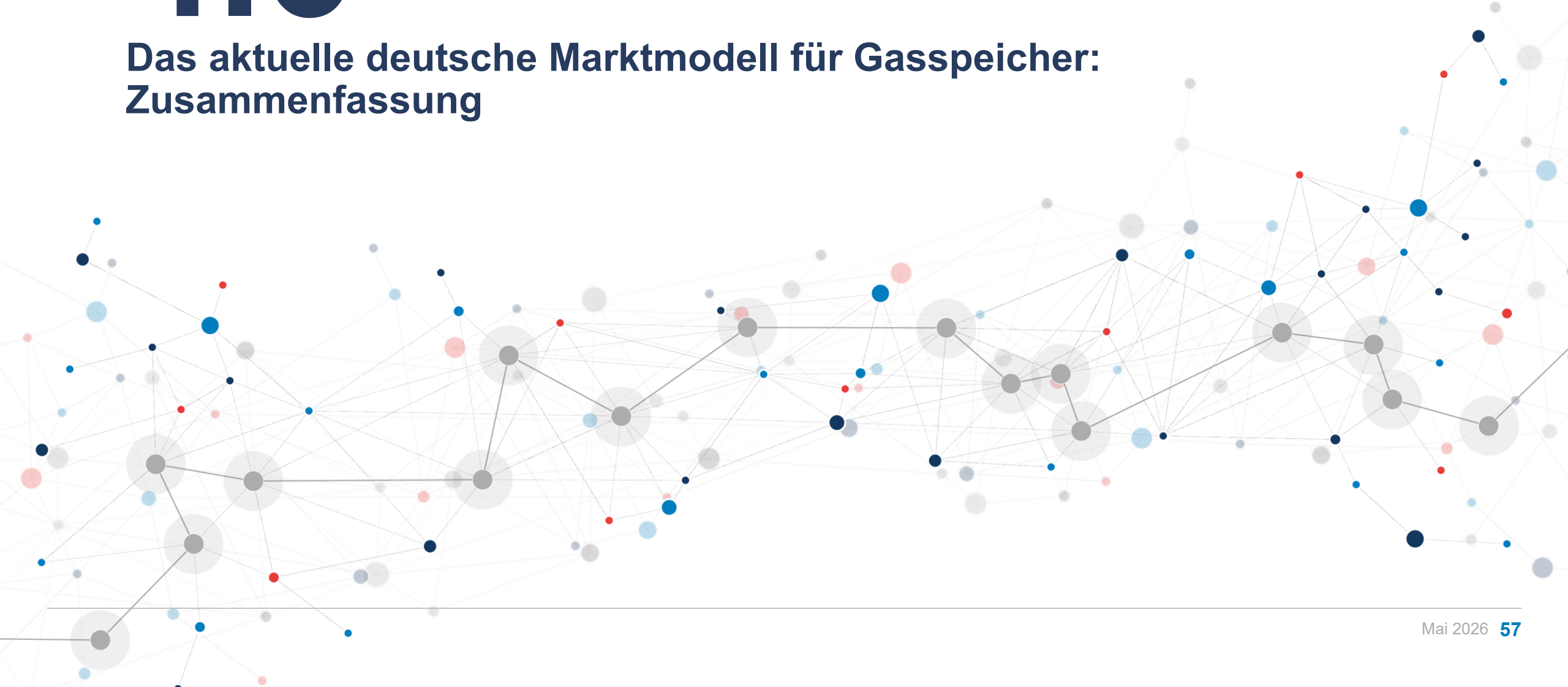
- Kosten für SSBOs und THE-Direktbefüllung** wurden über das **Gasspeicherumlagekonto auf die Folgejahre umgewälzt**
  - **Ursprünglich** war die Umlage der Kosten aus 2022 **bis 31. März 2027** geplant.
  - Die Gasspeicherumlage wurde jedoch per **Jahresende 2025 abgeschafft**
  - **Verbleibende Kosten** der Maßnahmen aus 2022 wurden aus dem **Bundshaushalt** gedeckt.
- Kosten für Standard- und Sonder-LTOs** werden von THE als Teil der allgemeinen **Regelenergiebeschaffung** kontrahiert und über die **Bilanzierungsumlagen** an Bilanzkreisverantwortliche im Verhältnis der Endverbraucherauspeisungen verrechnet.



---

# 4.6

## Das aktuelle deutsche Marktmodell für Gasspeicher: Zusammenfassung



# Zusammenfassung: Veränderte Rahmenbedingungen und Probleme

Seit der Energiekrise 2022 ist die Bedeutung gefüllter Gasspeicher gestiegen, gleichzeitig ist aber auch das Risiko unzureichender Befüllung angestiegen. Das aktuelle deutsche Marktmodell reflektiert dies nicht.



# Exkurs: Grenzen des Marktes Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten

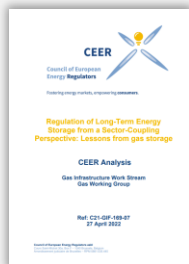
Die unvollständige Internalisierung des Versicherungswerts von Gasspeichern in Marktpreisen und eine marktgetriebene Befüllung nur unterhalb des gesellschaftlich optimalen Niveaus sind weitgehend anerkannt.

Implizite Annahme des aktuellen deutschen Modells:

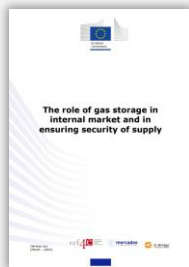
„Markt befüllt selbstständig die Speicher auf das für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erforderliche Niveau.“

Dies ignoriert jedoch, dass ...

... die unvollständige Internalisierung des Versicherungswerts von Gasspeichern (auch von Regulatoren) weitgehend anerkannt ist, und ...

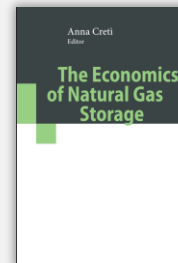


“Situations may arise where **the regulatory framework has to incentivise market players to reach the necessary volumes**, playing on the articulation between the market value (from the point of view of users) and the systemic value (mostly from the point of view of the security and stability of the system). **Potential inappropriate individual anticipations could translate into a security of supply risk** (users not storing enough gas would affect the system’s resilience in case of a cold spell or supply interruption).” (S.19)



“In general [...] **gas market players [...] are not likely to fully address the insurance value of storage**, either as a result of disruption or any other source of price spikes.” (S.111)

... ökonomischen Fachliteratur zeigt, dass marktgetriebene Befüllung zum gesellschaftlich optimalen Niveau nicht gewährleistet ist.



“The **optimal limit stock that storers will built by foreseeing the crisis is never really attained.**”(S.88)

“Dealing with extraordinary circumstances involves a public intervention role and **requires consistency of the public approach both before and after an extraordinary circumstance.** [...] **Responsible policy consists in a series of measures (subsidies, public agency) taken ex ante** [to supply crises caused by low-probability-high impact events].” (S.88-89)

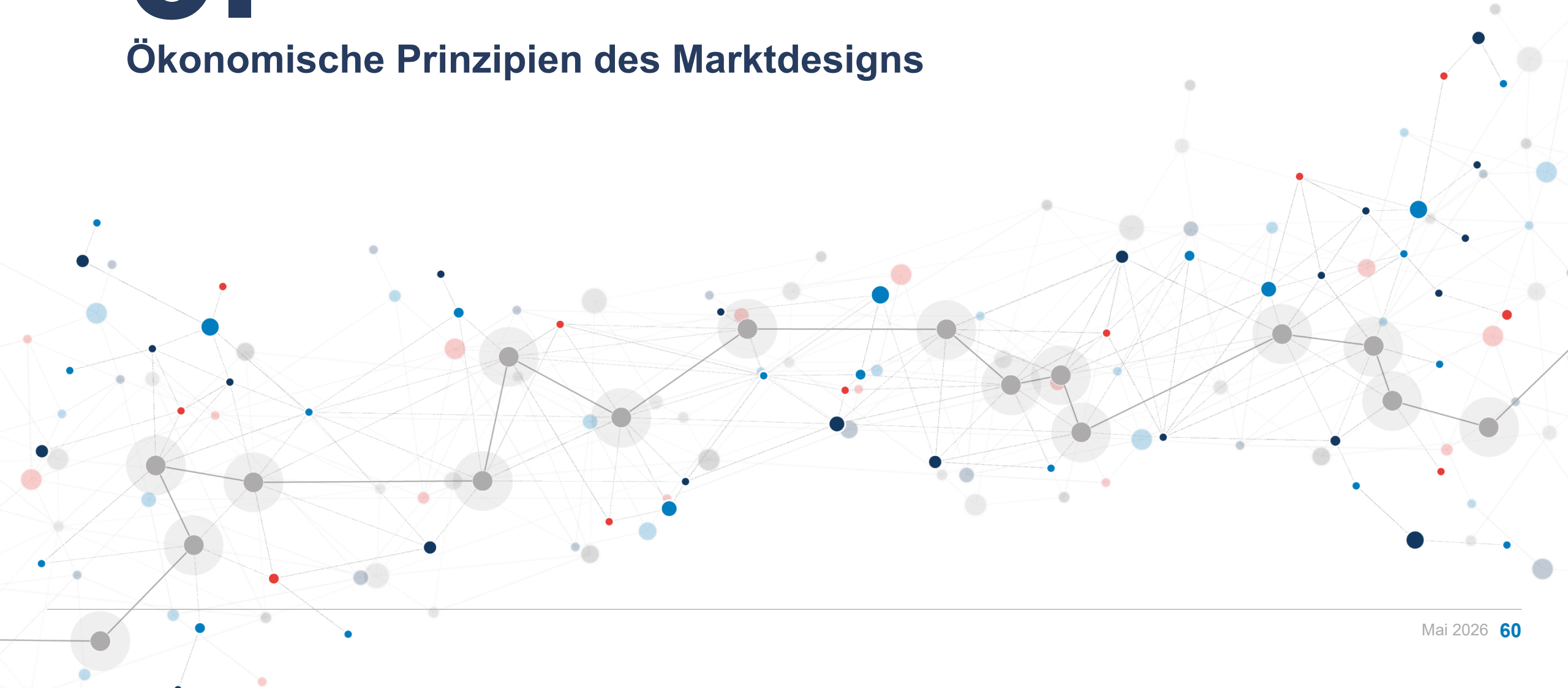


“The implementation **of minimum storage obligations** can be considered an **effective preventive measure** to address the issue of rising gas prices in a tight supply EU gas market. This approach has the **potential to result in average annual savings of up to 17 % for European consumers** [...]” (S.14)

---

# 5.

## Ökonomische Prinzipien des Marktdesigns



# Ökonomische Prinzipien des Marktdesigns

**1. Design von Versorgungs-sicherheitsmaßnahmen sollte etablierten ökonomischen Prinzipien folgen**

- Das Design von Maßnahmen zur Erhöhung von Versorgungssicherheit sollte ökonomische Prinzipien berücksichtigen, wie sie auch im Strommarktdesign lange etabliert sind.
- Maßnahmen sollten (i) das Gesamtsystem berücksichtigen, (ii) den Versicherungswert von Speichern verfügbar machen, (iii) vorhersehbar sein, (iv) kosteneffizient sein und (v) soweit möglich Marktverzerrungen verhindern.

**2. Es gibt eine Vielzahl von Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Gasspeicher**

- Es gibt drei Gruppen von Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit durch Speicherbefüllung: (i) das Setzen von Anreizen, (ii) das Definieren von Verpflichtungen oder (iii) administrative Maßnahmen.
- In Europa waren oder sind Varianten aller Maßnahmenfamilien implementiert.
- Eigenschaften, Wirkungen und Nebenwirkungen der Maßnahmen hängen in der Regel von der konkreten Implementierung ab und können nicht verallgemeinert werden.
- In Deutschland wurde 2022 (im Wesentlichen) eine "Speicherbefüllung als letztes Mittel" (filling of last resort) durch THE durchgeführt (der rechtliche Rahmen dafür besteht weiterhin).
- In Frankreich wurde bereits 2018 eine Variante der "Versteigerung von Befüllungszielen" etabliert.

# Ökonomische Prinzipien: Design von Versorgungssicherheitsmaßnahmen

Das Design von Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sollte ökonomische Prinzipien berücksichtigen, wie sie auch im Strommarktdesign lange etabliert sind.

## i. Systemperspektive einnehmen

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten das **Gesamtsystem berücksichtigen** (alle Verbraucher und ihre Bedarfe sowie alle Gasquellen und ihre Fähigkeiten und Limitationen).
- Diese **Systemperspektive nimmt aktuell niemand dauerhaft ein** – THE wird nur ad-hoc mit der Umsetzung von Notfallmaßnahmen beauftragt).

## ii. Versicherungswert bereitstellen

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten sicherstellen, dass **der Versicherungswert von Speichern verfügbar gemacht wird**, indem Speicher im erforderlichen Ausmaß (a) **vorgehalten** (und nicht stillgelegt) und (b) **befüllt** werden.
- Im aktuellen Modell sind Verfügbarkeit und Befüllung von Gasspeichern nicht strukturell sichergestellt.

## iii. Vorausschauend und vorhersehbar agieren

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten **vorausschauend und vorhersehbar** sein, damit Marktakteure sich darauf einstellen können.
- Im aktuellen Marktmodell erforderliche Markteingriffe erfolgen i.d.R. kurzfristig und ungeplant.

## iv. Kosteneffizient agieren

- Die Absicherung der Versorgung auf dem gewünschten Niveau sollte zu den **geringstmöglichen** – direkten und indirekten (siehe Marktverzerrungen unten) **Kosten** erfolgen.
- Die geringen Kosten des aktuellen marktbasiereten Modells werden einerseits mit ggfs. nicht ausreichender Vorsorge und andererseits mit erheblichen Kosten im Krisenfall “erkauft”.

## v. Marktverzerrungen vermeiden

- Versorgungssicherheitsmaßnahmen sollten **Marktverzerrungen vermeiden** – auch in benachbarten Märkten (z.B. Gasgroßhandels-, Endverbraucherversorger- oder Speichermarkt).
- Marktverzerrungen können zu (erheblichen) zusätzlichen indirekten Kosten führen (z.B. durch steigende Gaspreise).

# Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit durch Gasspeicher

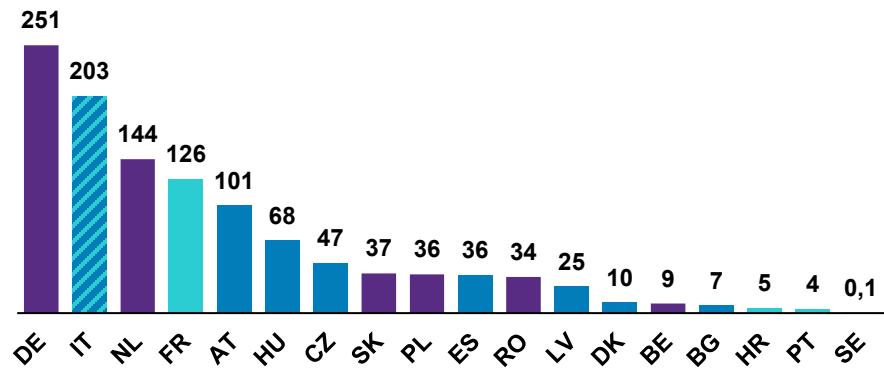
Es gibt drei Gruppen von Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit durch Speicherbefüllung: (i) das Setzen von Anreizen, (ii) das Definieren von Verpflichtungen oder (iii) administrative Maßnahmen



# Heterogene Regulierungslandschaft in der EU

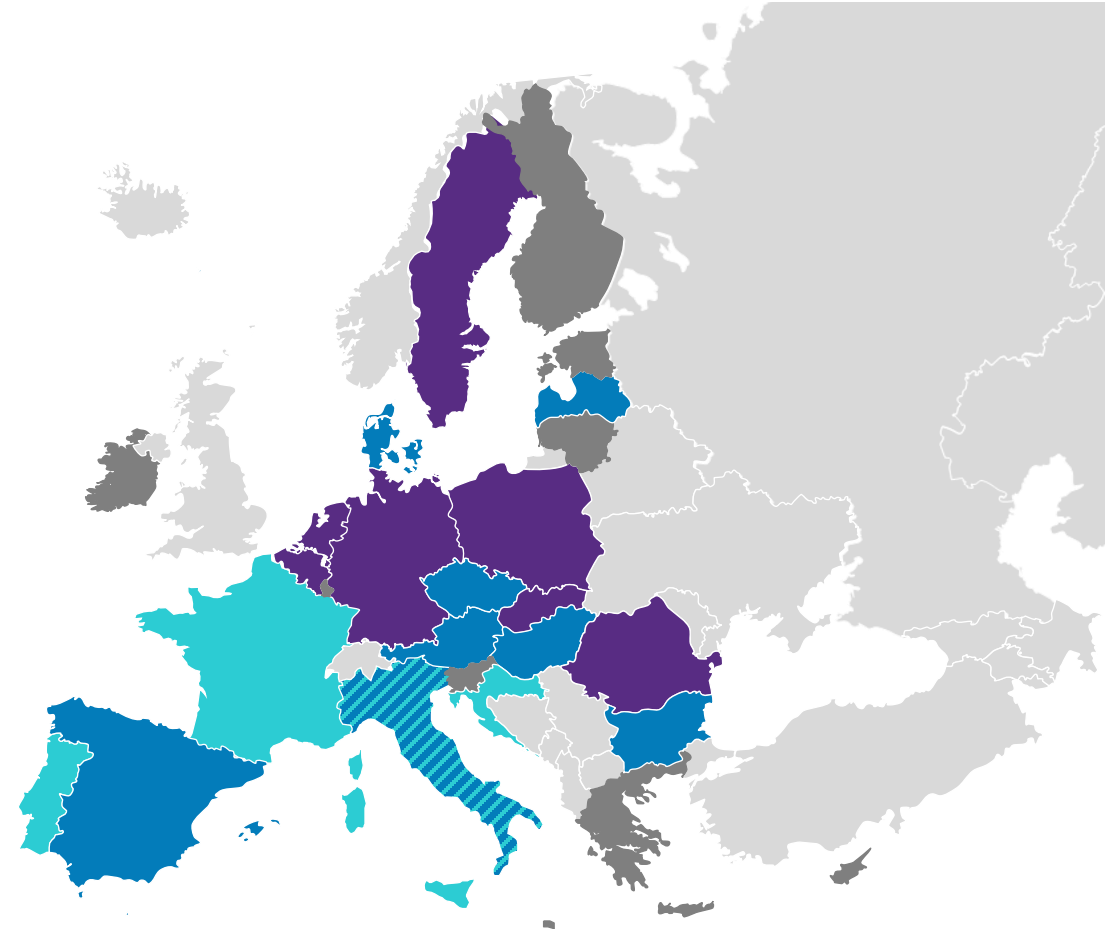
Deutsche Gasspeicher stehen im Wettbewerb mit Speichern, die Zusatzerlöse erhalten, wenn Markterlöse unterhalb der Speicherkosten liegen (in 4 von 18 EU-Staaten).

Arbeitsgasvolumen der Gasspeicher [TWh] und Speichermarktmodell<sup>[1]</sup>



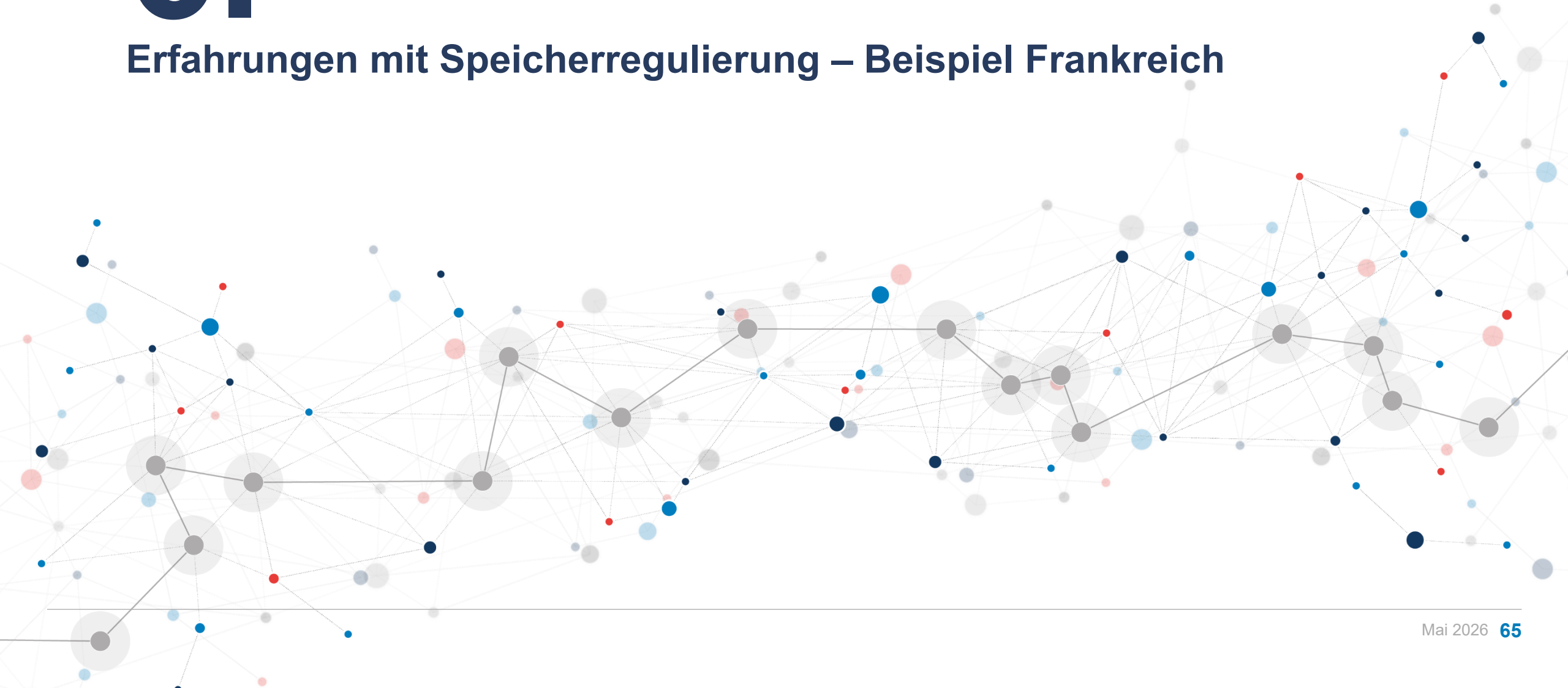
Legende (Diagramm und Landkarte):

	EU-Mitgliedsstaaten ohne Untertagespeicher (UGS)
	EU-Mitgliedsstaaten mit UGS und Erlösausgleichs-Regulierung
	EU-Mitgliedsstaaten mit UGS und strategischer Reserve (kein direkter Erlösausgleich)
	EU-Mitgliedsstaaten mit UGS, aber ohne Erlösausgleichs-Regulierung und ohne strategische Reserve



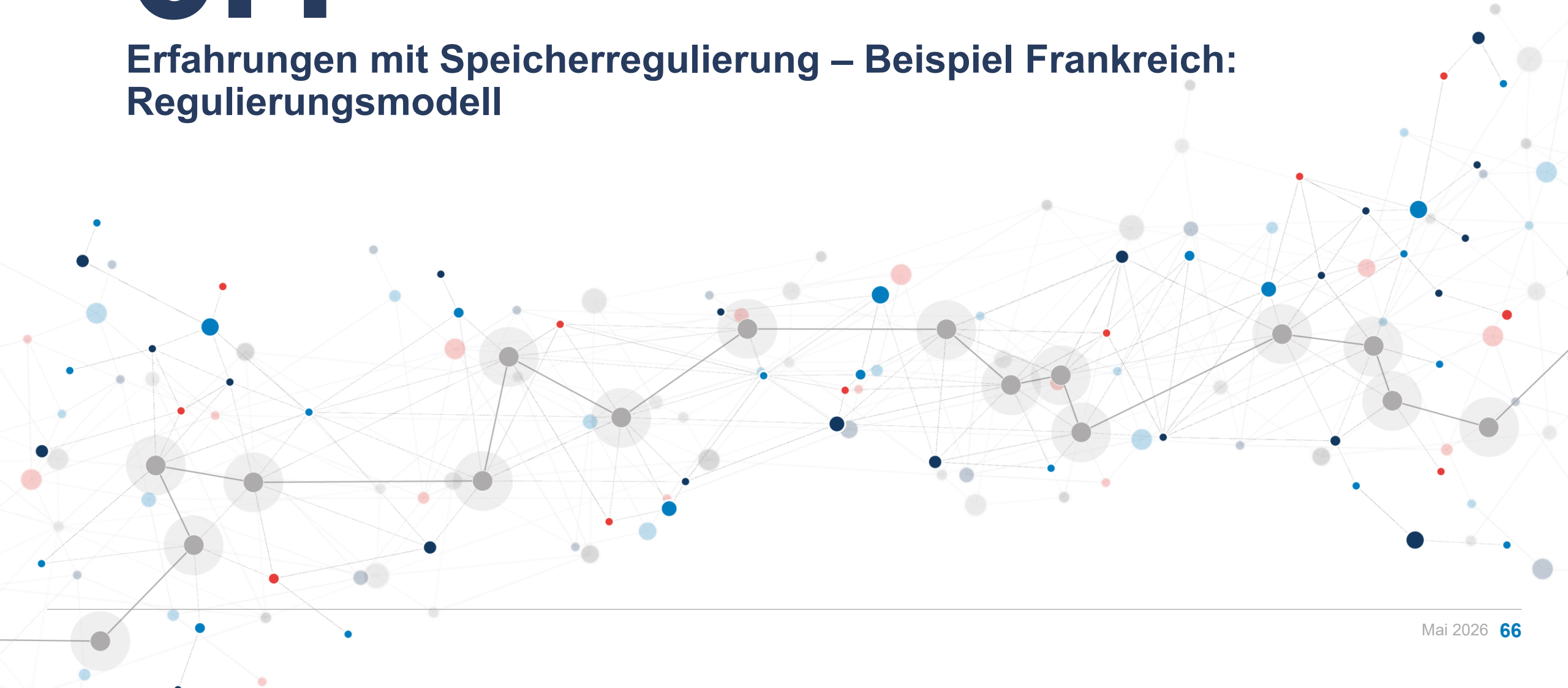
# 6.

## Erfahrungen mit Speicherregulierung – Beispiel Frankreich



# 6.1

## Erfahrungen mit Speicherregulierung – Beispiel Frankreich: Regulierungsmodell





# Prinzipien der französischen Gasspeicher- und Füll-Regulierung

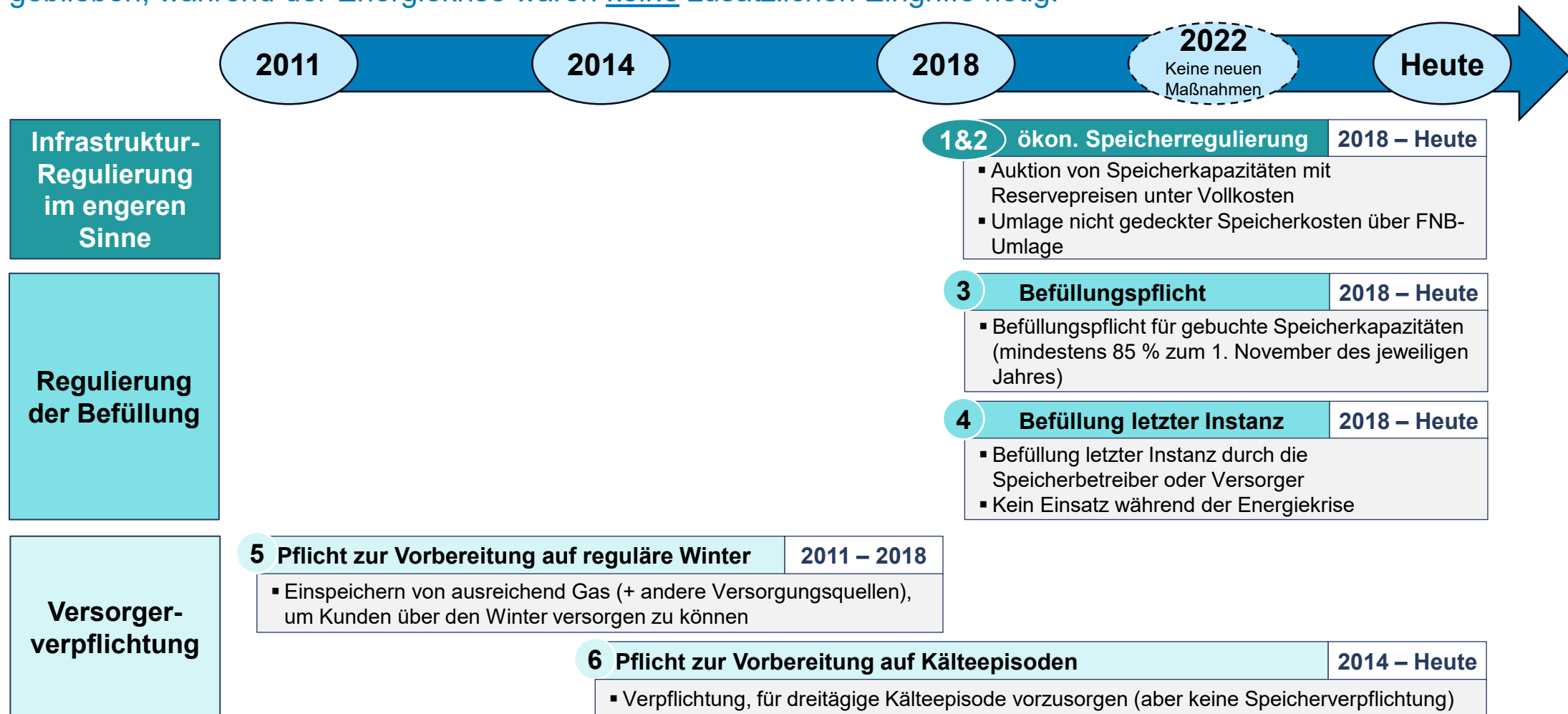
Das französische Regulierungsmodell kombiniert Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazitätsbuchungen (Abdeckung "Missing Money") mit solchen zur Sicherstellung der Speicherfüllung.





# Entwicklung des regulatorischen Rahmens für Gasspeicher in Frankreich

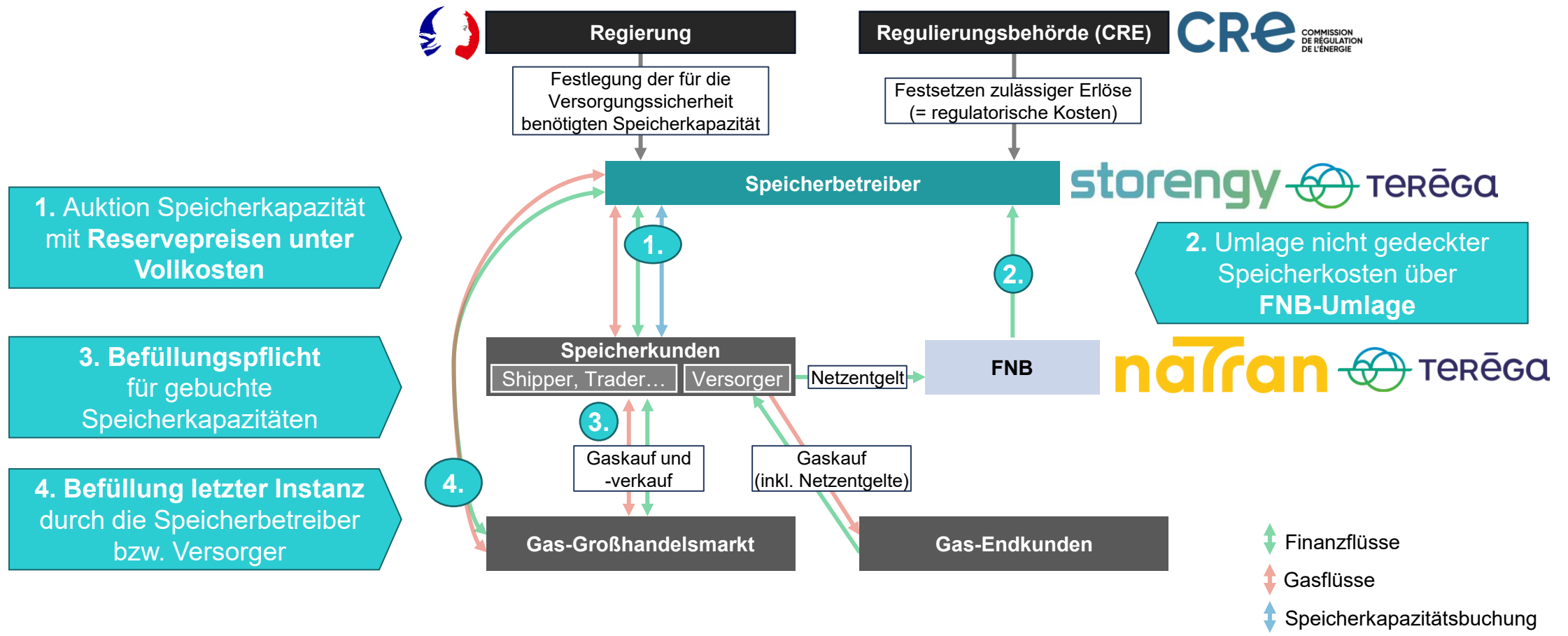
Seit der Einführung 2018 ist der Regulierungsrahmen für Gasspeicher und Versorgungssicherheit nahezu unverändert geblieben; während der Energiekrise waren keine zusätzlichen Eingriffe nötig.





# Schema der französischen Gasspeicher- und Füll-Regulierung

Das “Missing Money” für die Aufrechterhaltung der für die Versorgungssicherheit benötigten Speicherkapazität wird durch die Gasendkunden über Netzentgelte getragen.





# Exkurs: Zusammensetzung der Kostenlücke

Die Höhe der Finanzierungslücke im französischen Modell wird einerseits durch die Speicherbetreiber-Kosten und andererseits durch die Auktionserlöse (abhängig vom S/W-Spread der vorangehenden 4 Jahre) getrieben.

**Kostenlücke = Regulierte Erlöse (①) - Erlöse aus Kapazitätsauktion (②)**

**① Regulierte Erlöse**

- Basieren auf den regulatorischen Speicherkosten für das Speicherjahr
- **Steigende Speicherkosten erhöhen** (ceteris paribus) die **Kostenlücke**

**② Erlöse aus Kapazitätsauktion<sup>[1]</sup>**

- Speicherbetreiber verauktionieren die Speicherkapazität bis zu vier Jahre im voraus (pay-as-cleared)
- Erlöse hängen von der **Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer** und dem **Reservepreis** ab, die **sich beide am S/W-Spread orientieren**; ein **fallender S/W-Spread erhöht** daher (ceteris paribus) die **Kostenlücke**

Zeitraum ▶	Jahr N-4				Jahr N-3				Jahr N-2				Jahr N-1				Jahr N			
	Apr	...	Okt	...	Apr	...	Okt	...	Apr	...	Okt	...	Apr	...	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz
	SJ N-4/N-3				SJ N-3/N-2				SJ N2/N-1				SJ N-1/N							
Verkauft Kapazität ▶	max. 25%				max. 50%				max. 80%				100%							
Reservepreis (≥0) [EUR/MWh]	S/W-Spread (Jahr N-1) - 0,75				S/W-Spread (Jahr N) - 0,75				0											

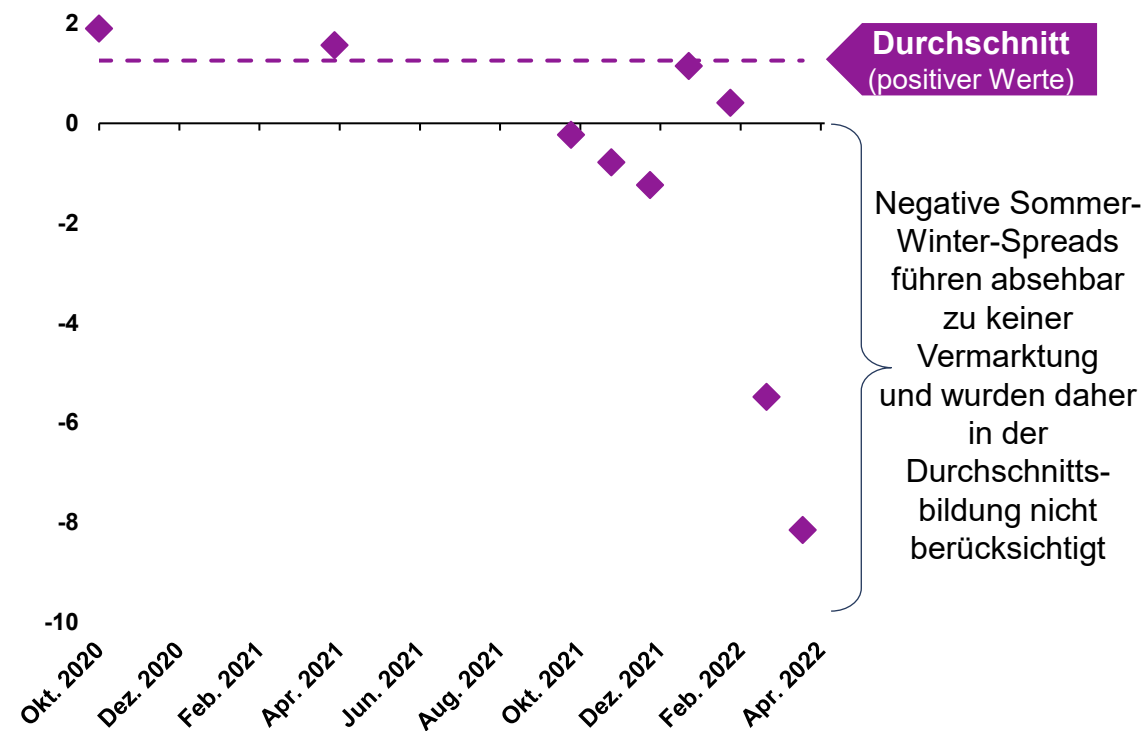
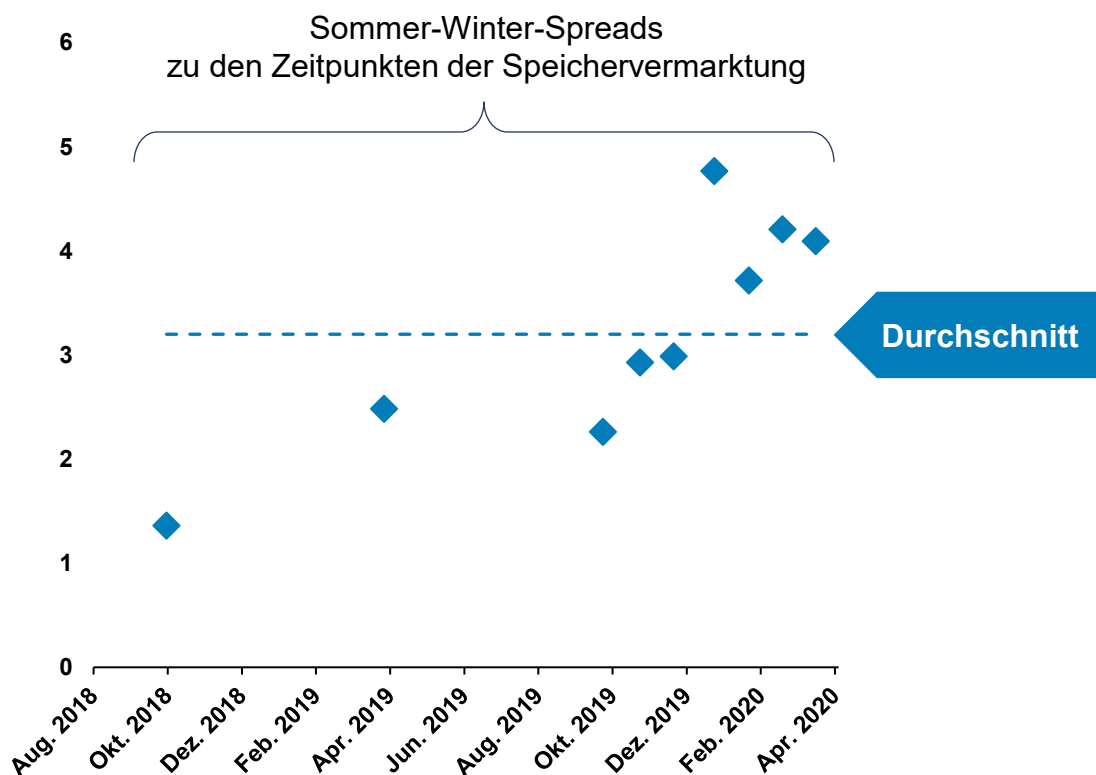


# Langfristige Speichervermarktung und Volatilität von Spreads

Die französische Speichervermarktung beginnt vier Jahre vor dem jeweiligen Speicherjahr und kann von den über diesen Zeitraum veränderlichen Sommer-Winter-Spreads profitieren.

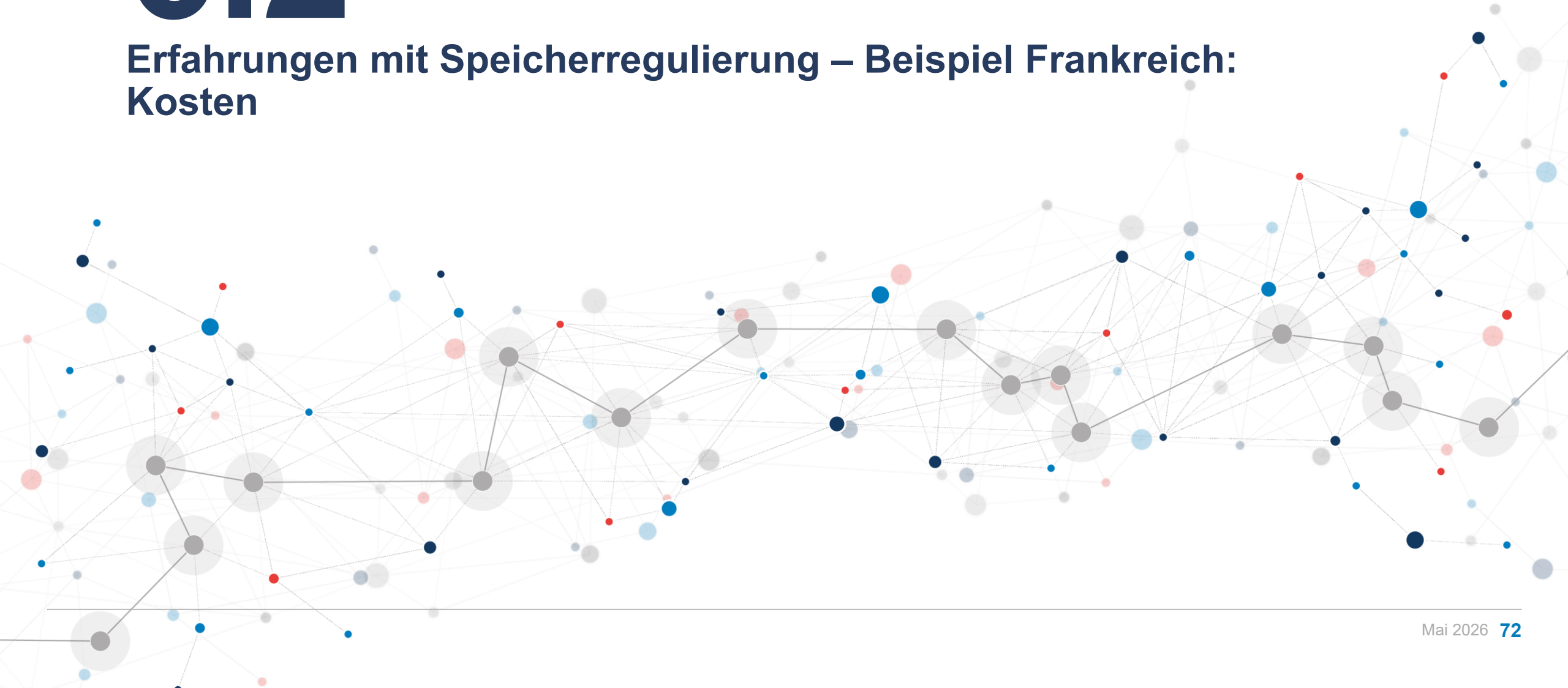
**Speicherjahr 2020: Französische Sommer-Winter Spreads zu den Vermarktungszeitpunkten + Durchschnitt positiver Spreads [EUR/MWh]**

**Speicherjahr 2022: Französische Sommer-Winter Spreads zu den Vermarktungszeitpunkten + Durchschnitt positiver Spreads [EUR/MWh]**



# 6.2

## Erfahrungen mit Speicherregulierung – Beispiel Frankreich: Kosten





# Erlösobergrenze und Kostendeckung im franz. Regulierungsrahmen

Seit der Einführung der französischen Speicherregulierung wurde der Großteil der zulässigen Erlöse nicht durch den Verkauf von Speicherkapazitäten gedeckt, sondern über die FNB-Umlage.

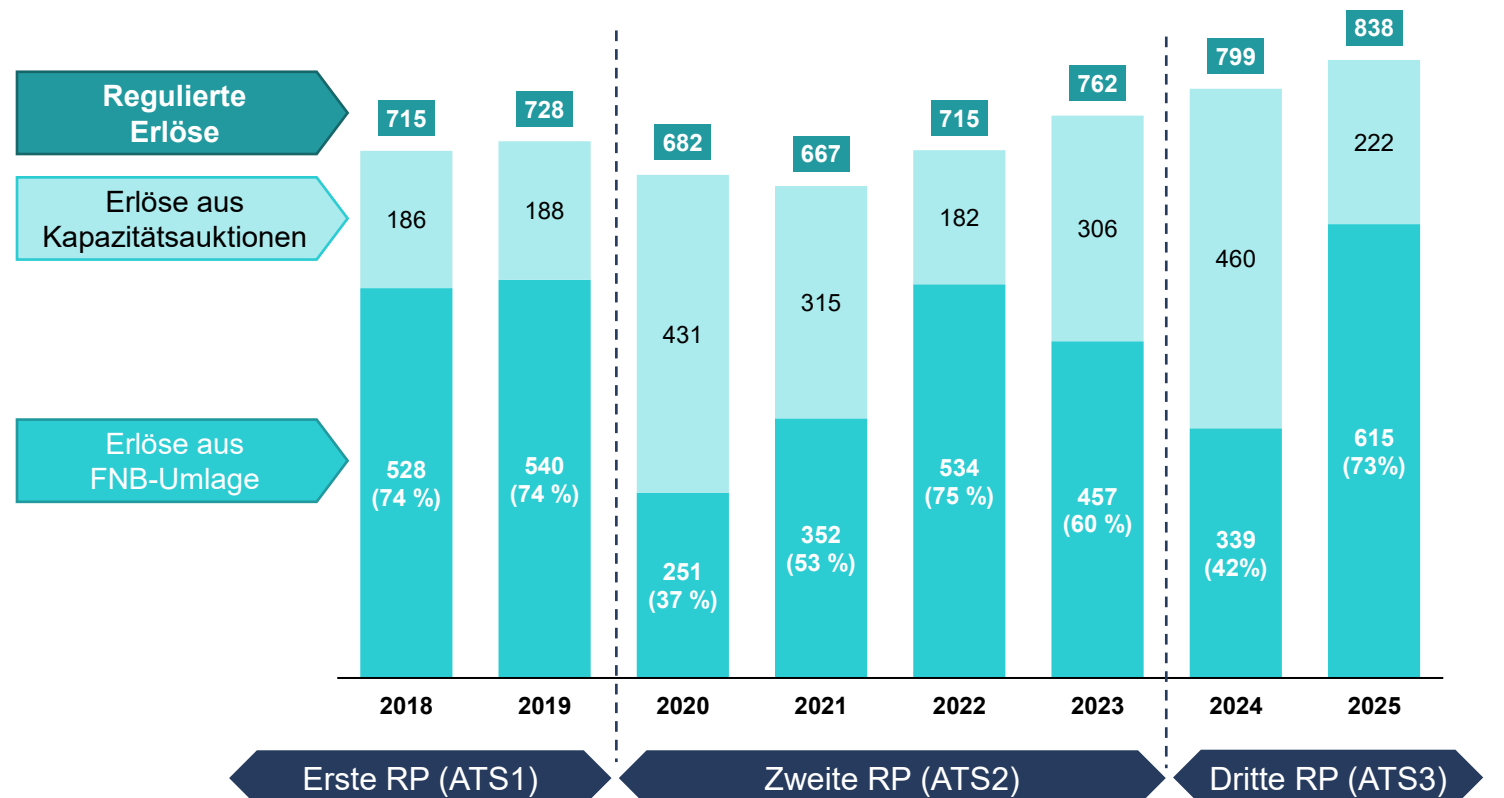
## Nachfragebasierte Speichertarife

- Speicherkapazitäten werden von Betreibern verauktioniert (Pay-as-cleared)
- Im aktuellen und folgenden Speicherjahr gilt ein **Reserve Preis von Null**
- Weiter in der Zukunft liegende Buchungen werden mit Mindestpreisen versteigert, die auf den aktuellen **Sommer-Winter-Preis-Spreads basieren**

## Kostenlücke (“Missing Money”) und FNB-Umlage

- Für alle gemäß Langfristplanung (PPE) für die Versorgungssicherheit relevanten Speicherkapazitäten erhalten die Betreiber einen **Kostenausgleich über eine Umlage auf Fernleitungsnetzentgelte**, wenn die Auktionserlöse nicht ausreichen, um die regulierten Kosten der Speicherbetreibers zu decken

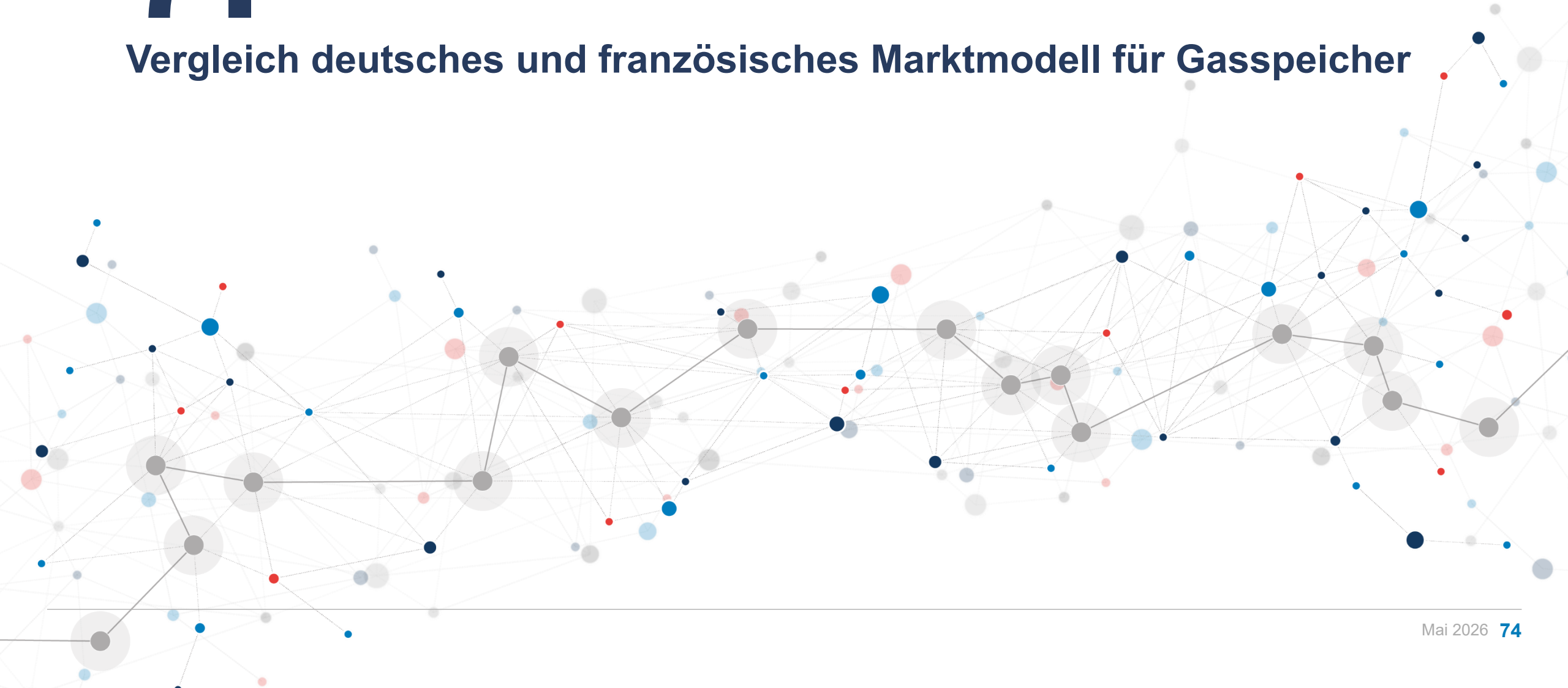
## Erlöse der französischen Speicherbetreiber pro Kalenderjahr [in Mio. EUR]



---

# 7.



## Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher





# Vergleich Gasmarkt und Gasspeichersektor Frankreich vs. Deutschland

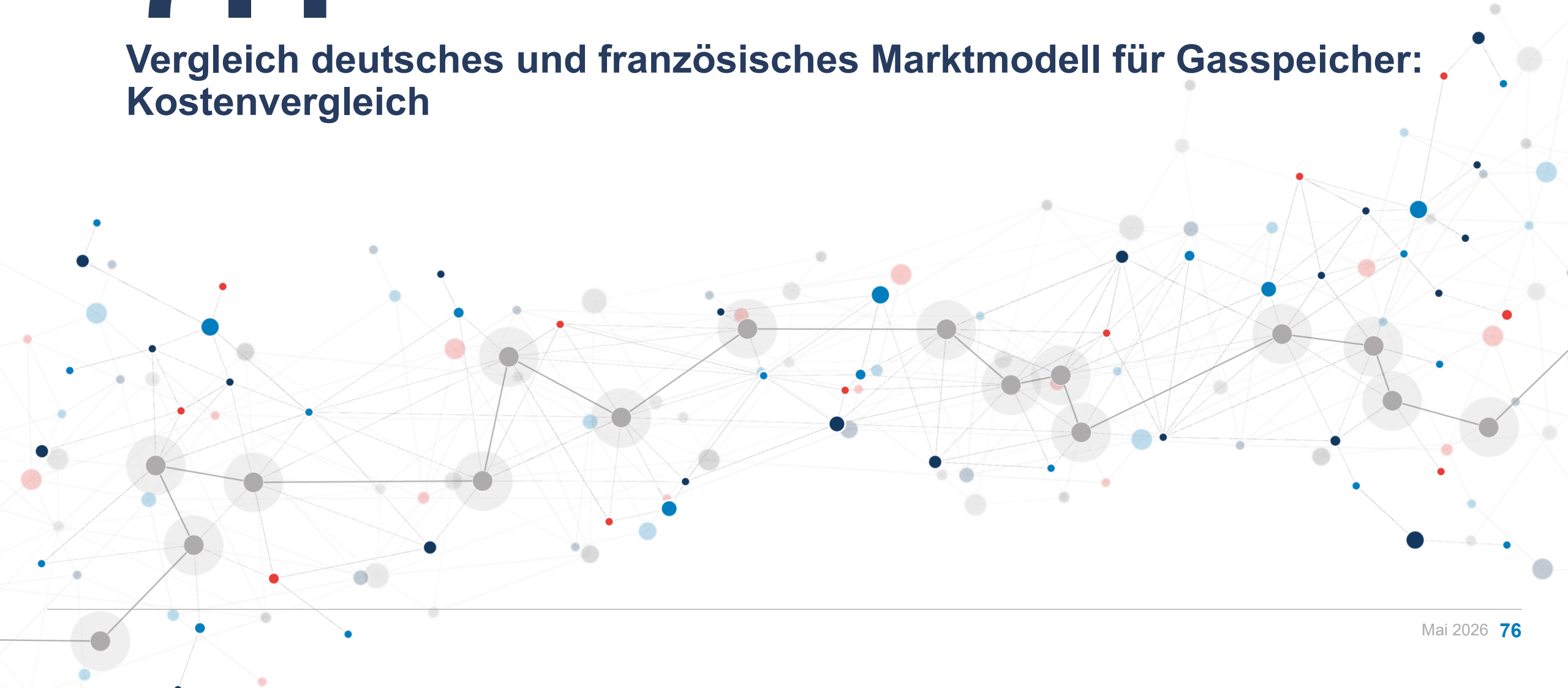
Bezogen auf den Gasverbrauch sind die Gasspeicher in Frankreich und Deutschland ähnlich dimensioniert.

		 Frankreich	 Deutschland
Gesamtes Speicher-Arbeitsgasvolumen (AGV) <sup>[1]</sup>	TWh	126	288 (davon 37 in Österreich <sup>[2]</sup> )
Einspeicherkapazität	GWh/Tag	1 102	4 572 (davon 314 in Österreich <sup>[2]</sup> )
Ausspeicherkapazität	GWh/Tag	2 501	7 488 (davon 401 in Österreich <sup>[2]</sup> )
Durchschnittlicher jährlicher Inlandsverbrauch (2020-2024)	TWh	421 zu <b>30%</b> abgedeckt durch nationales Gasspeicher AGV	897 zu <b>32%</b> abgedeckt durch nationales Gasspeicher AGV <sup>[3]</sup>
Durchschnittlicher Winter-Inlandsverbrauch (2020/21-2024/25)	TWh	287 zu <b>44%</b> abgedeckt durch nationales Gasspeicher AGV	539 zu <b>53%</b> abgedeckt durch nationales Gasspeicher AGV <sup>[3]</sup>

---

# 7.1

## Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher: Kostenvergleich





# Vergleich Gas-Versorgungssicherheitskosten Deutschland vs. Frankreich

**1. Die direkten Kosten der Speicherinterventionen 2022 waren in Frankreich deutlich geringer als in Deutschland**

- In Frankreich wurden 2022 keine zusätzlichen Speicherbefüllungsmaßnahmen ergriffen.
- In Deutschland wurde 2022 mehrmals interveniert, um die Gasspeicher zu befüllen.
- Die direkten Kosten der deutschen Interventionen waren c. 8–9-mal so hoch wie die reguläre Umlage nicht-gedeckter Speicherkosten in Frankreich.

**2. In Frankreich werden jährlich relativ konstante Speicherkosten umgelegt – in Deutschland fallen im Krisenfall sehr erhebliche Kosten an**

- In Frankreich führt die Umlage der nicht von Markterlösen gedeckten Speicherkosten zu relativ stabilen Kostenumlagen auf die Endverbraucher.<sup>[1]</sup>
- In Deutschland waren die direkten Kosten der Interventionen erheblich.

**3. In Frankreich machen die auf Endverbraucher umgelegten Speicherkosten nur einen sehr geringen Anteil der Gas-Endverbrauchskosten aus**

- Die auf Endverbraucherpreise durchgerechnete Umlage macht ca. 1-2% des Gaspreises für Haushaltskunden aus.

**4. Die direkt erfassten Kosten der Speicherinterventionen in Deutschland und Frankreich sind strukturell nicht vergleichbar**

- Die Kosten für Speicherinterventionen in Deutschland und Frankreich sind nicht direkt vergleichbar u.a. auch weil sie nicht im gleichen Umfang standardisiert ermittelt und publiziert werden.
- ABER: Teile deutscher Speicherkosten werden ggfs. schon heute durch Versorger in Endverbraucherpreise integriert. Eine Regulierung führt somit nicht zwingend in vollem Umfang zu "Zusatz"-Kosten.

**5. Durch Strukturunterschiede sind auch die Infrastrukturkosten für deutsche und französische Gasspeicher nur eingeschränkt vergleichbar**

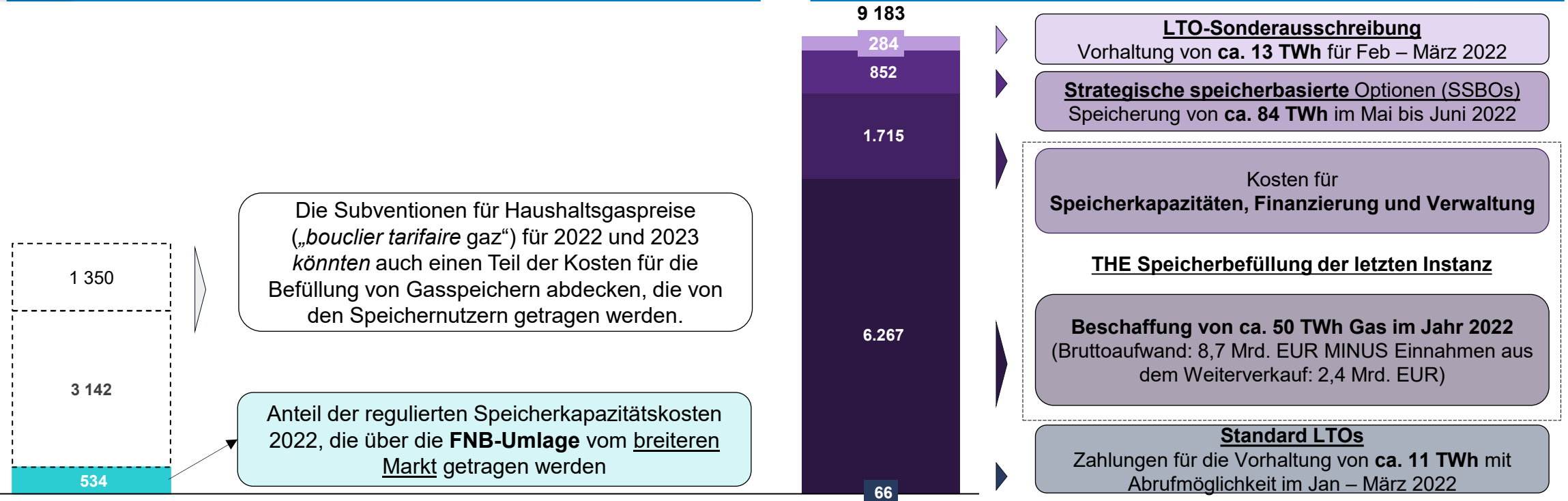
- Deutschland hat deutlich mehr (dafür kleinere) Speicherbetreiber, die Speicher weisen eine andere Geologie auf und sind im Durchschnitt „schneller“ und jünger als die französischen Speicher.
- Die Kostenstruktur deutscher und französischer Speicher ist daher absehbar verschieden.

# Direkte Kosten für Speicherinterventionen 2022 (absolute Werte)

Die direkten öffentlichen Ausgaben<sup>[1]</sup> für Speicher und deren Befüllung waren 2022 in Frankreich deutlich geringer als in Deutschland (unter Berücksichtigung der Marktgröße und begrenzter Vergleichbarkeit).

**Französische Speicherkosten 2022, die nicht durch Auktionserlöse gedeckt wurden** [in Mio. EUR<sub>2022</sub>]

**Deutsche Speicherkosten 2022 durch Speicherbefüllungsmaßnahmen** [in Mio. EUR<sub>2022</sub>]



Die Subventionen für Haushaltsgaspreise („bouclier tarifaire gaz“) für 2022 und 2023 könnten auch einen Teil der Kosten für die Befüllung von Gasspeichern abdecken, die von den Speichernutzern getragen werden.

Anteil der regulierten Speicherkapazitätskosten 2022, die über die **FNB-Umlage** vom breiteren Markt getragen werden

**LTO-Sonderausschreibung**  
Vorhaltung von **ca. 13 TWh** für Feb – März 2022

**Strategische speicherbasierte Optionen (SSBOs)**  
Speicherung von **ca. 84 TWh** im Mai bis Juni 2022

Kosten für **Speicherkapazitäten, Finanzierung und Verwaltung**

**THE Speicherbefüllung der letzten Instanz**

**Beschaffung von ca. 50 TWh Gas im Jahr 2022**  
(Bruttoaufwand: 8,7 Mrd. EUR MINUS Einnahmen aus dem Weiterverkauf: 2,4 Mrd. EUR)

**Standard LTOs**  
Zahlungen für die Vorhaltung von **ca. 11 TWh** mit Abrufmöglichkeit im Jan – März 2022

**Maßnahmen und Kosten zwischen DE und FR sind nicht direkt vergleichbar.**

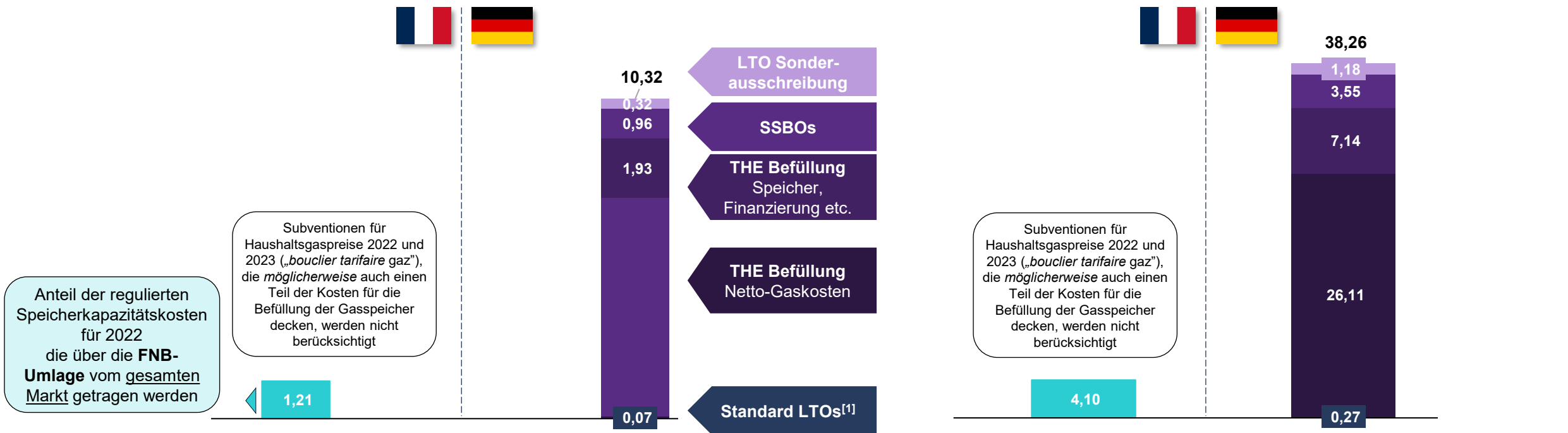
- Deutsche Speicherbetriebskosten werden nicht explizit berücksichtigt, sind jedoch teilweise in den SSBO- und Last-Resort-Füllkosten enthalten
- Kosten (und Einnahmen) der Maßnahmen fielen teilweise auch nach 2022 an
- Ausgewiesene direkte Kosten enthalten keine Kosten der Speicherkapazitätsinhaber, die (teilweise) an Endverbraucher weitergegeben wurden. In Frankreich könnten diese Kosten teilw. über die staatliche Gaspreissubvention von ca. 4,5 Mrd. EUR in 2022 und 2023 gedeckt worden sein.

# Direkte Kosten für Speicherinterventionen 2022 (spezifische Werte)

Das Verhältnis der direkten öffentlichen Ausgaben<sup>[1]</sup> für Speicher und deren Befüllung zum Gasbedarf und den gespeicherten Mengen war 2022 in Frankreich geringer als in Deutschland.

Speicher- (Befüllungs-) Kosten je MWh des Gasbedarfs 2022<sup>[2]</sup>  
[EUR<sub>2022</sub> /MWh]

Speicher- (Befüllungs-) Kosten je MWh gespeichertes Gas am 01.11.2022  
[EUR<sub>2022</sub> /MWh]



**Maßnahmen und Kosten zwischen DE und FR sind nicht direkt vergleichbar.**

- Deutsche Speicherbetriebskosten werden nicht explizit berücksichtigt, sind jedoch teilweise in den SSBO- und Last-Resort-Füllkosten enthalten
- Kosten (und Einnahmen) der Maßnahmen fielen teilweise auch nach 2022 an
- Ausgewiesene direkte Kosten enthalten keine Kosten der Speicherkapazitätsinhabern, die (teilweise) an Endverbraucher weitergegeben wurden. In Frankreich könnten diese Kosten teilw. über die staatliche Gaspreissubvention von ca. 4,5 Mrd. EUR in 2022 und 2023 gedeckt worden sein.

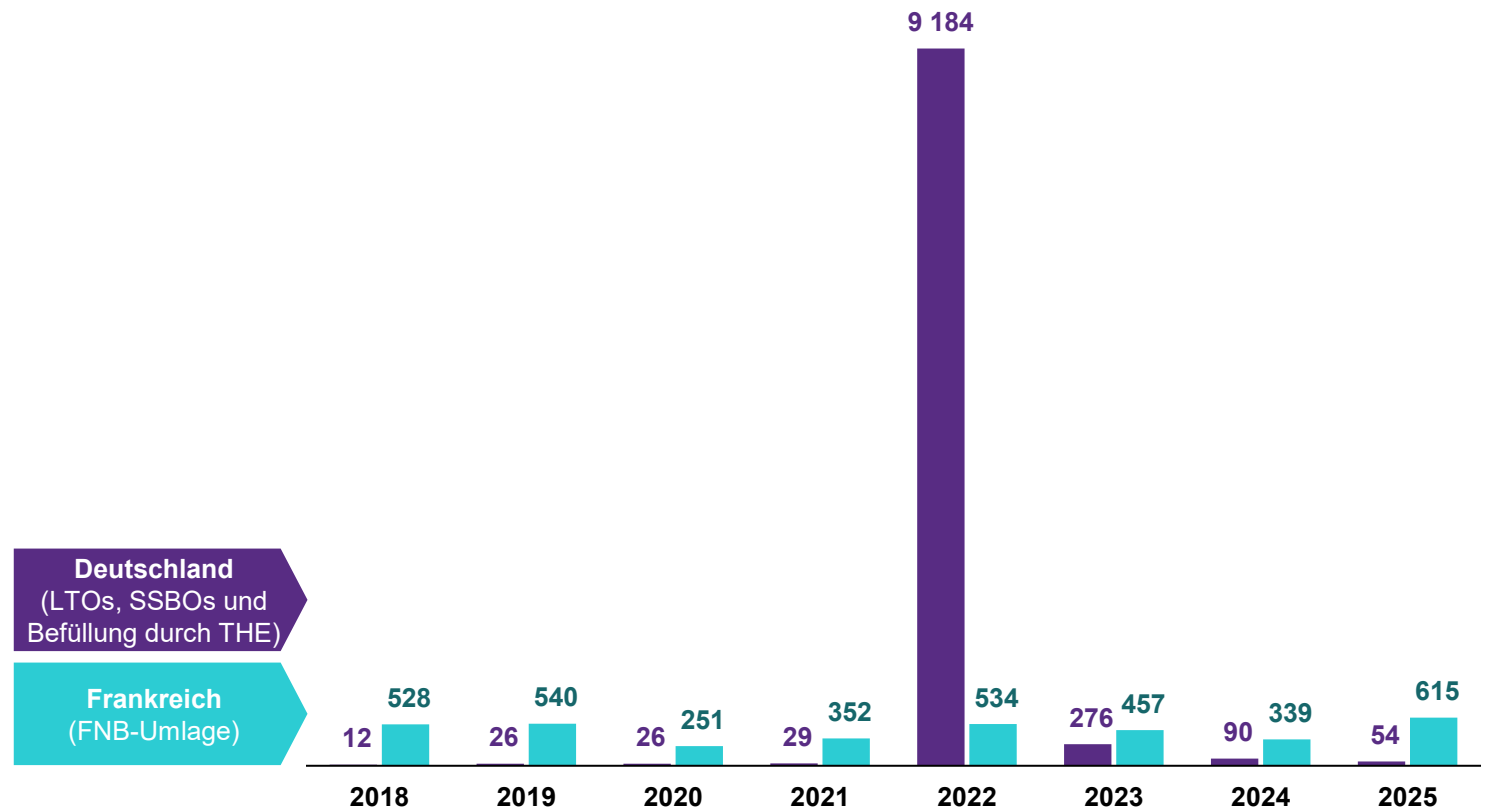


# Kosten: Vergleich direkter Kosten der Speicherintervention im Zeitverlauf

In Frankreich liegen die jährlichen Kosten typischerweise über den deutschen, jedoch überstiegen die deutschen Kosten während der Energiekrise diese deutlich.

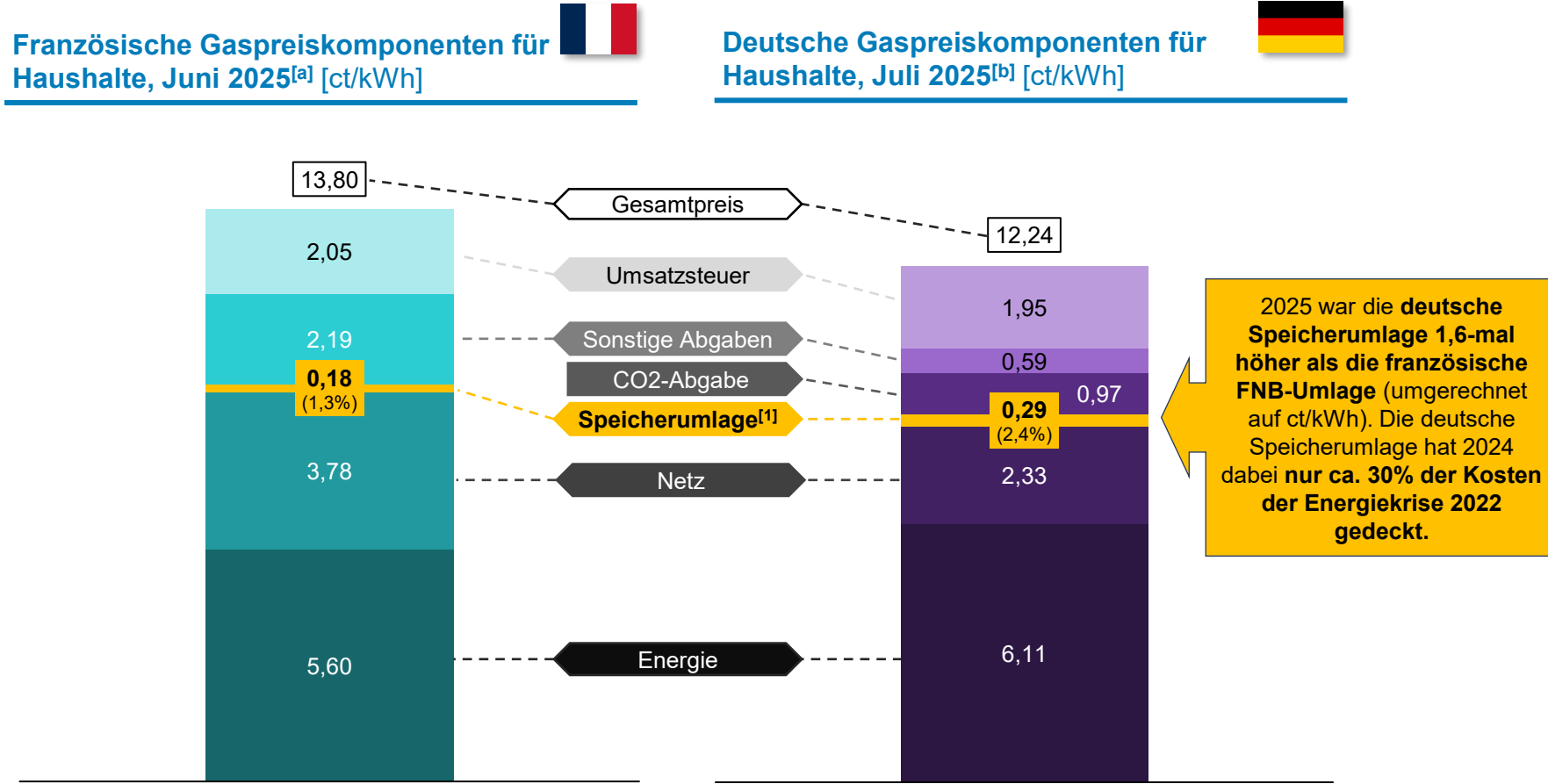
- Historisch waren in Deutschland die direkt sichtbaren Kosten für Versorgungssicherheit (i.e. Kosten für Long-Term Options (LTOs)) relativ konstant und auf relativ niedrigem Niveau
- Während der Energiekrise, mussten in Deutschland jedoch kurzfristig mehrere ad-hoc Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden, die zu sehr hohen Kosten geführt haben
- Im Vergleich dazu sind in Frankreich die direkt sichtbaren Kosten für Versorgungssicherheit (d.h. die nicht über den Markt sondern über die FNB-Umlage gedeckten Speicherkostenanteile) höher aber konstanter
- Zudem wurden in Frankreich während der Energiekrise 2022 keine zusätzlichen Speicherbefüllungs-Maßnahmen benötigt.

Direkte Kosten der Speicherinterventionen in Deutschland und Frankreich, 2018–2025 [mEUR]



# Kosten: Speicherkosten vs. Endverbraucherpreis 2025 (Abschätzung)

Die Umlage nicht am Markt gedeckter Speicherkosten hat in Frankreich 2025 nur ca. 1,3% des Gas-Haushaltskunden-Referenzpreises ausgemacht. Die deutsche Speicherumlage war 1,6-mal höher – und hat nur einen Teil der Krisenkosten gedeckt.

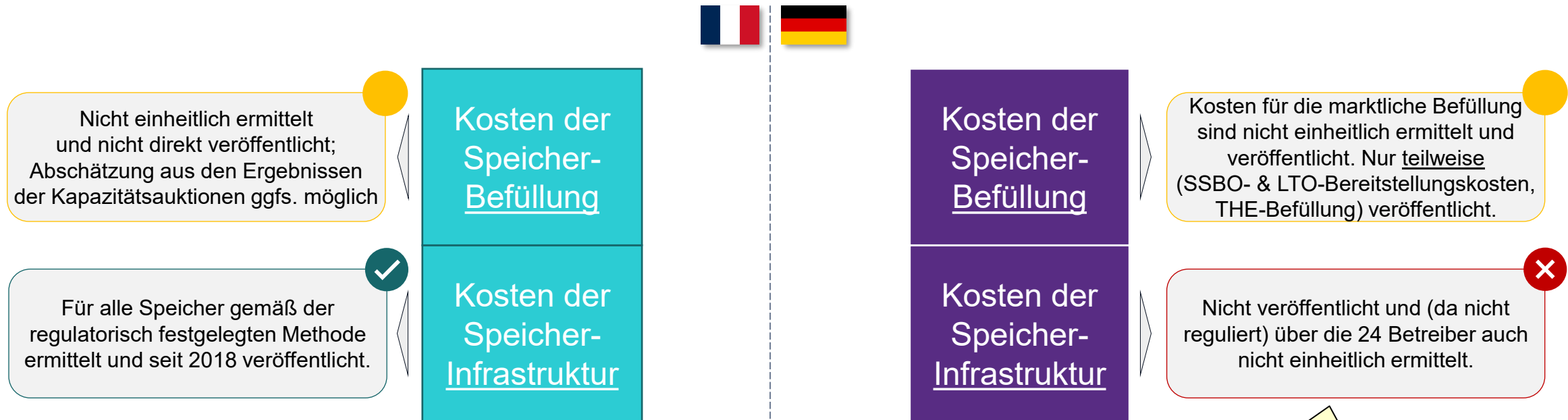


2025 war die **deutsche Speicherumlage 1,6-mal höher als die französische FNB-Umlage** (umgerechnet auf ct/kWh). Die deutsche Speicherumlage hat 2024 dabei **nur ca. 30% der Kosten der Energiekrise 2022 gedeckt**.



# Kosten: Grenzen der Vergleichbarkeit von Speicher(interventions)kosten

Die Speicher(interventions)kosten in Deutschland und Frankreich sind nicht direkt vergleichbar, u.a. auch weil sie nicht im gleichen Umfang standardisiert ermittelt und publiziert werden.





**ABER:** Teile der deutschen Speicherkosten werden schon heute durch Endverbraucher getragen. Eine Regulierung deutscher Speicherkosten führt somit NICHT zwingend zu "Zusatz"-Kosten.



# Vergleich der Gasspeicher(-Betreiber) in Deutschland und Frankreich

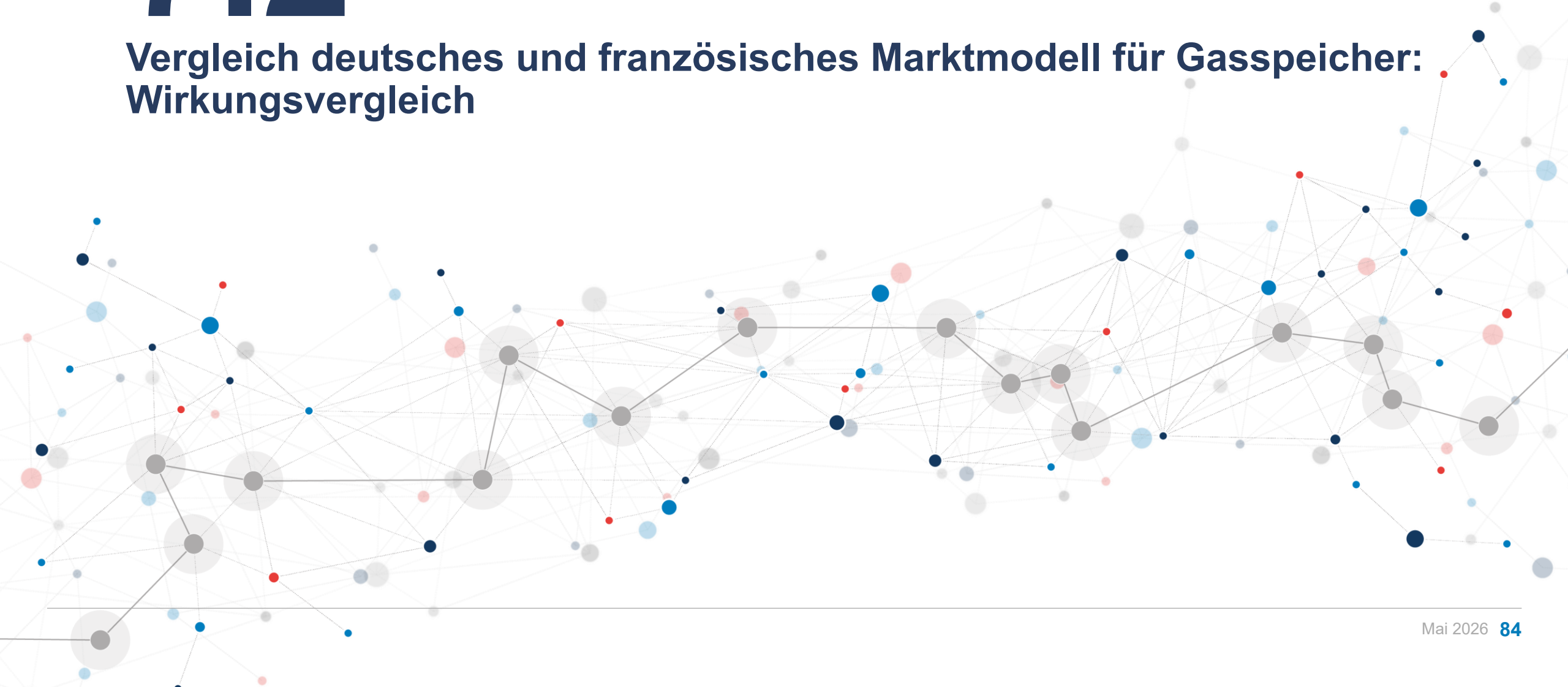
Deutsche und französische Gasspeicher(-Betreiber) weisen deutliche strukturelle Unterschiede auf. Rückschlüsse von französischen auf deutsche Speicherkosten sind insofern nur sehr eingeschränkt möglich.

		 Frankreich	 Deutschland	Kommentar zum Vergleich Deutschland vs. Frankreich
Anzahl der Speicherstandorte	#	12	40 – 50 <sup>[1]</sup>	In Deutschland gibt es deutlich <b>mehr Speicherstandorte</b>
Durchschnittliche Speichergröße je Standort (AGV)	TWh/ Standort	11	6 – 7 <sup>[1]</sup>	Deutsche Speicherstandorte sind <b>durchschnittlich kleiner</b>
Anzahl der Speicherbetreiber	#	2 <sup>[2]</sup>	24	In Deutschland sind viel <b>mehr Speicherbetreiber</b> tätig
Durchschnittliche Speichergröße je Speicherbetreiber (AGV)	TWh/ Betreiber	63	12	Deutsche Speicherbetreiber sind <b>durchschnittlich kleiner</b>
Vereinfacht abgeschätzte durchschnittliche Umschlagsdauer	Tage	164	102	Deutsche Gasspeicher sind durchschnittlich <b>schneller</b>
Speichertyp	—	Überwiegend Aquifere (90%)	Salzkavernen (54%) und ehemalige Lagerstätten (45%)	Deutschland und Frankreich nutzen <b>unterschiedliche Speichertypen</b>
Alter der Gasspeicher	—	Keine Inbetriebnahme nach 1993	Nahezu stetiger Zubau an Kapazitäten bis 2010	Deutsche Gasspeicher sind <b>durchschnittlich jünger</b>

---

# 7.2

## Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher: Wirkungsvergleich



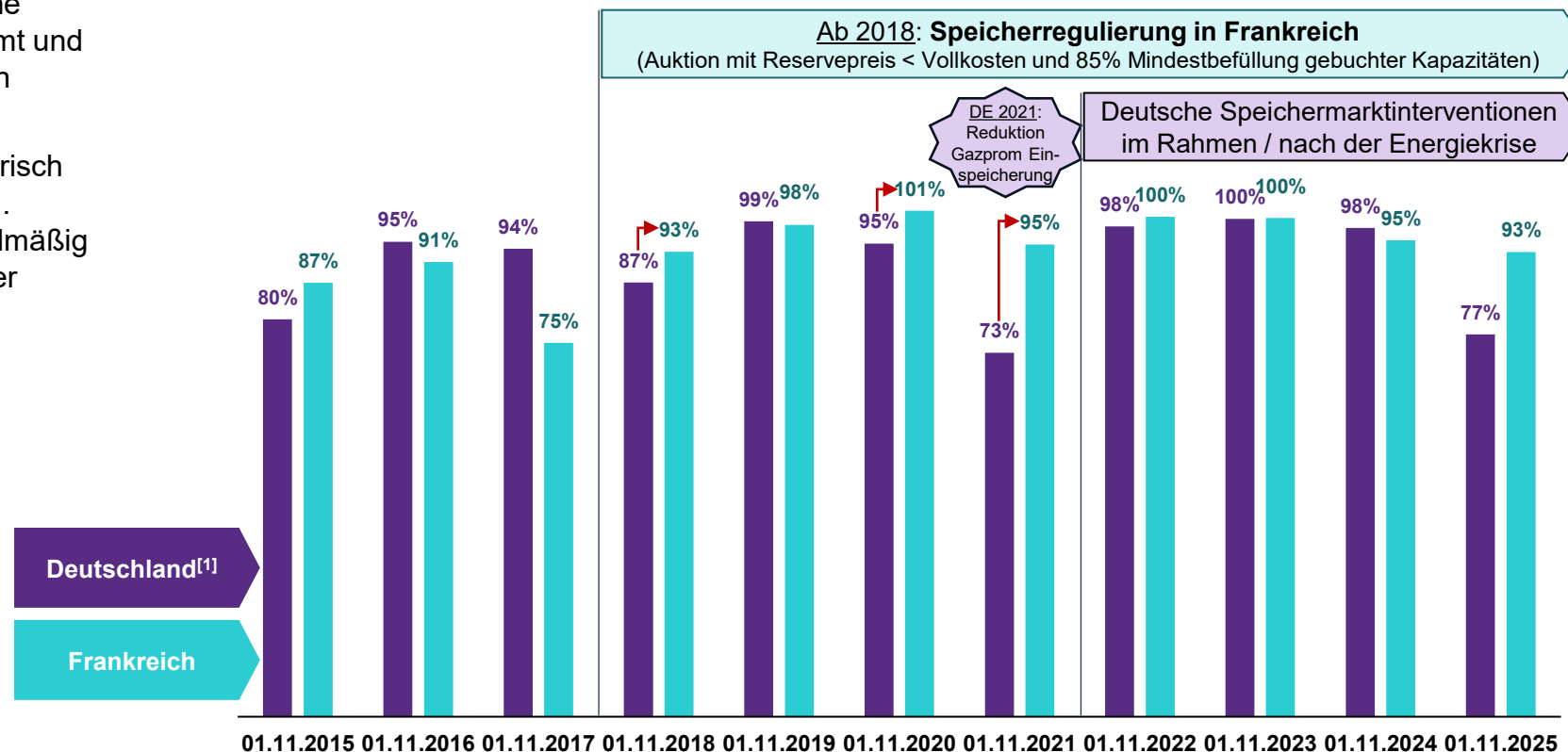


# Auswirkungen: Gasspeicher Füllstand Anfang November

Seit Einführung der Speicherregulierung in Frankreich (2018) lagen die französischen Speicherfüllstände zu Winterbeginn immer über jenen in Deutschland.

- Die Füllstände der Gasspeicher zum Start der Heizperiode werden durch den Endstand der Vorperiode sowie durch die sommerliche Preisentwicklung am Gasmarkt bestimmt und schwanken entsprechend zwischen den Jahren.
- Während Frankreich seit 2018 regulatorisch einen Mindestfüllstand von 85 % zum 1. November vorschreibt und diesen regelmäßig übertrifft, zeigen die deutschen Speicher deutlich höhere Schwankungen.

Gasspeicherfüllung am 1. November Deutschland und Frankreich [% des AGV]



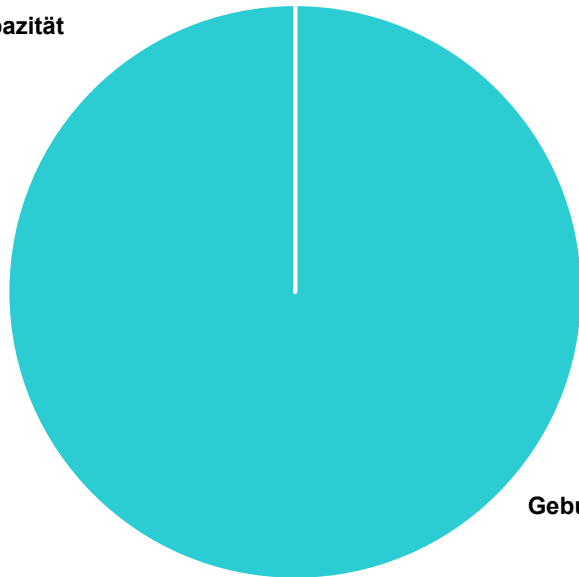
## Auswirkungen: Buchungsstand Speicherjahr 2026/27 (per März 2026)

Während französische Speicher für das Speicherjahr 2026/27 bereits vollständig gebucht sind (und damit auch zu min. 85% gefüllt werden), ist absehbar<sup>[1]</sup> ein Drittel der deutschen Speicherkapazität noch ungebucht.

**Buchungsstand französischer Gasspeicherkapazitäten für das Speicherjahr 2026/27 per Anfang März 2026 [TWh | %]**



Ungebuchte Kapazität  
0%

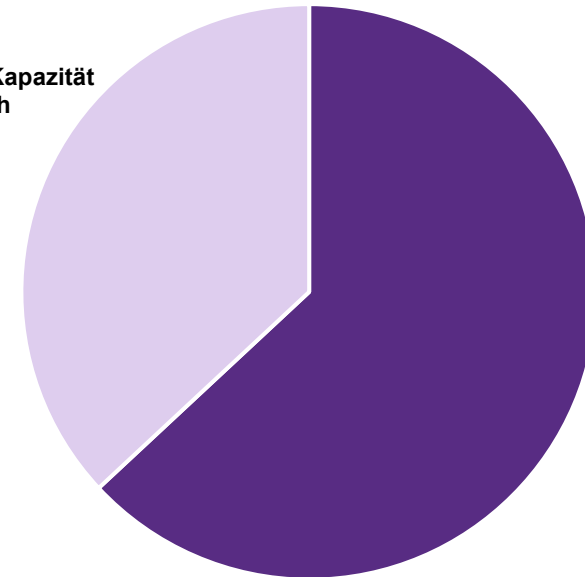


Gebuchte Kapazität  
126 TWh  
100%

**Buchungsstand deutscher Gasspeicherkapazitäten<sup>[1]</sup> für das Speicherjahr 2026/27 per Anfang März 2026 [TWh | %]**



Ungebuchte Kapazität  
82 TWh  
37%



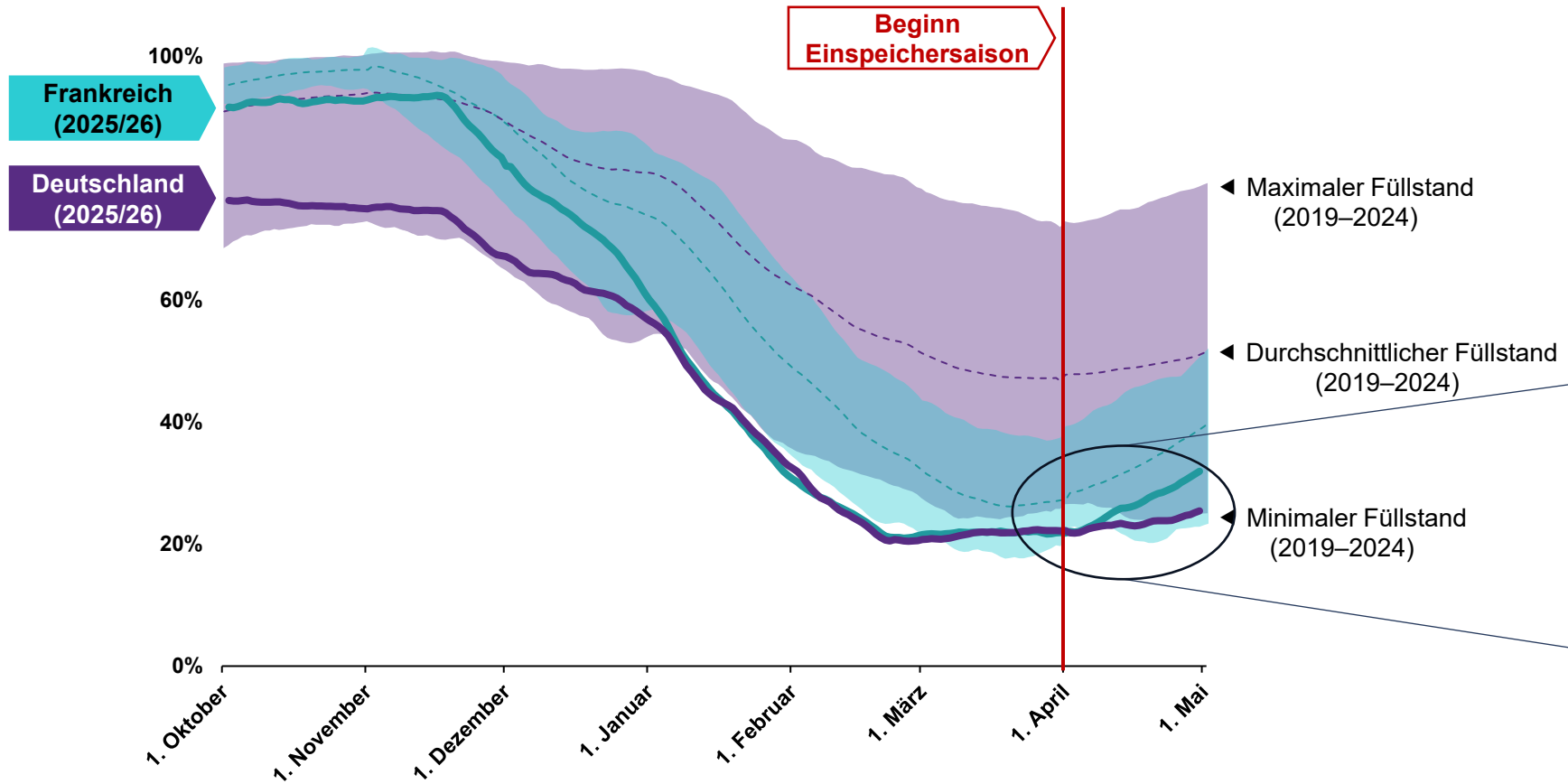
Gebuchte Kapazität  
139 TWh  
63%



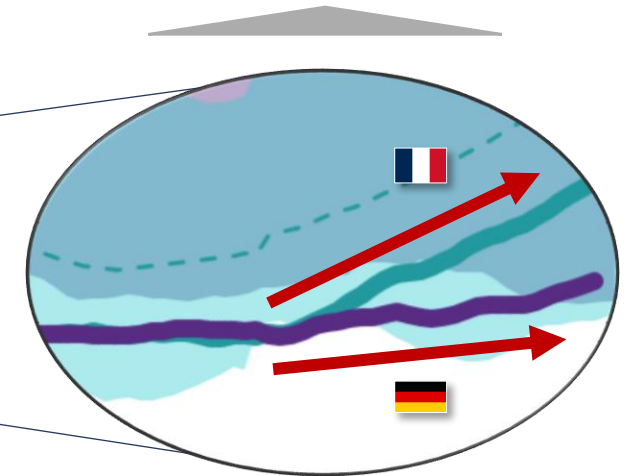
# Auswirkung: Speicherfüllstände Frankreich & Deutschland 2025/26

In Frankreich ist mit Beginn der Einspeichersaison 2026 ein Anstieg des Füllstands zu beobachten; in Deutschland nur geringfügig.

Deutsche und französische Speicherfüllstände, 2019–26 [% des AGV]



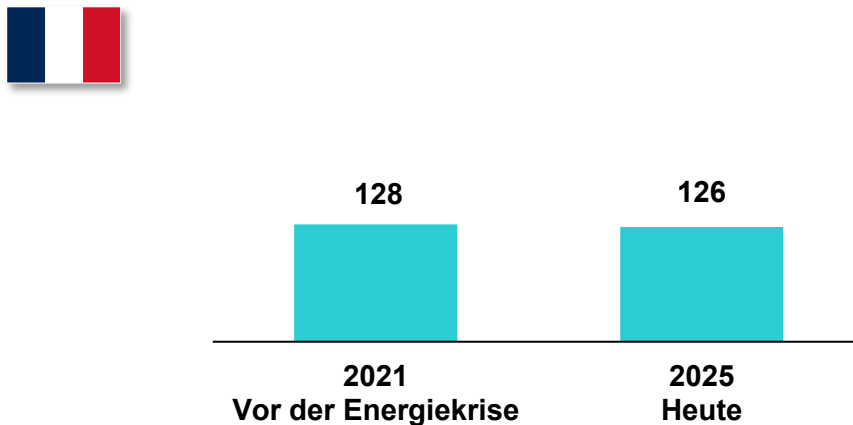
In Frankreich ist mit Beginn der Einspeichersaison ein **Anstieg des Füllstands** zu beobachten; in Deutschland nur geringfügig.



# Auswirkungen: Entwicklung der Gasspeicherkapazitäten

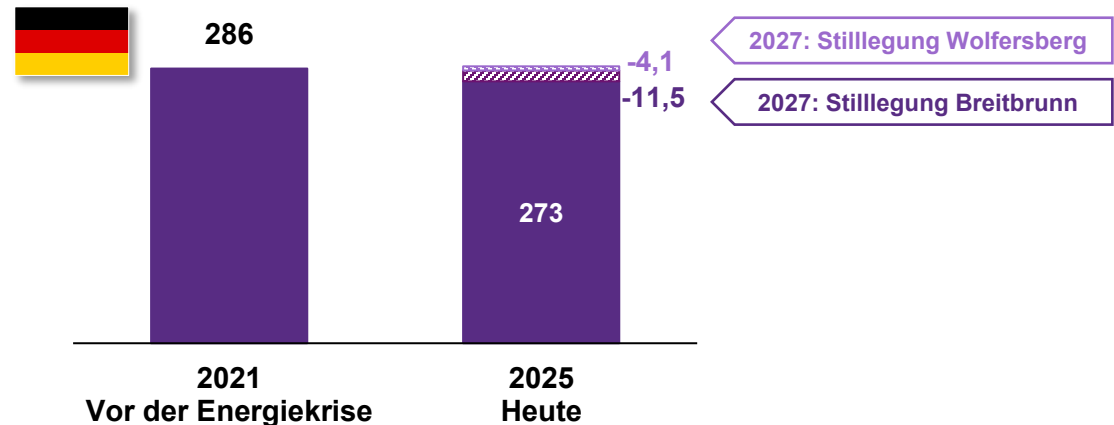
In Frankreich und Deutschland sind die Speicherkapazitäten in den letzten Jahren relativ konstant geblieben. In Deutschland sind aber bis 2027 Stilllegungen geplant.

Entwicklung der französischen Gasspeicherkapazitäten<sup>[1]</sup> [TWh]



- In Frankreich sind seit 2018 keine Gasspeicher stillgelegt worden<sup>[3]</sup>.
- Auch für die Zukunft (2026 – 2035) sieht die Energieplanung der französischen Regierung (*planification pluriannuelle de l'énergie* – PPE) keine Speicherstilllegungen vor.
- Leichte Reduktionen des Arbeitsgasvolumens ist nicht auf Stilllegungen zurückzuführen sondern Schwankungen in bestehenden Speicherkapazitäten.<sup>[4]</sup>

Entwicklung der Gasspeicherkapazitäten am deutschen Netz<sup>[2]</sup> [TWh]

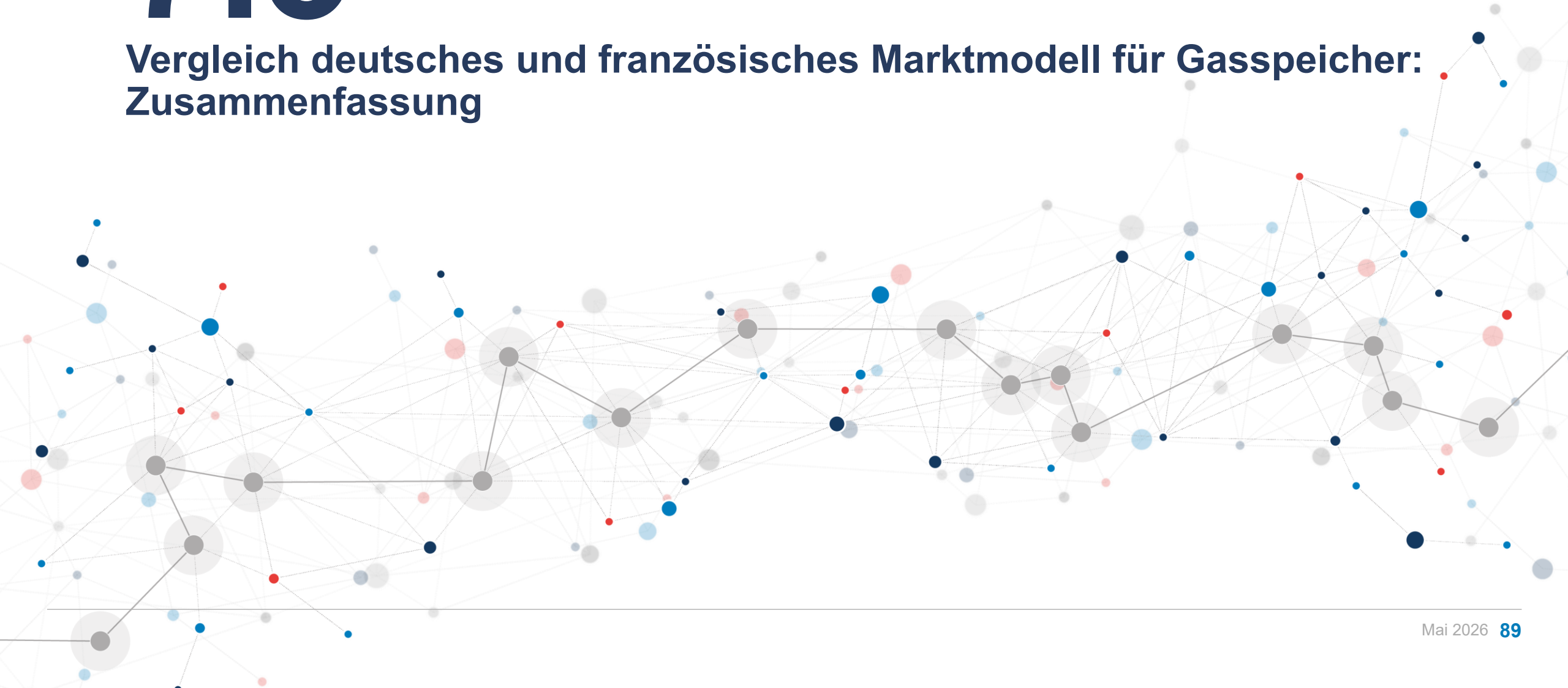


- Seit 2021 wurden in Deutschland kleinere Gasspeicherkapazitäten stillgelegt (c. 0,5 TWh).
- Für 2027 wurde bei der BNetzA nunmehr auch die Stilllegung größerer Speicher beantragt (Wolfersberg und Breitbrunn).

---

# 7.3

## Vergleich deutsches und französisches Marktmodell für Gasspeicher: Zusammenfassung



# Zusammenfassung: Vergleich der Gasspeicher-Marktmodelle

In den letzten Jahren hat sich das französische Modell als stabiler, effizienter bei der Speicherbefüllung und dem Erhalt der Speicherinfrastruktur sowie als kostengünstiger im Krisenfall gezeigt.

## Französisches Marktmodell

- Regulierungsrahmen **seit 2018** im Wesentlichen **unverändert**
- Bietet **Planungs- und Betriebssicherheit**

- **Keine speziellen Speicherbefüllungsmaßnahmen** (und damit verbundene Kosten) während der Energiekrise 2022

- **Französische Füllstände** zu Winterbeginn **liegen regelmäßig über den deutschen**
- Auch **während der Energiekrise** fand **ausreichend marktbasierter Befüllung** statt

- Regelmäßige Ermittlung der für **Versorgungssicherheit benötigten** Speicherinfrastruktur in der französischen Energieplanung (PPE) – für **bis zu zehn Jahre im Voraus**

- **Keine Stilllegung** von Speicherinfrastruktur bis 2035 vorgesehen

Verlässlichkeit und Stabilität des Regelungsrahmens

Kriseninterventionskosten

Anreize für marktbasierter Speicherbefüllung

Ermittlung erforderlicher Speicherkapazitäten

Langfristige Sicherung der Speicherinfrastruktur

## Deutsches Marktmodell

- Regulierungsrahmen in der Energiekrise **unter Zeitdruck ad hoc angepasst**
- **Weiterhin Unsicherheit** über Weiterentwicklung

- **Erhebliche Kosten der Energiekrise**, die über mehrere Jahre verteilt wurden (Speicherumlage)
- Kosten einer neuerlichen Krise **unabschätzbar**

- **Befüllung unter Plan und unter jener Frankreichs**
- Ad-hoc Interventionen (THE-Sonderausschreibung“) als Indikation, dass auch zukünftig bei zu geringen Füllständen Eingriffe erfolgen könnten

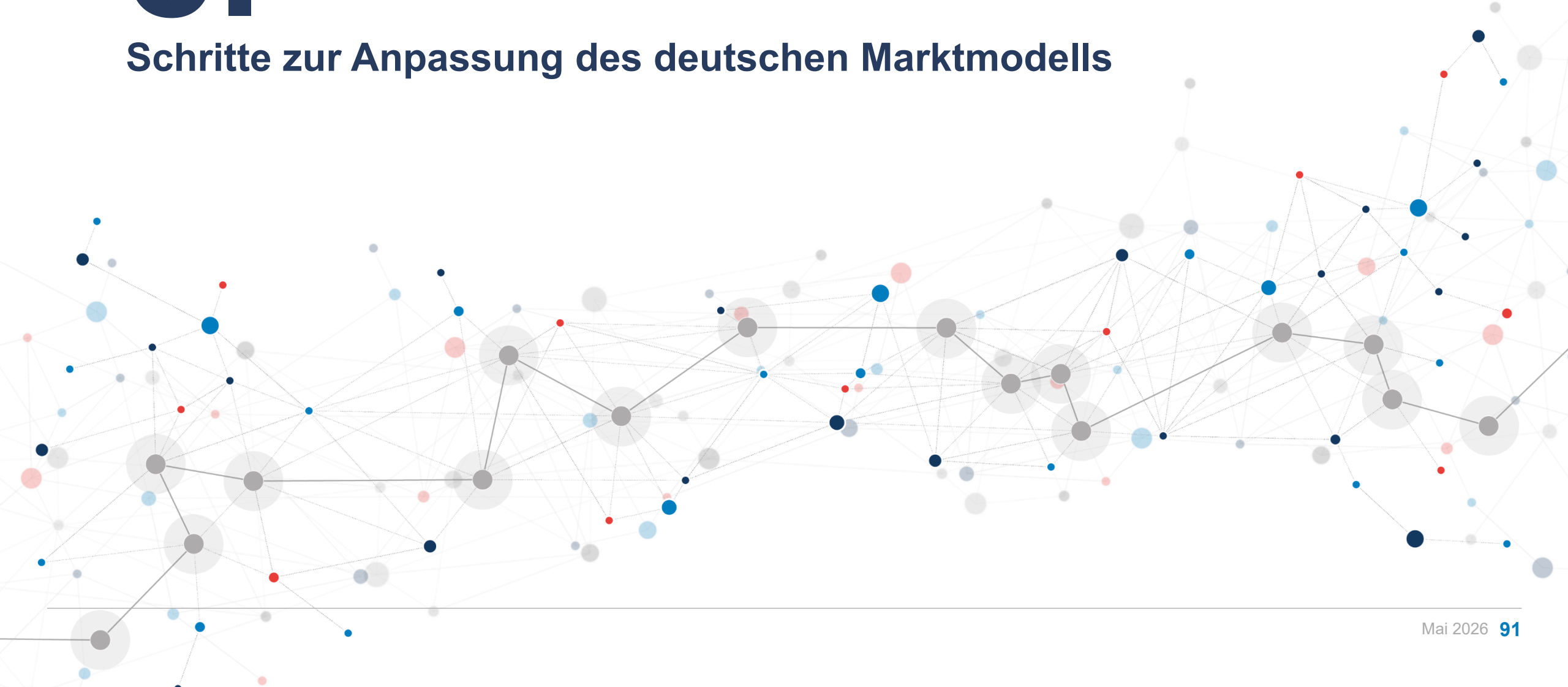
- **Keine institutionalisierte Analyse** der für deutsche Versorgungssicherheit erforderlichen **Gasvolumen und Speicherkapazitäten**

- **Aktuell sind Speicherstilllegungen** geplant

---

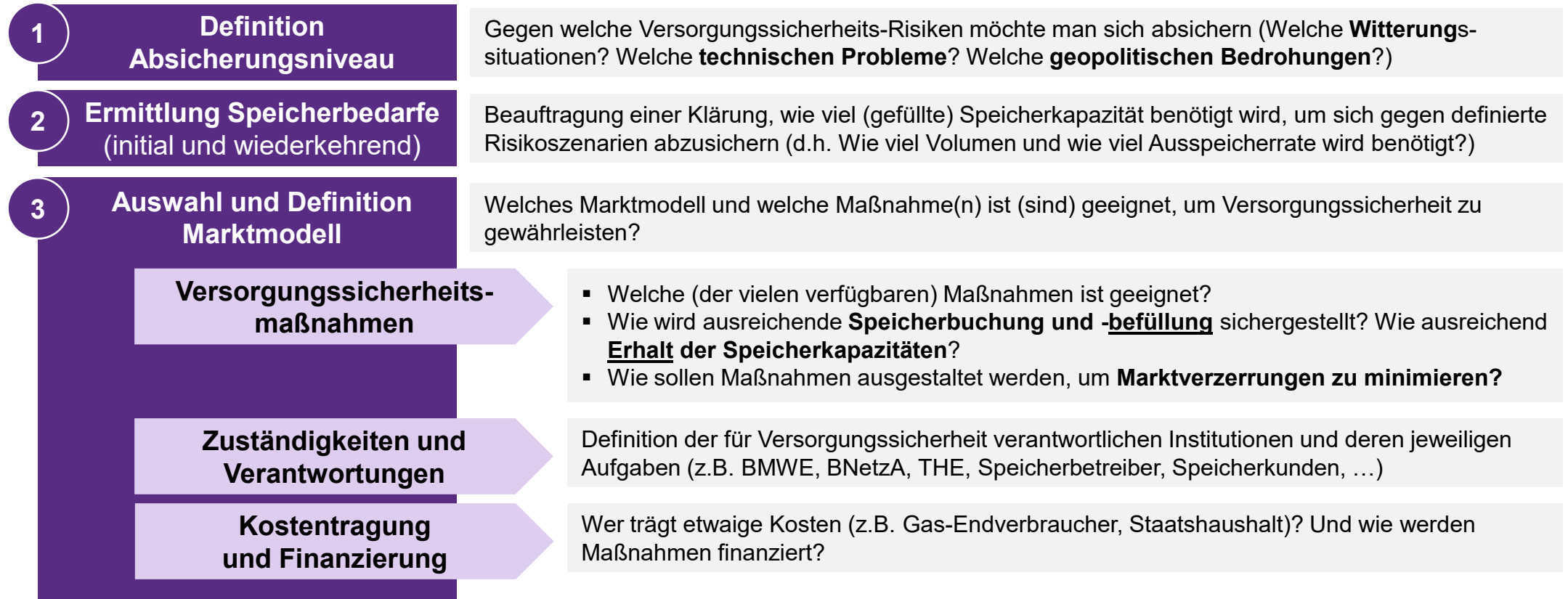
# 8.

## Schritte zur Anpassung des deutschen Marktmodells



# Schritte zur Anpassung des deutschen Marktmodells

Im Rahmen der Definition eines deutschen Gasmarktmodells zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sind politische Entscheidungen erforderlich.





**COMPASS**  
**LEXECON**

Bringing **CLARITY** to the complex.

**COMPASS LEXECON**

**EMEA Energy Practice**

**Paris**

22 pl. de la Madeleine  
75008 Paris

**Berlin**

Kurfürstendamm 217  
10719 Berlin

**Dusseldorf**

Kö-Bogen  
Königsallee 2b  
40212 Düsseldorf

**Lisbon**

Praça Marquês de  
Pombal 14  
1250-162 Lisbon

**Rome**

Via del Tritone, 132  
Roma 00187

**London**

5 Aldermanbury Sqr.  
London, EC2V 7HR

**Madrid**

Pas. de la Castellana 7  
28046 Madrid

**Helsinki**

Unioninkatu 30  
Helsinki, 00100

**Brussels**

5 Champ de Mars  
1050 Brussels

**Milan**

Via San Prospero 1  
Milan 20121

**Gerald Aue**

Vice President | Paris, Berlin & Wien

[gau@compasslexecon.com](mailto:gau@compasslexecon.com)

+33 7 61 93 93 46