

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN



Versorgungssicherheit Gas

INES-Szenarien (März-Update)

Berlin, 17. März 2026

Über die Initiative Energien Speichern e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 17 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Außerdem treiben die INES-Mitglieder in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

Inhaltsverzeichnis

1.	Bisherige Gasversorgungssituation in Deutschland	4
2.	INES-Gasmarktmodell (IGM)	9
3.	Gas-Szenarien für Deutschland	10
3.1.	Parametrisierung.....	10
3.2.	Szenario „Winter 25/26 bei Normaltemperaturen“	11
3.3.	Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe	13
3.4.	Zusammenfassung.....	17
4.	Handlungsempfehlungen	18
4.1.	Maßnahmen zur Krisenprävention	18
4.1.1.	Monitoring der Gasversorgungssicherheit.....	18
4.1.2.	Entwicklung von Gas-Infrastrukturen in Deutschland	18
4.1.3.	Stärkung der Verbrauchseinsparungen.....	18
4.2.	Krisenmanagement in Gasmangellagen.....	19
5.	Updates der Gas-Szenarien	20
6.	Ansprechpartner	20
7.	Transparenzhinweis	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland	4
Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland	6
Abbildung 3: Europäische LNG-Importe.....	7
Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten	8
Abbildung 5: INES-Gasmarktmodell (IGM).....	9
Abbildung 6: INES-Szenarien: Gasbilanzen bei Normaltemperaturen.....	11
Abbildung 7: INES-Szenarien: Füllstandsentwicklung bei Normaltemperaturen	12
Abbildung 8: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich.....	14
Abbildung 9: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich.....	15
Abbildung 10: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen	16
Abbildung 13: INES-Empfehlungen zum Krisenmanagement in Gasmangellagen	19

1. Bisherige Gasversorgungssituation in Deutschland

INES verfügt über ein tagescharf aufgelöstes Lagebild der Gasversorgung in Deutschland, das täglich aktualisiert wird. Im Rahmen einer Gasbilanz lässt sich das Gas-Aufkommen und die Gas-Verwendung gegenüberstellen (vgl. Abbildung 1). Eine vollständige Versorgung in Deutschland setzt voraus, dass das Aufkommen der Verwendung entspricht. In der Abbildung 1 sind daher die Balken oberhalb der Nulllinie insgesamt genauso hoch wie die Balken unterhalb der Nulllinie.

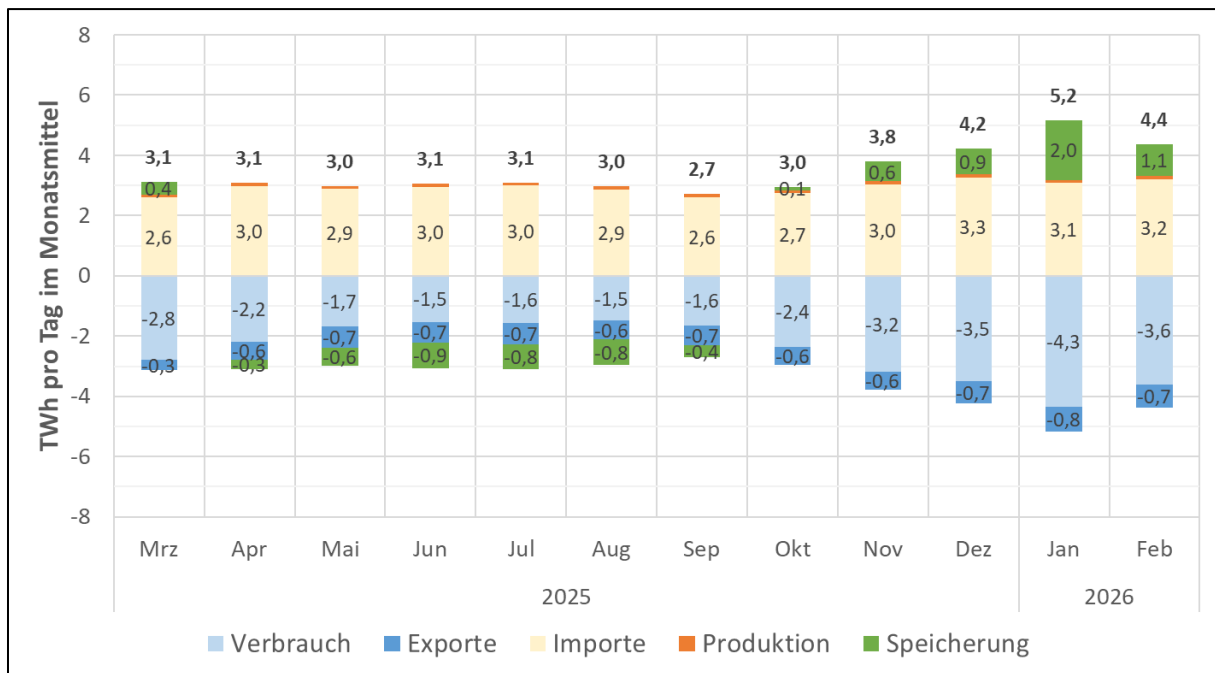


Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland

Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Das Aufkommen (oberhalb der Nulllinie) setzt sich aus der inländischen Gasproduktion, den Importen nach Deutschland und Gasentnahmen aus Speichern (Ausspeicherungen) zusammen. Zentral für die Aufkommenseite ist der Gasimport. Die Gasproduktion trägt hingegen nur zu einem sehr kleinen Teil zum Aufkommen bei. Ausspeicherungen sind im Winter ebenfalls eine tragende Säule der Versorgung.

Aufgrund der saisonalen Nutzungsstruktur spielen die Gasspeicher vor allem im Winterzeitraum für das Aufkommen eine Rolle. Im Sommer hingegen speichern sie Gas regelmäßig ein und tauchen deshalb auf der Verwendungsseite (unterhalb der Nulllinie) auf.

Die Verwendung umfasst neben der Einspeicherung den Gasverbrauch in Deutschland und Exporte aus Deutschland in andere Nachbarländer.

Zentrale Entwicklungen in der Gasbilanz

Für den Zeitraum von März 2025 bis zum Februar 2026 lassen sich folgende zentrale Entwicklungen anhand der Gasbilanz beobachten:

- Aufgrund deutlich wärmerer Temperaturen fiel der Gasverbrauch im März und April 2025 auf 2,8 TWh bzw. 2,2 TWh pro Tag im Monatsmittel deutlich ab. Die Ausspeicherungen gingen in der Folge zurück. Ab April 2025 überwogen bereits die Einspeicherungen die Ausspeicherungen im Monatsmittel, sodass in der Gasbilanz die mittlere Einspeicherungen von 0,3 TWh pro Tag auf 0,9 TWh im Sommer stiegen. Im Mai und Juni lag der Gasverbrauch bei 1,7 bzw. 1,5 TWh pro Tag im Monatsmittel.
- Wie in den Sommermonaten typisch, lag der Gasverbrauch von Mai bis September stabil auf einem niedrigen Niveau. Bei rund 1,6 TWh pro Tag im Monatsmittel liegt der temperaturunabhängige Sommerverbrauch in 2025 damit jedoch deutlich über dem Niveau des Vorjahres.
- Bereits im Oktober gab es dieses Jahr im Monatsmittel 0,1 TWh pro Tag mehr Ausspeicherungen als Einspeicherungen. Dies korreliert mit dem gestiegenen Gasverbrauch im Oktober in Höhe von 2,4 TWh pro Tag. Dieser Verbrauchsanstieg markiert den Übergang zum temperaturabhängigen Winterverbrauch.
- Der Winterbeginn im November 2025 war von einem erhöhten Gasverbrauch geprägt, was zu entsprechend steigenden Ausspeicherungen führte. Diese nahmen im Dezember mit 0,9 TWh pro Tag nochmals spürbar zu. Dennoch lagen sowohl der Verbrauch von mittleren 3,6 TWh pro Tag als auch die Ausspeicherung im Dezember unter den Werten vom Jahresbeginn 2025, was vor allem auf die vergleichsweise milden Temperaturen im Dezember 2025 zurückzuführen ist.
- Das Jahr 2025 schloss insgesamt mit einem Gasverbrauch in Höhe von 910 TWh. Gegenüber 2024 (851 TWh) stieg der Gasverbrauch demnach um 6,9 % an.
- **Auf den milden Dezember folgte ein deutlich kälterer Januar. Die durchschnittlichen Temperaturen lagen in diesem Monat unter dem Temperaturniveau des Referenzjahres im Normalszenario. Infolge der niedrigeren Temperaturen stiegen die Ausspeicherungen aus den Gasspeichern deutlich an und verdoppelten sich verglichen mit den Dezember-Ausspeicherungen. Im Januar stammten rund 38 % des verbrauchten Erdgases aus Speichern. Mit den wieder mildernden Temperaturen im Februar gingen die Ausspeicherungen anschließend zurück und sanken im Monatsmittel von 2 TWh pro Tag auf etwa 1,1 TWh pro Tag.**

Entwicklung der Speicherfüllstände

Deutschland beendete den Winter 2024/25 mit einem Gasspeicherfüllstand von 29 % zum 1. April 2025. Damit lagen die Speicherstände zu diesem Zeitpunkt unter dem langjährigen Durchschnitt. Die anschließende Wiederbefüllungsphase begann somit auf einem ungewöhnlich niedrigen Ausgangsniveau, sodass ein entsprechend hoher Einspeicherbedarf bestand.

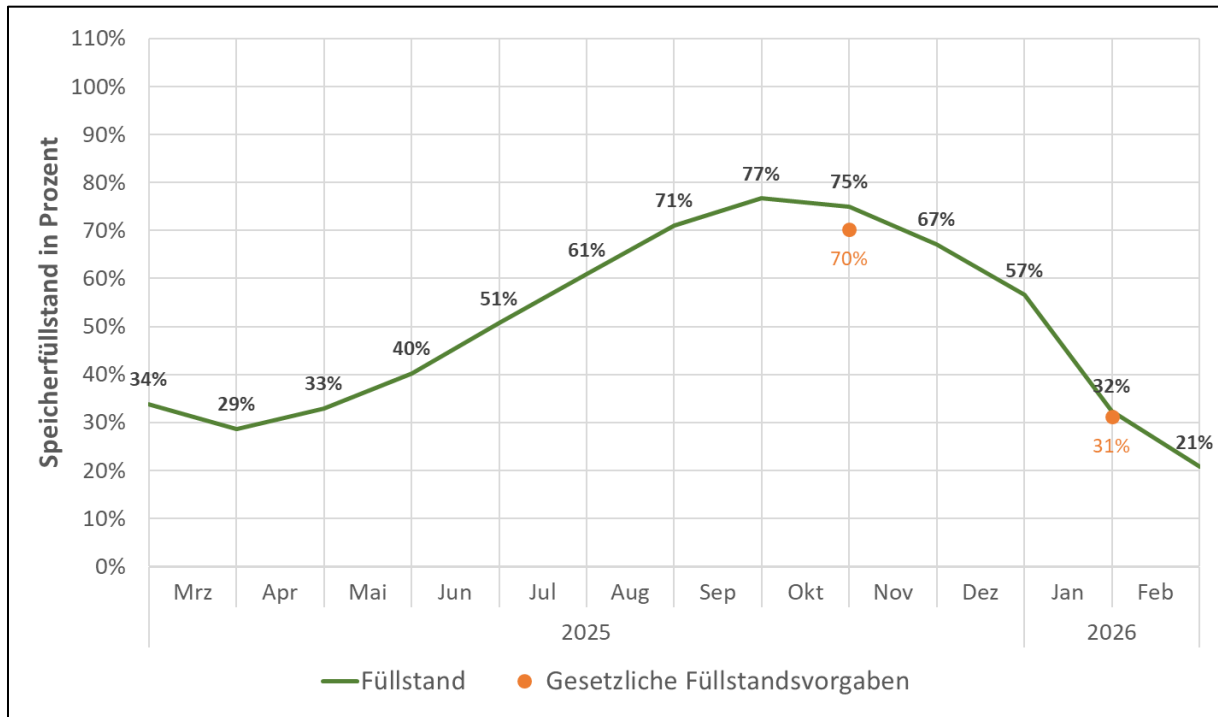


Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland

Quellen: GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Ab April gab es dann mehr Ein- als Ausspeicherungen. Bis Ende August erhöhte sich der Speicherstand weiter auf 71 %, während er im August des Vorjahres 2024 bereits 95 % betragen hatte. Damit bleibt Deutschland im Sommer 2025 hinter den üblichen Füllständen zurück. Im September 2025 stieg der Speicherfüllstand nur noch verhalten an. Im Oktober dominierten bereits die Ausspeicherungen, wodurch der Füllstand in 2025 außergewöhnlich früh zurückging.

Mit einem Füllstand von 75 % begann die Heizperiode. Im November und Dezember wurde aus den Speichern aufgrund milder Temperaturen nur verhalten Gas entnommen. Erst im Januar leerten sich die Speicherfüllstände drastisch. Die gesetzliche Füllstandsvorgabe in Höhe von 30 % wurde aufgrund dieser Entleerungen nur knapp übertroffen. Mit einem Füllstand von 21 % geht Deutschland aus den kalten Wintermonaten. Ein vergleichbar niedriges Niveau wurde zuletzt im Krisenjahr 2021/22 verzeichnet.

LNG-Importe nach Europa

Im Zeitraum von März 2025 bis zum Februar 2026 wurde Liquefied Natural Gas (LNG) über europäische Importterminals im Umfang von 4,5 TWh pro Tag im Mittel importiert (vgl. Abbildung 3). Der Schwerpunkt der LNG-Importe lag in Nordwesteuropa. Besonders umfangreiche mittlere Importe erfolgten über Frankreich (0,9 TWh pro Tag), die Niederlande (0,7 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (0,4 TWh pro Tag) und Belgien (0,4 TWh pro Tag). LNG-Importe über Italien (0,6 TWh pro Tag) und Spanien (0,6 TWh pro Tag) bildeten in dem einjährigen Zeitraum einen weiteren Schwerpunkt im Süden bzw. Südwesten von Europa.

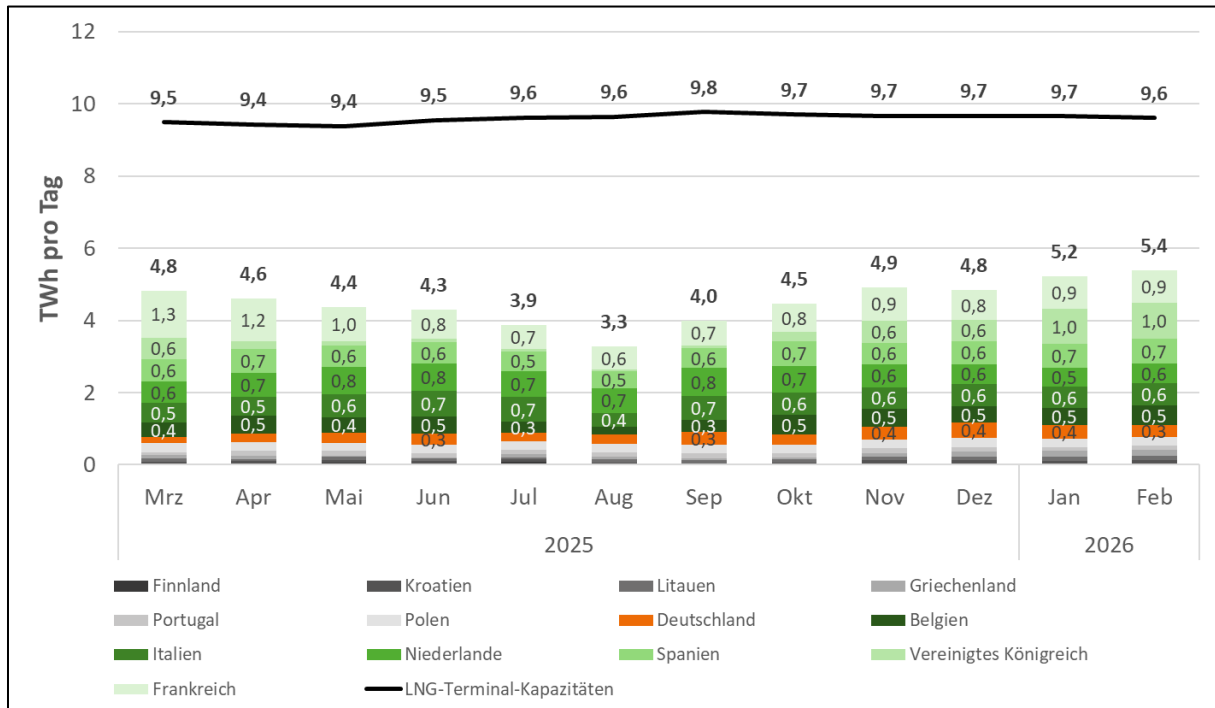


Abbildung 3: Europäische LNG-Importe

Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Über den Zeitraum von März 2025 bis zum Februar 2026 verfügten im Mittel insbesondere Spanien (1,5 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (1,3 TWh pro Tag) und Frankreich (0,6 TWh pro Tag) über große ungenutzte LNG-Importkapazitäten (vgl. Abbildung 4).

In Summe ergeben die realisierten LNG-Importe (vgl. Abbildung 3) und die ungenutzten LNG-Terminalkapazitäten (vgl. Abbildung 4) die insgesamt in den Ländern verfügbaren LNG-Terminalkapazitäten. Die LNG-Terminals in den aufgeführten Ländern verfügen derzeit über eine Importkapazität von 9,6 TWh pro Tag.

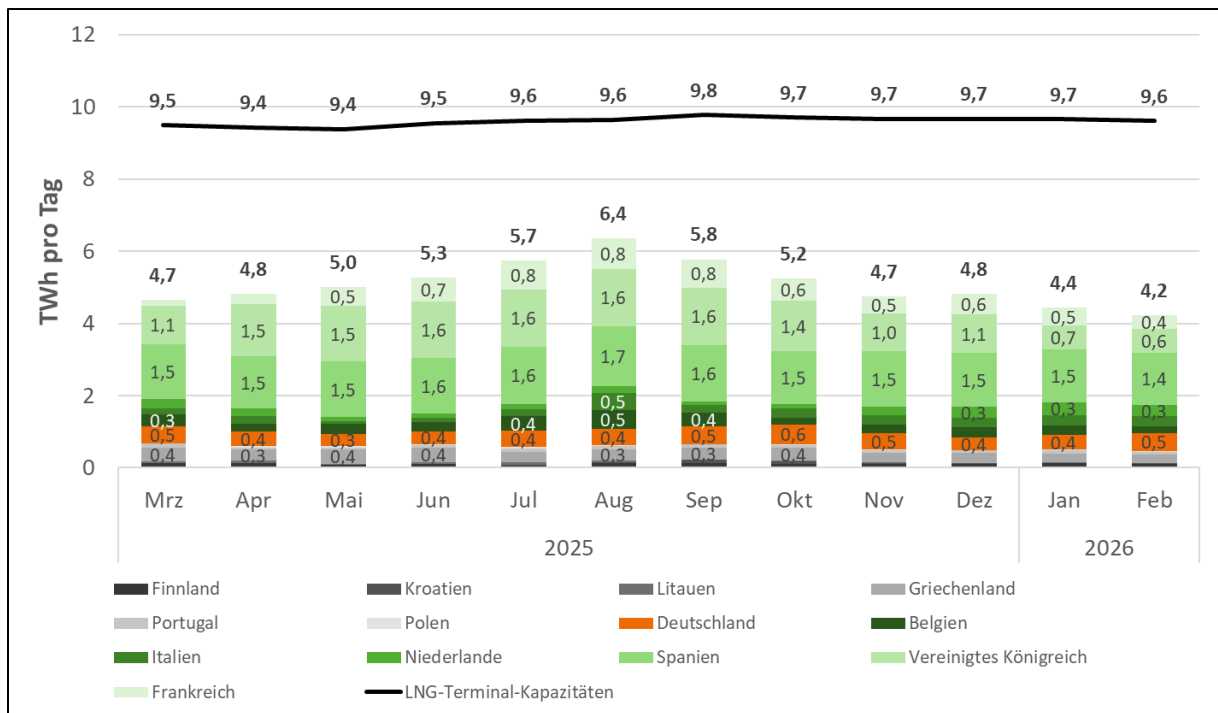
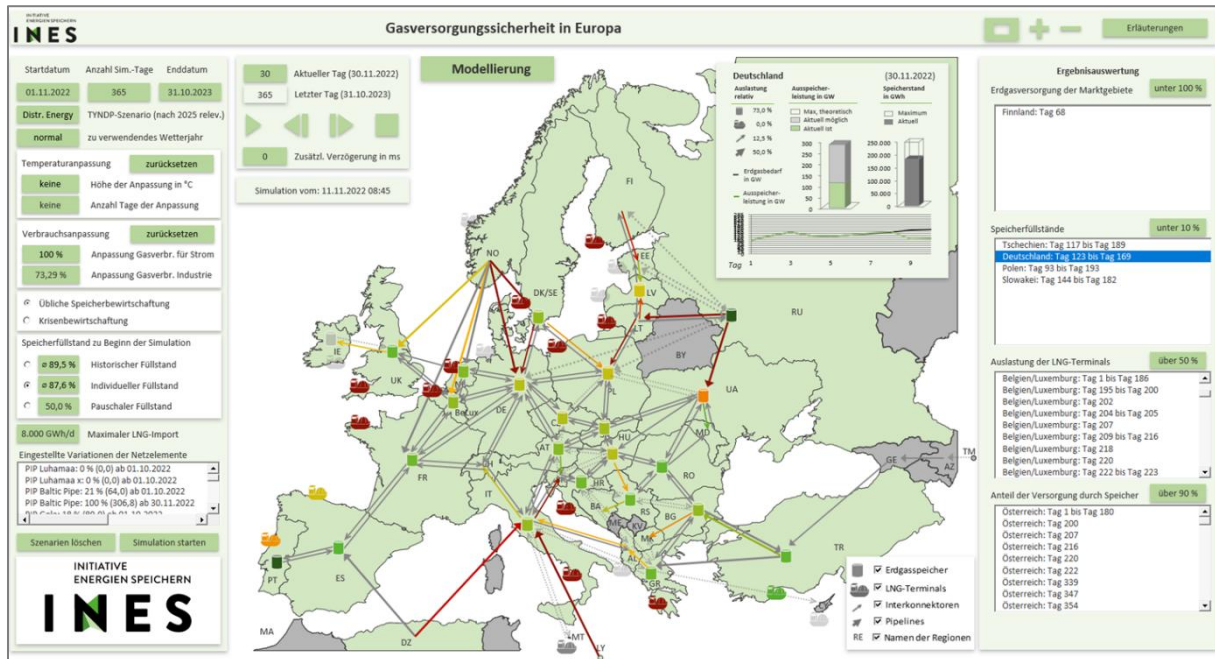


Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten

Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

2. INES-Gasmarktmodell (IGM)

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) verfügt über die Fähigkeit, die europäischen Gasmärkte in einem INES-Gasmarktmodell (IGM) dynamisch zu modellieren (für eine beispielhafte Anschauung vgl. Abbildung 5). Im Modell können Szenarien tagesscharf über individuell zu definierende Zeiträume analysiert werden.



Hinweis: Beispielhafte Darstellung

Abbildung 5: INES-Gasmarktmodell (IGM)

Quellen: INES (2025/2026)

Für die Modellierung von Szenarien im IGM werden Annahmen hinterlegt:

- Für die Seite des Gas-Aufkommens wird die LNG-Verfügbarkeit angenommen und es sind Daten für die Gasproduktionskapazitäten in Europa vorhanden.
- Für die Seite der Gas-Verwendung werden im Modell Jahresverbrauchswerte hinterlegt. Anhand von länderspezifischen Temperaturdaten und sektoralen Strukturdaten werden diese Jahresverbräuche im Modell auf Tagesdaten umgerechnet. Im Modell ist es möglich, unterschiedliche Temperaturniveaus zu analysieren. Die Tagesverbräuche ändern sich in Abhängigkeit der Sektorstrukturen für die einzelnen Länder entsprechend.
- Für die Gasinfrastrukturen werden im Modell sämtliche Infrastrukturbestandteile hinterlegt und fortlaufend aktualisiert. Dazu gehören LNG-Terminals, Gasspeicher und Pipeline-Verbindungen in Europa. Daten zur Inbetriebnahme neuer Gas-Infrastrukturen oder Restriktionen (z. B. Wartungen) werden im Modell (sofern bekannt) abgebildet.
- Die Modellierung berücksichtigt keine preiselastische Nachfragerreaktion.

Das IGM kann mehrere Optimierungsaufgaben lösen.

3. Gas-Szenarien für Deutschland

3.1. Parametrisierung

INES hat für den Zeitraum vom 1. März bis zum 31. Oktober 2026 mehrere Szenarien mit dem IGM berechnet („INES-Szenarien für den Winter 2025/26 und Sommer 2026“). Die Szenarien beleuchten dementsprechend die Versorgung im Winter 2025/2026 und Sommer 2026.

Ziel der Modelloptimierung:

Grundsätzlich werden die Füllstände im „Winter“ (Nov - Apr) maximal gehalten. Dies erfolgt unter der Bedingung, dass die Gasmärkte vollständig versorgt sind. Seit dem Juli-Update in 2025 beachtet die Modellierung den vermarkteten Anteil der Gasspeicherkapazitäten in Deutschland. Bis Ende Oktober 2026 wird der aktuelle Vermarktungsanteil angenommen. Eine Befüllung der Gasspeicher über den vermarkteten Anteil der Kapazitäten hinaus wird im Modell ausgeschlossen.

Ein Austausch von Gas innerhalb des stark vernetzten EU-Binnenmarktes wird vom Modell im Rahmen der Optimierungsaufgabe und unter Beachtung der infrastrukturellen Restriktionen eigenständig ausgewählt. Importe und Exporte für die einzelnen Länder sind folglich nicht vorgegeben, sondern ergeben sich endogen aus der Modellrechnung.

Zentrale Parameter der INES-Szenarien sind die folgenden:

Gasaufkommen

- Gasimporte aus Russland erreichen den EU-Binnenmarkt nur über die Türkei (Importpunkt Kipi/Strandzha) und Litauen (Importpunkt Kotlovka). Ein vollständiger Ausfall ukrainischer Gastransite wird ab dem 1. Januar 2025 berücksichtigt.
- Flüssigerdgas (LNG – Liquefied Natural Gas) steht dem EU-Binnenmarkt in großem Umfang zur Verfügung. Im „Sommer“ bis 5,5 TWh pro Tag und im „Winter“ bis 7,2 TWh pro Tag. Das Modell entscheidet im Rahmen der Optimierungsaufgabe endogen, an welchen LNG-Terminals in Europa eine Einspeisung der Mengen erfolgt.

Gasinfrastrukturen

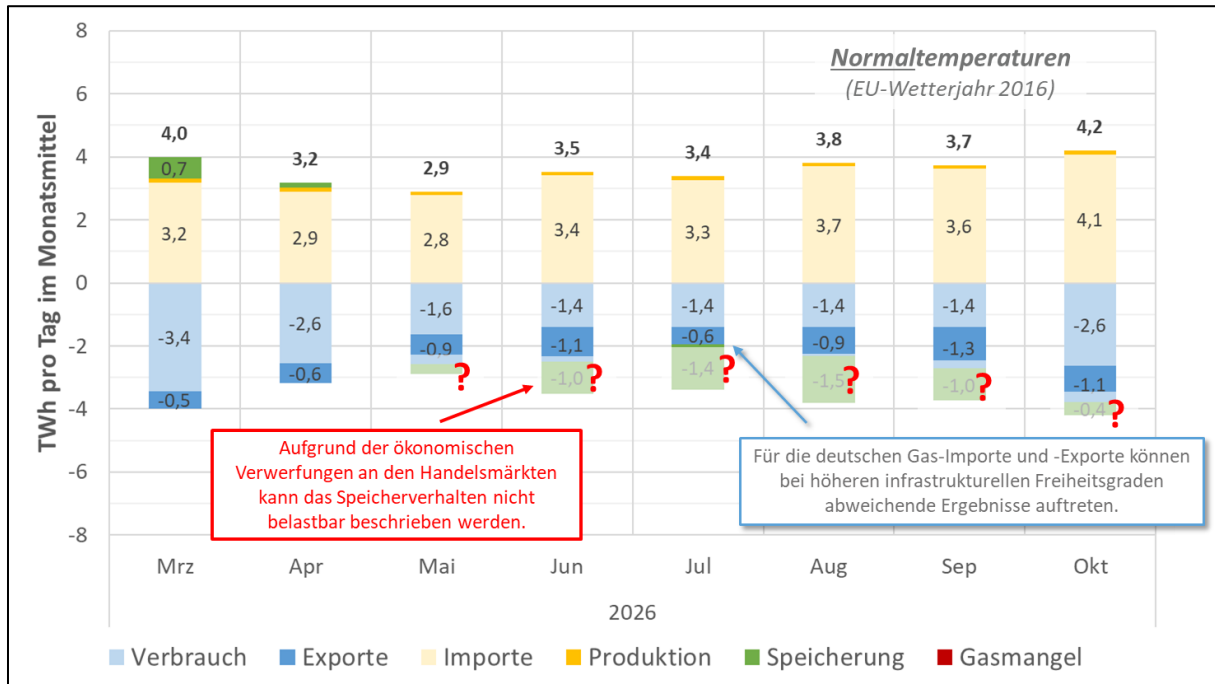
- Neue Infrastrukturprojekte im EU-Binnenmarkt werden beachtet, z.B. LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU).
- Unterbrechbar nutzbare Pipelines aus Belgien stehen auch im Winter zur Verfügung.

Gasverwendung

Die temperaturabhängigen Verbrauchsprofile der EU-Mitgliedstaaten enthalten Anpassungen, die in den Jahren 2024 und 2025 beobachtet werden konnten. Der temperaturunabhängige Verbrauch wurde entsprechend bisheriger Beobachtungen angepasst.

3.2. Szenario „Winter 25/26 und Sommer 26 bei Normaltemperaturen“

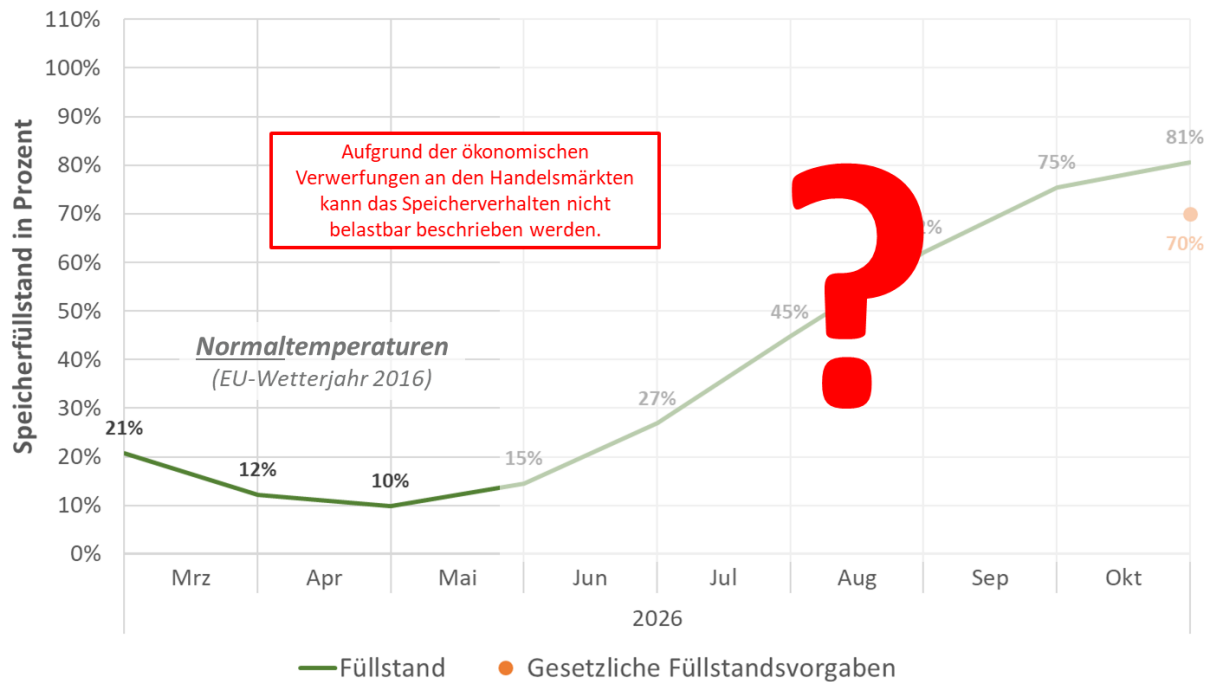
Unter der gewählten Parametrisierung wurde der Szenario-Zeitraum mit normalen Temperaturen für Europa modelliert. Als Normaljahr wurde für den EU-Binnenmarkt das Wetterjahr 2016 länderspezifisch hinterlegt. Die Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Ergebnisse der Analysen für Deutschland.



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr

Abbildung 6: INES-Szenarien: Gasbilanzen bei Normaltemperaturen

Quellen: INES (2026)



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr

Abbildung 7: INES-Szenarien: Füllstandsentwicklung bei Normaltemperaturen

Quellen: INES (2026)

Die Kernergebnisse im Überblick:

- Der Gasverbrauch liegt im März 2026 temperaturbedingt noch bei 3,4 TWh pro Tag im Monatsmittel. Dieser sinkt bis zum Juni 2026 auf einen temperaturunabhängigen Sommerverbrauch von 1,4 TWh ab.
- Bis Ende April 2026 sinken die Gesamtspeicherfüllstände auf rund 10 %. Ausgehend vom aktuellen Niveau von etwa 21 % entspricht dies einer moderaten weiteren Entleerung, würde jedoch den niedrigsten bislang in Deutschland gemessenen Gesamtspeicherfüllstand markieren. Aufgrund der aktuellen ökonomischen Verwerfungen an den Energiemärkten lässt sich die Speicherbefüllung im Sommer 2026 nicht belastbar beschreiben. Insbesondere die Schließung der Straße von Hormus und die daraus resultierenden Veränderungen auf den internationalen Gasmärkten sind in den zugrunde liegenden Modellannahmen nur begrenzt abgebildet. Die Annahme, dass die Gasspeicher bis November ein Befüllungs-niveau erreichen, das dem Vermarktungsstand des Jahres 2025 entspricht, dient daher ausschließlich als technische Referenzannahme für die Modellierung.

Kritische Punkte/Modelleffekte:

- Für die deutschen Gas-Importe und -Exporte können sich modellbedingt von der Realität abweichende Ergebnisse ergeben. Weisen die Infrastrukturen in der Realität nur noch geringe Freiheitsgrade (d.h. wenige ungenutzte Potenziale) auf, konvergieren die realen Marktergebnisse und die Modellergebnisse zunehmend.
- Die ökonomische Optimierung der Speicherkunden kann zu einem abweichenden Speicherverhalten (nicht nur in Deutschland) führen. Aufgrund der ökonomischen Verwerfungen an den Handelsmärkten kann das Speicherverhalten nicht belastbar beschrieben werden. Darüber hinaus könnte eine staatliche Intervention zu höheren Gasspeicherfüllständen führen.

3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe

Für die Ergebnisse aus dem Szenario „Winter 25/26 und Sommer 26 bei Normaltemperaturen“ wurde eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Dazu wurden unter der gleichen Modell-Parametrisierung zwei weitere Wetterjahre gerechnet:

- Kalte Temperaturen: EU-Wetterjahr 2010
- Warme Temperaturen: EU-Wetterjahr 2020

Normaltemperaturen im Vergleich

Die Betrachtung der beiden extremen Wetterbedingungen ermöglicht für Europa eine stark ausdifferenzierte Betrachtung des Winters. Im Sommerzeitraum spielt die Temperatur in den Modellierungen keine Rolle, weil der Verbrauch auf den temperaturunabhängigen Anteil reduziert ist. Für den EU-Binnenmarkt und Deutschland können mit den betrachteten Wetterjahren im Winter, insbesondere für die Monate Dezember, Januar und Februar stark unterschiedliche Temperaturniveaus betrachtet werden (vgl. Abbildung 8).

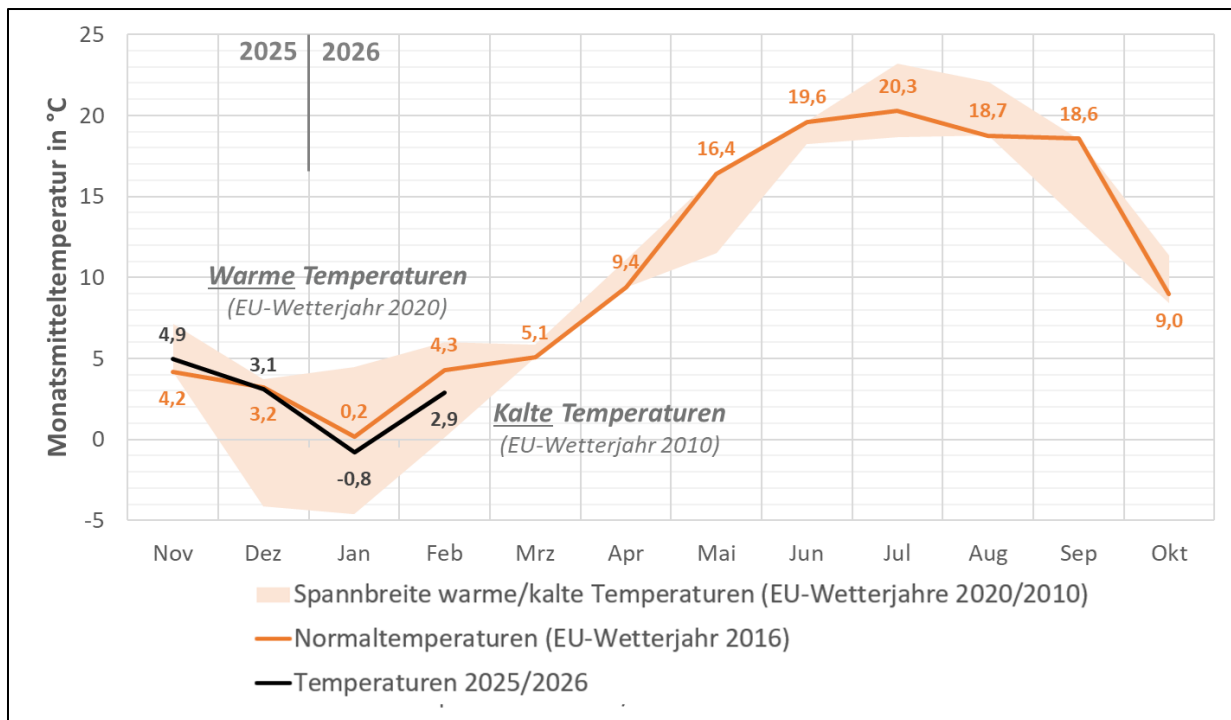


Abbildung 8: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich
 Quellen: DWD (2025/2026), INES (2026)

Ein Temperaturvergleich (vgl. Abbildung 9) zeigt, dass die extrem kalten Temperaturen des Jahres 2010 in den Monaten Dezember und Januar signifikant unter den Temperaturen der letzten Jahre (2018 – 2023) liegen.

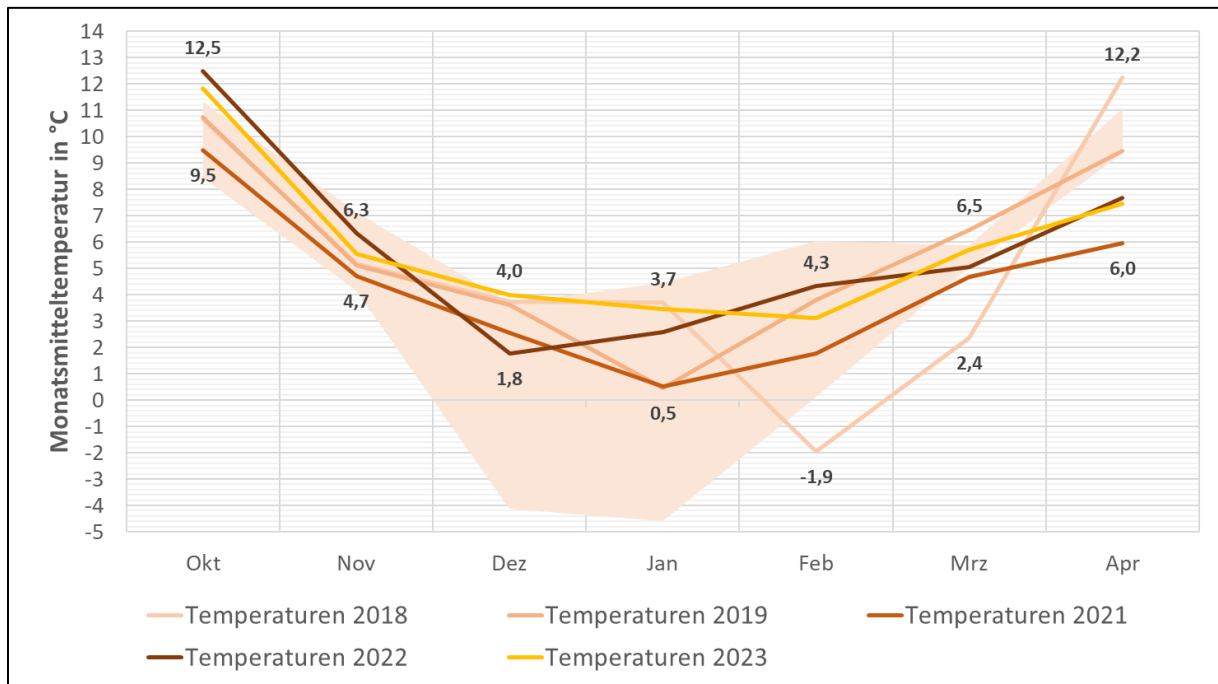


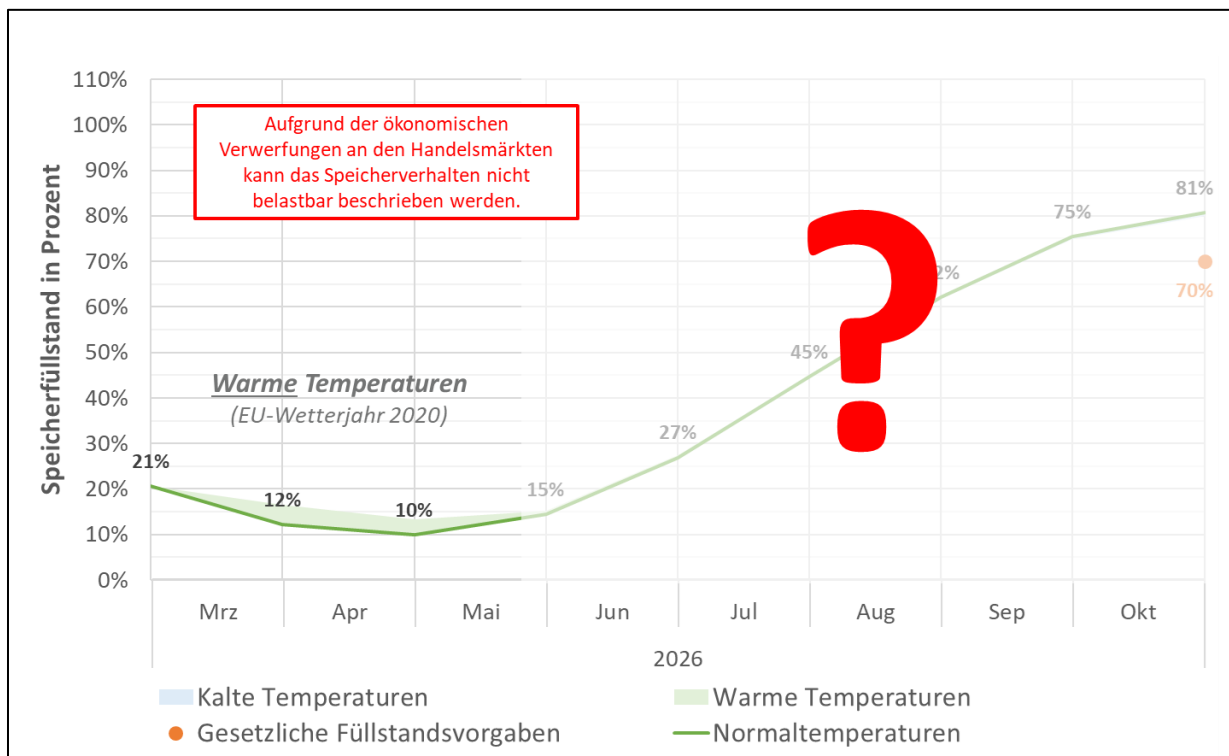
Abbildung 9: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich

Quellen: DWD (2024), INES (2024)

Eine Füllstandsentwicklung, die für diese Monate aus den Temperaturen des Jahres 2010 abgeleitet wird, ist vor dem Hintergrund des Temperaturvergleichs als weniger wahrscheinlich zu bewerten. Allerdings gab es beispielsweise im Jahr 2018 Temperaturverläufe, die im Februar und März deutlich niedrigere Temperaturen aufwiesen, als sie im Rahmen der Sensitivitätsanalyse von INES betrachtet werden.

Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturverläufen

Aus den unterschiedlichen Temperaturverläufen lassen sich unterschiedliche Füllstandsverläufe ableiten (vgl. Abbildung 10).



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr

Abbildung 10: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen

Quellen: INES (2026)

Die Kernergebnisse im Überblick:

- Der kalte Januar sowie der anschließend moderat verlaufende Februar führten dazu, dass sich die bereits im Vorjahr unterdurchschnittlich gefüllten Speicher deutlich schneller entleerten. Der aktuelle Füllstand liegt bei rund 21 %. In allen betrachteten Szenarien bleibt die Gasversorgung jedoch bis zum Beginn der Wiederbefüllungsphase im Sommer 2026 gesichert.
- Mit dem verbleibenden Speicherstand muss nun sowohl der verbleibende Wintermonat März abgedeckt als auch eine ausreichende Wiederbefüllung bis zum Beginn der Heizperiode im November gewährleistet werden. Die Schließung der Straße von Hormus führt zwar nicht unmittelbar zu technischen Einschränkungen für die Gasversorgung Europas oder für die Befüllung der Speicher in Deutschland. Sie hat jedoch zu erheblichen Preissteigerungen auf den globalen LNG-Märkten geführt. Der daraus resultierende Bieterwettbewerb zwischen Asien und Europa treibt die Preise nach oben.

- In der Folge hat sich der saisonale Sommer-Winter-Spread ins Negative gedreht. Gas ist für den kommenden Winter derzeit günstiger als für den Sommer verfügbar. Damit fehlen dem Markt derzeit jegliche ökonomischen Anreize zur Einspeicherung von Gas in die Speicher.

3.4. Zusammenfassung

Auf Basis der bisherigen Versorgungssituation und vor dem Hintergrund der Szenarioanalysen lassen sich die Ergebnisse wie folgt zusammenfassen:

- Aufgrund der kälteren Temperaturen im Januar und Februar 2026 entleerten sich die Gasspeicher in Deutschland stärker als bei durchschnittlichen Temperaturverläufen zu erwarten gewesen wäre. Ende Februar lagen die Speicherfüllstände mit rund 21 % auf einem historisch niedrigen Niveau.
- Ein Speicherfüllstand von 21 % zum 1. März 2026 reicht nach den Modellrechnungen bei den aktuellen Verbrauchsmustern selbst bei extrem kalten Temperaturen aus, um die Gasversorgung im verbleibenden Winter 2025/26 sicherzustellen. Die gegenüber dem Januar-Update verbesserte Perspektive ist maßgeblich auf den Temperaturverlauf im Januar und Februar 2026 zurückzuführen: Obwohl beide Monate überdurchschnittlich kalt waren, lagen die mittleren Temperaturen rund 3-4 °C über denen des dem Modell zugrunde liegenden kalten Szenarios (Referenzjahr 2010).
- Für die nun anstehende Wiederbefüllung der Gasspeicher bilden die Modellrechnungen die technischen Möglichkeiten des Gassystems ab. Sie zeigen, ob die Voraussetzungen gegeben sind, die Speicher in Deutschland erneut bis zu 81 % (entsprechend dem Buchungsstand vom 1. November 2025) zu befüllen. Das tatsächliche Speicherverhalten kann aufgrund der aktuellen Marktsituation jedoch deutlich von diesen technischen Annahmen abweichen.
- Einschränkungen globaler LNG-Lieferketten infolge der Schließung der Straße von Hormus und die damit verbunden stark gestiegenen Gaspreise führen derzeit zu einem negativen Sommer-Winter-Spread. Dadurch fehlen Marktakteuren derzeit weitgehend wirtschaftliche Anreize zur Einspeicherung von Gas. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Füllstandsverlauf erheblich von den technisch möglichen Befüllungsraten abweichen kann.

4. Handlungsempfehlungen

4.1. Maßnahmen zur Krisenprävention

4.1.1. Monitoring der Gasversorgungssicherheit

INES empfiehlt, nachfolgende zentrale Parameter in einem Monitoring fortlaufend zu überwachen:

- Speicherfüllstände in den EU-Mitgliedstaaten
- EU-Gasverbräuche bei niedrigeren Temperaturen
- Täglicher Gasimport von Flüssigerdgas (LNG) in die EU
- Import russischer Gasmengen über die Türkei in die EU

4.1.2. Entwicklung von Gas-Infrastrukturen in Deutschland

- Vor dem Hintergrund des nur kurz- bis mittelfristigen Handlungsbedarfs war der Fokus auf zusätzliche schwimmende LNG-Terminals (FSRU) in der Krisenzeit zielführend, weil FSRU im Vergleich zu den anderen Infrastrukturoptionen schneller zur Verfügung gestellt werden können.
- Nach dem Winter 2026/27 könnten die bestehenden drei FSRU in Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Mukran zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit bereits ausreichen. Spätestens für die Zeit danach sollte deshalb die Entwicklung zusätzlicher LNG-Terminalkapazitäten in einen diskriminierungsfreien Wettbewerb mit anderen Gas- bzw. Wasserstoff-Infrastrukturen gestellt werden.

4.1.3. Stärkung der Verbrauchseinsparungen

Treten extrem kalte Temperaturen im Winter auf, werden aller Voraussicht nach zusätzliche Einsparbemühungen erforderlich sein. Die Verbraucherinnen und Verbraucher sollten dann entsprechend sensibilisiert werden.

4.2. Krisenmanagement in Gasmangellagen

INES empfiehlt, das Krisenmanagement auf folgende Aspekte auszurichten:

- Eine Gasmangellage droht, wenn die Gasspeicher zu rasch entleert werden. Das Krisenmanagement sollte darauf ausgerichtet sein, eine zu starke Entleerung zu vermeiden, um die Versorgung des lebenswichtigen Bedarfs abzusichern.
- Eine Reduktion des Verbrauchs durch Kürzung des nicht lebenswichtigen Bedarfs ist dabei zentral (vgl. Abbildung 11). Vom Marktgebietsverantwortlichen (Trading Hub Europe) im vertraglichen Auftrag oder selbst gespeicherte Gasmengen (1. und 2. Schritt) können ein koordiniertes Herunterfahren des nicht lebenswichtigen Bedarfs ermöglichen.
- Sofern gewünscht, sollte eine Erhöhung der von THE im vertraglichen Auftrag gespeicherten Gasmengen zum Schutz der Industrie in Erwägung gezogen werden.

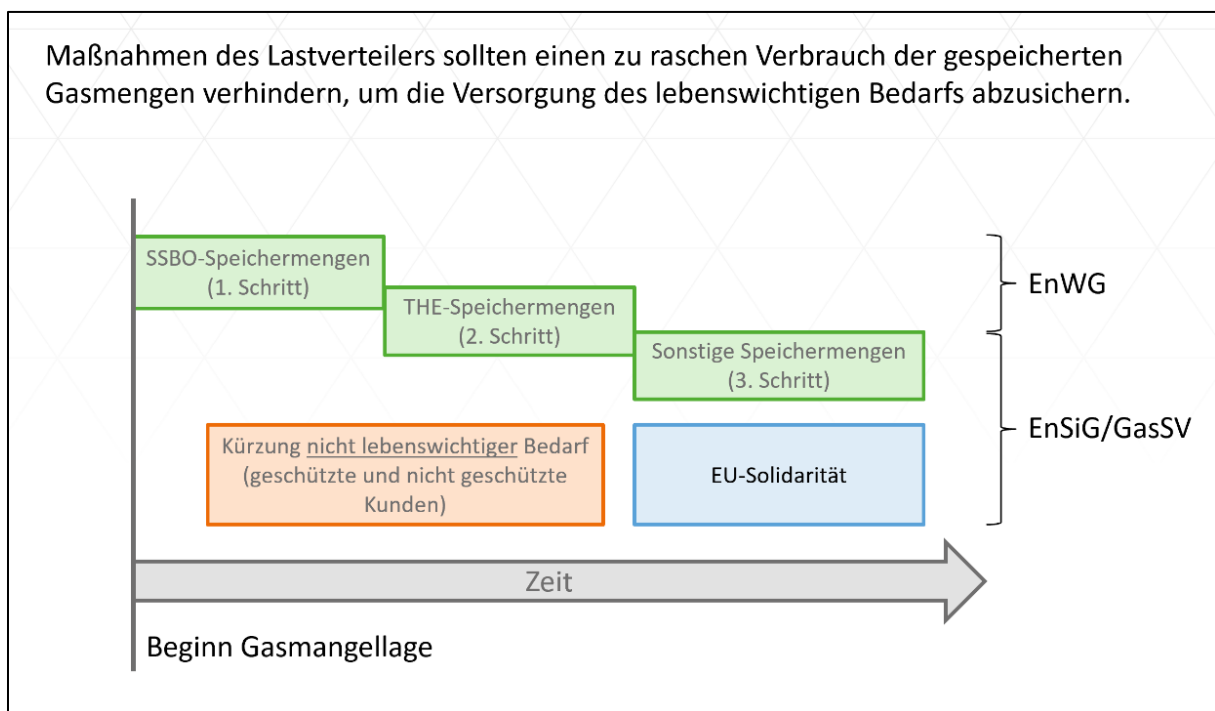


Abbildung 11: INES-Empfehlungen zum Krisenmanagement in Gasmangellagen

Quellen: INES (2025)

5. Updates der Gas-Szenarien

INES veröffentlicht regelmäßig Updates für die Gas-Szenarien. Das nächste Update erfolgt am **12. Mai 2026**.

Inhalte des Updates:

- Ergänzung der Ist-Daten für März und April 2026.
- Mai-Update der INES-Szenarien.

6. Ansprechpartner

Sebastian Heinermann
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.heinermann@energien-speichern.de

7. Transparenzhinweis

Die INES ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister eingetragen. Die INES achtet den Verhaltenskodex gem. § 5 LobbyRG und den [Verhaltenskodex des europäischen Transparenzregisters](#).

Eintrag im Lobbyregister (national): [R001797](#)

Eintrag im Transparenzregister (international): [289476237584-12](#)