

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 (Oktober-Update)

Berlin, 12. Oktober 2023

Über die Initiative Energien Speichern e.V.

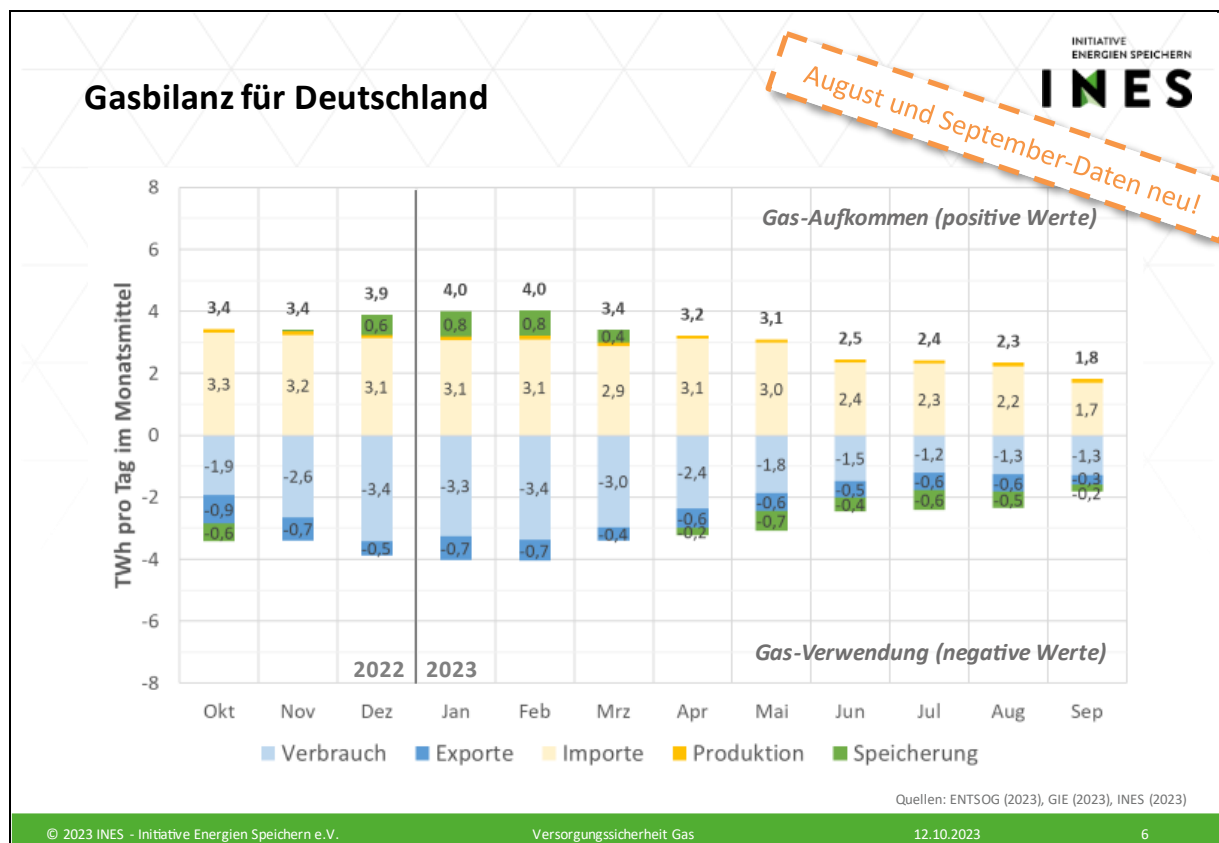
Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 15 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten 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.....	3
2. INES-Gasmarktmodell (IGM).....	10
3. Gas-Szenarien für Deutschland.....	11
3.1. Parametrisierung.....	11
3.2. Szenario „Winter 2023/2024 bei Normaltemperaturen“	12
3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe	14
3.4. Zusammenfassung.....	16
4. Empfehlungen.....	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.....	19
4.1.4. Stärkung der Verbrauchseinsparungen	20
4.2. Krisenmanagement in Gasmangellagen.....	21
5. Updates der Gas-Szenarien.....	22
6. Ansprechpartner	22

1. Bisherige Gasversorgungssituation in Deutschland

INES verfügt über ein tagescharf aufgelöstes Lagebild der Gasversorgung in Deutschland, das monatlich aktualisiert wird. Im Rahmen einer Gasbilanz lässt sich das Gas-Aufkommen und die Gas-Verwendung gegenüberstellen. Eine vollständige Versorgung in Deutschland setzt voraus, dass das Aufkommen der Verwendung entspricht. In der Abbildung auf Folie 6 sind daher die Balken oberhalb der Nulllinie insgesamt genauso hoch wie die Balken unterhalb der Nulllinie.



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 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 Oktober 2022 bis zum September 2023 lassen sich folgende zentrale Entwicklungen anhand der Gasbilanz beobachten:

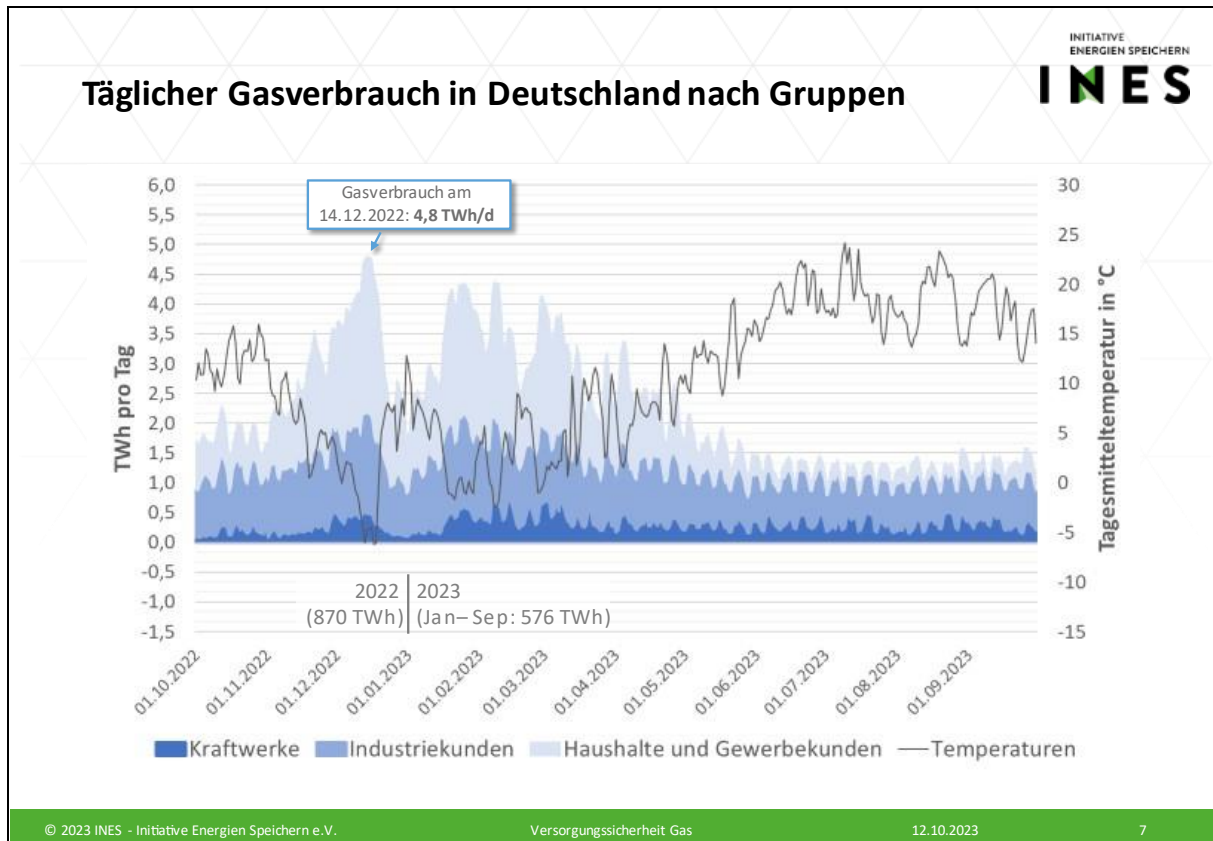
- Der zunächst stufenweise und am Ende vollständige Wegfall russischer Gaslieferungen (ab 31. August 2022) und damit verbunden auch der Wegfall von Ringflüssen über Tschechien nach Deutschland führte zu einem abnehmenden Importaufkommen. Das verbleibende Aufkommen ist vor allem durch Importe aus Belgien, 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 Juli: rd. 0,2 TWh pro Tag) im Verhältnis zum Gasaufkommen insgesamt eher vernachlässigbar.
- Bedingt durch fallende Temperaturen und das damit verbundene Heizverhalten erhöhte sich der Gasverbrauch ab September 2022 schrittweise. Aufgrund von milden Temperaturen und starken Verbrauchseinsparungen schloss das Jahr 2022 insgesamt mit einem Gasverbrauch von 878 TWh ab – ein Jahresgasverbrauch, der zuletzt im Jahr 2015 unterschritten wurde.
- Im Jahr 2023 liegt der Gasverbrauch in den Wintermonaten Januar (3,3 TWh pro Tag), Februar (3,4 TWh pro Tag) und März (3,0 TWh pro Tag) im Vergleich zu den Vorjahresmonaten auf einem niedrigeren Niveau (-18%/-8%/-6%).
- Von April bis Juli sind die Gasverbräuche temperaturbedingt 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. In den Monaten August und September sind die Verbräuche leicht auf ein Niveau von 1,3 TWh pro Tag im Monatsmittel angestiegen. Das Verbrauchsniveau in den Sommermonaten wird in weiten Teilen bzw. fast vollständig vom temperaturunabhängigen Anteil des Gasverbrauchs definiert.

Gasverbräuche nach Verbrauchsgruppen

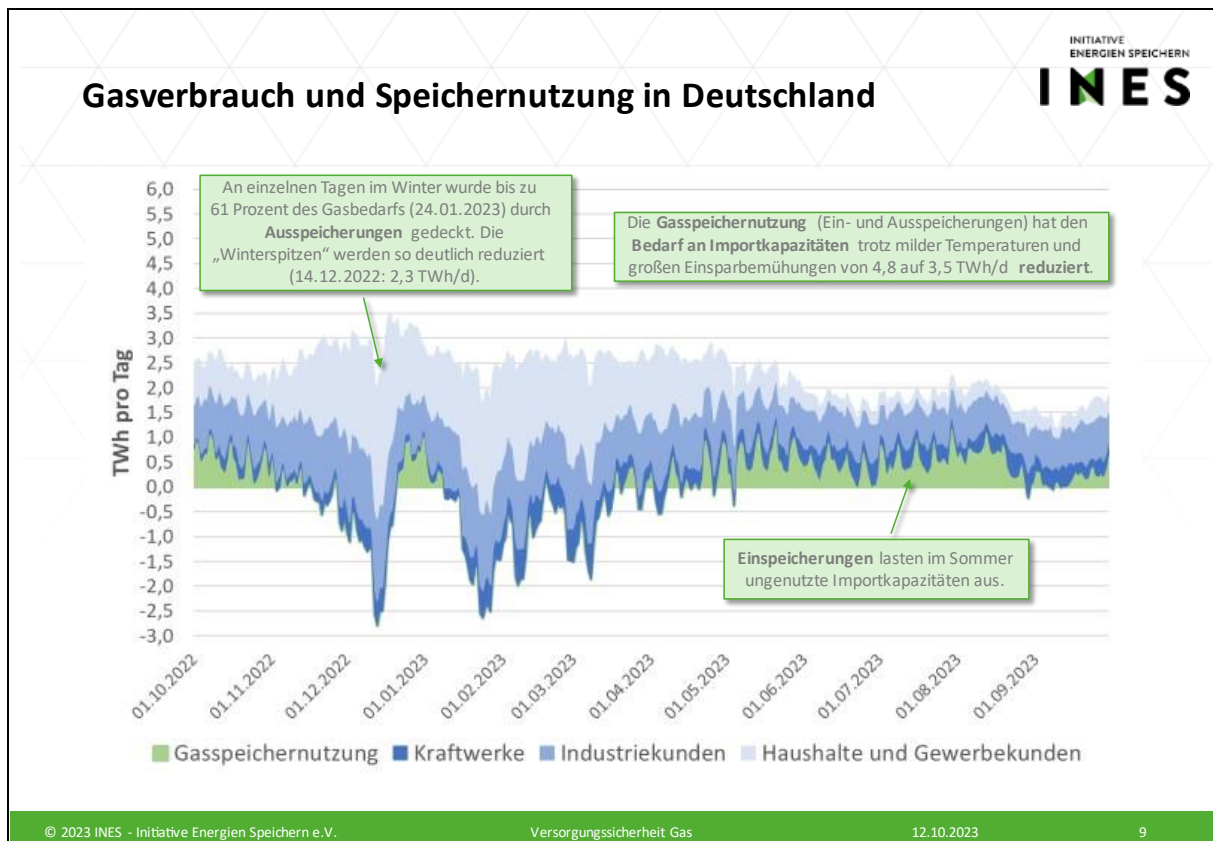
Eine differenzierte Betrachtung des Gasverbrauchs in Deutschland nach den drei wesentlichen Verbrauchsgruppen (siehe Folie 7):

- Haushalte und Gewerbekunden (SLP-Verbrauchsstellen)
- Industriekunden (RLM-Verbräuche abzüglich der Kraftwerksverbräuche) und
- Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne Eigenproduktion und Bahnstrom)

verdeutlicht die Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs durch den Heizbedarf. Niedrigere Temperaturen, ab ca. 15 Grad Celsius führen bereits zu einem signifikanten Anstieg des Gasverbrauchs, insb. in der Gruppe der Haushalte und Gewerbekunden.



Die Gasspeicher in Deutschland werden vor allem zur Deckung der extremen Heizlasten eingesetzt und reduzieren somit den erforderlichen Gas-Importbedarf deutlich (siehe Folie 9).

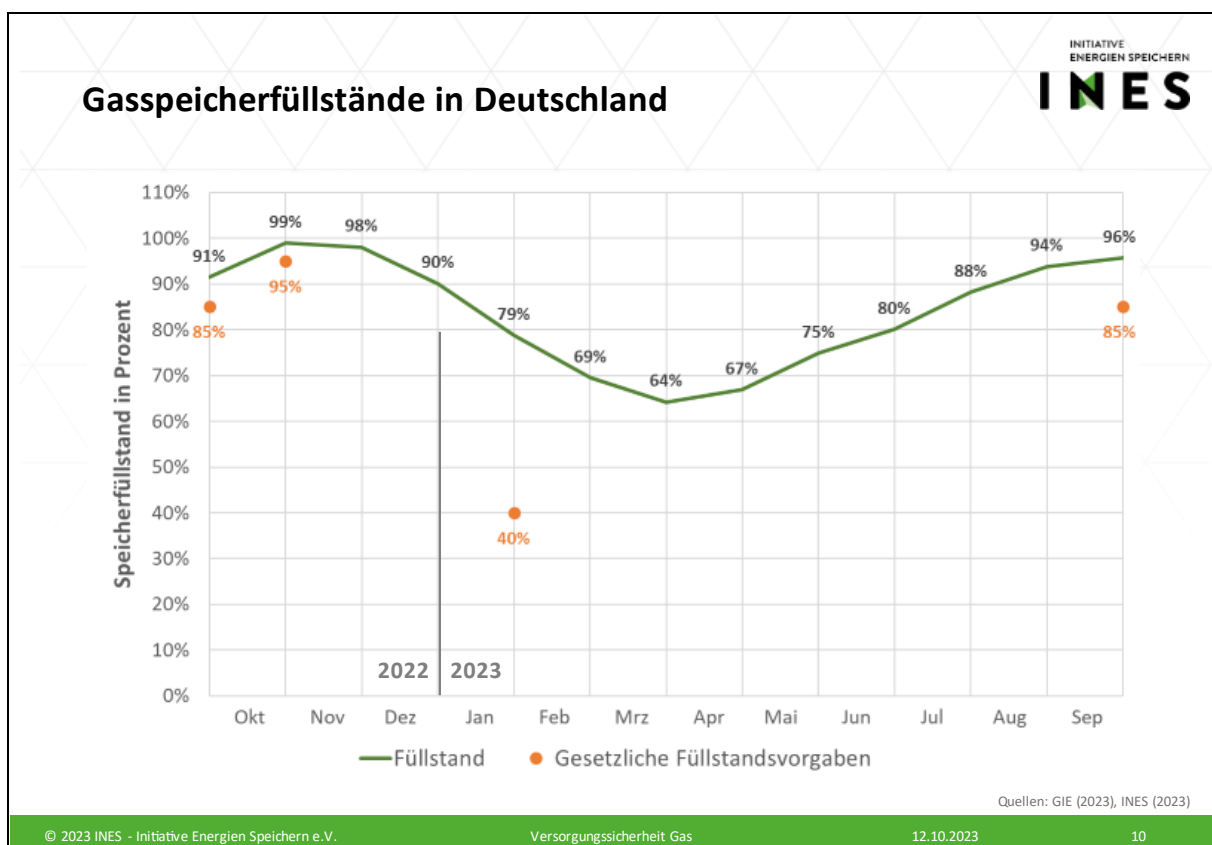


Im Zeitraum vom 1. Oktober 2022 bis zum 30. September 2023 lag der höchste Tagesgasverbrauch am 14. Dezember 2022 bei 4,8 TWh. Ausspeicherungen stellten an diesem Tag 2,5 TWh und damit über die Hälfte des Gasverbrauchs bereit, sodass nur 2,3 TWh durch die innerdeutsche Gasproduktion und -Importe gedeckt werden mussten.

Trotz milder Temperaturen und großen Einsparbemühungen reduzierte die Gasspeichernutzung in dem betrachteten Zeitraum den Bedarf an Gasimportkapazitäten von 4,8 auf 3,5 TWh pro Tag. Im Sommer hingegen lasteten Einspeicherungen ansonsten ungenutzte Importkapazitäten zusätzlich aus.

Entwicklung der Speicherfüllstände

Aufgrund der niedrigen Gasverbräuche im Sommer 2022 konnten trotz reduziertem Gasaufkommen umfangreiche Einspeicherungen vorgenommen werden. Darüber hinaus haben milde Temperaturen im Oktober und November dazu beigetragen, eine vollständige Befüllung der Speicher in Deutschland zu 100 % am 14. November 2022 zu erreichen (siehe Folie 10).



Die gesetzlichen Füllstandsvorgaben wurden für Deutschland insgesamt am 3. September 2022 (85%-Ziel) und am 13. Oktober 2022 (95%-Ziel) frühzeitig erreicht.

Obwohl die Füllstandsziele in der öffentlichen Wahrnehmung auf Deutschland insgesamt bezogen werden, sind die Füllstände von jedem einzelnen Speicher einzuhalten. Nicht alle

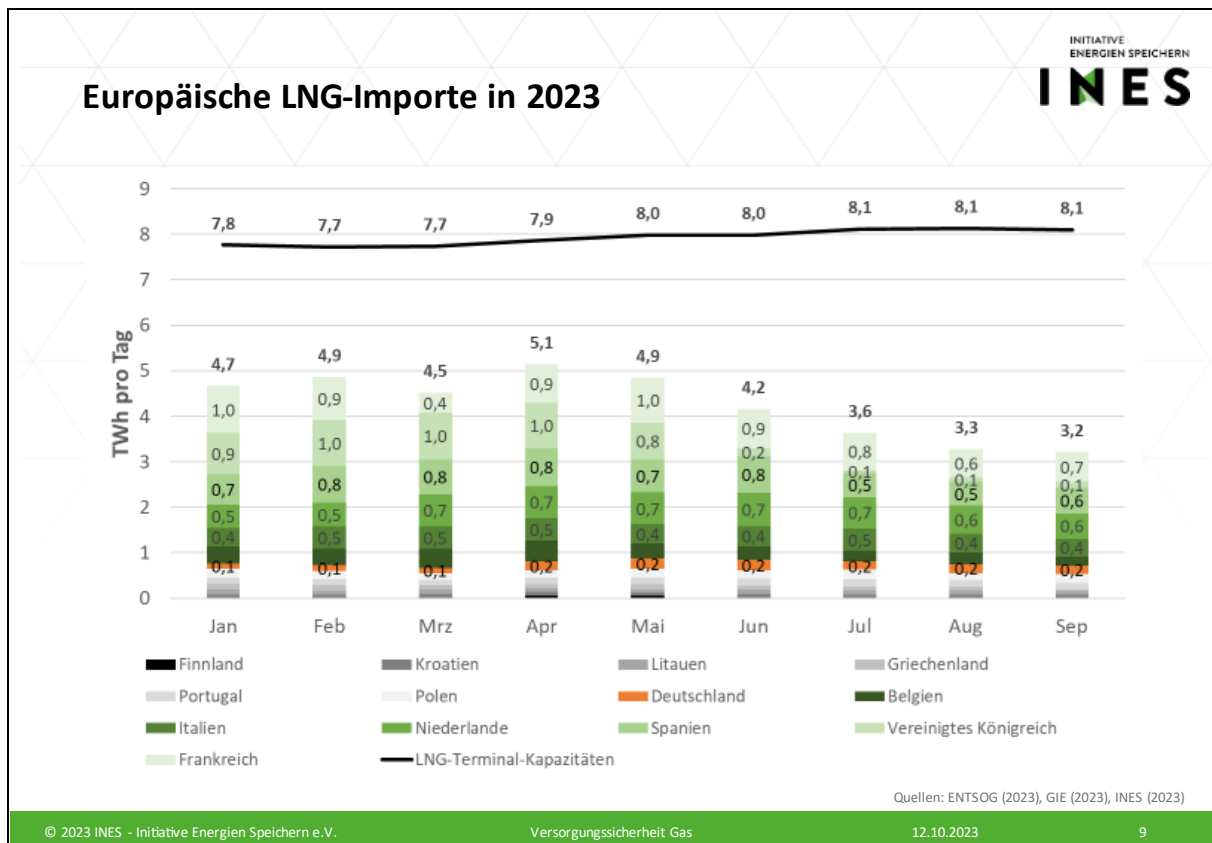
einzelnen Speicher konnten die Füllstandsziele erreichen. Dennoch kann festgehalten werden, dass die Wintervorsorge mit überdurchschnittlich hohen Speicherfüllständen erfolgreich abgeschlossen wurde.

Im Zeitraum von Mitte November 2022 bis März 2023 überstiegen die Ausspeicherungen regelmäßig die Einspeicherungen. Gasspeicher trugen in dieser Zeit im Monatsmittel zum Aufkommen in Deutschland bei. Im Dezember wurden die Ausspeicherungen gegenüber November deutlich erhöht. Im Januar und Februar erreichten die Ausspeicherungen mit 0,8 TWh pro Tag die höchsten Monatsmittelwerte. Die Füllstandsvorgabe zum 1. Februar 2023 (40%-Ziel) wurde mit einem Speicherfüllstand von knapp 79% eingehalten. Im März 2023 ließen die Ausspeicherungen bereits deutlich nach. Den Tiefstand erreichten die Gasspeicher mit knapp 64% am 18. März 2023.

Seit April 2023 wird 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. Der Füllstand am 1. Oktober 2023 (6 Uhr) lag bei 96%.

LNG-Importe nach Europa

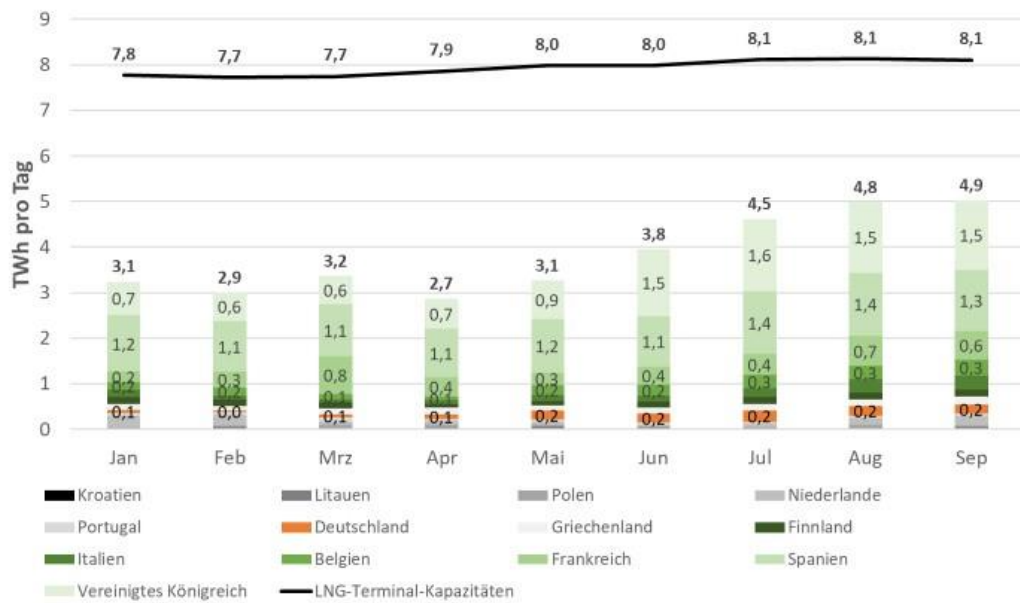
Im Zeitraum von Januar bis September 2023 wurde Liquefied Natural Gas (LNG) über europäische Importterminals im Umfang von 4,3 TWh pro Tag im Mittel importiert (siehe Folie 9). Der Schwerpunkt der LNG-Importe lag in Nordwesteuropa. Besonders umfangreiche Importe erfolgten über Frankreich (0,8 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (0,6 TWh pro Tag), die Niederlande (0,6 TWh pro Tag) und Belgien (0,3 TWh pro Tag). LNG-Importe über Italien (0,5 TWh pro Tag) und Spanien (0,7 TWh pro Tag) bildeten einen weiteren Schwerpunkt im Süden bzw. Südwesten von Europa.



Über den Zeitraum von Januar bis September 2023 im Mittel verfügten insbesondere Spanien (1,2 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (1,1 TWh pro Tag) und Frankreich (0,5 TWh pro Tag) über große ungenutzte LNG-Importkapazitäten (siehe Folie 10).

In Summe ergeben die realisierten LNG-Importe (Folie 9) und die ungenutzten LNG-Terminalkapazitäten (Folie 10) die insgesamt in den Ländern verfügbaren LNG-Terminalkapazitäten. Die LNG-Terminals in den aufgeführten Ländern verfügen derzeit über eine Importkapazität von 8,1 TWh pro Tag.

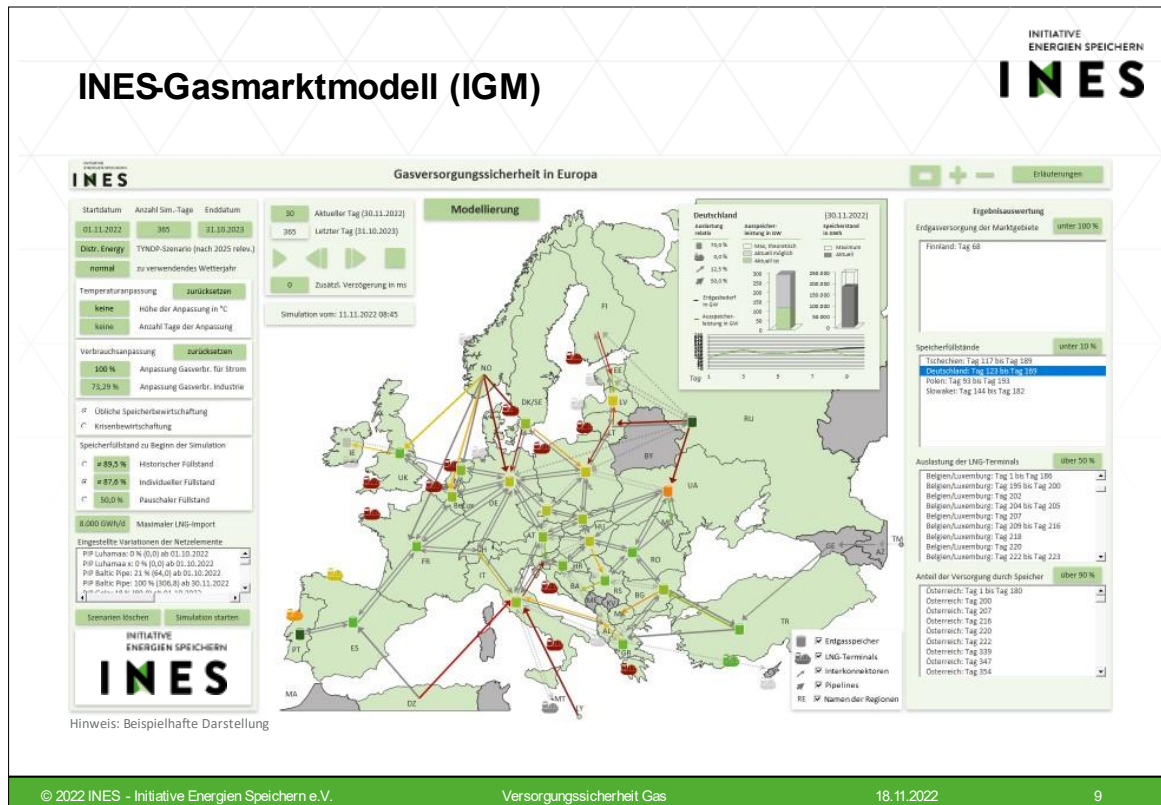
Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten in 2023



Quellen: ENTSOG (2023), GIE (2023), INES (2023)

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 (beispielhafte Anschauung auf Folie 9 unten). Im Modell können Szenarien tagesscharf über individuell zu definierende Zeiträume analysiert werden.



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. Oktober 2023 bis zum 30. April 2024 mehrere Szenarien mit dem IGM berechnet („INES-Szenarien für den Winter 2023/2024“). Die Szenarien beleuchten die verbleibende Zeit der aktuellen Befüllung der Gasspeicher in Deutschland und darüber hinaus auch die Versorgung im kommenden Winter 2023/2024.

Ziel der Modelloptimierung:

Es 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

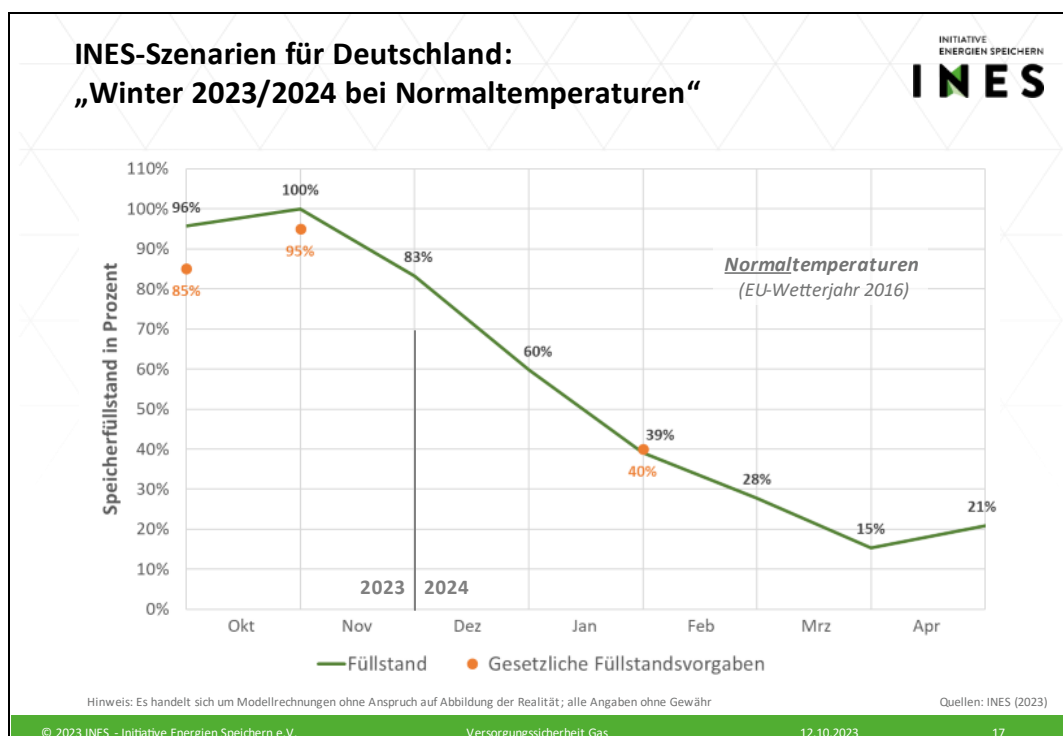
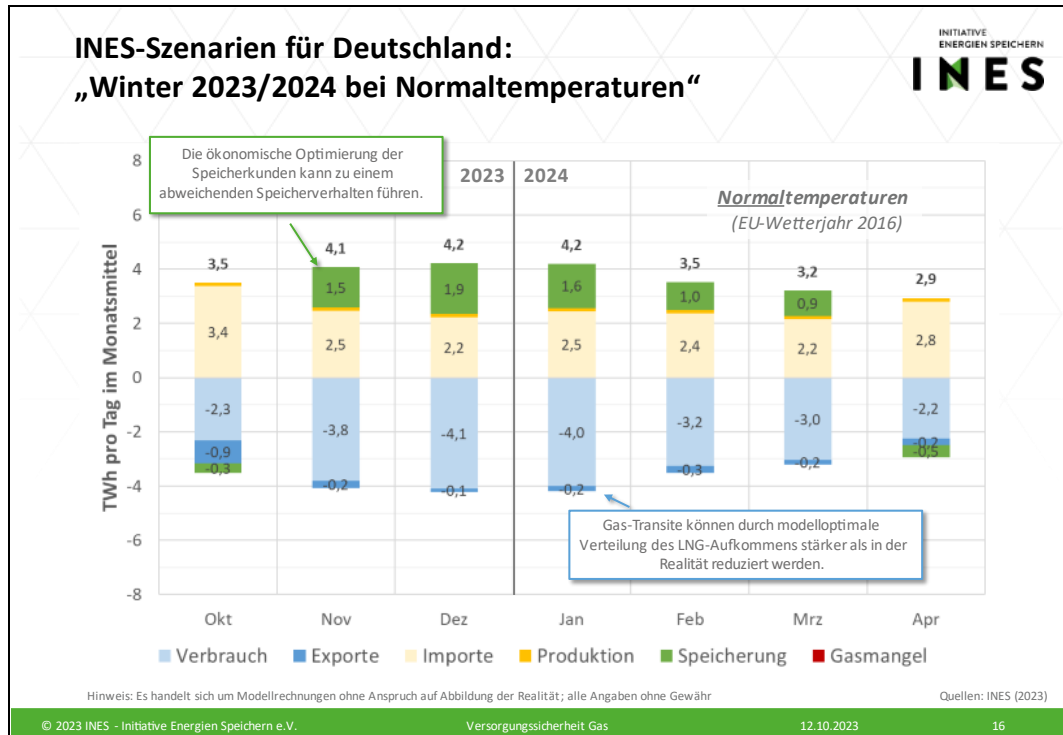
- Neue Infrastrukturprojekte im EU-Binnenmarkt werden beachtet, z.B. LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU)
- Unterbrechbar nutzbare Pipelines aus Belgien stehen auch im Winter zur Verfügung.

Gasverwendung

Die temperaturabhängigen Verbrauchsprofile der EU-Mitgliedstaaten enthalten Anpassungen, die im Jahr 2022 und 2023 bisher beobachtet werden konnten. Der temperaturunabhängige Verbrauch wurde entsprechend bisheriger Beobachtungen angepasst.

3.2. Szenario „Winter 2023/2024 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 Folien 16 und 17 zeigen die Ergebnisse der Analysen für Deutschland.



Die Kernergebnisse im Überblick:

- Die gesetzlichen Füllstandsvorgaben wurden am 22. Juli 2023 (85 %-Ziel) und am 26. September 2023 (95 %-Ziel) bereits frühzeitig erfüllt. Für den Oktober sind bei Normaltemperaturen noch Einspeicherungen im Monatsmittel zu erwarten. Die Gasspeicher werden erneut vollständig (100%) vor dem Winter 2023/2024 befüllt.
- Bis zum Ende des Winters werden in dem Szenario die Gasspeicher umfangreich bis auf 15 % entleert. Die gesetzliche Füllstandsvorgabe von 40 % am 1. Februar 2023 wird knapp unterschritten.
- Es tritt im Szenario-Zeitraum kein Gasmangel auf.

Kritische Punkte/Modelleffekte:

- Für die Exporte ergeben sich modellbedingt sehr niedrige Ergebnisse. Die Realität zeigt, dass aktuell (im Unterschied zur Modellierung) mehr Transite durch Deutschland fließen. Dieses Modellergebnis entsteht vor allem durch eine optimalere Verteilung der LNG-Lieferungen auf die LNG-Terminals in Europa, wodurch Transitanforderungen reduziert werden. In der Realität kann es aber sinnvoll sein, die Pipeline-Infrastrukturen im EU-Binnenmarkt zu nutzen, um die Schiffswege der LNG-Tanker zu reduzieren, sofern die Infrastrukturpotenziale zur Verfügung stehen. Weisen die Infrastrukturen nur noch geringe ungenutzte Potenziale auf, konvergieren die Ergebnisse in der Realität und die Modellergebnisse.
- Die ökonomische Optimierung der Speicherkunden kann zu einem abweichenden Speicherverhalten (nicht nur in Deutschland) führen.

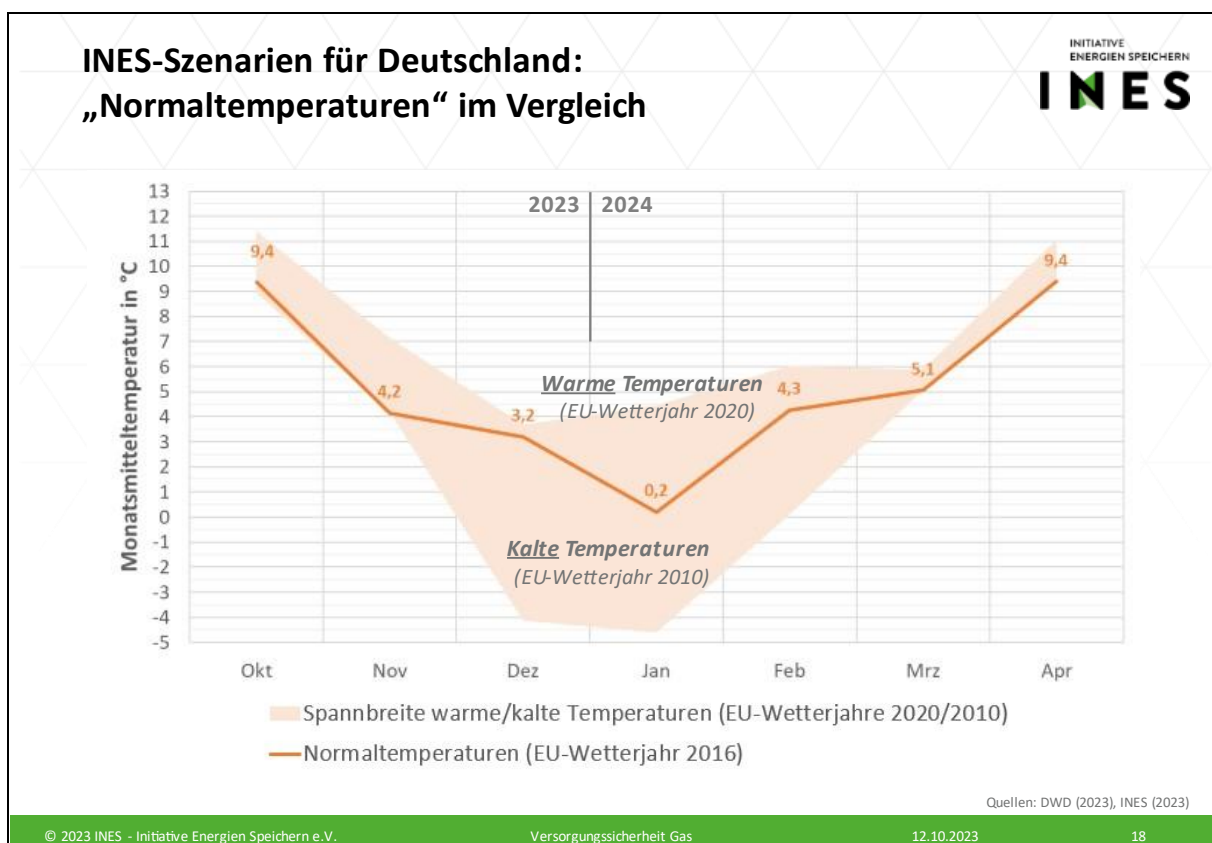
3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe

Für die Ergebnisse aus dem Szenario „Winter 2023/2024 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

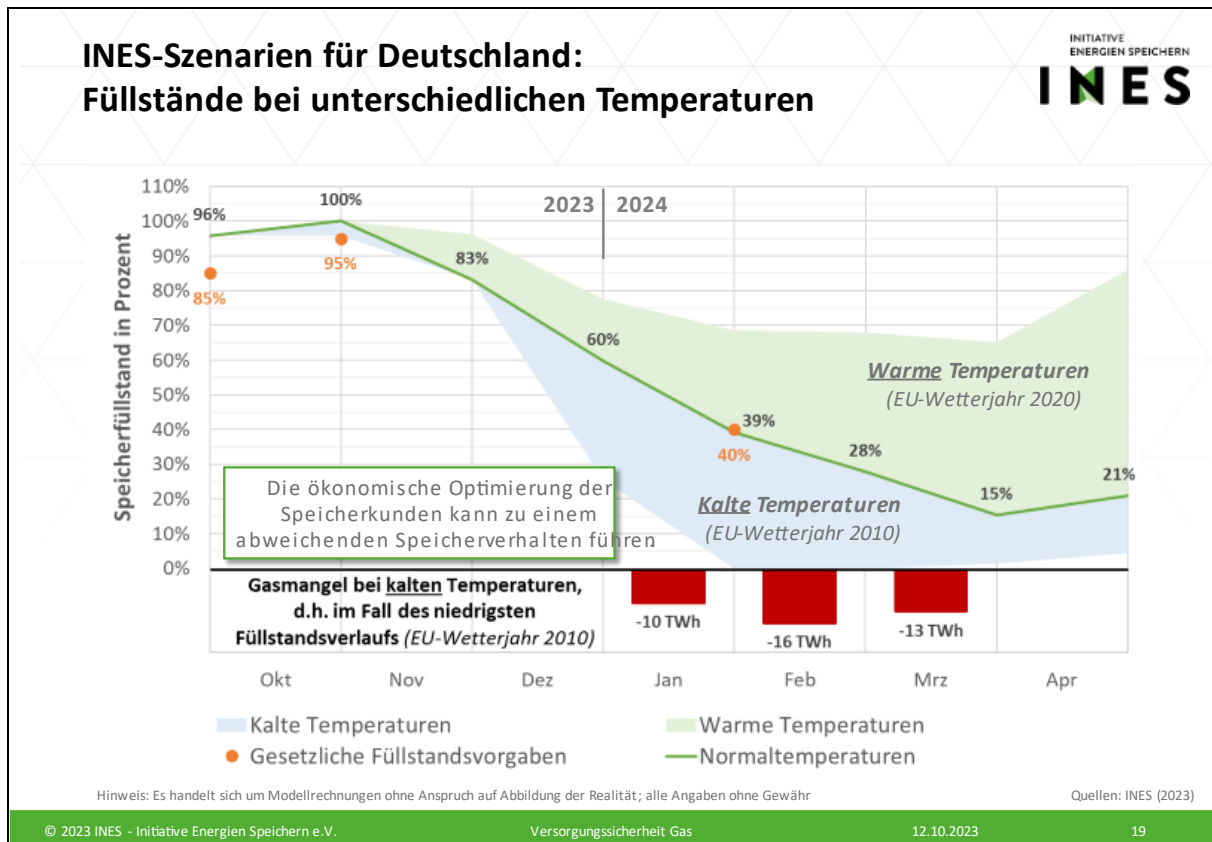
Normaltemperaturen im Vergleich

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 Temperaturen betrachtet werden (siehe Folie 18).



Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturverläufen

Aus den unterschiedlichen Temperaturverläufen leiten sich unterschiedliche Füllstandsverläufe ab (siehe Folie 19).



Die Kernergebnisse im Überblick:

- Im Fall normaler und warmer Temperaturen reicht das angenommene LNG-Importniveau im EU-Binnenmarkt aus, um die Gasspeicher noch vollständig vor dem nächsten Winter zu befüllen. Im Fall extrem kalter Temperaturen bereits im Oktober verharren die Füllstände hingegen bis zum 1. November 2023 auf einem gleichbleibenden Niveau.
- Bei sehr warmen Temperaturen im Winter 2023/2024 werden die Gasspeicher nur moderat in Anspruch genommen. Der Tiefstand liegt im Anfang April bei 64 %. Die erneute Befüllung kann im Anschluss beginnen.
- Bei mittleren bis kalten Temperaturen werden die Gasspeicher umfangreich bzw. stark in Anspruch genommen. Das Füllstandsziel von 40 % wird bei normalen Temperaturen knapp unterschritten und kann bei extrem kalten Temperaturen nicht eingehalten werden.
- Bei extrem kalten Temperaturen werden die Gasspeicher bereits in der zweiten Januarhälfte vollständig entleert. Ein Gasmangel kann im Rahmen der Modellierung

nicht aufgelöst werden. Der Gasmangel beträgt im Fall extrem kalter Temperaturen an einzelnen Tagen bis zu 40 % des deutschen Gasverbrauchs.

3.4. Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Szenarioanalysen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Treten keine extrem kalten Temperaturen bereits im Oktober und im November auf, ist eine vollständige Befüllung der Gasspeicher vor dem Winter 2023/24 zu erwarten.
- Bei mittleren bis extrem kalten Temperaturen im Winter 2023/24 werden die Gasspeicher umfangreich bzw. vollständig entleert. Die Einhaltung der gesetzlichen Füllstandsvorgabe in Höhe von 40% kann in diesen Fällen herausfordernd sein.
- Treten extrem kalte Temperaturen auf, kann ein von derzeitigen Einsparungen geprägtes Verbrauchsniveau vermutlich nicht vollständig im Winter 2023/24 gedeckt werden.
- Hohe Gasverbräuche im Winter entstehen in wesentlichen Teilen durch das Heizverhalten der Haushalte und Gewerbekunden bei sehr kalten Temperaturen. Gasspeicher decken diese Lasten weitgehend und begrenzen damit die Importbedarfe deutlich.

4. Empfehlungen

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

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.¹⁾

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.²⁾
- In den Speichern (insb. Rehden, Wolfersberg, Katharina) sind knapp **50 TWh** von THE eingespeichert worden.³⁾
- Es wird geschätzt, dass bei der THE-eigenen Speichernutzung auf Basis der Dezember-Preise Verluste von rd. 2. Mrd. EUR oder mehr entstehen könnten.⁴⁾ 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.

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 Years 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 ¹⁾
Winter 2026/27	10 TWh/a	10 TWh	40 TWh/a ²⁾
Winter 2027/28	0 TWh/a	0 TWh	0 TWh/a

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

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

²⁾ 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.

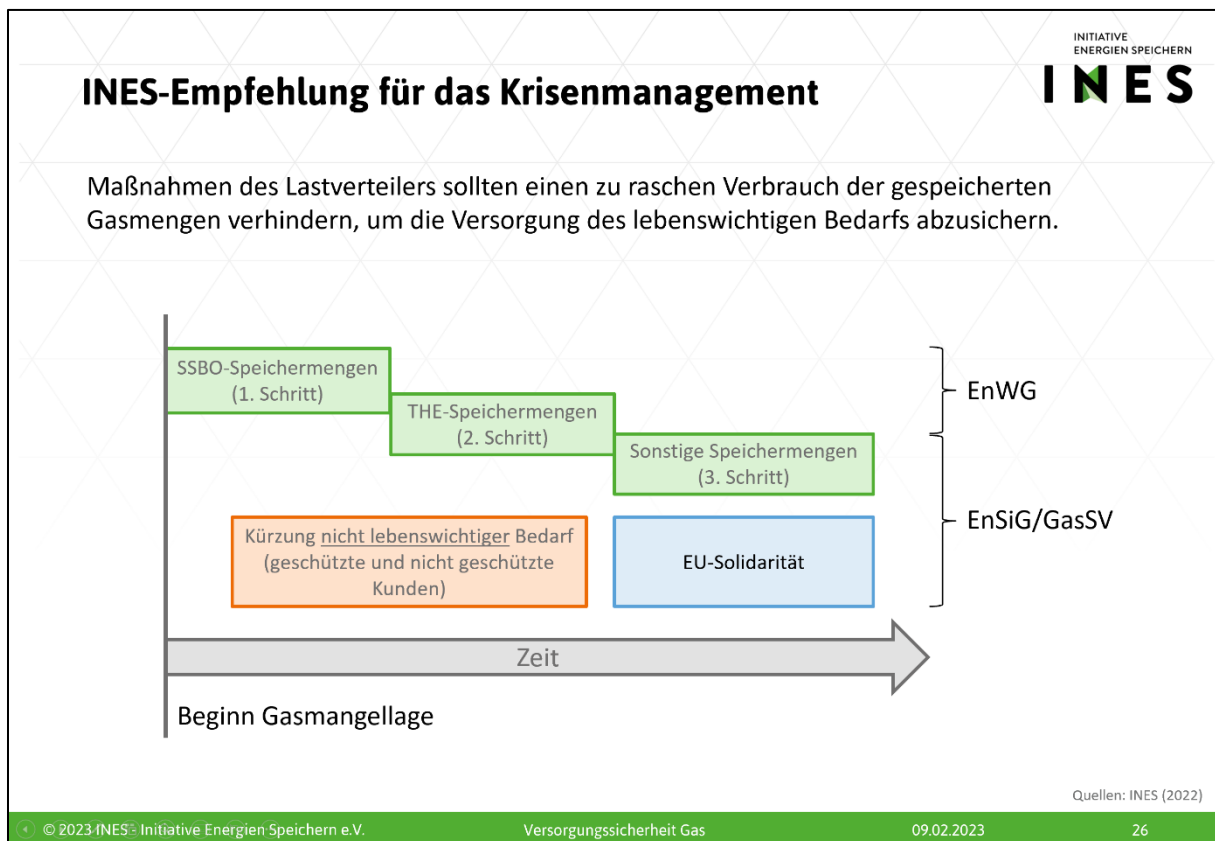
4.1.4. Stärkung der Verbrauchseinsparungen

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 stellt im Rahmen regelmäßiger Pressekonferenzen Updates für die Gas-Szenarien vor. Die nächste Pressekonferenz findet am **7. November 2023** statt.

Nächste Themen:

- Ergänzung der Ist-Daten für Oktober 2023
- November-Update der INES-Szenarien
- Änderungsvorschläge der Bundesregierung zum Gasspeichergesetz

6. Ansprechpartner

Sebastian Heineremann (geb. Bleschke)
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/R001797/13657>.