

Energie, Klima, Umwelt | Energie

Monitoring der deutschen Gasbilanz

vbw

Studie

Stand: Februar 2023

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Reduzierte Gasnachfrage muss verstetigt werden

In unserer Ende Juni 2022 veröffentlichten Studie *Folgen einer Lieferunterbrechung von russischem Gas für die deutsche Industrie* haben wir ein Szenario untersucht, in dem ab Anfang Juli gar kein Erdgas mehr aus Russland importiert wird. Die daraus resultierenden erheblichen Engpässe in der Industrie hätten mit hoher Wahrscheinlichkeit zu massiven Wertschöpfungsverlusten geführt.

Bekanntlich ist das Szenario so nicht eingetreten. Mittlerweile fließt tatsächlich kein russisches Erdgas mehr über Pipelines nach Deutschland, aber gleichzeitig wurden die Anstrengungen zu Erschließung alternativer Bezugsquellen, Substitution und Einsparung intensiv fortgesetzt. Diese Entwicklungen der letzten Monate fließen in das vorliegende Update der Gasbilanz ein, um ein aktuelles Bild zu zeichnen.

Die Gefahr einer erheblichen Unterversorgung ist deutlich geringer geworden, bleibt aber real. Die LNG-Lieferungen wurden ausgeweitet, die Gasexporte in Nachbarländer reduziert. Es zeigt sich zudem, dass deutliche Verbrauchsreduktionen sowohl von Industrie- und Gewerbebetrieben als auch von privaten Haushalten erzielt wurden. Ob es uns gelingt, einen Engpass mit drastischen Folgen für die Wirtschaft abzuwenden, hängt gerade mit Blick auf den nächsten Winter davon ab, dass wir diese Einsparbemühungen verstetigen.

Bertram Brossardt
10. Februar 2023

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Gasangebot	4
2.1	Entwicklung des Gasangebots im Jahr 2022 und Vergleich zu 2021	4
2.2	Annahmen für das Gasangebot bis Ende 2024	12
3	Gasverbrauch	14
3.1	Entwicklung des Gasverbrauchs im Jahr 2022 und Vergleich zu 2021	14
3.2	Analyse des Gasverbrauchs 2022	14
3.3	Annahmen für den Gasverbrauch bis Ende 2024	16
4	Gasbilanz 2022 bis 2024	18
	Ansprechpartner/Impressum	23

1 Zusammenfassung

Die milde Witterung hat zu Entspannung für diesen Winter gesorgt. Nun richten sich die Blicke bereits auf den Winter 2023/2024.

Das vorliegende Monitoring beleuchtet die Situation der deutschen Gasversorgung mit Stand Anfang Januar 2023. Dabei untersuchen wir in vier Verbrauchsszenarien die Entwicklung der deutschen Gasbilanz bis Ende 2024. Grundlage ist der komplette Lieferstopp russischer Gasmengen per Pipeline nach Deutschland ab dem 01. September 2022.

Wichtige Rahmenbedingungen für die Lagebeurteilung sind aktuell die folgenden:

1. Bis Ende Dezember war das Wetter wärmer als in den Vorjahren. Infolgedessen wurde bis dahin kaum ausgespeichert und die Speicher waren Ende Dezember 2022 noch zu 90 Prozent gefüllt.
2. Weiterhin befinden sich die Gasimporte Deutschlands aus Norwegen und die LNG-Mengen vom Weltmarkt über die Niederlande und Belgien auf hohem Niveau.
3. Das erste schwimmende LNG-Terminal wurde am 15. November 2022 bei Wilhelms- haven in Betrieb genommen. Es folg(t)en im Januar (Lubmin) und Februar 2023 jeweils ein Terminal und weitere drei Terminals im Winter 2023 / 2024. Damit steigt die Versorgungssicherheit – vor allem infrastrukturell.
4. Russland hat zwar seine Transporte nach Deutschland komplett eingestellt bzw. in die EU deutlich reduziert, die LNG-Lieferungen aus Russland in die EU sind aber weiterhin auf hohem Niveau.
5. Verbrauchsreduktionen sowohl von Industrie- und Gewerbebetrieben als auch von privaten Haushalten sind weiterhin zu beobachten. Nach unseren Analysen betragen die verhaltensbedingten Einsparungen im Dezember nur rund 5 Prozent gegenüber dem temperaturbedingten Gasverbrauch.
6. In Summe kann mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Gasmangellage verhindert werden. Es verbleiben Risiken bei der Temperatur, dem Transportsystem (insbesondere im Hinblick auf Sabotage an Importpipelines), den Einsparerfolgen und der Wirkung von politischen Eingriffen.

Abbildung 1
Einordnung der Gasbilanzparameter

Gasbilanzparameter	Situation	Trend
Angebot	●	↑
Norwegen	●	→
Niederlande	●	→
Belgien	●	→
LNG-Terminals	●	↑
Nachfrage	●	→
Einsparungen	●	↓
Außentemperatur	●	↓
Exporte	●	→
Speicherfüllstände	●	→
Nord	●	→
Mitte	●	→
Süd	●	→
Gesamt	●	→

Pfeil nach oben = Situation ist besser als im Vormonat, vice versa
Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Tabelle 1
Kriterien für die einzelnen Gasbilanzparameter

	Kriterium für grün	Kriterium für gelb	Kriterium für rot
Importe Norwegen	> 36 TWh (Mittelwert Gasimporte in 2022)	> 31 TWh und < 36 TWh	< 31 TWh (Minimum in 2022)
Importe Niederlande	> 19 TWh (Mittelwert Gasimporte in 2022)	> 11 TWh und < 19 TWh	< 11 TWh (Minimum in 2022)
Importe Belgien	> 19 TWh (Mittelwert Gasimporte in 2022)	> 10 TWh und < 19 TWh	< 10 TWh (Minimum in 2022)
Importe DE FSRU-Terminals	Auslastungsfaktor > 60 %	Auslastungsfaktor < 60 % und > 40 %	Auslastungsfaktor < 40 %
Einsparungen	Nachfragereduktion mehr als 10 %	Nachfragereduktion mehr als 5 %	Nachfragereduktion unter 5 %
Außentemperatur	> Monatsmittel von 2008-2021	> -2°C von MM 2008-2021	< -2°C vom MM 2008-2021

Zusammenfassung

Exporte	< 20 TWh (Exporte nach Stopp NS1)	> 20 TWh und < 30 TWh	> 30 TWh (=ungefähr Vorkrisen- niveau)
Speicherfüll- stände, Stand 31.12.2022	> 70 % (abhängig von Jahres- zeit)	<70 % und > 61 % (ab- hängig von Jahreszeit)	< 61 % (abhängig von Jahres- zeit)
Gesamt	Durchschnitt der ein- zelnen Parameter = Si- tuation ist entspannt	Durchschnitt der ein- zelnen Parameter = Situation ist ange- spannt	Durchschnitt der ein- zelnen Parameter = Si- tuation ist kritisch

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

2 Gasangebot

Entwicklung der letzten Monate und Prognose

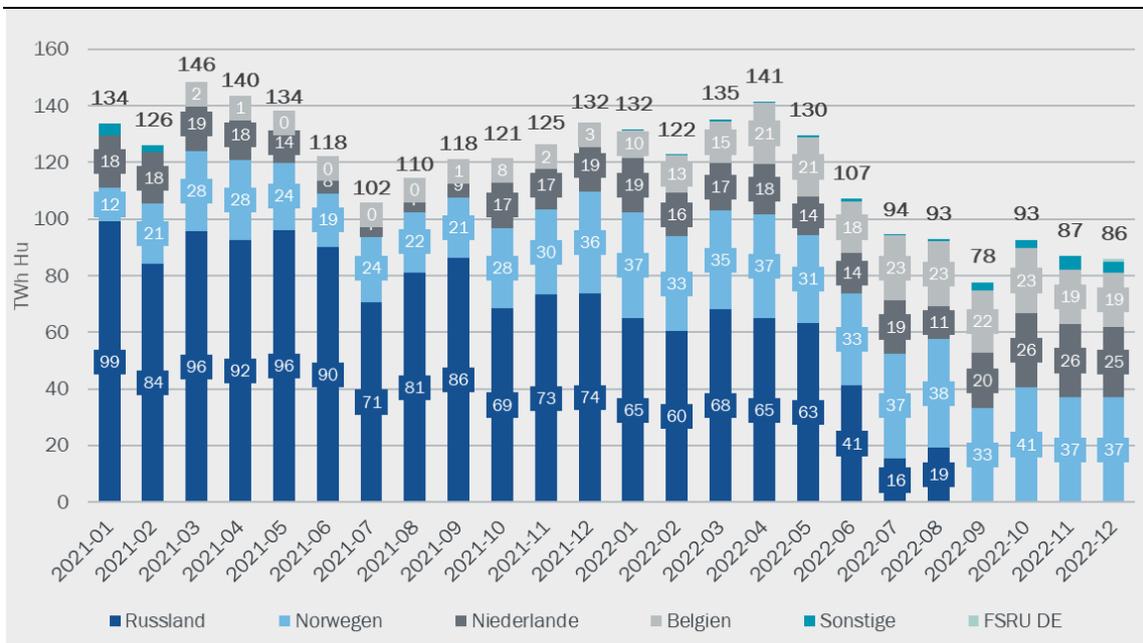
Im Jahr 2022 standen Deutschland 780 TWh Hu Gas zur Verfügung. Das sind rund 15 Prozent weniger als im Vorjahr 2021.

2.1 Entwicklung des Gasangebots im Jahr 2022 und Vergleich zu 2021

Der Anteil der **Gasimporte per Pipeline aus Russland** hat im Vergleich zum Vorjahr 2021 stark abgenommen. Kamen im vergangenen Jahr 2021 noch rund 62 Prozent der Gasimporte (exkl. Exporte) aus Russland, sind es im Jahr 2022 nur noch 36 Prozent. Seit März 2022 wurden die Gasmengen aus Russland sukzessiv reduziert und zum 31. August 2022 komplett eingestellt (siehe Abbildung 2). Insgesamt hat Deutschland im Jahr 2022 1.300 TWh Hu Gas importiert, das sind 14 Prozent weniger als im Vorjahr 2021 (1.506 TWh Hu).

Abbildung 2

Entwicklung Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern in 2021 und 2022, TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von ENTSOG (2023), Eurostat (2023)

Die fehlenden Mengen werden zum einen Teil durch **steigende Pipelineimporte** aus Norwegen gedeckt. Aus Norwegen kam im Vergleich zum Vorjahr 2022 46 Prozent mehr Gas.

Zum anderen Teil werden die reduzierten Gasmengen aus Russland durch **Flüssiggas (LNG) vom Weltmarkt** kompensiert, das über die LNG-Importhäfen Gate und Eemshaven in den Niederlanden, Zeebrugge in Belgien und Dunkerque in Frankreich nach Deutschland fließt. Im Vergleich zum Vorjahr 2021 wurde in 2022 aus den Niederlanden 31 Prozent und aus Belgien knapp 1.160 Prozent mehr Gas nach Deutschland importiert. Bei den Importmengen aus den Niederlanden handelt es sich nicht ausschließlich um LNG. Hier müssen noch die in den Niederlanden geförderten und nach Deutschland exportierten L-Gasmengen abgezogen werden. Seit Oktober 2022 fließt auch über den Grenzübergangspunkt Medelsheim im Saarland Gas aus Frankreich nach Deutschland. Insgesamt flossen seit Oktober rund 3 TWh aus Frankreich nach Deutschland.

Im November 2022 ist das erste schwimmende LNG-Terminal (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) in Deutschland ans Gasnetz angeschlossen worden. Dabei wurde am 15.11.2022 die erste Anlegestelle für Flüssiggas-Speziialschiffe nach knapp 200 Tagen Bauzeit am Standort Wilhelmshaven fertiggestellt. Für die Regasifizierung hat das Speziialschiff „Höegh Esperanza“ am 15. Dezember 2022 Wilhelmshaven erreicht. Zwischen der Bundesregierung und der norwegischen Höegh LNG Holding wurden verbindliche Umsetzungsverträge für zwei FSRUs für eine Mietzeit von zehn Jahren abgeschlossen. Die „Höegh Esperanza“ weist eine Kapazität zwischen 5 und 7,5 bcm auf. Im Dezember 2022 wurde in Wilhelmshaven rund 1 TWh angelandet. Im Januar 2023 wurden zwei weitere FSRUs, in Brunsbüttel und Lubmin, in Betrieb genommen.

Russland liefert seit September 2022 keine Gasmengen mehr per Pipeline nach Deutschland. Es fließen aber weiterhin noch Pipelinemengen (rund 27 bcm) aus Russland über die Ukraine und durch die Türkei (TurkStream) nach Europa. Weiterhin lässt sich beobachten, dass die **russischen LNG-Mengen** in der EU 13 Prozent der gesamten LNG-Importe ausmachen (siehe Abbildung 3).¹ Bei einem kompletten Gasembargo von Seite der EU müssten auch diese Mengen kompensiert werden. Insgesamt hat die EU im Jahr 2022 1.186 TWh Hu LNG importiert. Das sind knapp 53 Prozent mehr als im Jahr 2021.

¹ Eurostat (2023) - <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/main/data/database>, zuletzt abgerufen am 27.01.2023

Abbildung 3

LNG-Importe EU-27 2015 bis 2022 nach Lieferländern, TWh Hu



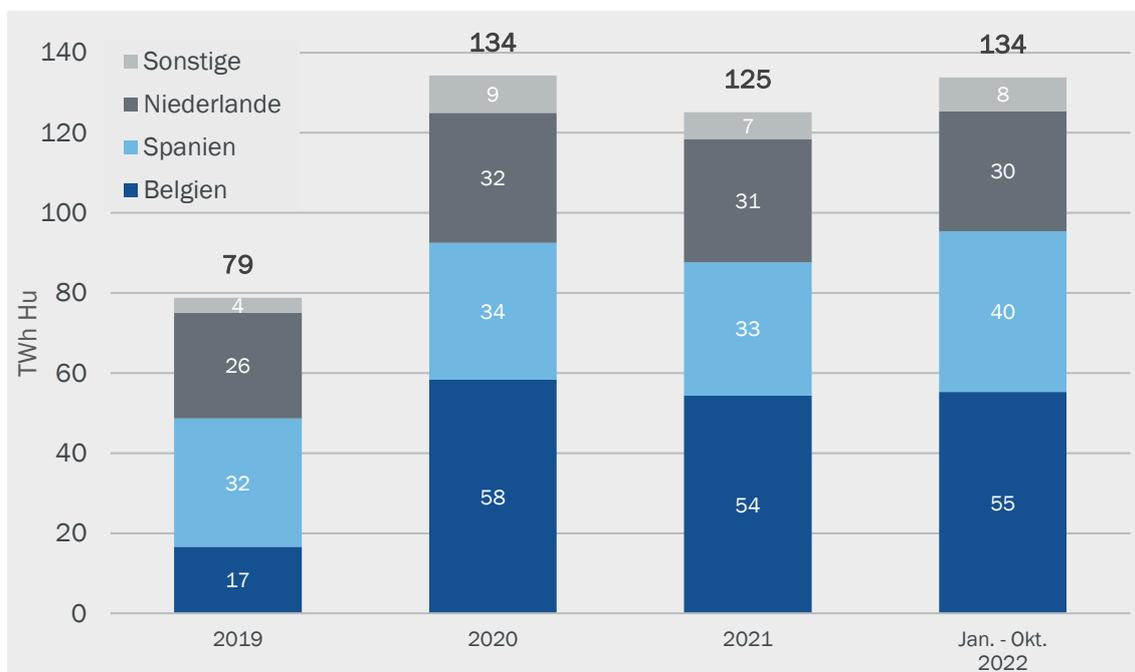
Quelle: Eurostat (2023) und ALSI (2023)

Sonstige LNG-Lieferländer: UK, Angola, Kamerun, Äquatorialguinea, Ägypten, Trinidad und Tobago, Australien, Indonesien, Malaysia, Oman

Die LNG-Importe aus Russland in die EU-27 verteilen sich vor allem auf die Länder Belgien, Spanien und Niederlande. Im betrachteten Zeitraum 2022 gingen 41 Prozent der russischen LNG Mengen nach Belgien, 30 Prozent nach Spanien und 22 Prozent in die Niederlande (siehe Abbildung 4). Die sonstigen Mengen von 6 Prozent verteilen sich auf Griechenland, Italien, Portugal und Finnland. Der Anstieg der russischen Mengen geht vor allem auf die zusätzlichen Lieferungen nach Belgien ab dem Jahr 2020 zurück.

Abbildung 4

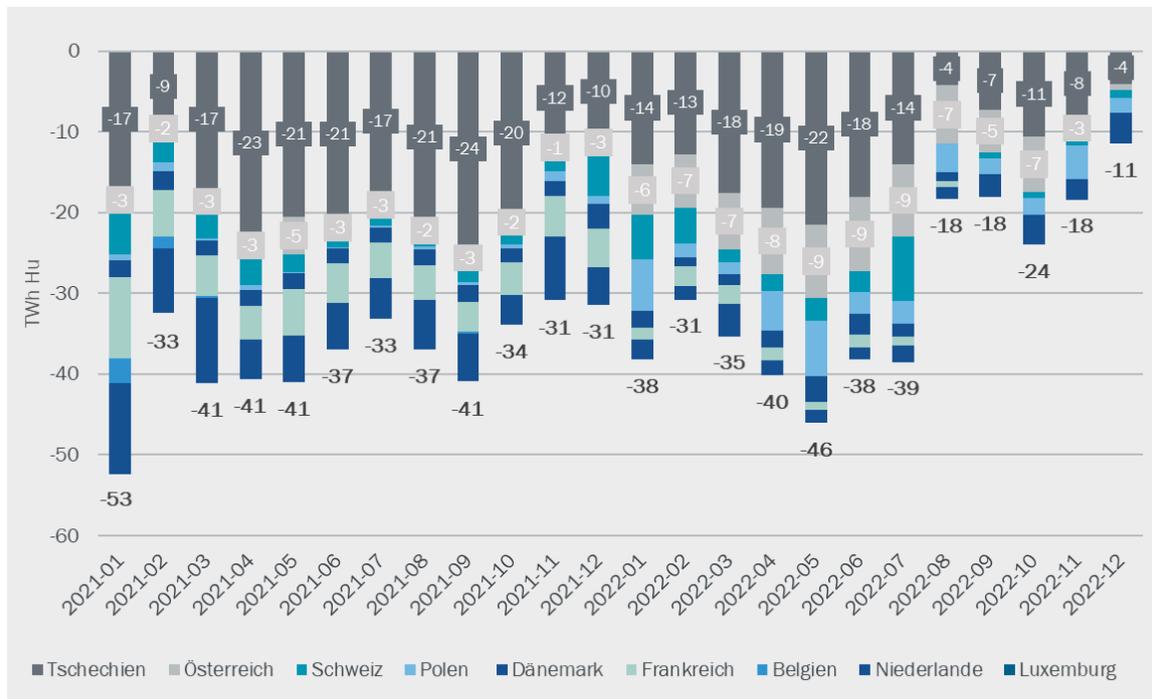
LNG-Importe aus Russland in die EU-27 nach Zielländern, 2019 - 2022



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023)

Aufgrund der geringeren bzw. vollständig eingestellten Importmengen aus Russland sind auch die **Gasexporte** aus Deutschland in die Nachbarländer reduziert worden (siehe Abbildung 5). Flossen im Jahr 2021 noch 695 TWh Hu in die Nachbarländer, so wurden im Jahr 2022 nur noch 469 TWh Hu exportiert, also 32 Prozent weniger als im Vorjahr. Die Exporte nach Tschechien machen davon den Großteil der Exportmengen aus. Tschechien ist wiederum ein Sonderfall, da ein Teil des exportierten Gases nur durch Tschechien durchgeleitet wird und am Grenzübergangspunkt Waidhaus wieder nach Deutschland zurückfließt. Diese Besonderheit geht auf die ursprünglichen Planungen der Nord Stream Pipelines und ihrer Anbindung an das Europäische Gastransportsystem zurück. Wegen der hohen Leistungsfähigkeit des MEGAL-Gaskorridors wurde das Gas aus der Nord Stream 1 Pipeline von Greifswald über die OPAL-Pipeline nach Tschechien und von dort nach Waidhaus in die MEGAL geleitet. Insgesamt hatten die „echten“ Exporte (also bereinigt um Reimporte) im Jahr 2021 einen Anteil von rund 45 Prozent an den gesamten Exporten.

Abbildung 5
Entwicklung Gasexporte aus Deutschland nach Lieferländern, TWh Hueig

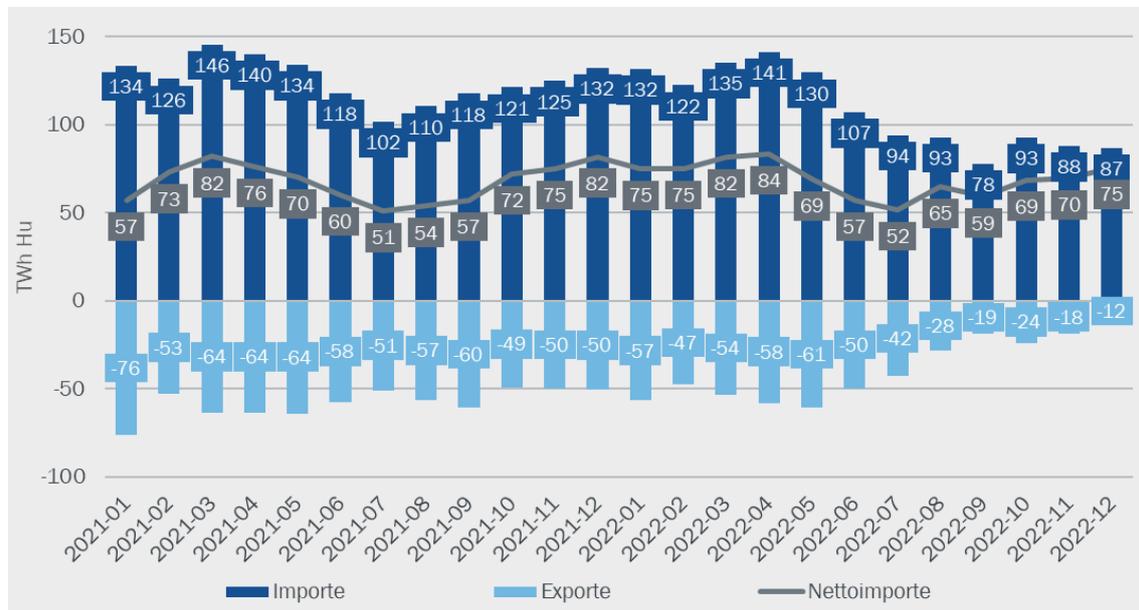


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023) und BNetzA (2023)

Durch die geringeren Exporte in die Nachbarländer und die Kompensation der reduzierten russischen Gaslieferungen durch erhöhte LNG-Mengen aus den Niederlanden und Belgien erreichten die **Netto-Gasimporte** in Deutschland im Jahr 2022 mit 831 TWh Hu einen etwas größeren Wert im Vergleich zum Jahr 2021 mit 811 TWh Hu. Insgesamt ist zu erkennen, dass die monatlichen Nettoimporte im Jahr 2022 ein ähnliches Niveau wie im Vorjahr 2021 erreichen (siehe Abbildung 6).

Die **Inlandsförderung** in Deutschland im Jahr 2022 ist wie im Jahr 2021 auf einem konstant niedrigen Niveau von rund 3 bis 4 TWh Hu pro Monat. Die geförderten Gasmengen in Deutschland haben einen durchschnittlichen Anteil am gesamten Gasangebot von rund 7 Prozent.

Abbildung 6
Entwicklung Nettoimporte Deutschland, TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023) und BNetzA (2023)

Mit dem **Gasspeichergesetz** wurden die Nutzer der Gasspeicher bzw. der Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE) dazu verpflichtet, die Gasspeicher kontinuierlich zu füllen.² Die deutschen Gasspeicher haben ein Speichervermögen von rund 220 TWh Hu.³ Damit können die Gasspeicher bilanziell die Gasnachfrage von rund zwei Wintermonaten decken, abhängig von Verbrauchsreduktionen ggf. auch etwas mehr. An besonders kalten Tagen können die Gasspeicher bis zu 2.700 GWh pro Tag in die Gasnetze einspeisen. Dies entspricht einer monatlichen Menge von rund 81 TWh.⁴ Die **Speicherfüllstandsziele** wurden im Jahr 2022 schneller erreicht als vorgeschrieben. Durch eine geringere Gasnachfrage und konstant hohen Gasimporten aus Norwegen und den Niederlanden konnte trotz der reduzierten Gasmengen aus Russland im Sommer 2022 mehr eingespeichert werden als gedacht. Per Ministerverordnung und flankiert durch die Bereitstellung einer Kreditlinie in Höhe von 15 Milliarden Euro wurde der Marktgebietsverantwortliche THE damit beauftragt, die Speicher mit besonders niedrigen Speicherfüllständen (Rehden, Wolfersberg, Katharina) bis zur Heizperiode zu befüllen. Die Füllstandsvorgabe von 85 Prozent wurde am 01. September 2022 und damit einen Monat früher als geplant erreicht. Mit einem Gasspeicherfüllstand von rund 92 Prozent Ende September und einem Speicherfüllstand

² BMWK (2022) - <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Gas/bundesregierung-sieht-deutliche-fortschritte.html>, zuletzt abgerufen am 22.09.2022.

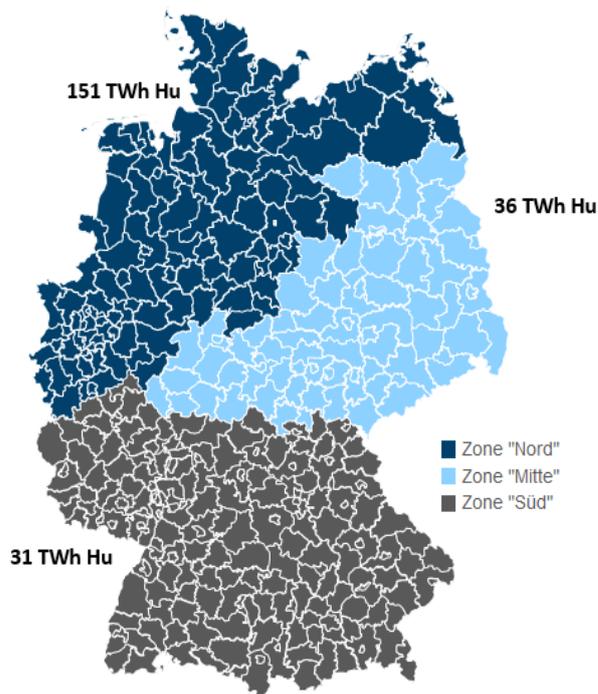
³ AGSI (2022) - <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 22.09.2022.

⁴ INES (2022) - <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/>, zuletzt abgerufen am 18.01.2023,

von rund 99 Prozent am 31. Oktober 2022 wurde auch das Ziel von 95 Prozent zum 01. November 2022 früher als geplant erreicht und sogar übertroffen.⁵ Ende Dezember waren die deutschen Gasspeicher noch zu 90 Prozent gefüllt (siehe Abbildung 8).

Abbildung 7

Speicherzonen Deutschland



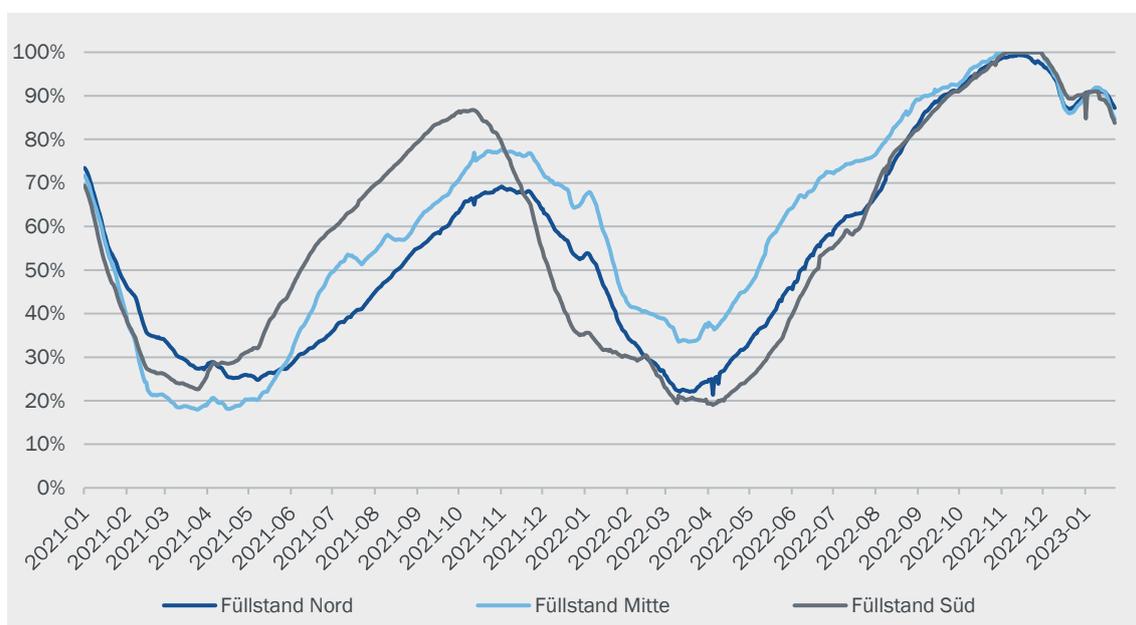
Quelle: eigene Darstellung Prognos (2023), Hinweis: Speicherkapazitäten der Zonen angegeben

Für eine **regionale Betrachtung** wurden die Speicher in drei Zonen zusammengefasst (siehe Abbildung 7). Die Zone „Nord“ (Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Nord Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein) umfasst die höchsten Kapazitäten mit 151 TWh, die Zonen „Mitte“ (Berlin/Brandenburg, Nordhessen, Süd Sachsen-Anhalt, Thüringen) und „Süd“ (Bayern, Baden-Württemberg, Südhessen, Rheinland-Pfalz) umfassen geringere Kapazitäten mit 36 TWh respektive 31 TWh.

Die beiden österreichischen Speicher Haidach (astora) und 7 Fields (Uniper) waren Ende Dezember zu 88 und 83 Prozent gefüllt.

⁵ AGSI (2023) - <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 25.01.2023.

Abbildung 8
Entwicklung regionale Gasspeicherfüllstände in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von AGSI (2023)

Nord= Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Nord Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein; Mitte= Berlin/Brandenburg, Nordhessen, Süd Sachsen-Anhalt, Thüringen; Süd= Bayern, Baden-Württemberg, Südhessen, Rheinland-Pfalz

Ende Dezember 2022 waren die Speicher aller drei Regionen mit ca. 90 Prozent besser befüllt als erwartet. Im Vergleich zu den Vorjahren waren zudem auch die Speicher der Regionen Mitte und Nord zu Beginn der Heizperiode zu mehr als 90 Prozent befüllt.

Tabelle 2
Regionale Gasspeicherfüllstände in Deutschland

Zone	Kapazität [TWh Hu]	Füllstand [TWh Hu] Stand: 31.12.2022	Füllstand [%] Stand: 31.12.2022
Nord	151	136	90
Mitte	36	32	89
Süd (inkl. AT)	31 (64)	28 (56)	90 (88)
Gesamt	218	196	90

Quelle: AGSI (2023)

2.2 Annahmen für das Gasangebot bis Ende 2024

Gasimporte

- Reduktion der **Importe aus Russland** per Pipeline um 100 Prozent zum 01. September 2022.
- Aktuelle Importe bis Ende Dezember 2022, bezogen auf die Importländer (außer Russland), werden fortgeschrieben. **Importe aus Norwegen** ab 01. Januar 2023 bis Ende 2024 konstant auf dem Niveau der durchschnittlichen Importmengen der Monate im Jahr 2022 (36 TWh Hu/Monat). Ab September 2022 wird ein Teil der Gaskapazitäten aus Norwegen über die Baltic Pipeline direkt nach Polen geleitet (4 TWh Hu pro Monat).
- Die **LNG-Mengen vom Weltmarkt**, die als Importe aus den Niederlanden und Belgien nach Deutschland gelangen, werden ab dem 01. Januar 2023 bis 2024 konstant auf dem durchschnittlichen monatlichen Niveau des Jahres 2022 gehalten. Durch Erweiterung des LNG-Importhafens Gate in Rotterdam kommt ab Dezember 2022 zusätzliches LNG nach Deutschland herein. Es wird kein Importstopp der russischen LNG-Mengen nach Europa unterstellt.
- In Deutschland sind im Winter 2022 / 23 die ersten **LNG-Terminals** in Betrieb gegangen. Für die Gasbilanz wurde der in Tabelle 3 dargestellte Hochlaufpfad für die deutschen FSRU (Floating Storage and Regasification Units) angenommen.

Tabelle 3

Liste geplanter FSRU in Deutschland mit Annahmen über potenzielle Kapazität in Milliarden m³

	FSRU Standort	Betreiber	Beginn	Kapazität min	Kapazität max
1	Wilhelmshaven I	Uniper	Dez 22	5,0	7,5
2	Wilhelmshaven II	TES, Eon, Engie	Sep 23	5	7
3	Brunsbüttel I	RWE, Gasunie, KfW	Jan 23	5	10
4	Stade I	Hanseatic Energy Hub	Nov 23	5	7,5
5	Lubmin I (privat)	Deutsche ReGas	Jan 23	4,5	6,5
6	Lubmin II	RWE, Stena Power	Nov 23	5	7,5
7	Lubmin III	Stena Power	Dez 24	12,5	12,5
	Summe DE FSRU			40,5	58,5

Quelle: Eigene Analysen Prognos (2023); FNBGas (2022) - <https://fnb-gas.de/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/>; BMWK (2022) - <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bwmk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>

Gasexporte

Aus den Importdaten lässt sich ableiten, dass bei Reduktion der Gasimporte aus Russland über Nord Stream 1 auch weniger Gas nach Tschechien exportiert wurde. Mit dem Beginn der Szenarien zum 01. Januar 2023 werden die **Exporte nach Tschechien** um 75 Prozent reduziert. Für die Exporte in die anderen Nachbarländer wird eine Fortschreibung wie in den letzten drei Monaten angenommen.

Inlandsförderung

Die Inlandsförderung wird konstant auf niedrigem Niveau bei rund 4 TWh Hu pro Monat bis Ende 2024 gehalten.

Gasspeicher

Für die Gasspeicher wurde der gesetzliche **Speicherpfad** hinterlegt (01. November 2022 95 Prozent, 01. Februar 2023 40 Prozent und 01. November 2023 / 2024 90 Prozent). Im Vergleich zu den Gasmonitorings in den Vormonaten wurde in dieser Modellierung ein dynamischer Speicherpfad angenommen. Dies bedeutet, dass die Lücke in den Monaten, die im Modell eine Versorgungslücke aufweisen, durch das Abweichen vom Speicherpfad kompensiert wird.

3 Gasverbrauch

Szenarien untersuchen und verdeutlichen die Bedeutung der Reduktion des Erdgasverbrauchs und die Rolle der Witterung

3.1 Entwicklung des Gasverbrauchs im Jahr 2022 und Vergleich zu 2021

Für die Darstellung des gesamten Erdgasverbrauchs für Deutschland wird auf monatliche Daten von Eurostat und der Bundesnetzagentur (BNetzA) zurückgegriffen (siehe Abbildung 9). Die historischen Verbräuche (bis einschließlich November 2022) basieren auf Eurostat-Daten, die im Zuge der EU-Verordnung 1099/2008 über das Statistische Bundesamt erhoben werden.⁶ Die Verbräuche am aktuellen Rand (ab Dezember 2022) basieren auf Daten der BNetzA.⁷

3.2 Analyse des Gasverbrauchs 2022

Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, lag der monatliche Gasverbrauch 2022 fast durchwegs unter dem Niveau von 2021. Nur im September war der Verbrauch knapp über dem von 2021. Insgesamt lag der Gasverbrauch für das Jahr 2022 bei knapp 780 TWh Hu und damit über 15 Prozent unter jenem von 2021.

Dafür sind auch die größtenteils milderen Temperaturen verantwortlich. Für eine Abschätzung der überwiegend *verhaltensbedingten* Einsparungen wurden monatliche Verbrauchsdaten sowie monatliche Durchschnittstemperaturen für den Zeitraum 2008 bis 2021 herangezogen. Hieraus wurde ein mittlerer „temperaturbedingter Verbrauch“ ermittelt. Hierunter verstehen wir den Erwartungswert des Verbrauchs ohne Einspareffekte, den wir aus den Vergangenheitswerten und den monatlichen Durchschnittstemperaturen von 2022 herleiten. Es handelt sich somit um einen (hypothetischen) monatlichen Referenzwert für alle Monate 2022. Dieser wird nun den monatlichen (statistischen/tatsächlichen) Verbrauchsdaten für 2022 gegenübergestellt (siehe Abbildung 10).

Auf dieser Grundlage wurde die Verbrauchsminderung ermittelt, die über die temperaturbedingte Reduktion hinausging⁸ (siehe Abbildung 10, Prozentwerte). Im Ergebnis zeigt sich ein Mehrverbrauch für die Monate Januar bis März und eine durchgängige Verbrauchsreduktion ab April. Von April bis Dezember 2022 kann eine Verbrauchsreduktion von knapp

⁶ Eurostat (2022) – https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM_custom_3611833/default/table?lang=en, zuletzt abgerufen am 27.10.2022.

⁷ BNetzA (2022) – https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/svg/Gasverbrauch_Gesamt_monatlich/Gasverbrauch_Gesamt_M.html, zuletzt abgerufen am 16.01.2023

⁸ Dieses Vorgehen entspricht einer groben Abschätzung. Weitere Faktoren (z. B. Sonneneinstrahlung) werden so vernachlässigt. Andere übliche Analysemethoden (z. B. über Heizgradtage) wurden mangels Datenverfügbarkeit nicht angewendet.

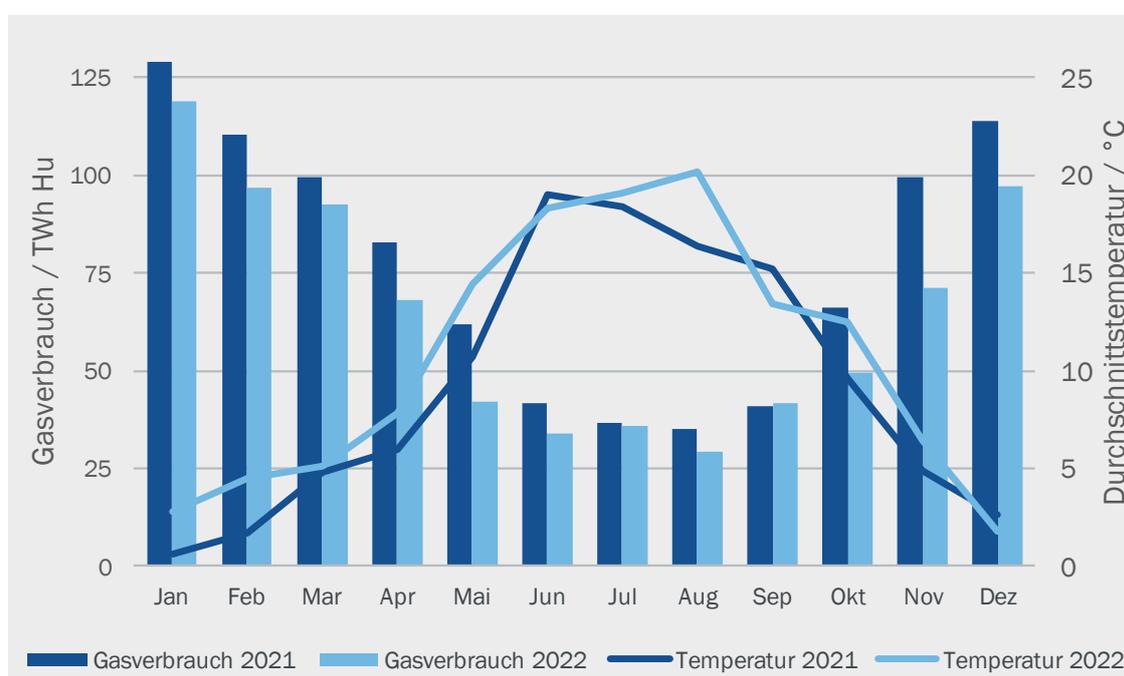
Gasverbrauch

74 TWh Hu abgeleitet werden. Dies entspricht ca. 13,6 Prozent des temperaturbedingten Gesamtverbrauchs in diesem Zeitraum. Für 2022 beläuft sich die Verbrauchsreduktion insgesamt (bilanziell) auf knapp 39 TWh Hu, was 4,8 Prozent des temperaturbedingten Gesamtverbrauchs für 2022 entspricht. Es ist zudem zu erkennen, dass die verhaltensbedingte Verbrauchsminderung im Dezember wieder deutlich unter jener in den Vormonaten lag.

Abbildung 9

Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland (in TWh Hu/Monat)

Vergleich 2022 ggü. Vorjahr 2021, Durchschnittstemperaturen auf sekundärer Y-Achse

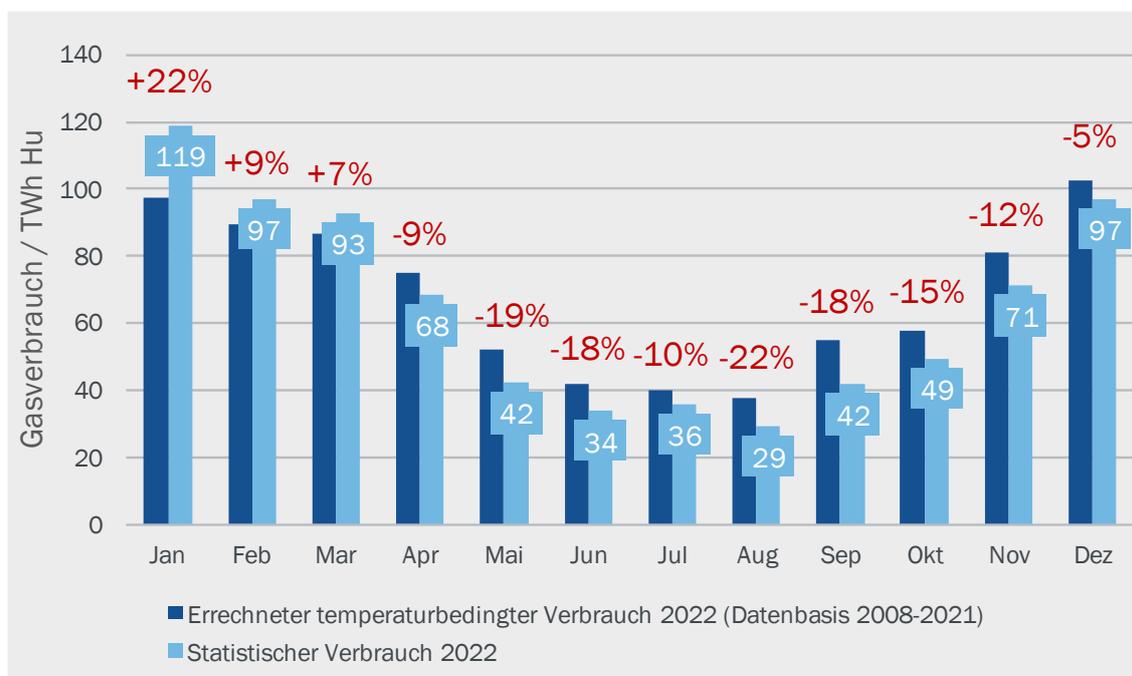


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Eurostat- und BNetzA-Daten; monatliche Durchschnittstemperatur vom Deutschen Wetterdienst⁹

⁹ dwd (2022) – <https://www.dwd.de/DE/leistungen/zeitreihen/zeitreihen.html;jsessionid=844B535152D742CB1EC88394E8FBE335.live31083?nn=495662#buehneTop>, zuletzt abgerufen am 06.01.2023

Abbildung 10

Temperaturbedingter Erdgasverbrauch ggü. statistischem Verbrauch 2022
Mehrverbrauch / Reduktion in Prozent des temperaturbedingten Verbrauchs, in TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen

Gemäß den Daten der BNetzA ist davon auszugehen, dass in (fast) allen Sektoren aktuell Gas gegenüber den Vorjahresverbräuchen eingespart wird. Während die Potenziale der Industrie ganzjährig bestehen (in den Daten bereits über den Sommer beobachtbar), ist das Einsparpotenzial von Gewerbe- und Haushaltskunden im Winter deutlich höher. Dementsprechend zeichnen sich markante Einsparungen erst seit wenigen Monaten ab.

3.3 Annahmen für den Gasverbrauch bis Ende 2024

Es werden **vier Verbrauchsszenarien** anhand der Kombination zweier Faktoren betrachtet. Erstens wird eine mittlere und eine kalte **Witterung** angenommen, zweitens eine moderate (15 Prozent) und eine ambitionierte (24 Prozent) verhaltensbedingte **Verbrauchsreduktion**. Verhaltensbedingte Verbrauchsreduktionen sind zumindest teilweise unabhängig von der Witterung möglich (und notwendig). Hierunter werden auch z.B. Umstellungen des Energieträgers auf leichtes Heizöl oder ähnliche Maßnahmen subsumiert.

Die Basis bildet eine Abschätzung des Erdgasverbrauchs bei mittlerer Witterung. Dafür wurde der (monatliche) Erdgasverbrauch des Zeitraums 2008 bis 2021 den monatlichen Temperaturen gegenübergestellt. Mit den entsprechenden mittleren

Monatstemperaturen ergibt sich ein (mittlerer) Jahresverbrauch von 855 TWh. Ein 10 Prozent höherer Verbrauch wird in den Szenarien eines kalten Winters angesetzt (entspricht ungefähr einer Standardabweichung der Verbrauchsdaten von 2008–2021). Tabelle 4 zeigt, von welchen Einsparungen sowie absoluten Gasverbräuchen wir in den verschiedenen Sektoren ausgegangen sind.

Tabelle 4

Annahmen Gasverbrauch für Nachfragesektoren (2023/2024)

	Einsparung	Kalte Witterung (1)	Mittlere Witterung (2)
Verhaltensbedingte Nachfragereduktion – 15 % (A)	Szenario A:		
	PHH – 15 %	1A	2A
	GHD – 15 %	Verbrauch: ca. 805	Verbrauch: Ca. 732
	Industrie – 14 %	TWh	TWh
	Umwandlung – 14 %		
Verhaltensbedingte Nachfragereduktion – 24 % (B)	Szenario B:		
	PHH – 15 %	1B	2B
	GHD – 18 %	Verbrauch: Ca. 712	Verbrauch: Ca. 646
	Industrie – 21 %	TWh	TWh
	Umwandlung – 50 %		

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Die in der Tabelle dargestellten Nachfragereduktionen wurden anhand konkreter verhaltensbedingter Maßnahmen ermittelt (bspw. Reduktion der Raumtemperatur um X°C).¹⁰ Es wurde unterstellt, dass diese direkt ab Szenariobeginn ihre volle Wirkung entfalten, da die beobachteten Einsparungen in den vergangenen Monaten bereits vergleichbare Niveaus erreicht haben (vgl. Abschnitt 3.2).

¹⁰ Für eine Übersicht zu diesen Maßnahmen und deren Einsparungspotenziale siehe vbw/Prognos (2022) – https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Studie_Folgen_Lieferunterbrechung_von_russischem_Erdgas_Juni_2022.pdf, zuletzt abgerufen am 27.10.2022 und Agora Energiewende (2023) - https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 19.01.2023.

4 Gasbilanz 2022 bis 2024

Szenarien zeigen eine stabile Versorgungssituation

Nachstehend wird die Gasbilanz dargestellt, errechnet aus dem Gasangebot (Kapitel 6) sowie dem Gasverbrauch (Kapitel 3). Ein kompletter Lieferstopp russischer Gaslieferungen per Pipeline ist seit dem 01. September 2022 Realität. Die Gasbilanz folgt den verschiedenen in den vorigen Abschnitten beschriebenen Annahmen.

Für die Modellierung der Gasbilanz bis Ende 2024 werden die beschriebenen **vier Verbrauchsszenarien** betrachtet (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5

Darstellung der vier untersuchten Szenarien mit Reduktion der Importe aus Russland und der Gasnachfrage

Szenarien	1	2
	Kalter Winter	Mittlerer Winter
A Nachfragereduktion – 15 %	1A	2A
B Nachfragereduktion – 24 %	1B	2B

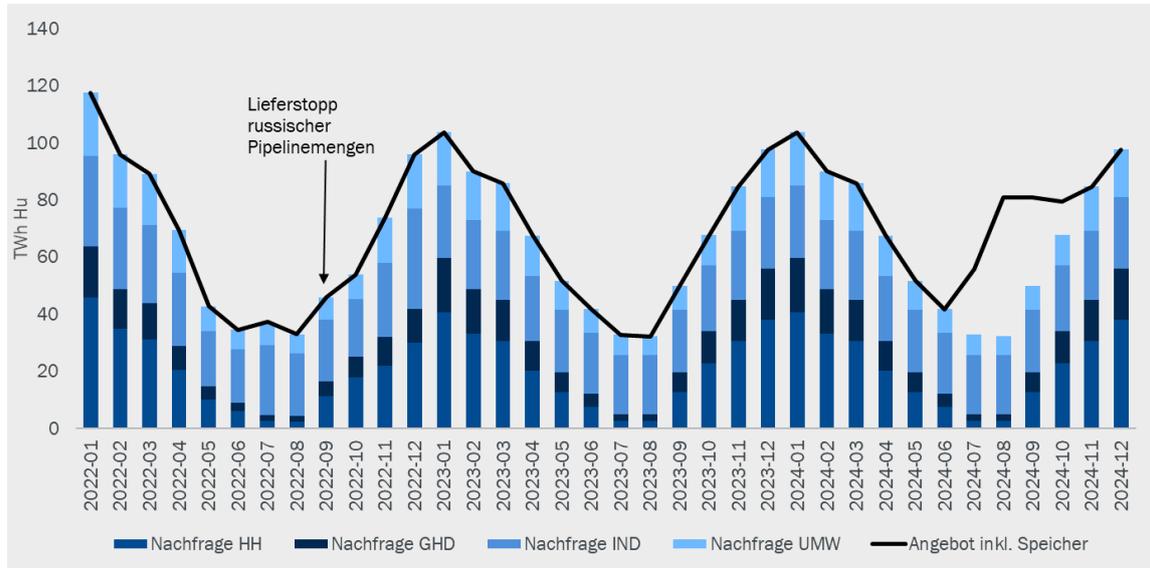
Die Auswertung liefert folgende Erkenntnisse:

- Insgesamt ist die **Versorgungssituation derzeit stabil**. Es ist aber zu erwarten, dass bei sinkenden Temperaturen die Nachfrage durch einen steigenden Heizbedarf sowohl inländisch als auch in den Nachbarländern steigen wird. Hierdurch können Exporte ins Ausland ebenfalls steigen und es bedarf einer zunehmenden Ausspeicherung, was Mitte Dezember und seit Mitte Januar 2023 auch zu beobachten ist.
- In der vorliegenden Modellierung weist kein Szenario eine Versorgungslücke auf. Mittelfristig weisen alle Szenarien bei den getroffenen Annahmen ein Überangebot auf.
- Für die **Vermeidung einer möglichen Gasmangellage** müssen in allen von den Szenarien abgedeckten Fällen *alle* Sektoren ihren Gasverbrauch um mehr als 15 Prozent reduzieren. Eine derartige Nachfragereduktion wurde im Jahr 2022 erreicht. Für Haushalte und Gewerbebetriebe bestehen hier Potenziale v. a. über eine Reduktion der Raumtemperatur. Der Industriesektor verfügt über vielfältigere Möglichkeiten, wodurch hier Verbrauchsminderungen von mehr als 20 Prozent möglich sind.

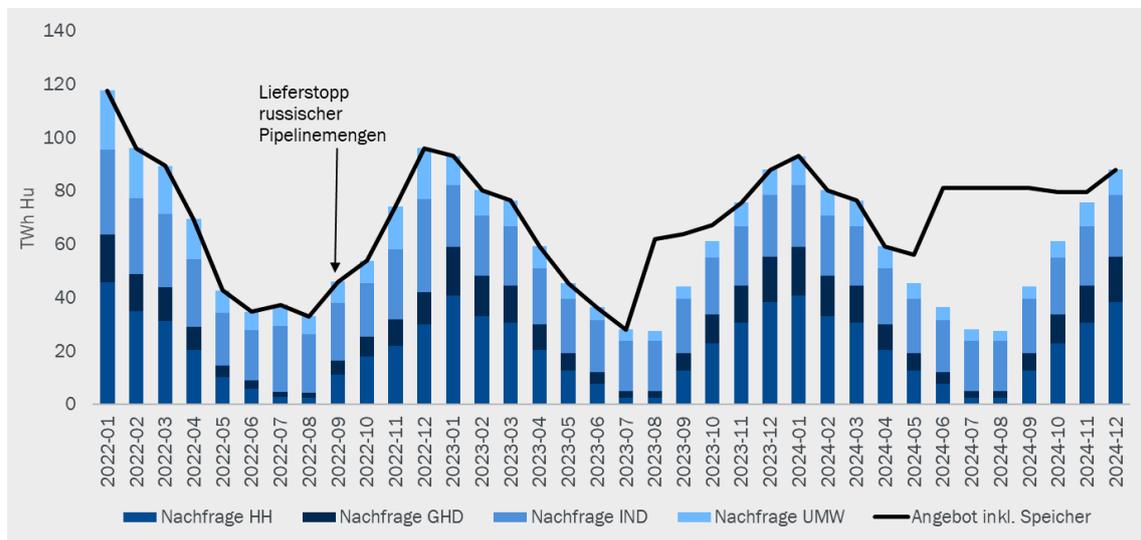
Abbildung 11

Monatliche Gasbilanz 2022 bis 2024 für Szenarien 1A und 1B

Szenario 1A: Kalter Winter & Nachfragereduktion um -15 Prozent



Szenario 1B: Kalter Winter & Nachfragereduktion um -24 Prozent

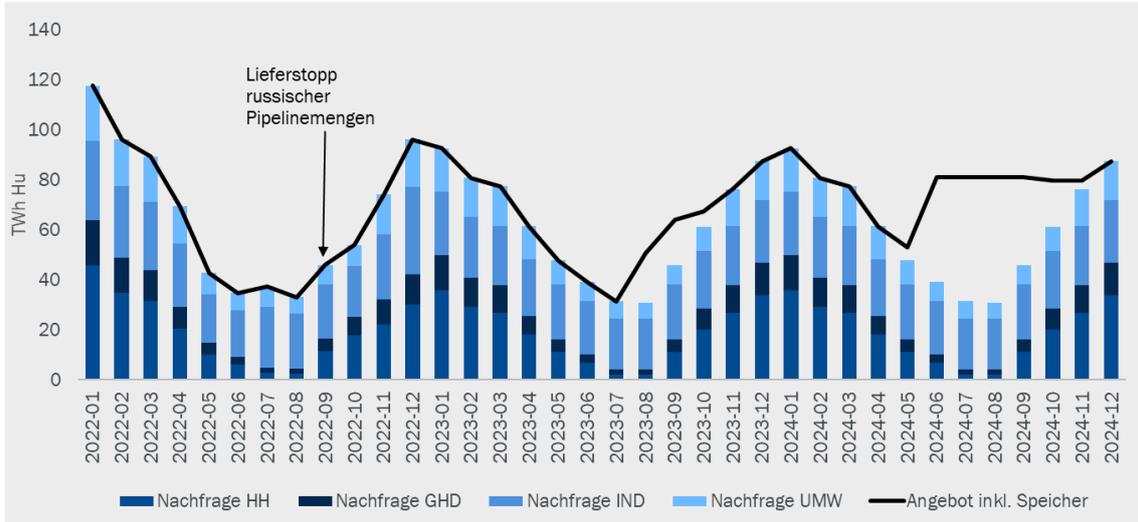


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen.

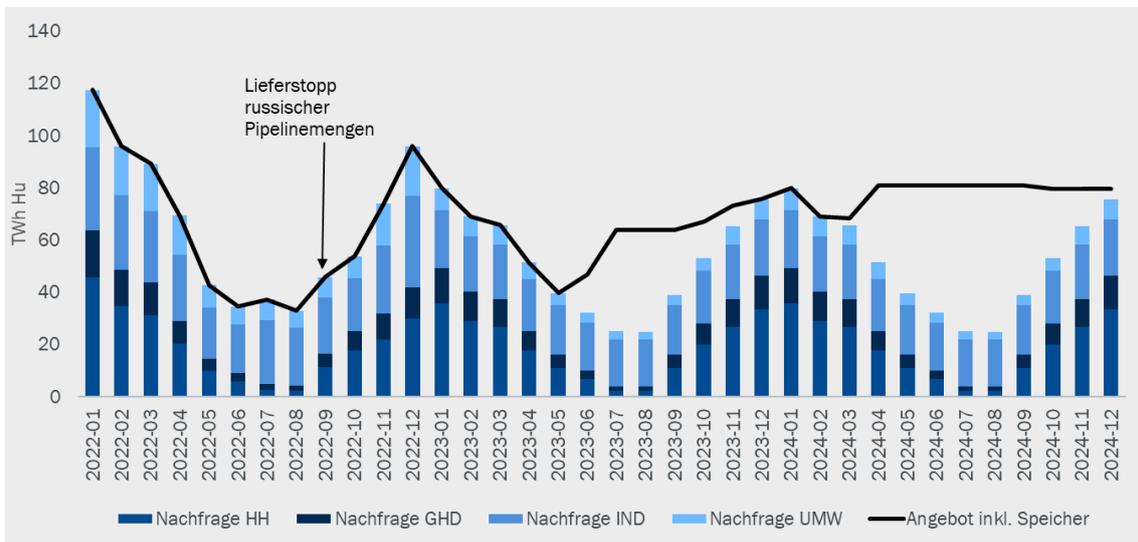
Abbildung 12

Monatliche Gasbilanz 2022 bis 2024 für Szenarien 2A und 2B

Szenario 2A: Mittlerer Winter & Nachfragereduktion um -15 Prozent



Szenario 2B: Mittlerer Winter & Nachfragereduktion um -24 Prozent

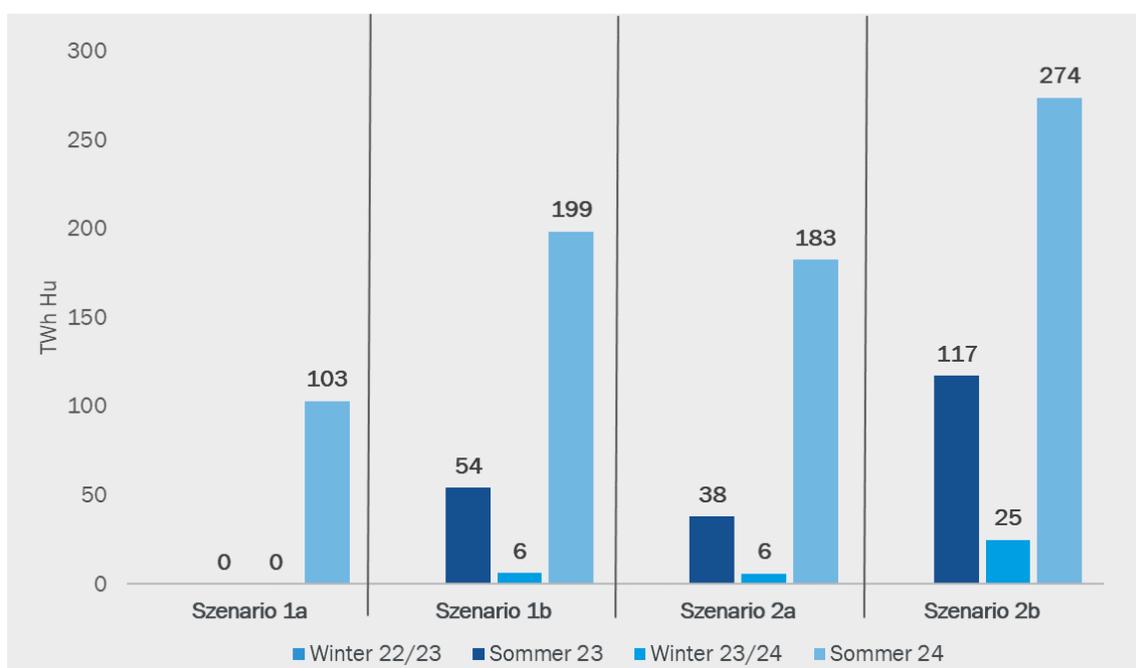


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen.

Bei der Betrachtung der kommenden Winter und Sommer insgesamt (Abbildung 13) wird deutlich, dass **kein Szenario mehr eine Versorgungslücke** aufweist. Mittelfristig zeigen alle Szenarien ab dem Sommer 2024 ein mehr oder weniger großes Überangebot.

Abbildung 13

Darstellung Überangebot im Winter und Sommer für die vier Nachfrageszenarien, in TWh Hu



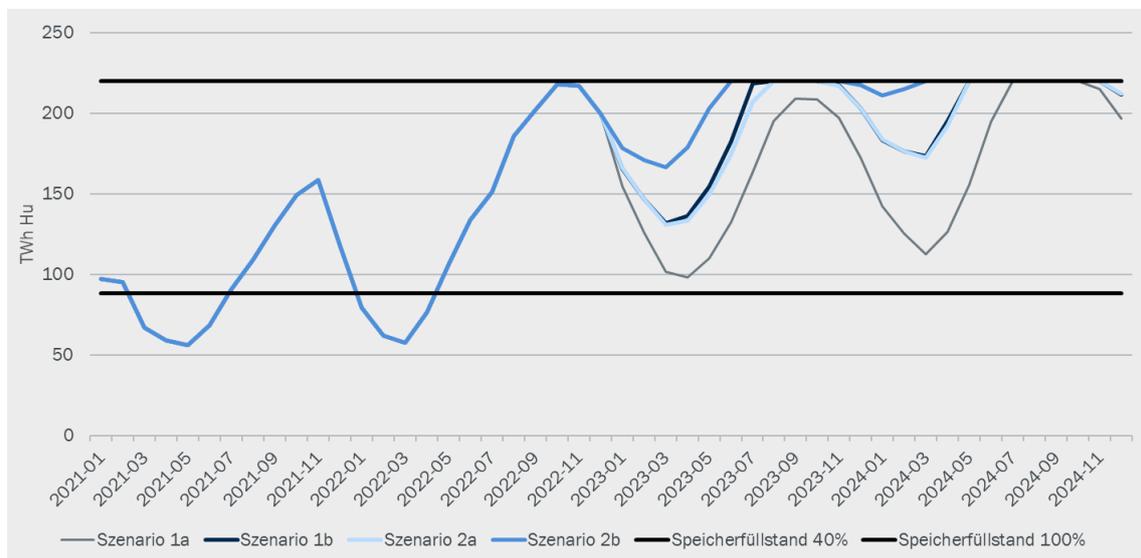
Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Hinweis: Winter = Oktober bis März, Sommer = April bis September

Der dynamische Speicherpfad führt dazu, dass Versorgungslücken durch das Abweichen vom Speicherpfad kompensiert werden können. Trotz des dynamischen Speicherpfades werden die Speicher bis Ende 2024 nicht komplett entleert. Alle Szenarien können die gesetzlichen Speicherfüllstandsvorgaben (40 Prozent zum 01. Februar und 90 Prozent zum 01. November) bis Ende 2024 erfüllen (siehe Abbildung 14).

Abbildung 14

Entwicklung Speicherfüllstände der vier Nachfrageszenarien, TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Die Ergebnisse zeigen zwar einen positiven Ausblick, die Analyse unterliegt aber **Risiken**, die bei Entscheidungen berücksichtigt werden sollten. In dieser vorliegenden Ausarbeitung wurden die folgenden Risiken nicht tiefergehend analysiert:

- **LNG-Verfügbarkeit:** Eine hohe Auslastung der kommenden deutschen LNG-Terminals ist nicht garantiert. Die vom Weltmarkt verfügbare LNG-Menge erhöht sich nicht „automatisch“, allerdings sinken Transportrisiken, wenn mehr Importpunkte geschaffen werden.
- **Gaspreisdeckel und gemeinsamer Gaseinkauf:** Auf europäischer Ebene wurde im Dezember die Einführung eines Gaspreisdeckels für den börslichen Handel beschlossen. Die Auswirkungen eines solchen Deckels oder der gemeinsame europäische Einkauf von Gas (z. B. 15 Prozent des europäischen Speicherbedarfs gemeinsam einkaufen) auf das Gasangebot bzw. auf den Gasverbrauch in Europa wurde in dieser Modellierung nicht betrachtet. Der Marktkorrekturmechanismus wird voraussichtlich aufgrund seiner Funktionsweise (dynamische Obergrenze) und zahlreicher Aussetzungskriterien die Versorgungslage nicht verschlechtern.
- **Sabotage oder technische Ausfälle:** Weitere Anschläge auf die Gasinfrastruktur – z. B. auf die Importpipelines – wurden nicht betrachtet. Sie würden das Transportsystem möglicherweise zumindest phasenweise überfordern. Viele Importpipelines werden mit maximaler Kapazität betrieben. Auch bei technischen Ausfällen (z. B. von Verdichtern) könnten Versorgungsengpässe drohen.

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Manuel Schölles

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
manuel.schoelles@vbw-bayern.de

Christine Völzow

Geschäftsführerin Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251
christine.voelzow@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Februar 2023

Weiterer Beteiligter

Prognos AG