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
INES

Versorgungssicherheit Gas

INES-Szenarien (November-Update)

Berlin, 10. November 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 26/27 bei Normaltemperaturen“ 11
3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe 13
3.4. Zusammenfassung 16
4. Politische Handlungsempfehlungen 17
4.1. Verlässlichen Marktrahmen für Speicherbetrieb und Wintervorsorge schaffen 17
4.2. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Speichernutzung dauerhaft verbessern 18
5. Updates der Gas-Szenarien 19
6. Ansprechpartner 19
7. Transparenzhinweis 19

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: „Analyse-Temperaturen“ im Mehrjahresvergleich 14
Abbildung 10: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen* 15

1. Bisherige Gasversorgungssituation in Deutschland

INES verfügt über ein tagesscharf 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.

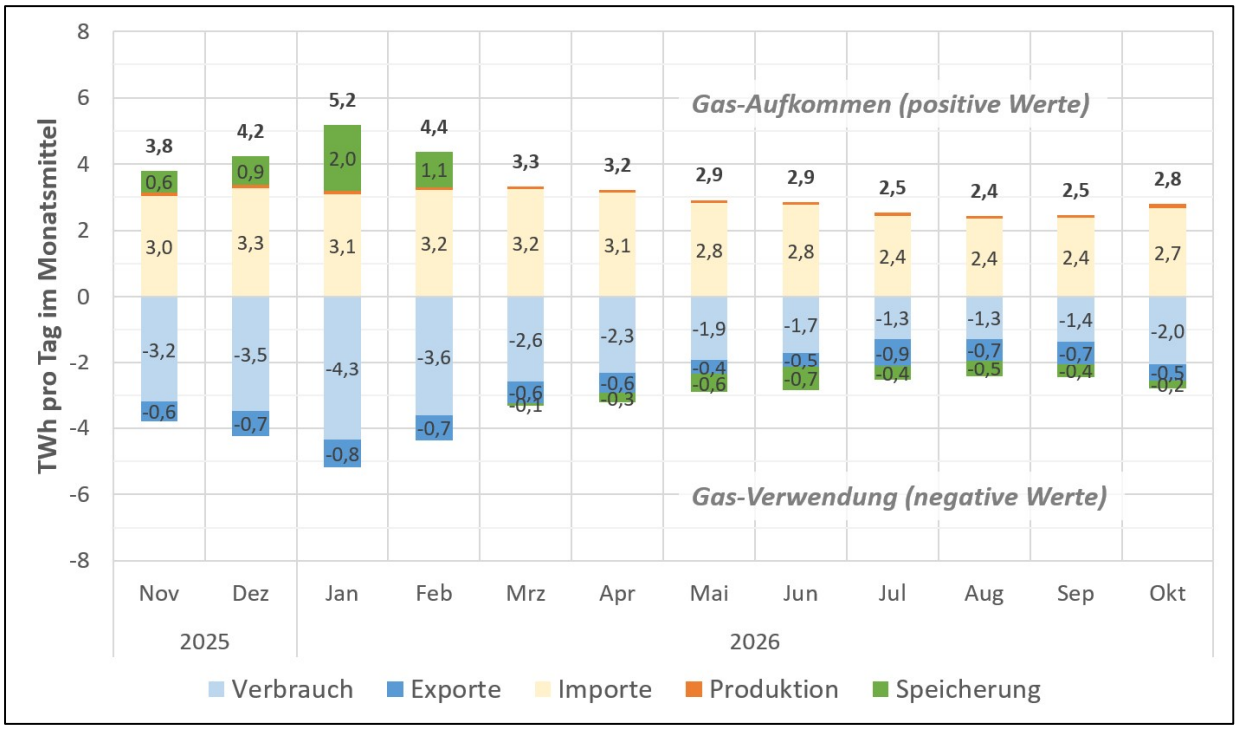


Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland
Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

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

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 November 2025 bis zum Oktober 2026 lassen sich folgende zentrale Entwicklungen anhand der Gasbilanz beobachten:

- 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 ab. 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 milderen Temperaturen im Februar gingen die Ausspeicherungen anschließend zurück und sanken im Monatsmittel von 2 TWh pro Tag auf etwa 1,1 TWh pro Tag.
- Der Winter 2025/2026 endete mit vergleichsweise milden Temperaturen im März und April. In beiden Monaten konnten Gasimporte und inländische Produktion den Verbrauch sowie die Exporte vollständig decken. Darüber hinaus wurden bereits erste Einspeicherungen vorgenommen, die im Monatsmittel rund 0,1 TWh pro Tag im März und 0,3 TWh pro Tag im April betrugen.
- Der Gasverbrauch lag von Juni bis September 2026, wie in den Sommermonaten typisch, stabil auf einem niedrigen Niveau zwischen 1,3 und 1,7 TWh pro Tag.
- Die Einspeicherungen stiegen bis Juni 2026 auf durchschnittlich 0,7 TWh pro Tag an, bevor sie im Juli und August wieder auf 0,4 TWh pro Tag zurückgingen. Sowohl die 0,4 TWh pro Tag als auch die 0,7 TWh pro Tag lagen damit weiterhin unter dem Niveau des Vorjahreszeitraums.
- **Im Oktober 2026 führte der saisonal bedingte Anstieg des Gasverbrauchs bereits zu ersten Ausspeicherungen, während die Einspeicherungen weiterhin auf einem niedrigen Niveau verharrten. Die Nettoeinspeicherungen lagen im Monatsdurchschnitt somit bei lediglich 0,2 TWh pro Tag. Mit dem Beginn der Ausspeicherperiode ist nun mit einem kontinuierlichen Rückgang der Speicherfüllstände zu rechnen.**

Entwicklung der Speicherfüllstände

Zu Beginn der Ausspeicherperiode am 1. November 2026 wurden die Speicherfüllstandsvorgaben deutlich verfehlt. Mit lediglich 61 % lag der Füllstand 9 Prozentpunkte unter der gesetzlichen Vorgabe. Im Vorjahr waren die Speicher mit bereits ungewöhnlich niedrigen 75 % noch knapp oberhalb der Vorgabe gefüllt. Selbst dieses niedrige Niveau wurde nun deutlich unterschritten.

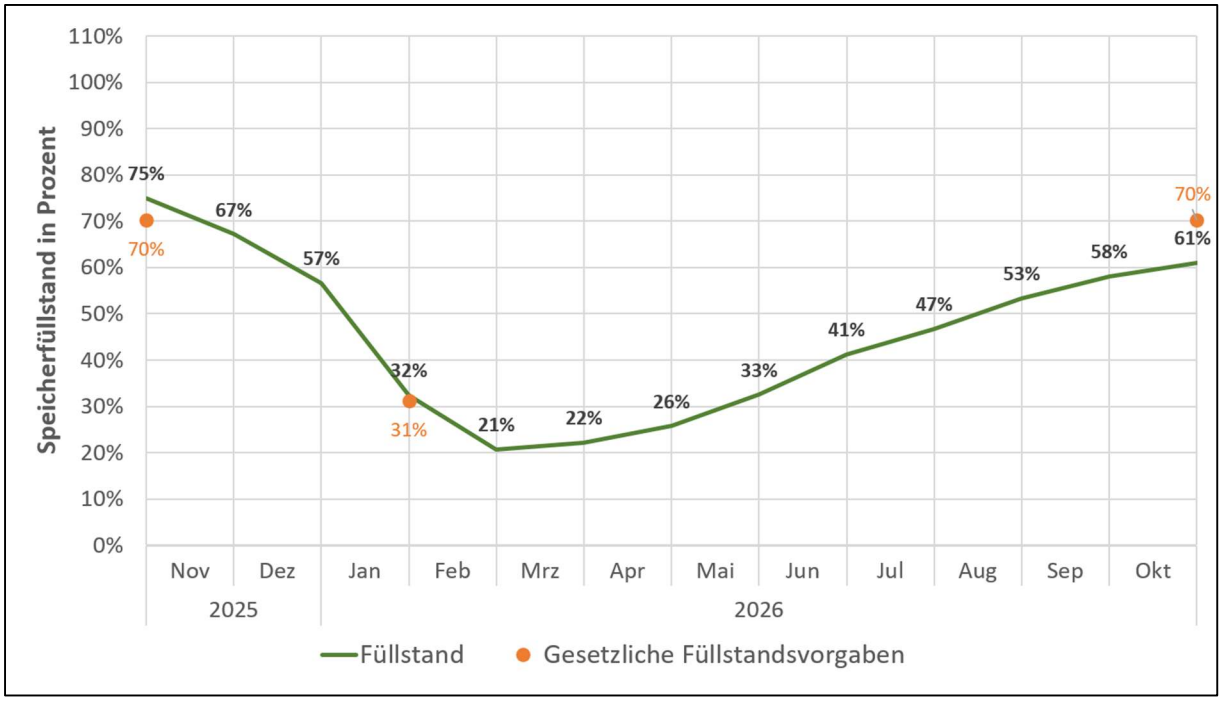


Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland
Quellen: GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Zum Vergleich: Im Jahr 2024 betrug der Speicherstand im November 98 %. Damit blieb Deutschland sowohl im Herbst 2025 als auch im Herbst 2026 weit hinter den üblichen Füllständen zurück.

Im November und Dezember 2025 wurde aus den Speichern aufgrund milder Temperaturen nur verhalten Gas entnommen. Erst im Januar 2026 sanken die Speicherfüllstände drastisch. Die gesetzliche Füllstandsvorgabe in Höhe von 30 % wurde aufgrund dieser Entleerungen nur knapp übertroffen. Mit einem Füllstand von 21 % ging Deutschland aus den kalten Wintermonaten.

Die Wiederbefüllung der Gasspeicher verlief im gesamten Jahr 2026 nur schleppend. Infolge der gestiegenen Gaspreise nach der Sperrung der Straße von Hormus lag der Speicherfüllstand zu Beginn des Speicherjahres am 1. April 2026 bei lediglich 22 % und erhöhte sich bis zum 1. Oktober nur auf 58 %. Damit lag er rund 20 Prozentpunkte unter dem bereits ungewöhnlich niedrigen Vorjahreswert von 77 % in 2025. Inzwischen ist der Speicherfüllstand auf den niedrigsten Wert gesunken, der zu dieser Jahreszeit seit Beginn der Aufzeichnungen vor 15 Jahren gemessen wurde.

LNG-Importe nach Europa

Im Zeitraum von November 2025 bis Oktober 2026 wurde Liquefied Natural Gas (LNG) über europäische Importterminals im Umfang von 4,2 TWh pro Tag im Mittel importiert (vgl. Abbildung 3). Der Schwerpunkt der LNG-Importe lag in Nordwesteuropa. Besonders umfangreiche mittlere Importe erfolgten über Frankreich (0,8 TWh pro Tag), die Niederlande (0,6 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (0,4 TWh pro Tag) und Belgien (0,3 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.

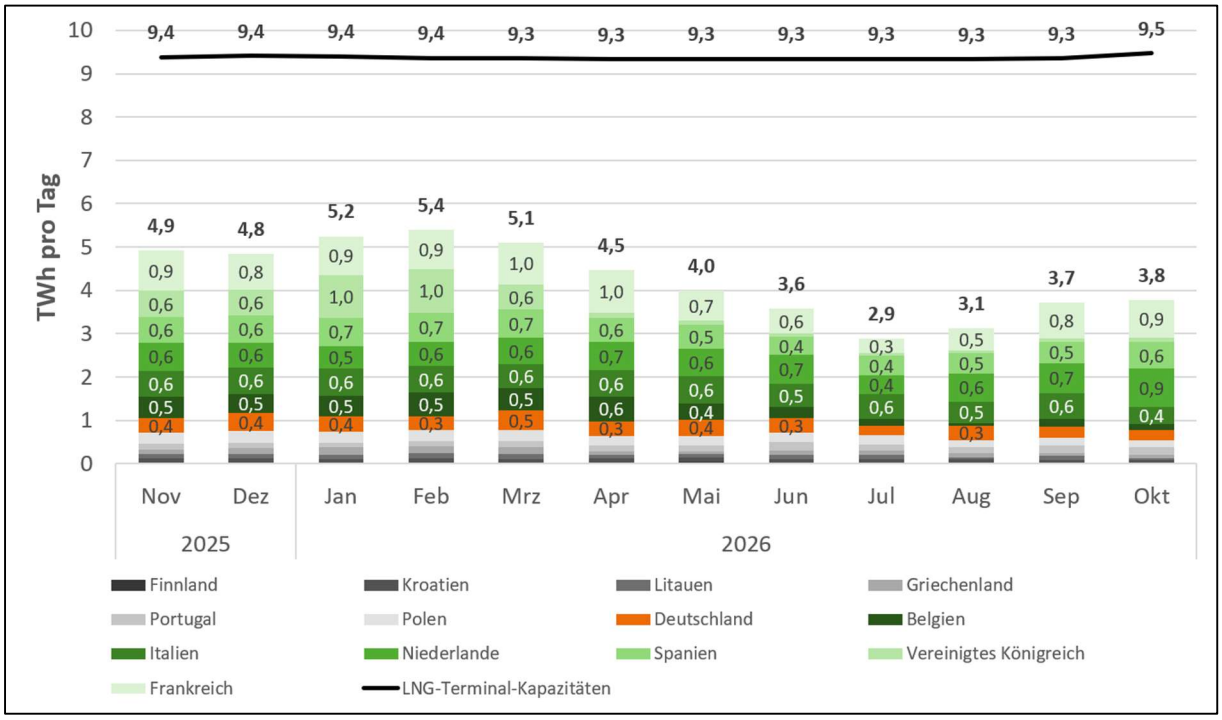


Abbildung 3: Europäische LNG-Importe
Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Über den Zeitraum von November 2025 bis Oktober 2026 verfügten im Mittel insbesondere Spanien (1,6 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (1,3 TWh pro Tag) und Frankreich (0,5 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 9,5 TWh pro Tag.

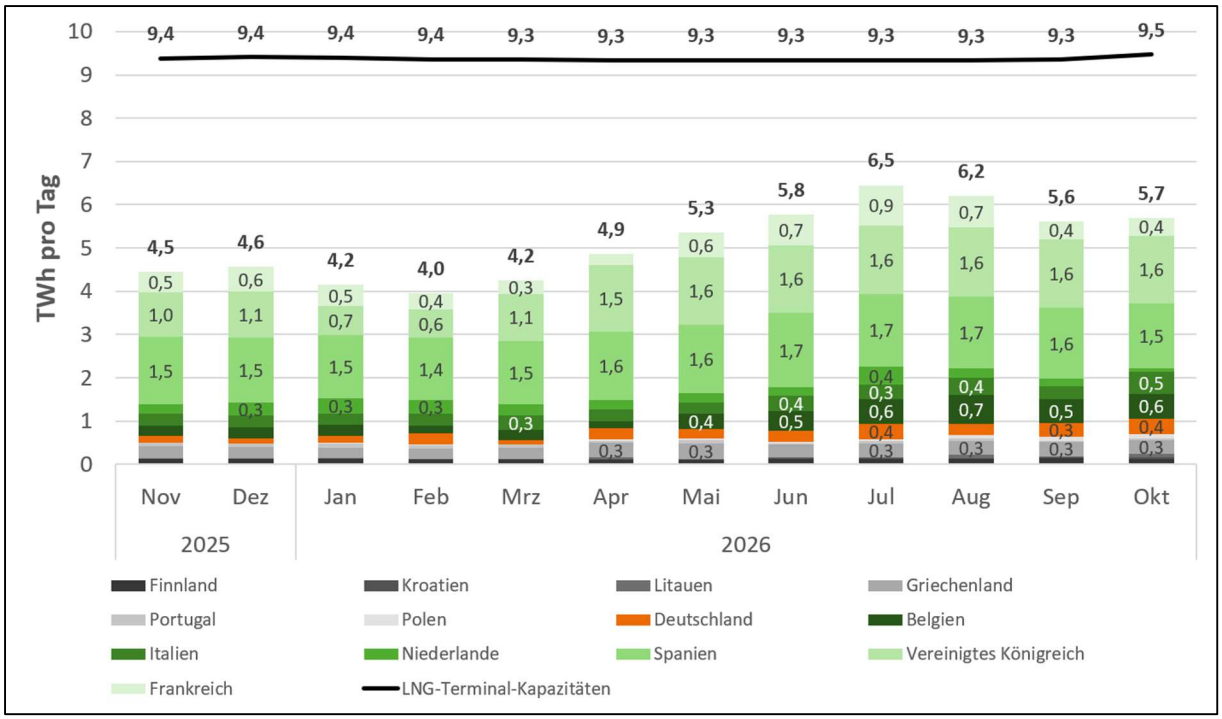
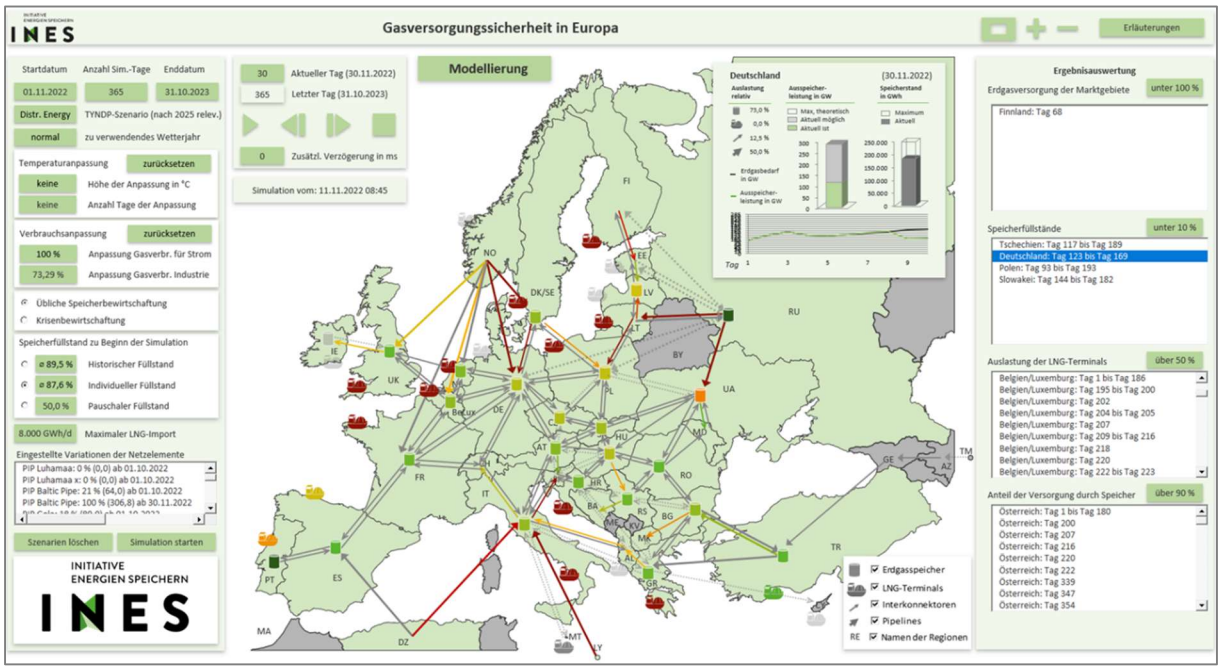


Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten
Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

2. INES-Gasmarktmodell (IGM)

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) verfügt über die Fähigkeit, die europäischen Gasmärkte in dem 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 Nachfragereaktion.

Das IGM kann mehrere Optimierungsaufgaben lösen.

3. Gas-Szenarien für Deutschland

3.1. Parametrisierung

INES hat für den Zeitraum vom 1. November 2026 bis zum 30. April 2027 mehrere Szenarien mit dem IGM berechnet („INES-Szenarien für den Winter 2026/2027“). Die Szenarien beleuchten dementsprechend die Versorgung im Winter 2026/2027.

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 bei der Befüllung der Gasspeicher den vermarkteten Anteil der Gasspeicherkapazitäten in Deutschland. Bis Ende Oktober wird der aktuelle Vermarkungsanteil als maximal befüllbare Speicherkapazität angenommen. Eine Nutzung der Gasspeicher in Deutschland über den vermarkteten Anteil der Kapazitäten hinaus wird im Modell entsprechend 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.

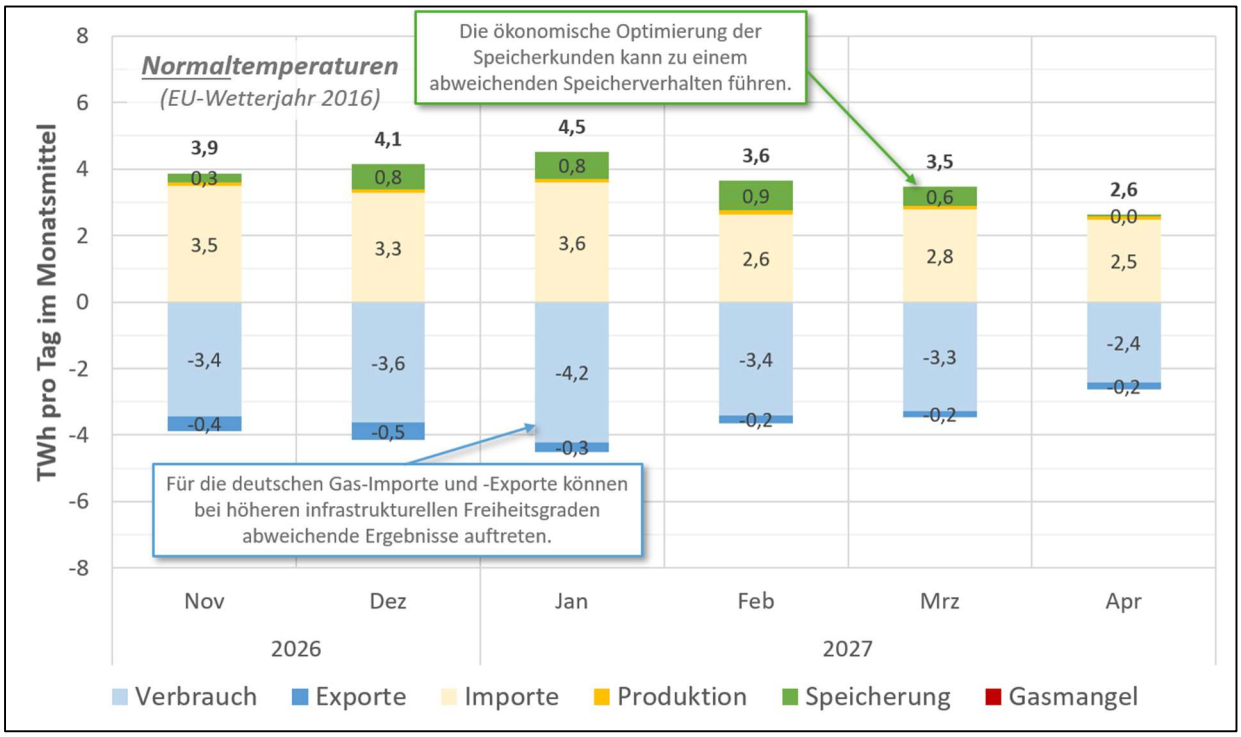
Gasinfrastrukturen

- 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 2025 und 2026 beobachtet werden konnten. Der temperaturunabhängige Verbrauch wurde entsprechend bisheriger Beobachtungen angepasst.

3.2. Szenario „Winter 26/27 bei Normaltemperaturen“

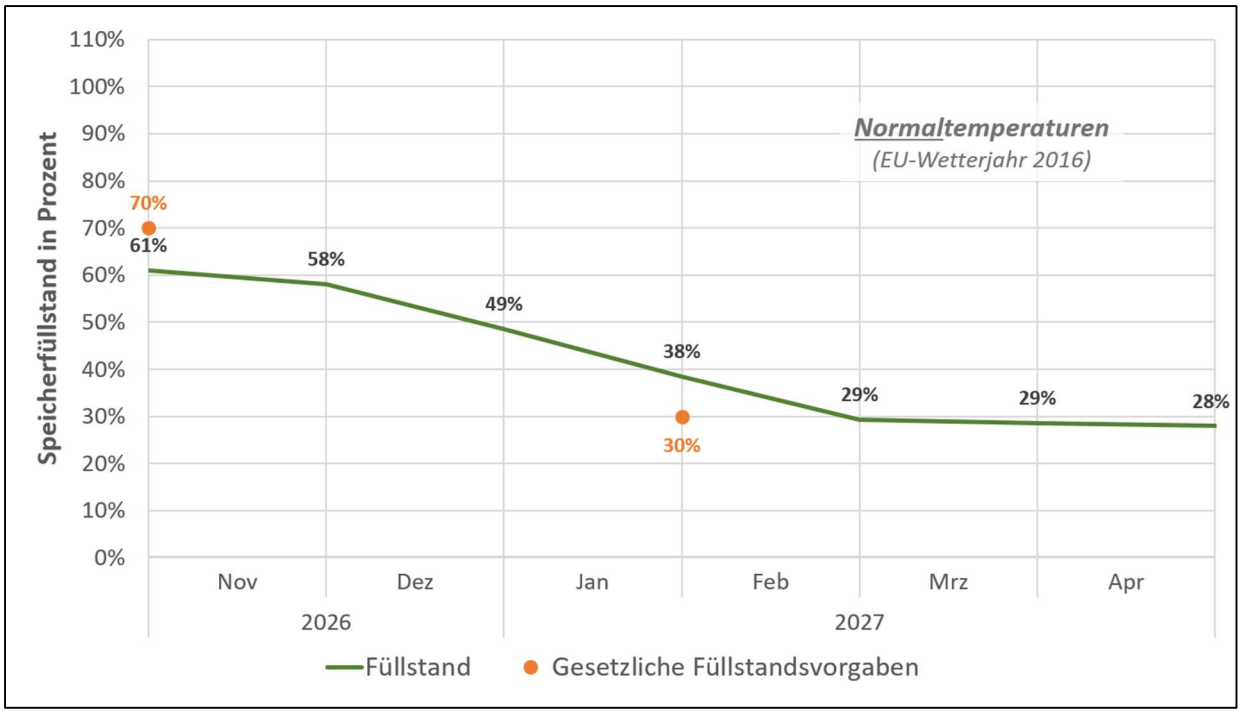
Unter der gewählten Parametrisierung wurde der Szenario-Zeitraum mit normalen Temperaturen für Europa modelliert. Als Normaljahr wurde für den EU-Binnenmarkt das Wetterjahr 2016 länderspezifisch hinterlegt. Die Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Ergebnisse der Analysen für Deutschland.



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:

- Ab November 2026 steigen mit Beginn der kälteren Monate sowohl die Gasverbräuche als auch die Ausspeicherungen aus den Gasspeichern wieder an.
- Im Normalszenario mit durchschnittlichen Wintertemperaturen ist ein Speicherfüllstand von 61 % zum 1. November ausreichend, um die Versorgungssicherheit über den Winter hinweg zu gewährleisten. In diesem Szenario sinken die Speicherfüllstände bis zum 1. April 2027 auf rund 28 %.
- Auffällig ist, dass die Ausspeicherungen im Normalszenario für den kommenden Winter geringer ausfallen als in den Modellrechnungen der Vorjahre. Ursache hierfür sind die niedrigen deutschen Speicherfüllstände, wodurch der Gasbedarf im Winter verstärkt durch Importe aus den europäischen Nachbarländern gedeckt werden muss.

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 derzeit 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 26/27 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).

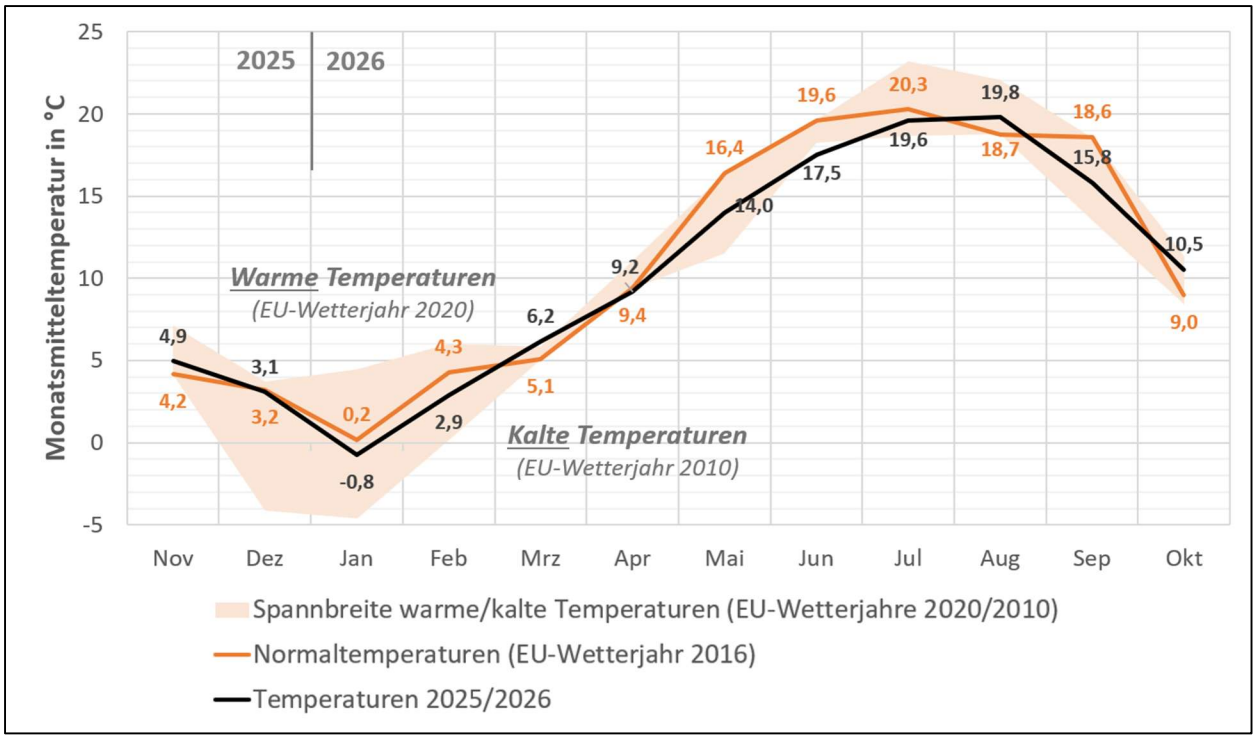


Abbildung 8: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich
Quellen: DWD (2025/2026), INES (2026)

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.

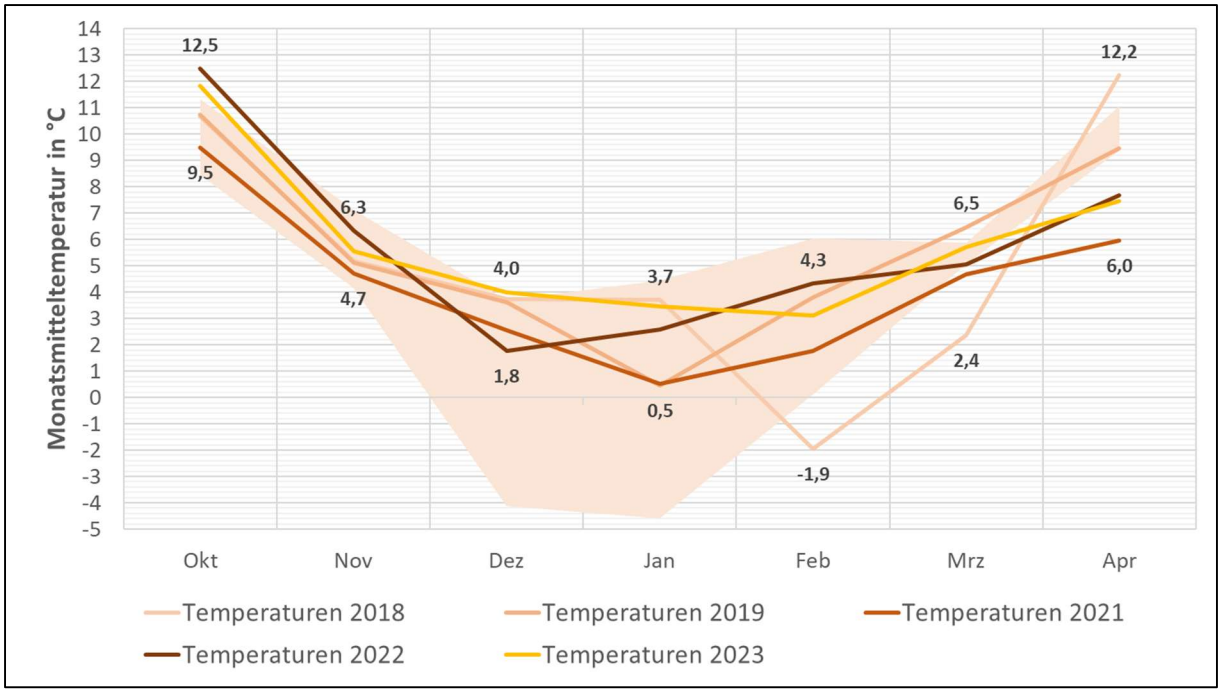


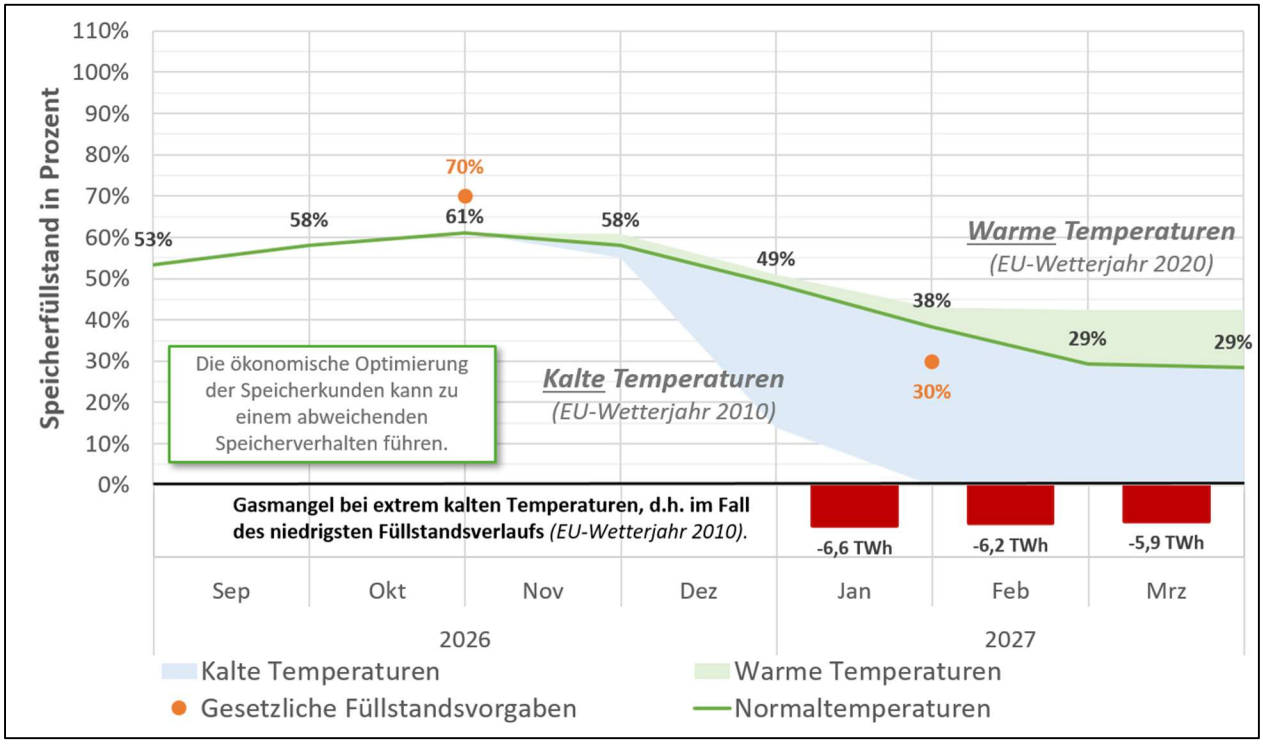
Abbildung 9: INES-Szenarien: „Analyse-Temperaturen“ im Mehrjahresvergleich
Quellen: DWD (2024), INES (2024)

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 Füllstand der bereits im Vorjahr unterdurchschnittlich gefüllten Speicher erhöhte sich von rund 21 % Anfang März auf lediglich 61 % zum 1. November. Dies verdeutlicht, dass die Wiederbefüllung nur in begrenztem Umfang erfolgte. Die Sperrung der Straße von Hormus hat erhebliche Preissteigerungen auf den globalen LNG-Märkten ausgelöst. In der Folge hat sich der saisonale Sommer-Winter-Spread ins Negative gedreht. Gas für den kommenden Winter war günstiger als im vorangegangenen Sommer. Damit fehlten dem Markt jegliche ökonomischen Anreize zur Einspeicherung von Gas in die Speicher.
- Die Modellierung extrem kalter Temperaturen zeigt, dass ein Speicherfüllstand von 61% bei unveränderten Verbrauchsmustern nicht ausreichen würde, um die Versorgungssicherheit im Winter 2026/27 vollständig zu gewährleisten. In diesem Szenario kommt es im Januar, Februar und März 2027 zu Unterdeckungen von bis zu

6,6 TWh pro Monat. An einzelnen Tagen tritt ein Gasmangel von bis zu 1,7 TWh pro Tag auf. Bei normalen oder warmen Temperaturverläufen ist dieser Füllstand nach den Modellrechnungen hingegen ausreichend.

3.4. Zusammenfassung

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

- Der kalte Jahresbeginn führte dazu, dass die bereits im Vorjahr unterdurchschnittlich gefüllten Gasspeicher auf rund 20 % zum 25. Februar 2026 entleert wurden. Seit dem entwickelt sich der Gasspeicherfüllstand auf einem so niedrigen Niveau, wie zu keinem vergleichbaren Zeitpunkt in der bisherigen Historie. Zum 1. November 2026 lag der Füllstand bei 61 %. Ursachen hierfür sind die hohen Ausspeicherungen zum Ende des Winters 2025/26 sowie die stark gestiegenen Gaspreise, die die Wiederbefüllung bislang deutlich begrenzt haben.
- Sowohl im Normal- als auch im Warmszenario reicht der aktuelle Füllstand der deutschen Gasspeicher von 61 % in Verbindung mit den höheren Speicherfüllständen der europäischen Nachbarländer aus, um den deutschen Gasbedarf über den gesamten Winter zu decken. In beiden Szenarien werden zudem die gesetzlichen Speicherfüllstandsvorgaben für Februar eingehalten.
- Bei extrem niedrigen Temperaturen wie im Referenzjahr 2010 ist die Gasversorgung hingegen nicht vollständig gesichert. Aufgrund der niedrigen Speicherfüllstände zu Beginn der Heizperiode kann der deutsche Gasbedarf im Januar, Februar und März 2027 nicht vollständig gedeckt werden. Die monatlichen Versorgungsunterdeckungen erreichen dabei bis zu 6,6 TWh. Im Januar können an einzelnen Tagen sogar bis zu 1,7 TWh Gas fehlen. Dies entspricht etwa einem Drittel des höchsten Gasverbrauchs im Januar 2026.

4. Politische Handlungsempfehlungen

Die INES-Gas-Szenarien verdeutlichen, dass die gegenwärtigen Marktbedingungen keine verlässlich ausreichende Befüllung der deutschen Gasspeicher gewährleisten. Die niedrigen Speicherfüllstände zu Beginn der Heizperiode 2026/27 zeigen, dass die bestehenden Instrumente zur Wintervorsorge weiterentwickelt werden müssen. Insbesondere bei extrem kalten Temperaturen können daraus Risiken für die Gasversorgung entstehen.

Mit Beginn der Ausspeicherperiode hat sich der Handlungsspielraum für eine zusätzliche Befüllung der Gasspeicher im laufenden Winter erheblich verringert. Kurzfristige Anreize zur Einspeicherung können deshalb für die Wintervorsorge 2026/27 keinen vergleichbaren Beitrag mehr leisten wie während der vorangegangenen Befüllungsperiode. Der politische Handlungsbedarf richtet sich nun vor allem auf die strukturelle Stärkung des Gasspeichermarktes und die rechtzeitige Vorbereitung der kommenden Winter.

INES begrüßt die Bereitschaft des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE), die Instrumente zur Absicherung der Gasversorgung weiterzuentwickeln. Die angekündigte staatliche Gasreserve kann hierzu einen Beitrag leisten. Sie sollte jedoch in einen langfristig tragfähigen Marktrahmen eingebettet werden, der sowohl den wirtschaftlichen Betrieb der benötigten Gasspeicher als auch eine ausreichende Befüllung für die Wintervorsorge sicherstellt. Dazu empfiehlt INES die nachfolgenden Maßnahmen.

4.1. Verlässlichen Marktrahmen für Speicherbetrieb und Wintervorsorge schaffen

Ein Blick auf die aktuellen Marktwerte zeigt, dass diese nicht ausreichen, um sowohl eine adäquate Befüllung als auch den Speicherbetrieb mittel- bis langfristig in Deutschland abzusichern. Deutschland benötigt einen langfristig verlässlichen Marktrahmen, der den wirtschaftlichen Betrieb der für die Versorgungssicherheit benötigten Gasspeicher ermöglicht und die Vorhaltung ausreichender Gasmengen für den Winter absichert.

Deutschland muss dafür in einem ersten Schritt ein Versorgungssicherheitsniveau festlegen und darauf aufbauend einen geeigneten Marktrahmen schaffen. Andere EU-Mitgliedstaaten haben sich dieser Herausforderung bereits angenommen und gewährleisten den wirtschaftlichen Betrieb und die Nutzung der Gasspeicher. Hierbei können zwei Ansätze verfolgt werden. Entweder erfolgt ein sogenannter Differenzausgleich zwischen Marktwert und Kosten für die Gasspeicherung oder die Marktakteure werden zur Nutzung der Speicher verpflichtet.

Manche EU-Mitgliedstaaten (z.B. die Niederlande) bezahlen beispielsweise Marktakteuren einen Bonus für die Speicherbefüllung. Wiederum andere EU-Mitgliedstaaten (z.B. Österreich) verpflichten Marktakteure (z.B. Lieferanten), Gasspeicher zu befüllen. Darüber hinaus gibt es EU-Mitgliedstaaten, die beide Ansätze kombinieren (z.B. Frankreich oder Italien), indem Speichernutzer Gasspeicher zu Marktwerten buchen können und dafür ein Füllstandsziel vor

dem Winter erreichen müssen. In diesem Ansatz wird der wirtschaftliche Betrieb der Speicher sichergestellt, indem die Differenzkosten zwischen den erzielbaren Marktwerten und den Vollkosten für den Speicherbetrieb ausgeglichen und über die Netzentgelte auf alle Marktakteure umgelegt werden.

Auch für Deutschland sollte ein entsprechender Marktrahmen entwickelt werden, der die staatliche Gasreserve und weitere Instrumente der Wintervorsorge aufeinander abstimmt. Dabei sollten die bestehenden Marktstrukturen und möglichst große Spielräume für eine marktwirtschaftliche Speicherbewirtschaftung erhalten bleiben. Die Ausgestaltung sollte rechtzeitig vor der nächsten Befüllungsperiode erfolgen, um den Marktakteuren Planungssicherheit zu geben.

4.2. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Speichernutzung dauerhaft verbessern

Unabhängig von der Wahl zusätzlicher Vorsorgeinstrumente sollten vermeidbare Kosten der Speichernutzung abgebaut werden. Hierzu gehören insbesondere eine höhere Rabattierung oder vollständige Abschaffung der Netzentgelte an Speicheranschlusspunkten.

Darüber hinaus sollten vergünstigte Finanzierungsmöglichkeiten, beispielsweise über die KfW, geprüft werden. Sie können die Finanzierungskosten für das einzuspeichernde Gas reduzieren und die Nutzung von Speicherkapazitäten insbesondere in Phasen hoher Gaspreise erleichtern.

Diese Maßnahmen können die Wirtschaftlichkeit der marktbasierten Speicherbefüllung grundsätzlich stärken. Ihre Umsetzung sollte deshalb mit Blick auf die kommenden Befüllungsperioden vorbereitet werden.

5. Updates der Gas-Szenarien

INES veröffentlicht regelmäßig Updates für die Gas-Szenarien. Das nächste Update erfolgt am **12. Januar 2027**.

Inhalte des Updates:

- Ergänzung der Ist-Daten für November und Dezember 2026.
- Januar-Update der INES-Gas-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