

**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 (Februar-Update)

Berlin, 8. Februar 2024

### 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 16 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 „Restwinter und Sommer 2024 bei Normaltemperaturen“.....	11
3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe .....	13
3.4. Zusammenfassung.....	16
4. Handlungsempfehlungen.....	17
4.1. Maßnahmen zur Krisenprävention .....	17
4.1.1. Monitoring der Gasversorgungssicherheit.....	17
4.1.2. Maßnahmen zur sicheren Erreichung der Füllstandsvorgaben .....	17
4.1.3. Entwicklung von Gas-Infrastrukturen in Deutschland.....	20
4.1.4. Stärkung der Verbrauchseinsparungen .....	21
4.2. Krisenmanagement in Gasmangellagen.....	22
5. Updates der Gas-Szenarien.....	23
6. Ansprechpartner .....	23
7. Transparenzhinweis .....	23

## 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 für Deutschland: Gasbilanzen bei Normaltemperaturen .....	11
Abbildung 7: INES-Szenarien für Deutschland: Füllstandsentwicklung bei Normaltemperaturen .....	12
Abbildung 8: INES-Szenarien für Deutschland: „Normaltemperaturen“ im Vergleich .....	13
Abbildung 9: INES-Szenarien für Deutschland: „Normaltemperaturen“ im Vergleich .....	14
Abbildung 10: INES-Szenarien für Deutschland: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen.....	15

## 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.

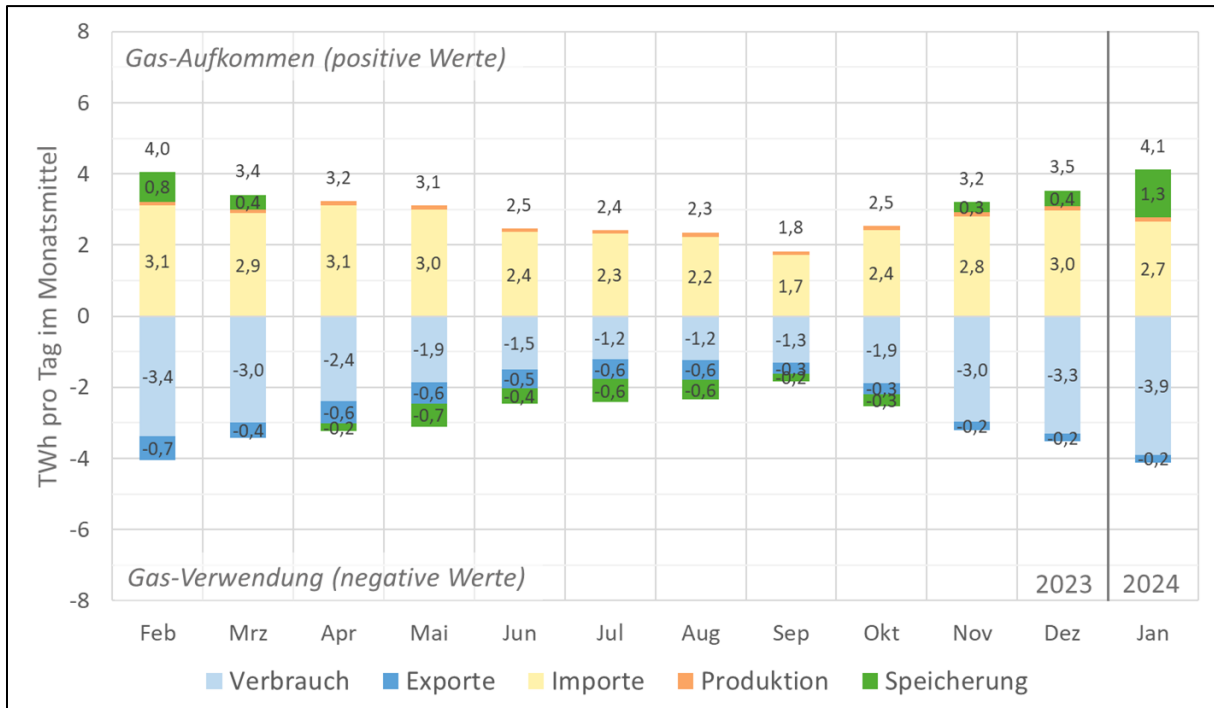


Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland

Quellen: ENTSOG (2024), GIE (2024), INES (2024)

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 Februar 2023 bis zum Januar 2024 lassen sich folgende zentrale Entwicklungen anhand der Gasbilanz beobachten:

- Der vollständige Wegfall russischer Gaslieferungen über Pipelines (ab 31. August 2022) im Jahr 2023 und damit verbunden auch der Wegfall von Ringflüssen über Tschechien nach Deutschland führte zu einem abnehmenden Importaufkommen. Das verbleibende Aufkommen ist vor allem durch Importe aus Belgien, den Niederlanden und Norwegen definiert.
- Mit einer Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) in Wilhelmshaven wurde am 17. Dezember 2022 erstmals in Deutschland ein LNG-Terminal in Betrieb genommen. Ein weiteres LNG-Terminal, das aus einer Kombination von Floating Storage Unit (FSU) und Floating Regasification Unit (FRU) besteht, kam am 14. Januar 2023 in Lubmin hinzu. Ein drittes LNG-Terminal (FSRU) in Brunsbüttel hat erstmalig am 23. März 2023 Gas in das deutsche Gasnetz eingespeist. Bislang waren die Einspeisungen (von März bis Dezember rund 0,2 TWh pro Tag) im Verhältnis zum Gasaufkommen insgesamt eher vernachlässigbar.
- Aufgrund von milden Temperaturen und starken Verbrauchseinsparungen schloss das Jahr 2023 insgesamt mit einem vergleichsweise niedrigen Gasverbrauch von 830 TWh ab. In den Wintermonaten Januar (3,4 TWh pro Tag), Februar (3,4 TWh pro Tag) und März (3,0 TWh pro Tag) lag der Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahresmonaten auf einem niedrigeren Niveau.
- Von April bis August sind die Gasverbräuche temperaturbedingt schrittweise deutlich unter das Winter-Niveau gefallen. Gegenüber März sind die Gasverbräuche bis zum Juli um mehr als die Hälfte von 3 TWh pro Tag auf 1,2 TWh pro Tag im Monatsmittel abgesunken. Ab September stiegen die Verbräuche temperaturbedingt bis zum Dezember wieder bis auf ein Niveau von 3,3 TWh pro Tag im Monatsmittel. Damit lag der Gasverbrauch im Dezember auf dem Niveau des letzten Winters und wies weiterhin Verbrauchseinsparungen auf.
- Die Spitzenlast, bestehend aus Gasverbrauch und Exporten, betrug im Jahr 2023 rund 5,7 TWh pro Tag (24. Januar 2024). Zur Deckung der Spitzenlast wurden über 2,6 TWh aus Gasspeichern bereitgestellt, sodass an diesem Tag über Importkapazitäten nur 2,9 TWh nach Deutschland transportiert werden mussten. Die verbleibende Leistung in Höhe von rund 0,1 TWh wurde über die innerdeutsche Produktion bereitgestellt. Aufgrund des flexiblen Einsatzes der Gasspeicher im Jahr 2023 lagen die maximalen Gasimporte lediglich bei 3,4 TWh pro Tag. Die Gasspeichernutzung reduzierte folglich den Importbedarf um bis zu 2,2 TWh pro Tag.
- Aufgrund einer Kältewelle lag der Gasverbrauch im Januar 2024 bei 3,9 TWh pro Tag im Monatsmittel. Zur Deckung des deutlich gestiegenen Gasbedarfs stellten Gasspeicher mit 1,3 TWh pro Tag im Monatsmittel knapp ein Drittel des Gasaufkommens in Deutschland bereit.

## Entwicklung der Speicherfüllstände

Im Winterzeitraum von Mitte November 2022 bis März 2023 überstiegen die Ausspeicherungen regelmäßig die Einspeicherungen, wodurch der Speicherfüllstand kontinuierlich abnahm (vgl. Abbildung 2). Gasspeicher trugen in dieser Zeit im Monatsmittel entsprechend zum Aufkommen in Deutschland bei.

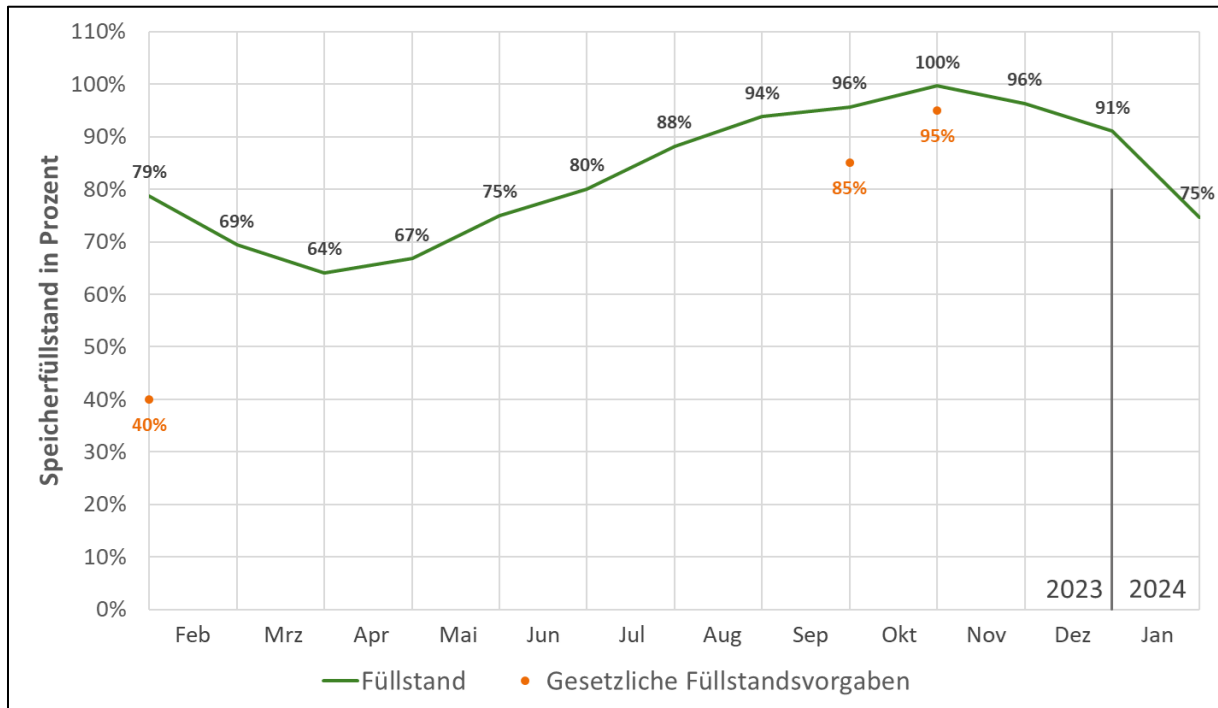


Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland

Quellen: GIE (2024), INES (2024)

Im Januar 2023 erreichten die Ausspeicherungen mit 0,9 TWh pro Tag den höchsten Monatsmittelwert. Die Füllstandsvorgabe zum 1. Februar 2023 (40%-Ziel) wurde mit einem Speicherfüllstand von knapp 79% übererfüllt. Im März 2023 ließen die Ausspeicherungen bereits deutlich nach. Den Tiefstand erreichten die Gasspeicher mit knapp 64% am 18. März 2023.

Seit April 2023 wurde wieder Gas eingespeichert. Die Einspeicherungen begannen im April auf einem niedrigen Niveau mit 0,2 TWh pro Tag im Monatsmittel. Aufgrund temperaturbedingt weiter sinkender Verbräuche konnten die Einspeicherungen bereits im Mai auf 0,7 TWh pro Tag gesteigert werden. Mit Monatsmittelwerten zwischen 0,4 und 0,6 TWh pro Tag setzte sich in den Monaten Juni, Juli und August die Einspeicherung auf einem recht konstanten Niveau fort. Im September 2023 sank die Einspeicherung vor dem Hintergrund (wartungsbedingt) reduzierter norwegischer Gaslieferungen auf 0,2 TWh pro Tag. Im Oktober setzten sich Einspeicherungen auf einem gegenüber September leicht erhöhtem Niveau fort, sodass zum 1. November 2023 (6:00 Uhr) ein Speicherfüllstand von rund 100% in Deutschland insgesamt erreicht werden konnte. Die gesetzlichen Füllstandsvorgaben wurden am 22. Juli 2023 (85 %-Ziel) und am 26. September 2023 (95 %-Ziel) bereits frühzeitig erfüllt.

Während temperaturbedingt lediglich geringere Ausspeicherungen in den Monaten November und Dezember 2023 erfolgten, reduzierte sich der Füllstand über den Januar 2024 hinweg deutlich. Aufgrund des dennoch überdurchschnittlichen Füllstandes in Höhe von 75% zum 1. Februar 2024 wurde die gesetzliche Füllstandsvorgabe in Höhe von 40% deutlich übertroffen.

### LNG-Importe nach Europa

Im Zeitraum von Februar 2023 bis Januar 2024 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 Importe erfolgten über Frankreich (0,9 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (0,8 TWh pro Tag) und die Niederlande (0,5 TWh pro Tag). LNG-Importe über Italien (0,5 TWh pro Tag) und Spanien (0,6 TWh pro Tag) bildeten einen weiteren Schwerpunkt im Süden bzw. Südwesten von Europa.

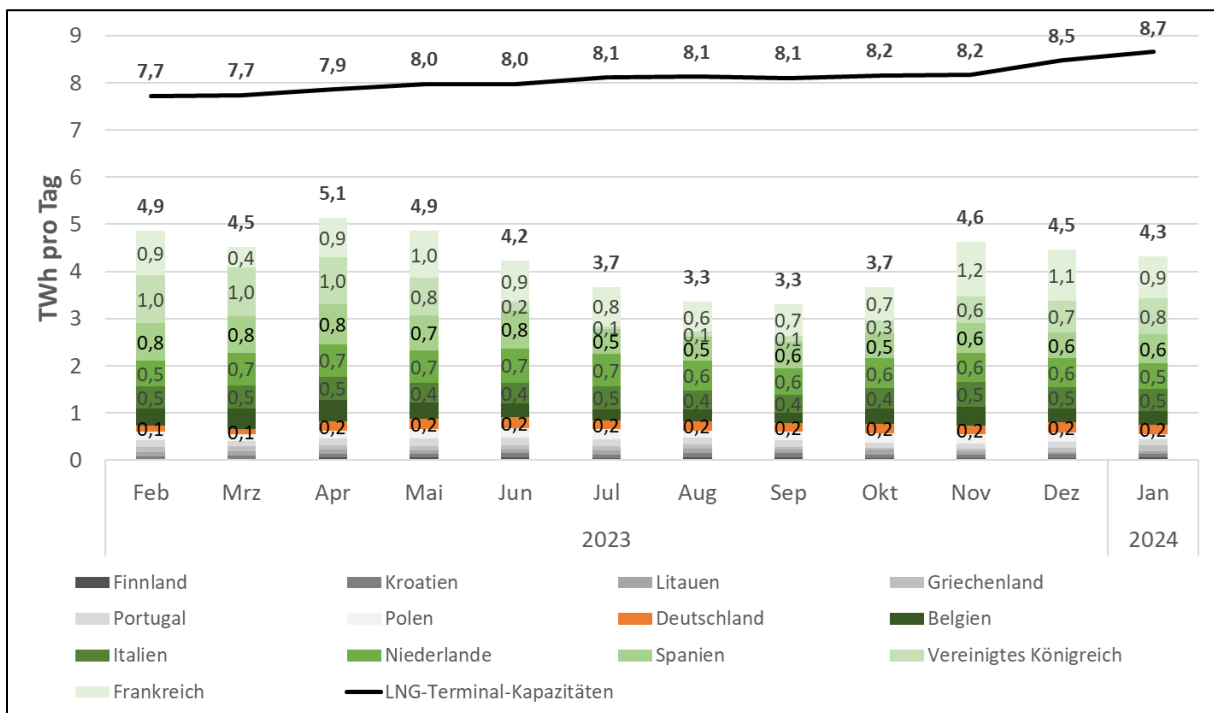


Abbildung 3: Europäische LNG-Importe  
 Quellen: ENTSOG (2024), GIE (2024), INES (2024)

Über den Zeitraum von Februar 2023 bis Januar 2024 verfügten insbesondere Spanien (1,2 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (1,1 TWh pro Tag) und Frankreich (0,9 TWh pro Tag) im Mittel 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 8,7 TWh pro Tag.

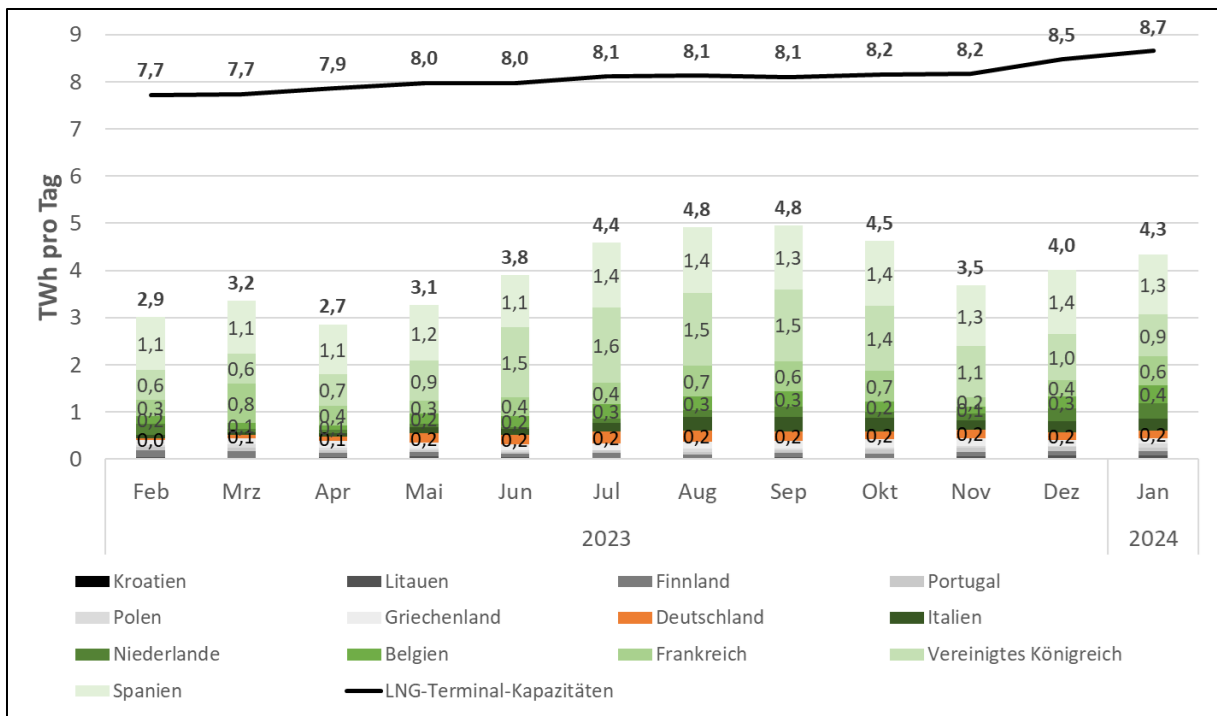
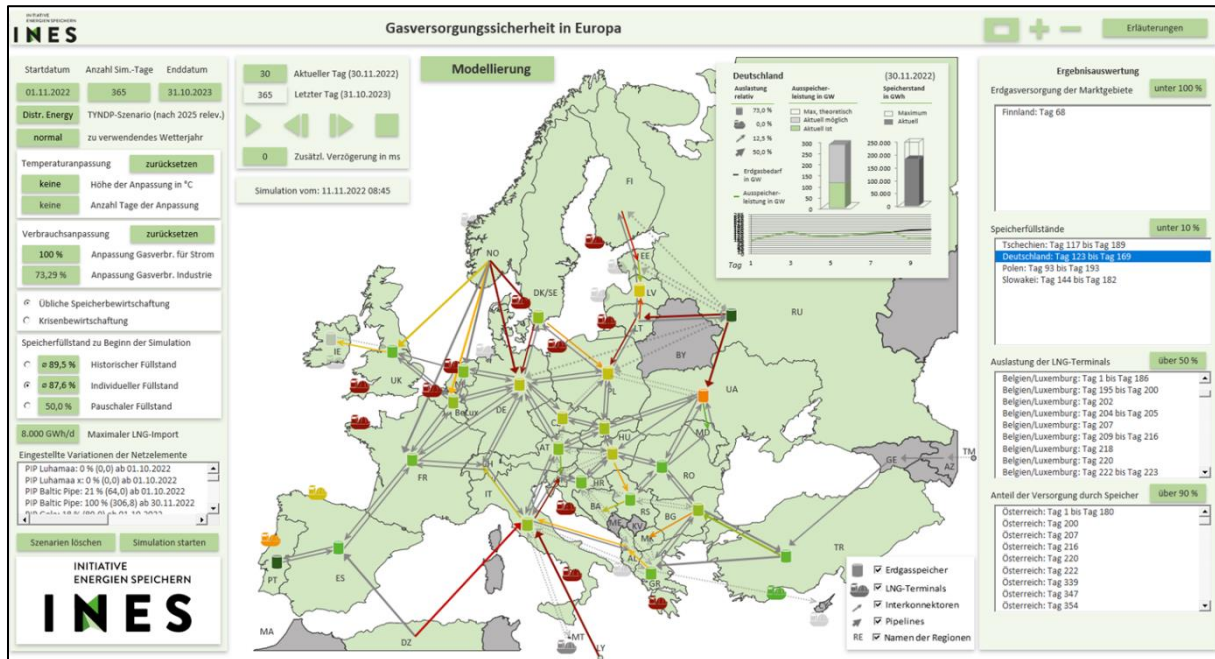


Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten  
 Quellen: ENTSOG (2024), GIE (2024), INES (2024)



## 2. INES-Gasmarktmodell (IGM)

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) verfügt seit Jahren 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 (2024)

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 entsprechend.
- Für die Gasinfrastrukturen wurden 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.

Das IGM kann mehrere Optimierungsaufgaben lösen.

### 3. Gas-Szenarien für Deutschland

#### 3.1. Parametrisierung

INES hat für den Zeitraum vom 1. Februar 2023 bis zum 31. Oktober 2024 mehrere Szenarien mit dem IGM berechnet („INES-Szenarien für den Restwinter und Sommer 2024“). Die Szenarien beleuchten dementsprechend die Gasversorgung im verbleibenden Winter 2023/2024 und die erneute Befüllung der Gasspeicher im Sommer 2024.

##### Ziel der Modelloptimierung:

Grundsätzlich erfolgt eine möglichst gleichmäßige und vollständige Befüllung der Speicher im „Sommer“ (Mai - Okt). Im „Winter“ (Nov - Apr) werden die Füllstände (die Niederlande ausgenommen) maximal gehalten. Dies erfolgt unter der Bedingung, dass die Gasmärkte vollständig versorgt sind. 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 aus der Modellrechnung.

Zentrale Parameter der INES-Szenarien sind die folgenden:

##### Gasaufkommen

- Gasimporte aus Russland erreichen den EU-Binnenmarkt nur über die Ukraine (Importpunkt Sudzha), die Türkei (Importpunkt Kipi/Strandzha) und Litauen (Importpunkt Kotlovka).
- 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.

##### Gasinfrastrukturen

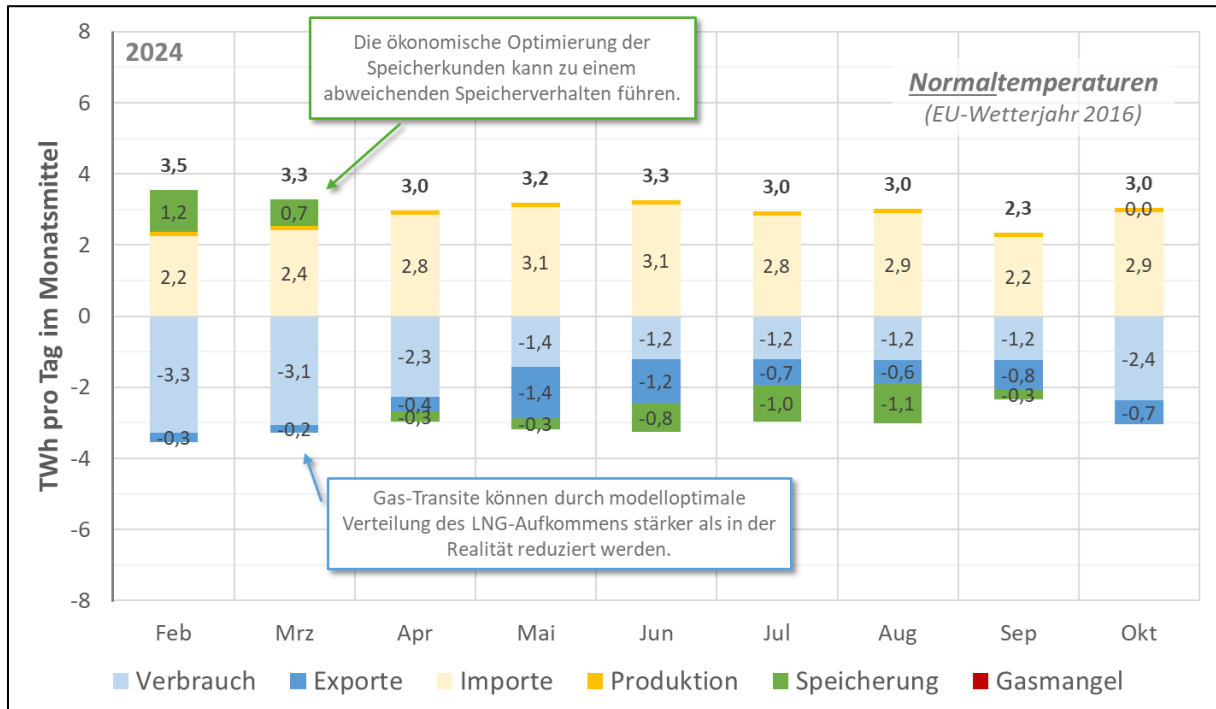
- Neue Infrastrukturprojekte im EU-Binnenmarkt werden beachtet, z.B. LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU)
- Unterbrechbar nutzbare Pipelines aus Belgien stehen auch im Winter zur Verfügung.

##### Gasverwendung

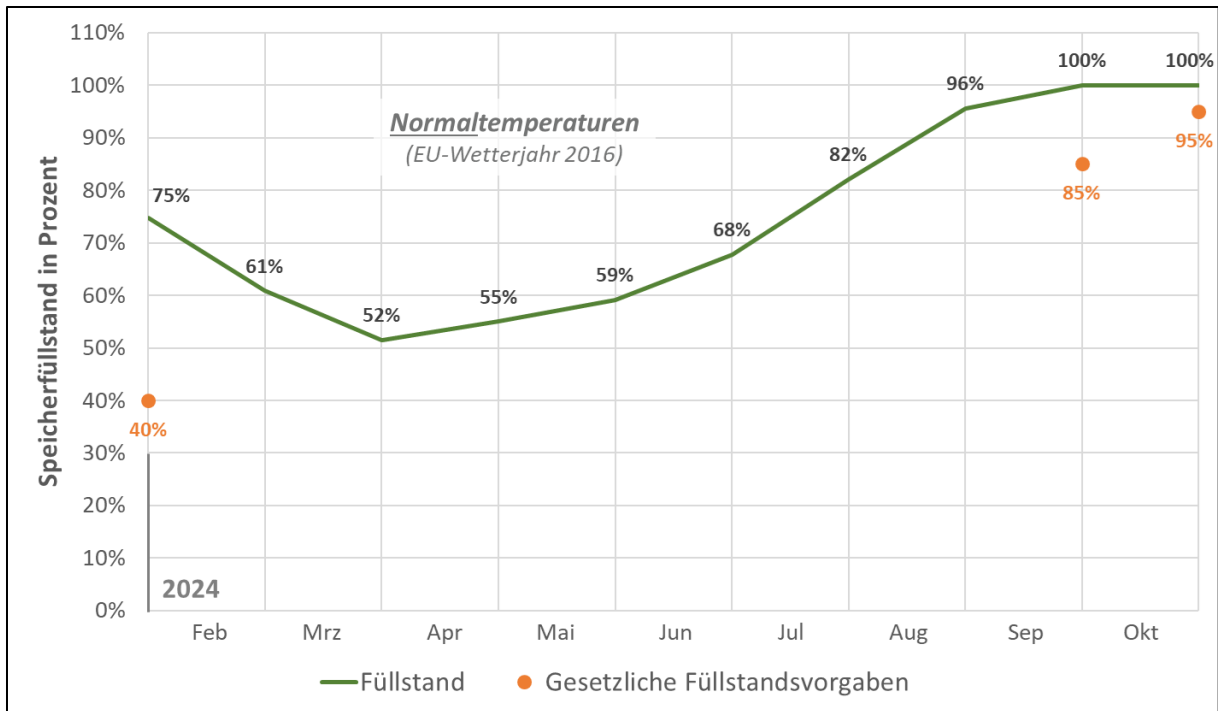
Die temperaturabhängigen Verbrauchsprofile der EU-Mitgliedstaaten enthalten Anpassungen, die im Jahr 2023 und 2024 beobachtet werden konnten. Der temperaturunabhängige Verbrauch wurde entsprechend bisheriger Beobachtungen angepasst.

### 3.2. Szenario „Restwinter und Sommer 2024 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 für Deutschland: Gasbilanzen bei Normaltemperaturen  
 Quellen: INES (2024)



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

Abbildung 7: INES-Szenarien für Deutschland: Füllstandsentwicklung bei Normaltemperaturen  
Quellen: INES (2024)

#### Die Kernergebnisse im Überblick:

- Die Gasverbräuche nehmen temperaturbedingt wieder ab. Bis zum Ende des Winters 2023/2024 (Mitte März) werden im Szenario der Normaltemperaturen die Gasspeicher auf 52 % entleert.
- Es tritt im Szenario-Zeitraum kein Gasmangel auf.
- Eine erneute vollständige Befüllung der Gasspeicher zu 100% kann vor dem Winter 2024/25 erfolgen. Es besteht die Möglichkeit, die Füllstandsvorgaben einzuhalten.

#### Kritische Punkte/Modelleffekte:

- Für die deutschen Gas-Importe und -Exporte können sich modellbedingt sehr niedrige Ergebnisse ergeben. Die Realität zeigt jedoch, dass im Unterschied zur Modellierung teilweise mehr Importe und Exporte stattfinden. Weisen die Infrastrukturen in der Praxis nur noch geringe Freiheitsgrade (d.h. ungenutzte Potenziale) auf, konvergieren die realen Marktergebnisse und die Modellergebnisse.
- Die ökonomische Optimierung der Speicherkunden kann zu einem abweichenden Speicherverhalten (nicht nur in Deutschland) führen.

### 3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe

Für die Ergebnisse aus dem Szenario „Restwinter und Sommer 2024 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 Verbrauch 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).

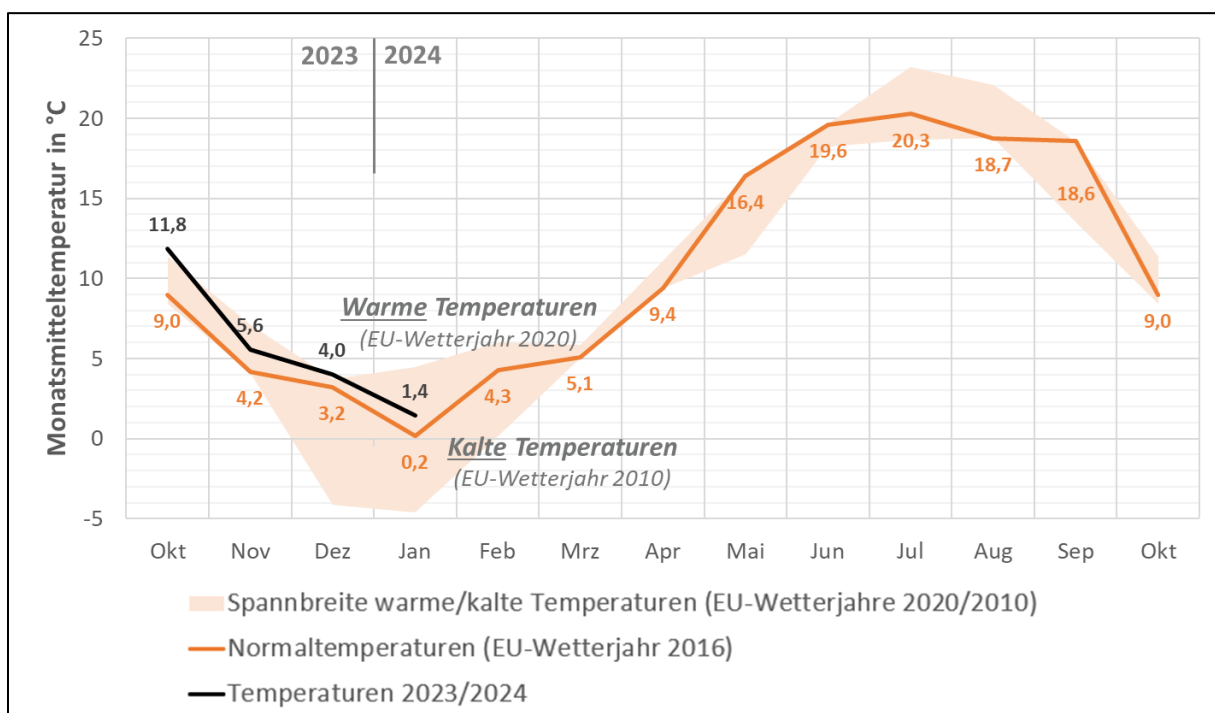


Abbildung 8: INES-Szenarien für Deutschland: „Normaltemperaturen“ im Vergleich  
Quellen: DWD (2024), INES (2024)

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 – 2022) liegen.

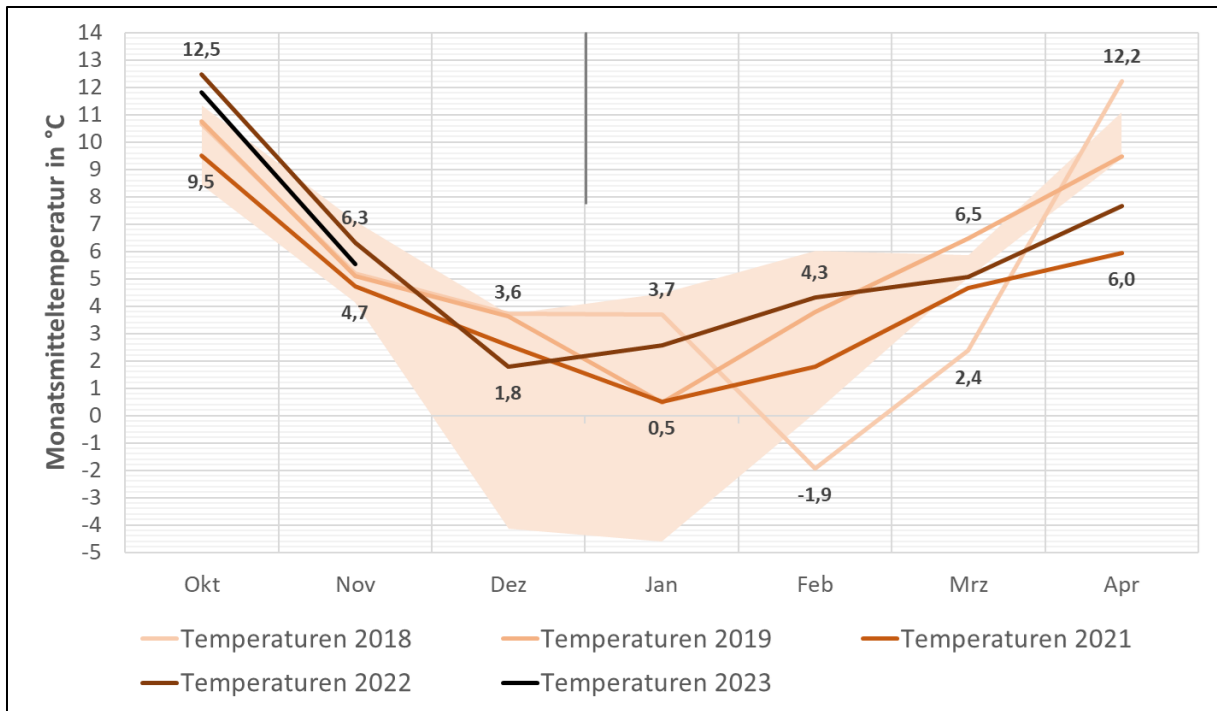
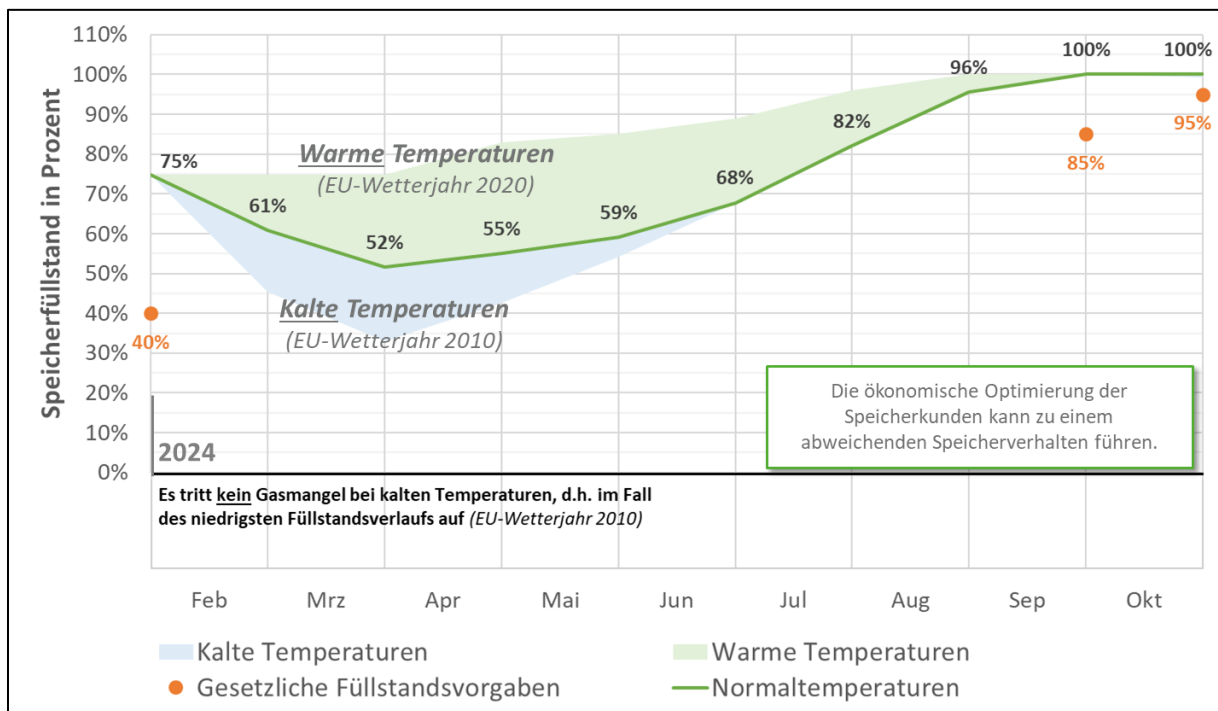


Abbildung 9: INES-Szenarien für Deutschland: „Normaltemperaturen“ im Vergleich  
 Quellen: DWD (2024), INES (2024)

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.

## Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturverläufen

Aus den unterschiedlichen Temperaturverläufen leiten sich unterschiedliche Füllstandsverläufe ab (vgl. Abbildung 10).



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

Abbildung 10: INES-Szenarien für Deutschland: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen  
Quellen: INES (2024)

### Die Kernergebnisse im Überblick:

- Bei sehr warmen Temperaturen im restlichen Winter 2023/2024 werden die Gasspeicher nur moderat in Anspruch genommen. Der Tiefstand liegt Anfang März bei 74%. Die erneute Befüllung könnte im Anschluss beginnen.
- Bei extrem kalten Temperaturen ist eine umfangreiche Entleerung der Gasspeicher nicht mehr zu erwarten. Der Tiefstand wird in diesem Szenario Mitte März erreicht und liegt bei 28%.
- Eine erneut vollständige Befüllung der Gasspeicher vor dem kommenden Winter 2024/2025 ist unabhängig von den angenommenen Temperaturen möglich.

### 3.4. Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Szenarioanalysen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Mitteltemperaturen in den Monaten des Winters 2023/2024 verliefen bislang oberhalb der angenommenen Normaltemperaturen. Insbesondere in den Monaten November und Dezember 2023 fanden im Monatsmittel lediglich Ausspeicherungen in geringerem Umfang statt. Der Füllstand der Gasspeicher bewegt sich in der Folge über dem historischen Mittelwert.
- Aufgrund einer Kältephase sind die Gasverbräuche im Januar 2024 deutlich angestiegen. Zur Bedarfsdeckung wurde das Gasaufkommen im Monatsmittel zu rund einem Drittel aus Gasspeichern bereitgestellt. Die Füllstandsvorgabe in Höhe von 40% zum 1. Februar 2024 wurde trotz der Kälteperiode mit 75% deutlich übererfüllt.
- Selbst bei extrem kalten Temperaturen ist eine umfangreiche Entleerung der Gasspeicher nicht mehr zu erwarten. Der Tiefstand wird im Szenario „Kaltwinter“ Mitte März erreicht und liegt bei 28%.
- Eine erneut vollständige Befüllung der Gasspeicher vor dem kommenden Winter 2024/2025 ist unabhängig von den angenommenen Temperaturen möglich.



## 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 und Ukraine in die EU

#### 4.1.2. Maßnahmen zur sicheren Erreichung der Füllstandsvorgaben

Im Rahmen einer Evaluation des Gasspeichergesetzes hat INES die Befüllung der Gasspeicher im Jahr 2022 und das dafür angewendete Instrumentarium umfassend analysiert und beschrieben.

Die Evaluation ist unter folgendem Link abrufbar: [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/01/20230130\\_INES\\_Evaluation\\_Gasspeichergesetz.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/01/20230130_INES_Evaluation_Gasspeichergesetz.pdf)

INES empfiehlt, die Ausschreibungen von Gasoptionen (d.h. Strategic Storage Based Options, SSBO) weiterzuentwickeln:

- Rückblickend lässt sich festhalten, dass die Befüllung der Gasspeicher vor dem Winter 2022/2023 mit dem Gasspeichergesetz im gewünschten Umfang sichergestellt worden ist.
- Bei der Anwendung des im Gasspeichergesetz festgelegten dreistufigen Vorgehens (siehe Folie 27) hat sich deutlich gezeigt, dass die Ausschreibung von Gasoptionen (d.h. der Strategic Storage Based Options, SSBO) Kostenvorteile gegenüber der direkten Befüllung durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) aufweist. Die Kosten zur Befüllung der Gasspeicher entsprechend der Füllstandsvorgaben steigen demnach mit der dafür angewendeten Stufe des Gasspeichergesetzes. Es ist allerdings auch Optimierungspotenzial bei den Ausschreibungen von Gasoptionen festzustellen.
- Ein Ausschreibungsdesign für Gasoptionen (siehe Folie 28), das regelmäßige Ausschreibungen im Rahmen eines Auktionskalenders vorsieht, einen breiten Kreis an Ausschreibungsteilnehmern zulässt und die Förderung in Abhängigkeit der tatsächlichen Marktsituation dynamisiert, gewährleistet ein gesichertes, aber zeitgleich kosteneffizientes Erreichen der Füllstandsvorgaben.

## Gasspeichergesetz: Die Kosten steigen mit der Stufe

Das Gasspeichergesetz (§§ 35a – 35h EnWG) sieht ein dreistufiges Verfahren zur Sicherstellung der Füllstandsvorgaben vor:

### 1. Stufe: SSBO-Ausschreibungen

- Zwei Ausschreibungsrunden am 23. Mai 2022 und 16. Juni 2022.
- Die Befüllung von **84 TWh (davon 20% als Abrufoption)** wurde zu einem durchschnittlichen Preis von rd. **10 EUR pro MWh** sichergestellt.<sup>1)</sup>

### 2. Stufe: SSBO- Sonderausschreibungen

- Es wurden **keine Sonderausschreibungen** durchgeführt.

### 3. Stufe: THE-eigene Einspeicherungen

- Trading Hub Europe (THE) hat zwischen dem 4. Juni 2022 und dem 1. November 2022 Gas beschafft und in fünf Gasspeicher eingelagert.
- Seit dem 5. Oktober 2022 verkauft THE die Gasmengen am Terminmarkt.<sup>2)</sup>
- In den Speichern (insb. Rehden, Wolfersberg, Katharina) sind knapp **50 TWh** von THE eingespeichert worden.<sup>3)</sup>
- Es wird geschätzt, dass bei der THE-eigenen Speichernutzung auf Basis der Dezember-Preise Verluste von rd. 2. Mrd. EUR oder mehr entstehen könnten.<sup>4)</sup> Der Preis der Befüllung würde folglich im Bereich von **40 EUR pro MWh** liegen.

- 1) THE-Veröffentlichungen zu den Ausschreibungsergebnissen.  
2) Aussage der THE am 24.11.2022.  
3) Bericht des Tagesspiegel Background Energie & Klima vom 08.12.2022.  
4) Bericht im energate Jahresreport Gas von Dr. Heiko Lohmann vom Dezember 2022

## INES-Empfehlung: Gasoptionen weiterentwickeln und stärker nutzen

- Die Befüllung der Gasspeicher entsprechend der Füllstandsvorgaben sollte stärker durch den Markt erfolgen.
- Das Stufenmodell sollte dafür weiterentwickelt werden:

### 1. Stufe: SSBO als Industriereserve

- Eine Ausschreibung zur Schaffung eines industriellen Sicherheits-Puffers, um das geordnete Herunterfahren von Industriekunden im Rahmen eines Notfalls zu ermöglichen.








### 2. Stufe: SSBO zur Erreichung der Füllstände

- Regelmäßige (bspw. monatliche) Ausschreibungen zur Ergänzung der bestehenden marktwirtschaftlichen Speichernutzung.
- Öffnung der Ausschreibung gegenüber allen Gashändlern.
- Kopplung der Förderung an einen Markt-Spread.
- Abschaffung der Abrufoptionen.

### 3. Stufe: THE-eigene Speicherung

- Nur noch als „Ultima Ratio“.
- Nutzung des Terminmarkts.

Die aktuellen Vorschläge zur Änderung des Gasspeichergesetzes (Stand: 13. Oktober 2023) haben nicht das Potenzial, um die Sicherheit der Gasversorgung weiter zu verbessern (siehe Folie 17). Das vorgeschlagene Ausspeicherverbot könnte sich sogar negativ auf die marktwirtschaftliche Speichernutzung und damit auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Änderungsvorschläge zum Gasspeichergesetz			INITIATIVE ENERGIEN SPEICHERN <b>INES</b>
Nr.	Änderungsvorschlag	Analyse	Begründung
1.	Zertifizierungspflicht für Gasspeicherbetreiber (§ 4e EnWG-E)		Prozess unklar; bürokratischer Aufwand sollte reduziert werden
6.	Verlängerung des Gasspeichergesetzes bis zum 31. März 2027 (§ 35g EnWG-E)		Verfrühte Entscheidung; EU -Vorgaben gelten bislang nur bis Dezember 2025
3.	Ausspeicherverbot bei Unterschreitung der gesetzlichen Füllstandsvorgaben ab dem 1. April 2024 (§ 35b Abs. 5 EnWG-E)		Speicherkunden buchen keine Kapazitäten, die sie nicht benutzen dürfen
2.	Nutzerscharfes Füllstandsmonitoring (§ 35b Abs. 4 EnWG-E)		Unnötiger Aufwand; Füllstandsvorgaben beziehen sich auf einen Gasspeicher
5.	Trading Hub Europe (THE) bezahlt das kostengünstigste Speicherentgelt der jeweils durchschnittlichen Speicherentgelte der letzten drei Jahre (§ 35c Abs. 2 EnWG-E)		Vergangenheitswerte bilden keine Kostensteigerungen ab (z.B. Inflation)
4.	„Befüllungsinstrumente“ statt „Gas-Optionen“ (§ 35c Abs. 1 EnWG-E)		THE sollte nicht selbst Gas einkaufen, sondern die Befüllung beschaffen.
7.	Einführung von Bußgeldern für Gasspeicherbetreiber (§ 95 EnWG-E)		Bußgeldvorschriften mit der Komplexität der Vorgaben unvereinbar

© 2023 INES - Initiative Energien Speichern e.V.      Versorgungssicherheit Gas      07.11.2023      17

Vor dem Hintergrund vollständig befüllter Gasspeicher vor dem Winter 2023/2024 sollte die Weiterentwicklung des Gasspeichergesetzes überdacht werden. Eine kurzfristige Entscheidung erscheint verfrüht.

### 4.1.3. Entwicklung von Gas-Infrastrukturen in Deutschland

INES hat in einer Reihe von Szenarien für die kommenden Winter 2023/24 bis einschließlich 2027/28 Infrastrukturoptionen zur Wiederherstellung der Gasversorgungssicherheit in Deutschland und in den verbundenen EU-Mitgliedstaaten analysiert.

#### Ziel der Modellierung:

- Es werden in Deutschland so lange Infrastrukturkomponenten hinzugefügt bis im deutschen Gasmarktgebiet und in den anderen EU-Mitgliedstaaten im betrachteten Winter (vom 1. November bis 30. April) keine Unterdeckungen mehr auftreten oder keine weitere Verbesserung der europäischen Versorgungssituation mehr erwirkt werden kann.
- Die Analysen werden für die Infrastrukturkomponenten: LNG-Terminals, Pipeline-Verbindungen und Speicher separat durchgeführt.

#### Annahmen der Modellierung

- Es wird der Gasverbrauch bei extrem kalten Temperaturen (EU-Wetterjahr 2010) und aktuellen Verbrauchseinsparungen zugrunde gelegt. Eine jährliche Reduktion wird analog zu den Annahmen des europäischen 10-Jahres-Gasnetzentwicklungsplans (TYNDP, Ten Year Network Development Plan) angenommen.
- Es wird in den Szenarien eine ausreichende Verfügbarkeit von Liquefied Natural Gas (LNG) für die europäischen Gasmärkte angenommen.
- Gasspeicher in Europa weisen vor dem Winter zum 1. November entsprechend der EU-Füllstandsvorgaben anfängliche Speicherfüllstände in Höhe von 95 % auf.
- Es wird ein vollständiger Ausfall russischer Pipeline-Gaslieferungen in ganz Europa angenommen.
- Die Importstation Dornum in Deutschland wird als „N-1-Fall“ berücksichtigt, d.h. ein Ausfall wird angenommen.

#### Ergebnisse der Modellierungen

- Werden die Verbrauchseinsparungen gemäß TYNDP erreicht, besteht nur ein mittelfristiger Handlungsbedarf bis zum Winter 2026/27 (siehe Folie 19).
- Rein kapazitiv betrachtet, können zusätzliche Gas-Pipelines, LNG-Terminals und Gasspeicher Beiträge zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit leisten.

## Ergebnisse der Modellierungen

- Zur Wiederherstellung der EU-Gasversorgungssicherheit bestehen nachfolgende Infrastrukturoptionen in Deutschland:

Infrastrukturoptionen*	LNG-Terminals	Gasspeicher	Gas-Pipelines
Winter 2023/24	470 TWh/a	Können Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten. Sind aber keine <u>alleinige</u> Option zur <u>vollständigen</u> Wiederherstellung der EU -Gas-Versorgungssicherheit	
Winter 2024/25	400 TWh/a		
Winter 2025/26	290 TWh/a	120 TWh	500 TWh/a <sup>1)</sup>
Winter 2026/27	10 TWh/a	10 TWh	40 TWh/a <sup>2)</sup>
Winter 2027/28	0 TWh/a	0 TWh	0 TWh/a

\*Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen; gerundete Werte; alle Angaben ohne Gewähr;

<sup>1)</sup>Verbindung nach UK über BE und nach ES über FR (Gas -Deodorierung erforderlich), um dort ungenutzte LNG -Terminalkapazitäten zu nutzen;

<sup>2)</sup>Verbindung nach UK über BE

- Wichtige Hinweise:**

- Infrastrukturen werden in Deutschland hinzugefügt. Die angegebenen Kapazitäten ergänzen den aktuellen Bestand (d.h. im Fall von LNG-Terminalkapazitäten zusätzlich zu den drei bestehenden FSRU).
- Gasversorgungssicherheit kann nicht isoliert für Deutschland, sondern nur für alle EU -Mitgliedstaaten gemeinsam betrachtet bzw. hergestellt werden.
- Infrastrukturoptionen wurden nicht additiv oder kombinierend, sondern alternativ betrachtet.
- Gasspeicher und Pipelines werden nur dann als Option aufgeführt, wenn eine Befüllung bzw. Auslastung im Rahmen der bestehenden infrastrukturellen Verflechtung des EU -Binnenmarkts möglich ist.
- Es wurde nicht berücksichtigt, in welcher Zeit die Infrastrukturoptionen entwickelt werden können.

### Handlungsempfehlung

- Vor dem Hintergrund des nur mittelfristigen Handlungsbedarfs bis zum Winter 2026/27 ist der derzeitige Fokus auf zusätzliche schwimmende LNG-Terminals (FSRU) 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 Lubmin zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit bereits ausreichen. Spätestens in der Zeit danach sollte deshalb die Entwicklung zusätzlicher LNG-Terminalkapazitäten in einen diskriminierungsfreien Wettbewerb mit anderen Gas- bzw. Wasserstoff-Infrastrukturen gestellt werden.

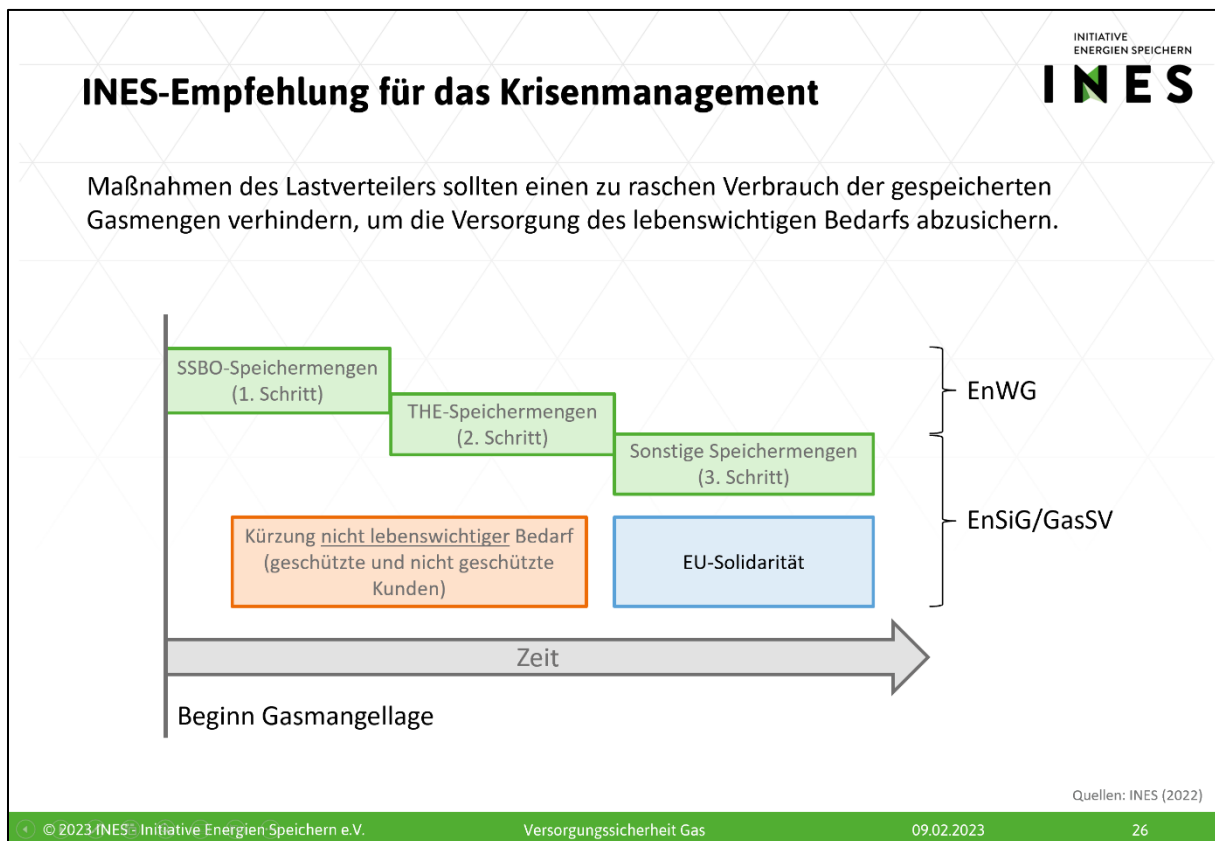
#### 4.1.4. Stärkung der Verbrauchseinsparungen

Treten im Winter 2023/24 extrem kalte Temperaturen auf, werden aller Voraussicht nach zusätzliche Einsparbemühungen, insb. beim Heizverhalten, erforderlich sein. Die Verbraucherinnen und Verbraucher sollten 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 (siehe Folie 26). Gespeicherte Gasmengen aus sogenannten Strategic Storage Based Options (SSBO) und des Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (1. und 2. Schritt) können ein koordiniertes Herunterfahren des nicht lebenswichtigen Bedarfs ermöglichen.
- Sofern gewünscht, sollte eine Erhöhung der SSBO-Speichermengen zum Schutz der Industrie in Erwägung gezogen werden.



## 5. Updates der Gas-Szenarien

INES veröffentlicht regelmäßig Updates für die Gas-Szenarien. Das nächste Update erfolgt am **7. März 2024**. Seit dem Februar-Update entfallen die Pressekonferenzen zur mündlichen Erläuterung. Die Dokumentation und regelmäßige Vorlage bleiben davon aber unberührt.

### Nächste Themen:

- Ergänzung der Ist-Daten für Februar 2024
- März-Update der INES-Szenarien

## 6. Ansprechpartner

Sebastian Heineremann  
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

[s.heineremann@energien-speichern.de](mailto:s.heineremann@energien-speichern.de)

## 7. Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797/26621>.