

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 (Juli-Update)

Berlin, 10. Juli 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 „Sommer und Winter 2024/25 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.	Entwicklung von Gas-Infrastrukturen in Deutschland	17
4.1.3.	Stärkung der Verbrauchseinsparungen.....	17
4.2.	Krisenmanagement in Gasmangellagen.....	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.....	13
Abbildung 9: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich.....	14
Abbildung 10: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen	15
Abbildung 11: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen	18

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.

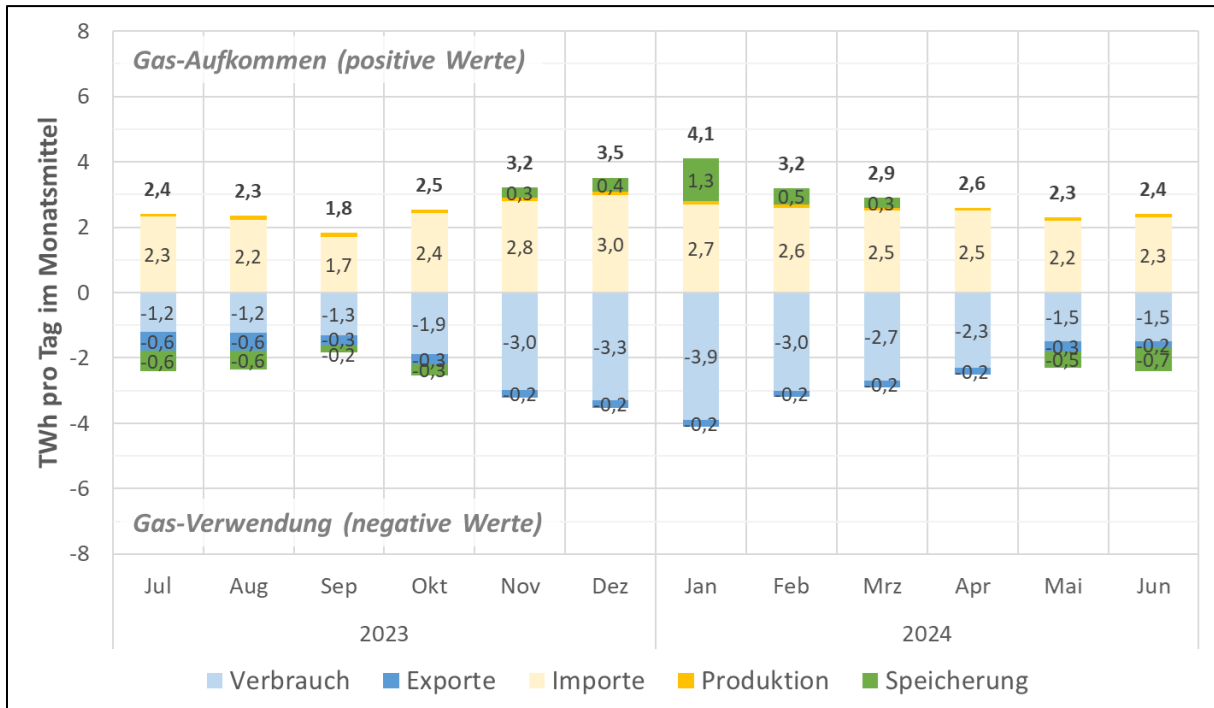


Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland

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 Juli 2023 bis zum Juni 2024 lassen sich folgende zentrale Entwicklungen anhand der Gasbilanz beobachten:

- Das Gas-Aufkommen in Deutschland ist vor allem durch Importe aus Belgien, den Niederlanden und Norwegen definiert.
- In Deutschland sind derzeit drei LNG-Terminals in Form von Floating Storage and Regasification Units (FSRU) in Betrieb:
 - FSRU Hoegh Gannet (Brunsbüttel),
 - FSRU Hoegh Esperanza (Wilhelmshaven) und
 - FSRU Energos Power (Mukran)

Bislang waren die Einspeisungen (von Juli 2023 bis Juni 2024 0,2 TWh pro Tag im Mittel) 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.
- Wegen 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.
- Die Gasentnahmen aus Speichern sind im Februar 2024 gegenüber dem Vormonat deutlich zurückgegangen und lagen noch bei 0,5 TWh pro Tag im Monatsmittel. Die Reduktion des Gasverbrauchs setzte sich im März und April 2024 weiter fort. Der Gasverbrauch lag in den beiden Monaten bei 2,7 TWh bzw. 2,3 TWh pro Tag im Monatsmittel. Die Ausspeicherungen ist im März zunächst weiter auf 0,3 TWh pro Tag abgesunken. Im April wurden im Monatsmittel bereits geringere Gasmengen in die Speicher eingelagert, weil die Einspeicherungen die Ausspeicherungen im Saldo übertrafen.
- Die Tageshöchstlast, bestehend aus Gasverbrauch (5,4 TWh) und Exporten (0,4 TWh), betrug im Jahr 2024 bislang rund 5,8 TWh und trat am 9. Januar 2024 auf. Zur Deckung dieser Spitzenlast wurden rund 3,0 TWh (51%) aus Gasspeichern bereitgestellt. Über Importkapazitäten wurden an diesem Tag rund 2,7 TWh (47%) nach Deutschland transportiert. Die verbleibende Leistung in Höhe von rund 0,1 TWh (2%) wurde über die innerdeutsche Produktion bereitgestellt.
- Der maximale Gasimport an einem Tag lag im Jahr 2024 bislang bei 2,8 TWh. Der Einsatz der Gasspeicher zur Deckung der Spitzenlasten reduzierte folglich den Bedarf an Importkapazitäten um 3,0 TWh pro Tag.

Entwicklung der Speicherfüllstände

Beginnend mit dem April 2023 wurde im Monatsmittel Gas eingespeichert. Die Einspeicherungen begannen im April zunächst auf einem niedrigen Niveau. Aufgrund temperaturbedingt weiter sinkender Verbräuche konnten die Einspeicherungen bereits im Mai und Juni gesteigert werden. Mit Monatsmittelwerten in Höhe von 0,6 TWh pro Tag setzte sich in den Monaten Juli und August die Einspeicherung im Jahr 2023 auf einem sehr konstanten Niveau fort. (vgl. Abbildung 2)

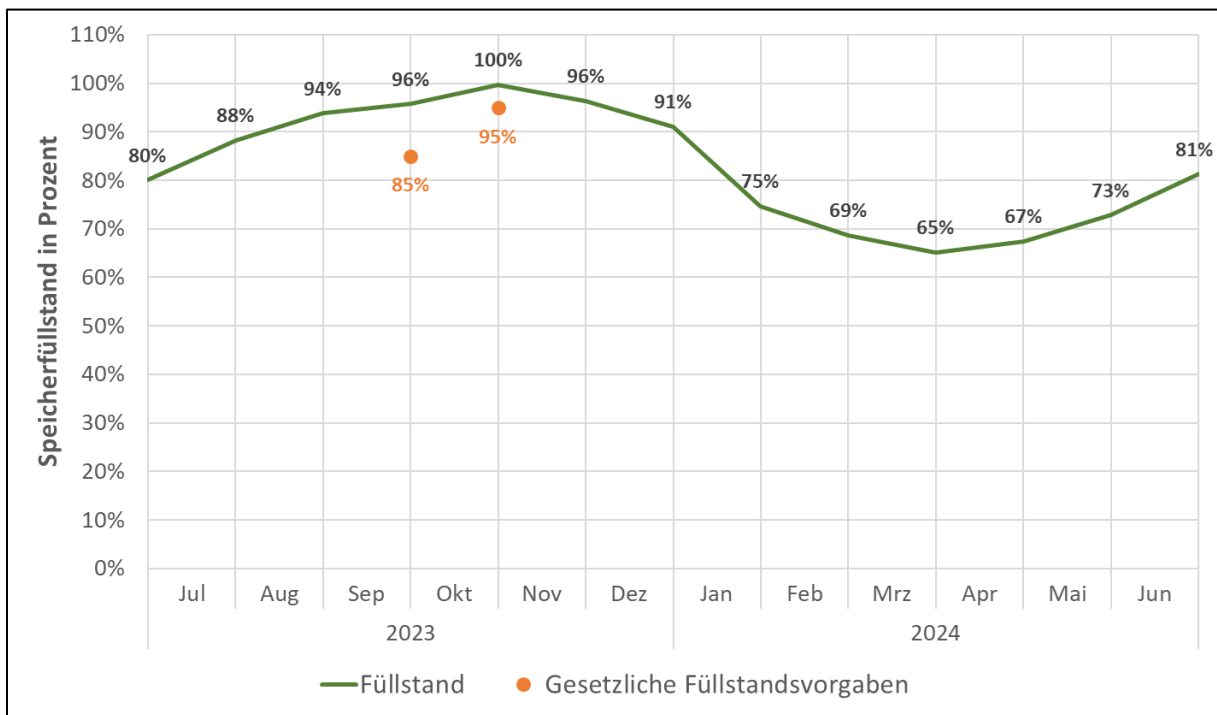


Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland

Quellen: GIE (2024), INES (2024)

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. Beginnend mit dem Februar 2024 ließen die Gasentnahmen aus Speichern wieder deutlich nach. Ende März erreichten die Gasspeicher mit rd. 65% ihren tiefsten Stand. Im April wurde im Saldo bereits wieder Gas eingelagert, sodass der April mit einem leicht

angestiegenen Füllstand in Höhe von 67% abschloss. Bis Ende Juni wurden die Gasspeicher bereits zu 81% aufgefüllt.

LNG-Importe nach Europa

Im Zeitraum von Juli 2023 bis Juni 2024 wurde Liquefied Natural Gas (LNG) über europäische Importterminals im Umfang von 3,7 TWh pro Tag im Mittel importiert (vgl. Abbildung 3). Der Schwerpunkt der LNG-Importe lag in Nordwesteuropa. Besonders umfangreiche Importe erfolgten über Frankreich (0,8 TWh pro Tag), die Niederlande (0,6 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (0,3 TWh pro Tag) und Belgien (0,3 TWh pro Tag). LNG-Importe über Italien (0,4 TWh pro Tag) und Spanien (0,5 TWh pro Tag) bildeten in dem einjährigen Zeitraum einen weiteren Schwerpunkt im Süden bzw. Südwesten von Europa.

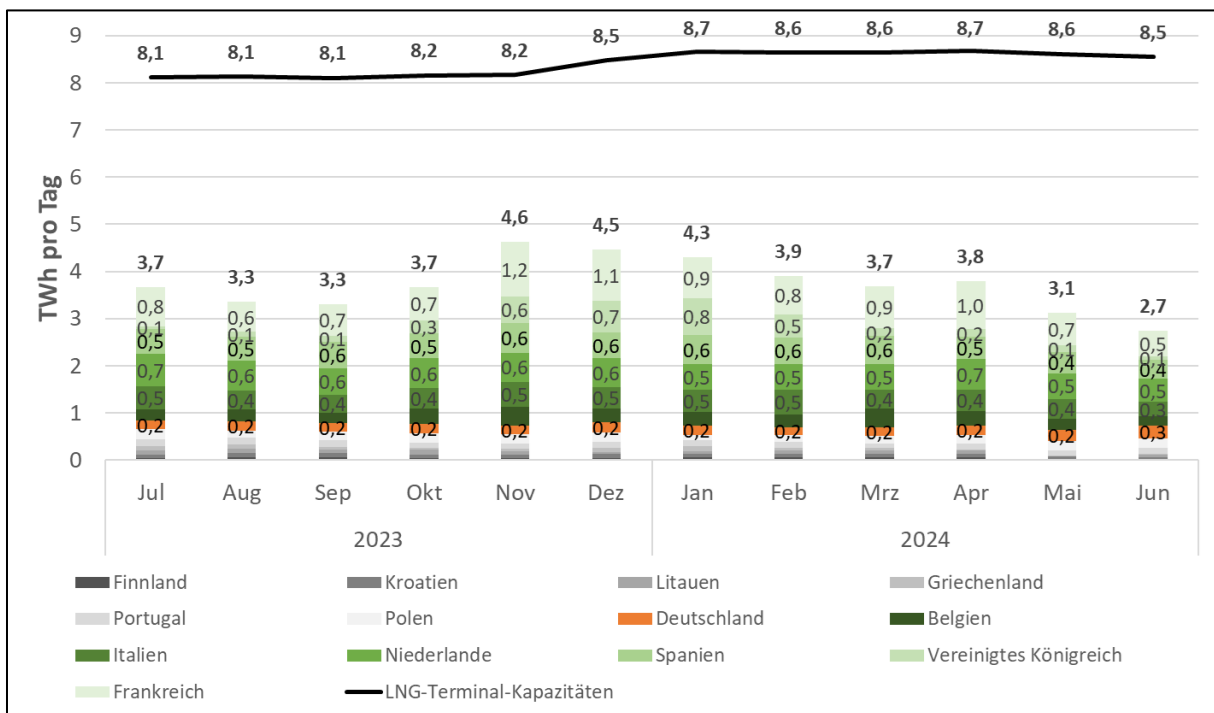


Abbildung 3: Europäische LNG-Importe
 Quellen: ENTSOG (2024), GIE (2024), INES (2024)

Über den Zeitraum von Juli 2023 bis Juni 2024 verfügten im Mittel insbesondere Spanien (1,4 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 8,7 TWh pro Tag.

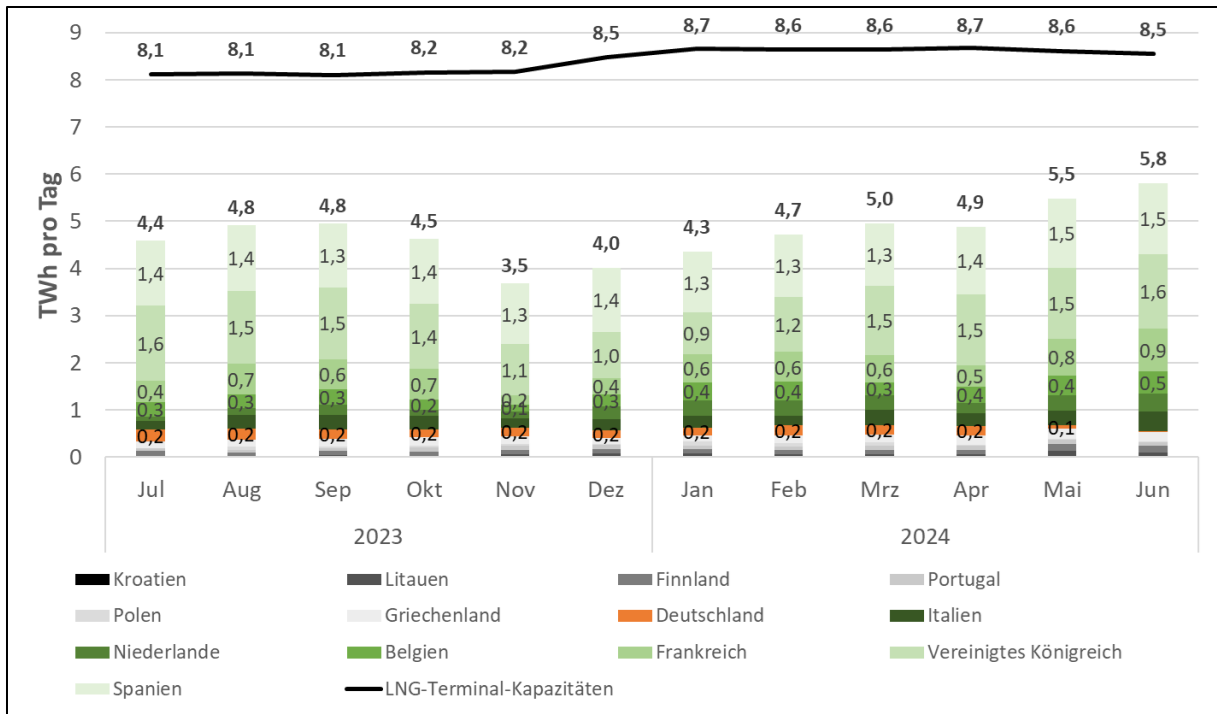
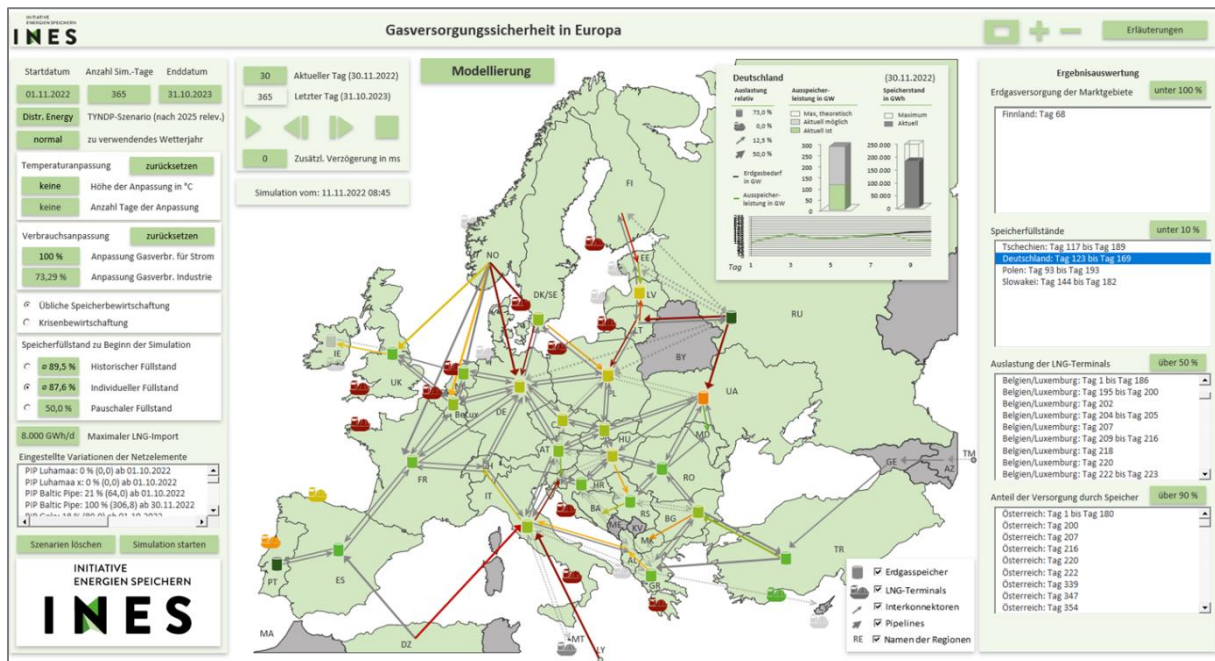


Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten
 Quellen: ENTSOG (2024), GIE (2024), INES (2024)

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 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.

Das IGM kann mehrere Optimierungsaufgaben lösen.

3. Gas-Szenarien für Deutschland

3.1. Parametrisierung

INES hat für den Zeitraum vom 1. Juli 2024 bis zum 30. April 2025 mehrere Szenarien mit dem IGM berechnet („INES-Szenarien für den Sommer 2024 und Winter 2024/25“). Die Szenarien beleuchten dementsprechend die Befüllung der Gasspeicher im restlichen Sommer 2024 und die Gasversorgung im Winter 2024/2025.

Ziel der Modelloptimierung:

Grundsätzlich erfolgt eine möglichst gleichmäßige und vollständige Befüllung der Speicher im „Sommer“ (Mai - Okt). Im „Winter“ (Nov - Apr) werden die Füllstände 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

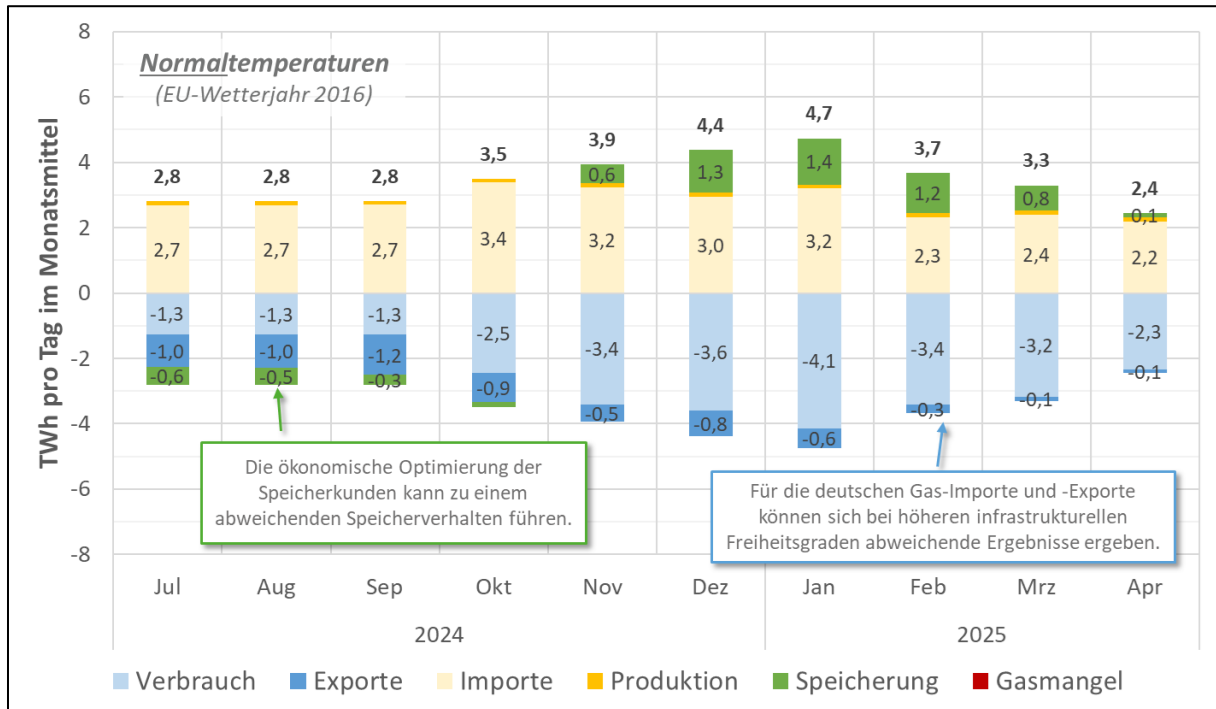
- Neue Infrastrukturprojekte im EU-Binnenmarkt werden beachtet, z.B. LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU)
- Unterbrechbar nutzbare Pipelines aus Belgien stehen auch im Winter zur Verfügung.

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 „Sommer und Winter 2024/25 bei Normaltemperaturen“

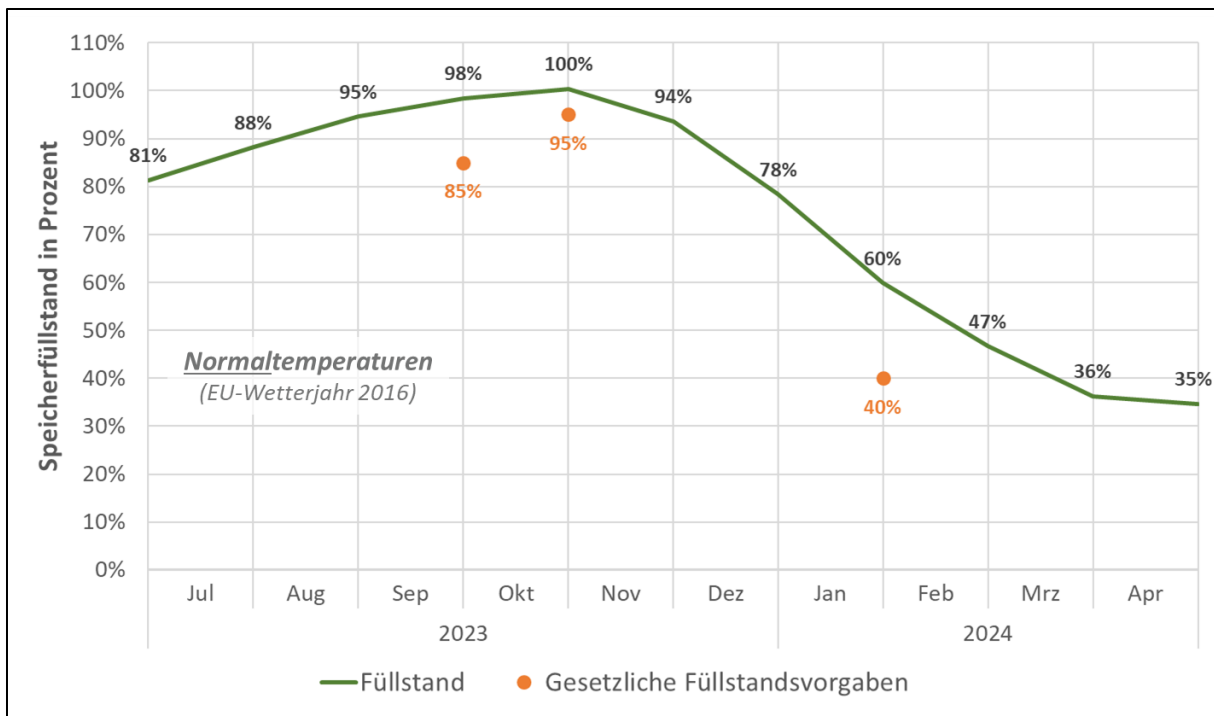
Unter der gewählten Parametrisierung wurde der Szenario-Zeitraum mit normalen Temperaturen für Europa modelliert. Als Normaljahr wurde für den EU-Binnenmarkt das Wetterjahr 2016 länderspezifisch hinterlegt. Die Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Ergebnisse der Analysen für Deutschland.



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 (2024)



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 (2024)

Die Kernergebnisse im Überblick:

- Temperaturbedingt steigen die Gasverbräuche im Oktober gegenüber den Vormonaten deutlich an. Die Einspeicherungen nehmen in der Folge deutlich ab. Trotzdem werden die Gasspeicher im betrachteten Szenario bis Ende Oktober 2024 vollständig befüllt. Die Füllstandsvorgaben werden im Szenario bereits frühzeitig erreicht.
- Im November überwiegen die Ausspeicherungen erstmalig die Einspeicherungen im Monatsmittel. Über den Winter hinweg erfolgt eine umfangreiche Entleerung der Speicher auf einen Füllstand in Höhe von 35%.

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 allerdings die realen Marktergebnisse und die Modellergebnisse zunehmend.
- 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 „Sommer und Winter 2024/25 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).

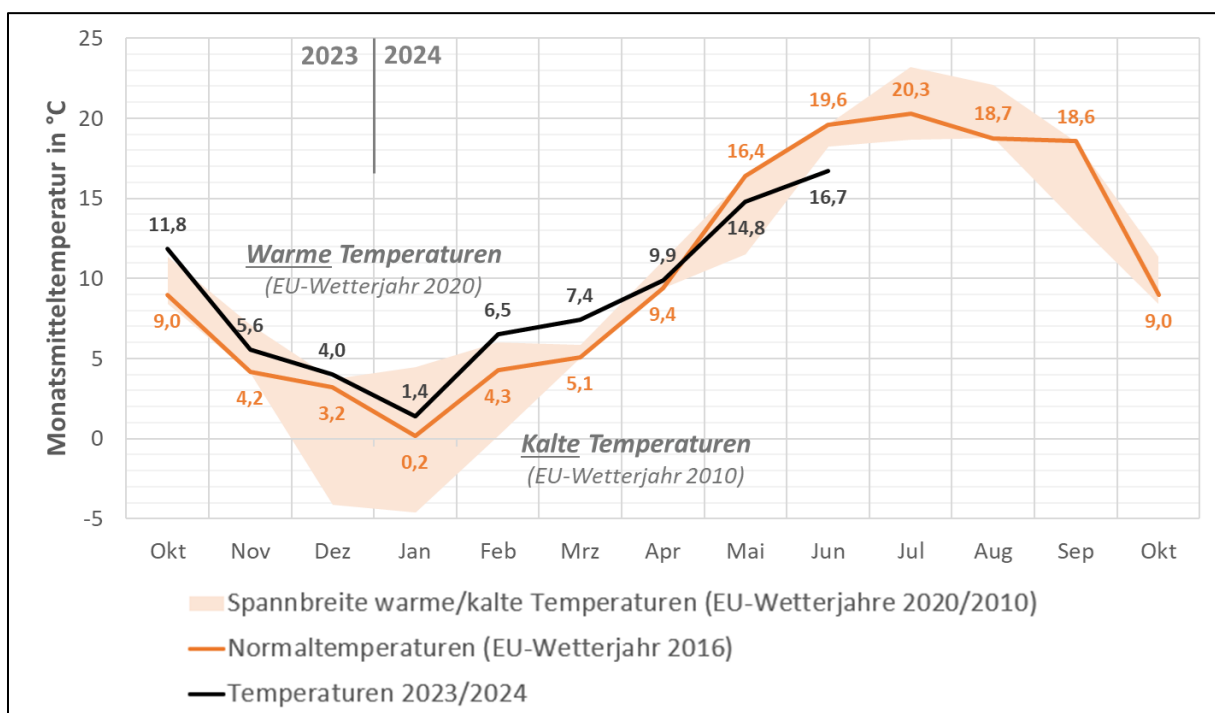


Abbildung 8: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich
Quellen: DWD (2024), INES (2024)

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 – 2023) liegen.

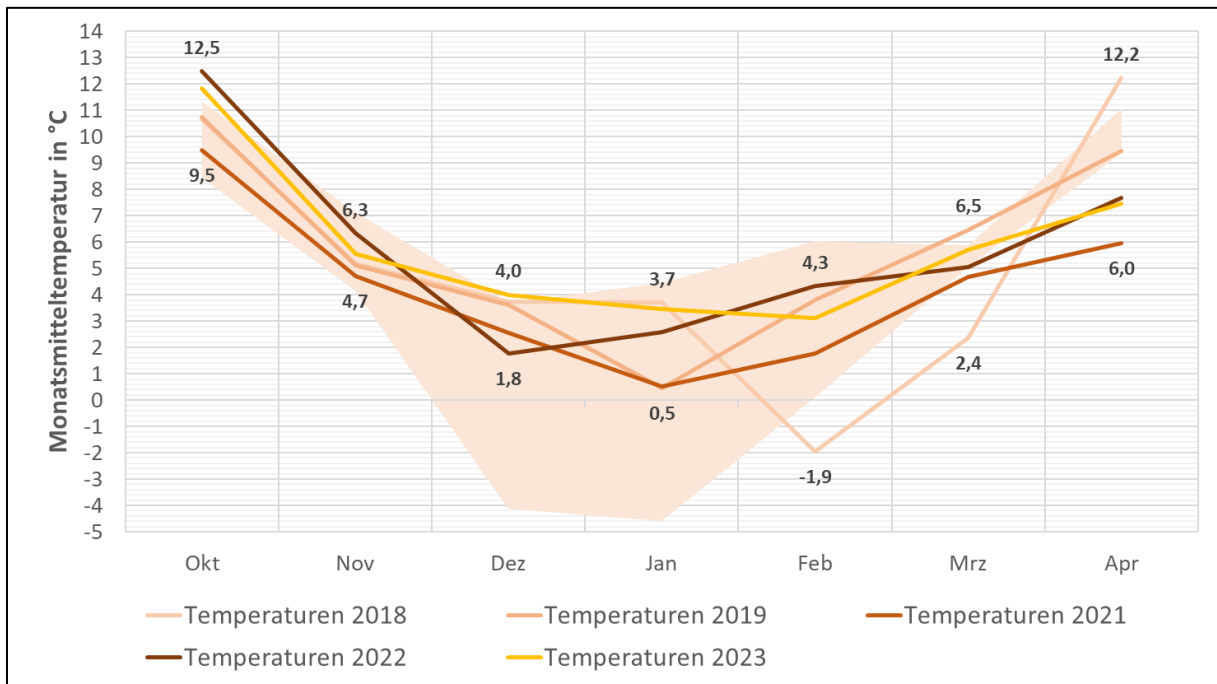
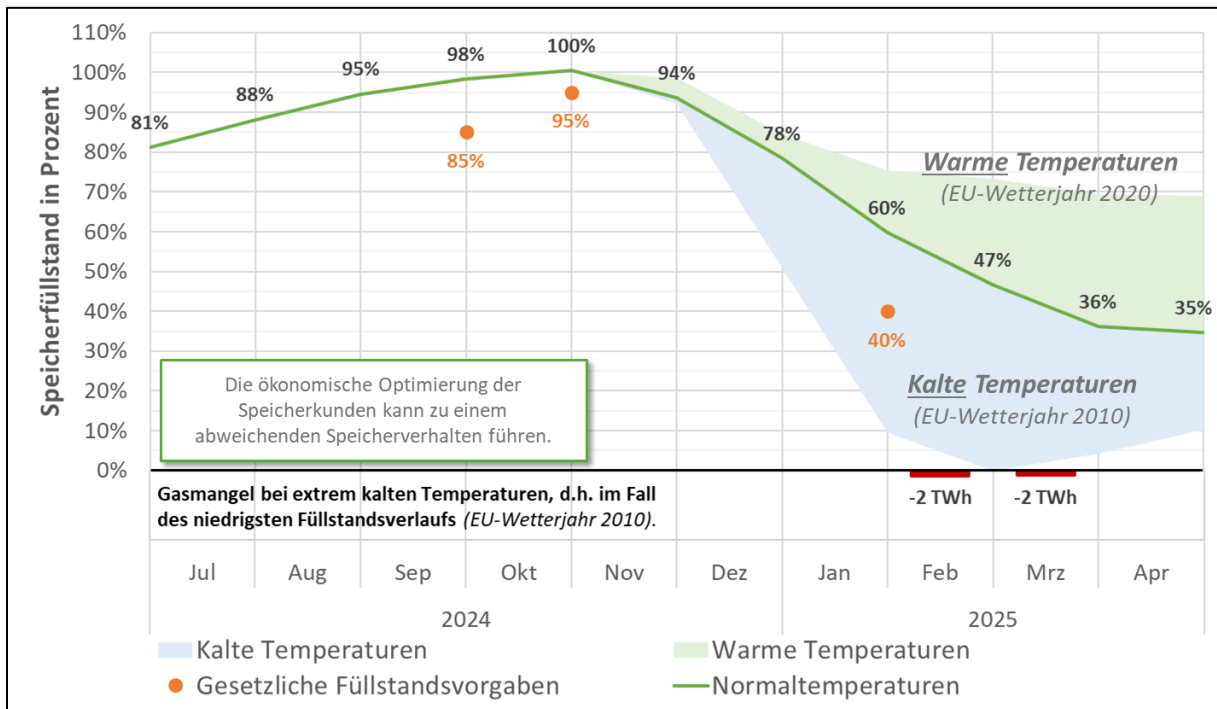


Abbildung 9: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich
 Quellen: DWD (2024), INES (2024)

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 können 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 (2024)

Die Kernergebnisse im Überblick:

- Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse zeigt sich kein relevanter Einfluss der unterschiedlichen Temperaturniveaus auf die Befüllung der Gasspeicher vor dem Winter 2024/25. Die Gasspeicher lassen sich unabhängig von den angenommenen Temperaturniveaus vollständig befüllen.
- Im Unterschied zum Sommer haben die unterschiedlichen Temperaturniveaus im Winter 2024/25 einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Speicherfüllstände. Bei warmen Temperaturen werden die Gasspeicher nur moderat auf einen Füllstand in Höhe von 69% entleert. Beim Gas-Szenario mit extrem kalten Temperaturen, werden die Gasspeicher hingegen Anfang Februar 2025 vollständig entleert.
- Im Fall extrem kalter Temperaturen lässt sich ein von bisherigen Einsparungen geprägtes Verbrauchsniveau in den Gas-Szenarien nicht mehr vollständig decken. Es tritt ein Gasmangel auf, der im Szenario an einzelnen Tagen rund 20% des Gasverbrauchs beträgt.

3.4. Zusammenfassung

Auf Basis der bisherigen Versorgungssituation und vor dem Hintergrund der Szenarioanalysen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Eine erneute vollständige Befüllung der Gasspeicher vor dem kommenden Winter 2024/25 ist unabhängig von den angenommenen Temperaturniveaus in allen Gas-Szenarien möglich. Die gesetzlichen Füllstandsvorgaben in Höhe von 85% am 1. Oktober und 95% am 1. November 2024 können entsprechend eingehalten werden.
- Aufgrund sinkender Temperaturen steigt der Gasverbrauch ab Oktober 2024 in den Gas-Szenarien signifikant an. Im Monat November 2024 wird im Monatsmittel erstmalig ausgespeichert.
- Bei mittleren bis warmen Temperaturen werden die Gasspeicher moderat bis umfangreich entleert. In beiden Szenarien kann die gesetzliche Füllstandsvorgabe in Höhe von 40% am 1. Februar 2025 eingehalten werden.
- Treten extrem kalte Temperaturen im Winter 2024/25 auf, werden die Gasspeicher bis Anfang Februar 2025 vollständig entleert. Ein von derzeitigen Einsparungen geprägtes Verbrauchsniveau kann in diesem Gas-Szenario nicht mehr vollständig gedeckt werden.

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. Entwicklung von Gas-Infrastrukturen in Deutschland

- Vor dem Hintergrund des nur kurz- bis mittelfristigen Handlungsbedarfs war der 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 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 im Winter 2024/25 extrem kalte Temperaturen 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). 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.

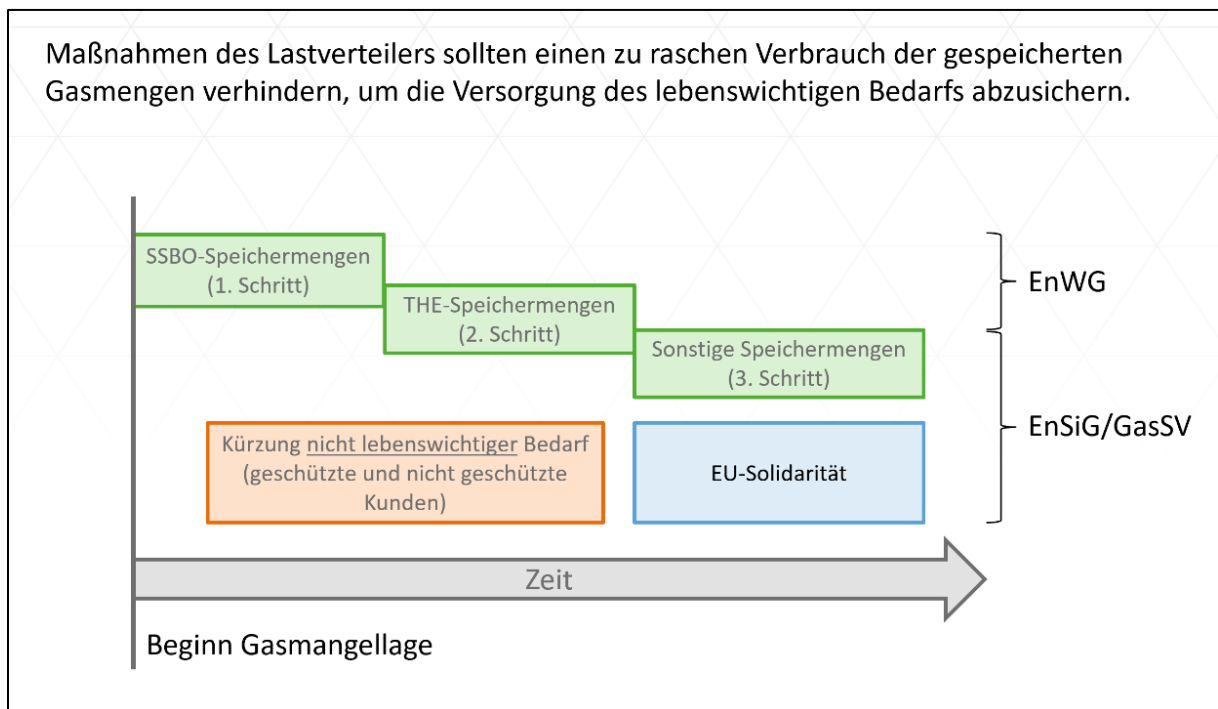


Abbildung 11: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen

Quellen: INES (2024)

5. Updates der Gas-Szenarien

INES veröffentlicht regelmäßig Updates für die Gas-Szenarien. Das nächste Update erfolgt am **5. September 2024**. Seit dem Februar-Update entfallen die begleitenden Pressekonferenzen zur mündlichen Erläuterung. Die Dokumentation und regelmäßige Vorlage bleiben davon aber unberührt.

Inhalte des Updates:

- Ergänzung der Ist-Daten für Juli und August 2024.
- September-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

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/R001797/39333>.