

Gas-Winterszenarien 2023/2024

Bundesnetzagentur
Referat 623

Bonn
02.11.2023

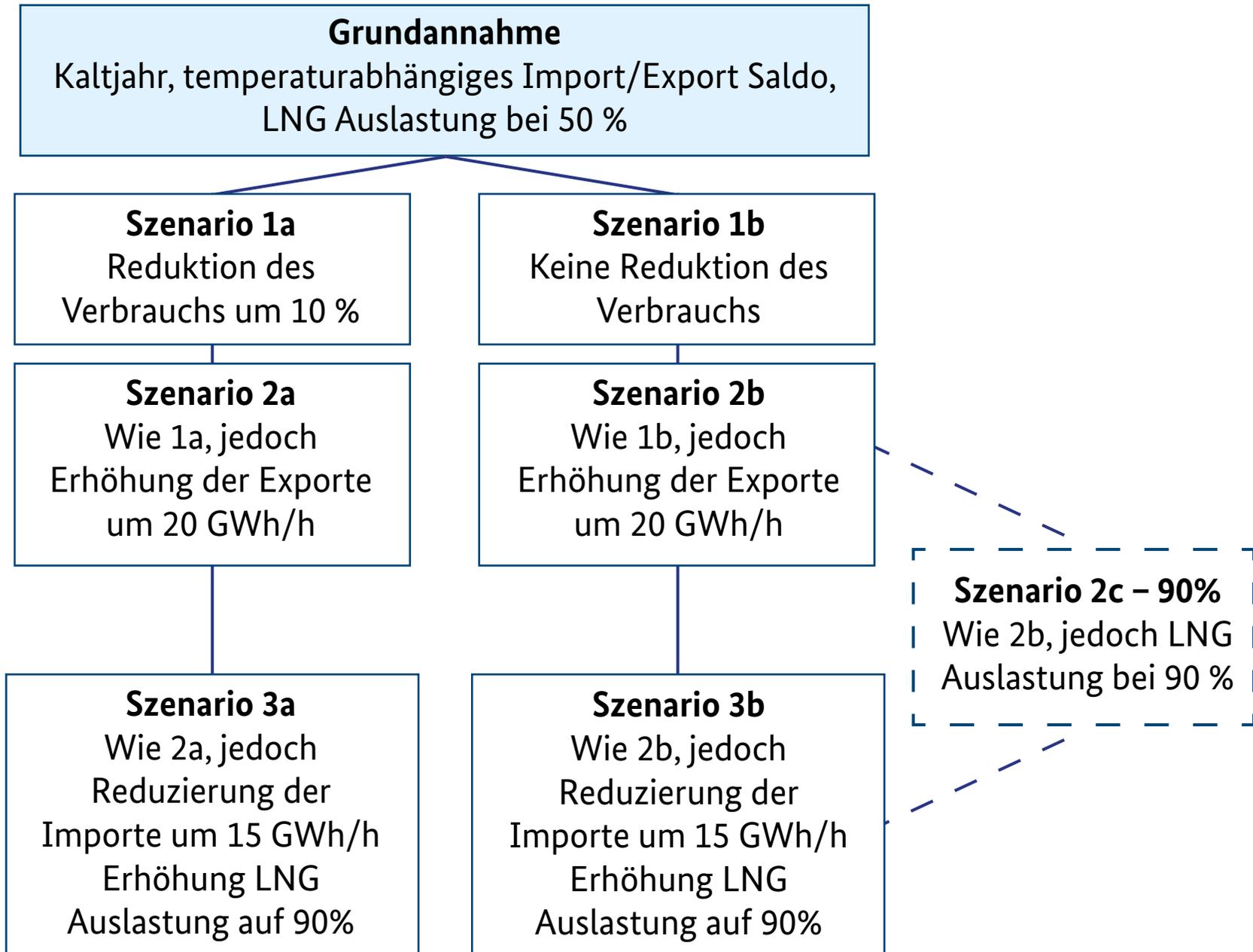


Bundesnetzagentur

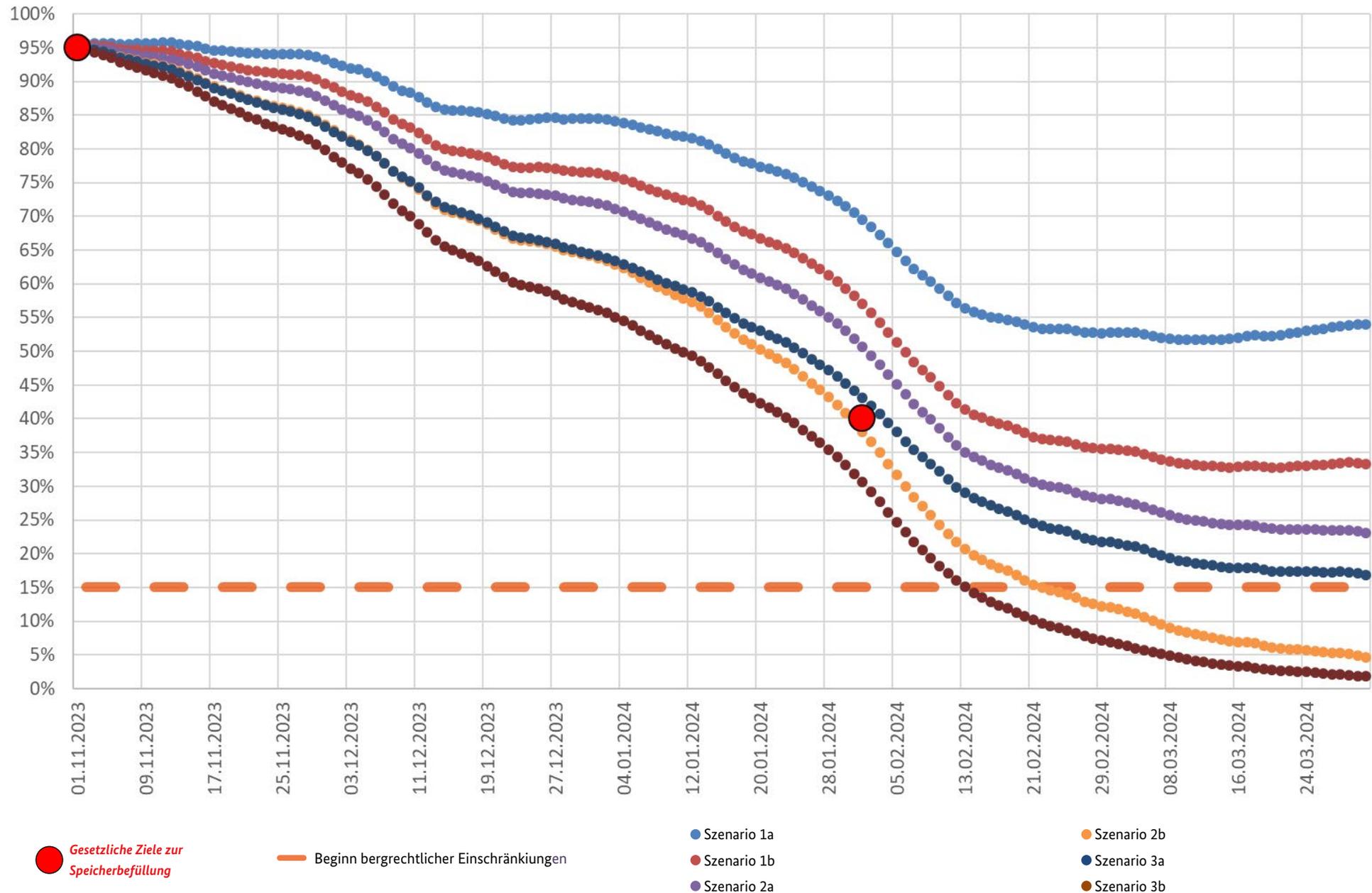
Wesentliche Modellannahmen

- **Betrachtungszeitraum** 01. November 2023 bis 31. März 2024
Die Modellberechnung beginnt mit dem gesetzlich vorgesehenen Speicherfüllstand von 95%. Bei dem derzeitigen Speicherfüllstand von rund 99 % würde sich das Ergebnis der Szenarien nicht grundlegend ändern.
- **Im- und Exporte** des letzten Winters bilden die Ausgangssituation.
 - Durchschnittlicher Saldo bei ca. 80 – 100 GWh/h
 - Flüsse an Grenzübergangspunkten (GÜP) waren temperaturgetrieben, an den kältesten Tagen wurden Salden von ca. 70 GWh/h beobachtet
- **LNG-Terminals** mit netzseitiger Auslastung in der Ausgangssituation mit ca. 50 % (9 GWh/h) angesetzt, Einspeiserestriktionen werden berücksichtigt.
 - Entsteht zusätzlicher Gasbedarf, wird die Auslastung auf 90 % angehoben
- **Verbrauch** aus Zeitraum 2018-2021 unter Berücksichtigung der Temperatureffekte eines Kaltjahres.
 - Es wurden die Temperaturen des Jahres 2012 als Kaltjahr angenommen, in dem es kleinere Kältephasen im Dezember und eine intensive Kältephase im Februar gab.

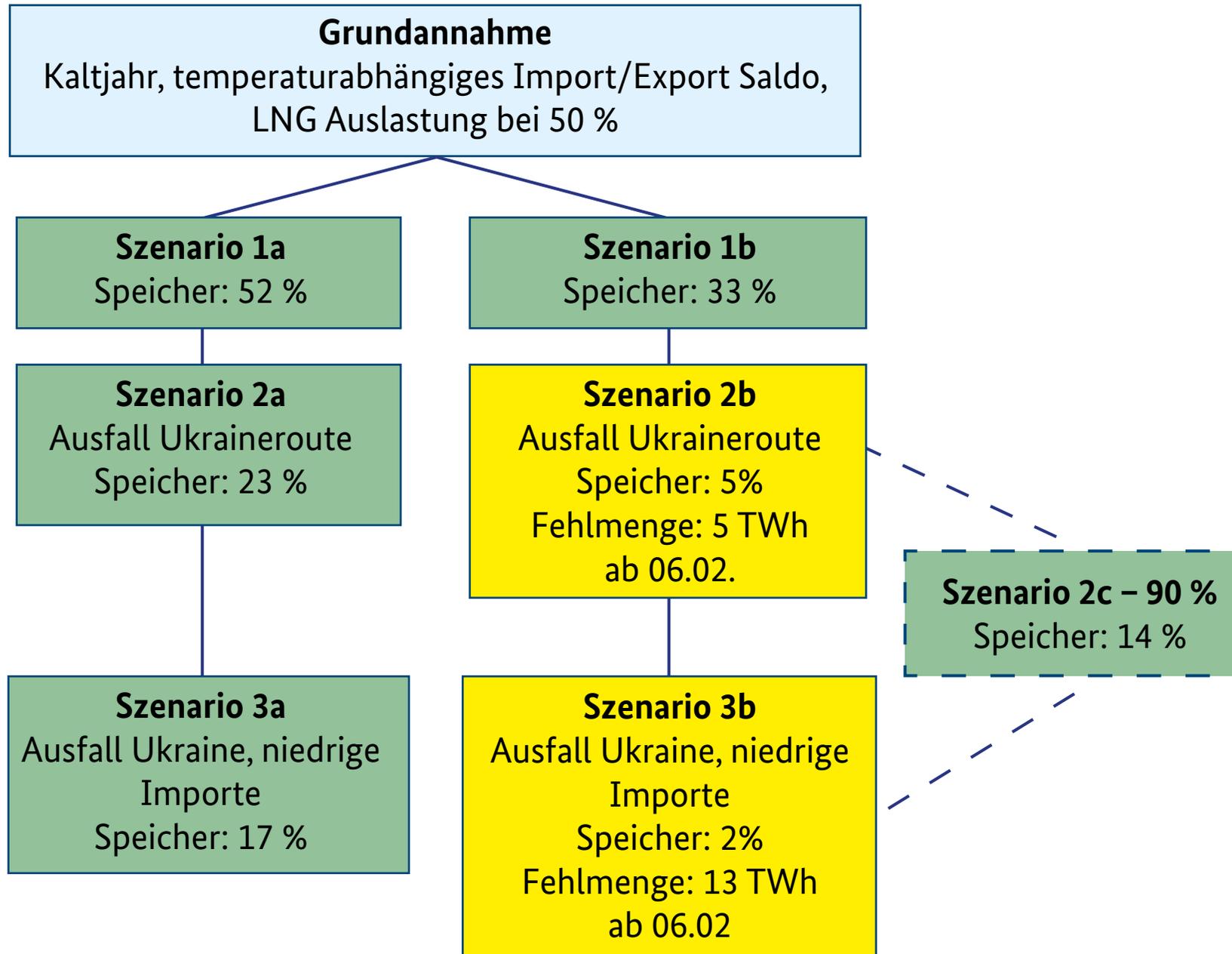
Modellierungsansatz



Speicherfüllstands-Prognose



Ergebnisse



Ergebnisse

Szenarien 1a und 1b

Beide Szenarien unterschieden sich in der angesetzten Verbrauchsreduzierung.

Ergebnis

Keines der beiden Szenarien führt zu einer Gasfehlmenge. Voraussetzung hierfür ist, dass die nationalen LNG-Anlagen mindestens 50 % ausgelastet sind und die Im- und Exporte ein dem letzten Winter vergleichbares Niveau beibehalten.

Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums auf bis zu 33 % entleert sein.

Ergebnisse

Szenarien 2a, 2b und 2c

Diese Szenarien bauen auf den Szenarien 1a und 1b auf. Sie berücksichtigen zusätzlich einen höheren Export in die Nachbarstaaten in Höhe von 20 GWh/h, beispielsweise aufgrund eines Ausfalls der Ukraineroute.

Ergebnis

In **Szenario 2a** kommt es nicht zu einer Gasfehlmenge. Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums auf bis zu 23 % entleert sein.

Unter den ungünstigen Entwicklungen des **Szenario 2b** käme es aufgrund gleichbleibenden Verbrauchs (keine Verbrauchsreduktion) und niedriger Importe voraussichtlich ab Anfang Februar zu einer Gasfehlmenge von rund 5 TWh. Das bedeutet, dass in einem solchen Worst-Case-Szenario ab diesem Zeitpunkt der nationale Verbrauch und die Exporte nicht gedeckt werden könnte. Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums auf bis zu 5 % entleert sein.

Szenario 2c Die Gasfehlmenge könnte durch eine höhere Auslastung der LNG-Terminals (90%) verhindert werden. Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums auf bis zu 14 % entleert sein.

Ergebnisse

Szenarien 3a und 3b

Diese Szenarien ergänzen die Szenarien 2a und 2b um reduzierte Importe nach Deutschland in Höhe von 15 GWh/h. Die LNG-Auslastung liegt bei 90 %.

Ergebnis

In **Szenario 3a** kommt es nicht zu einer Gasfehlmenge. Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums auf bis zu 17 % entleert sein.

Unter den ungünstigen Entwicklungen des **Szenario 3b** käme es voraussichtlich ab Anfang Februar zu einer Gasfehlmenge von rund 13 TWh, da nach Berücksichtigung von Grenzübergangspunkten und LNG die Einspeisefähigkeit der Speicher in das Netz nicht ausreichen würde, um den Bedarf zu decken.

Das bedeutet, dass in diesem Worst-Case-Szenario ab diesem Zeitpunkt der nationale Verbrauch und die Exporte nicht gedeckt werden könnten.

Die Fehlmenge läge in diesem Worst-Case-Szenario bei 18 % der zusätzlich unterstellten Exporte von 72 TWh. Infolge müsste Südosteuropa auf andere Routen zurückgreifen.

Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums auf bis zu 2 % entleert sein.

Fazit

Versorgungssituation hat sich gegenüber letzten Winter wesentlich verbessert:

- Ähnliche Im- und Exporte wie im letzten Winter sowie eine hohe Auslastung der neuen LNG-Anlagen an Nord- und Ostsee können auch bei niedrigen Temperaturen eine Gasfehlmenge vermeiden.
- Import vor Speicherentnahme hilft, möglichst lange die hohen Einspeiseleistungen der Speicher zu erhalten. Die Speicherfüllstände können allerdings bei hohen Bedarfen im In- und Ausland zum Ende der Heizperiode niedrig ausfallen.

Herausforderungen bleiben:

- Bergrechtliche Vorgaben zum Speicherbetrieb können bei niedrigen Speicherfüllständen (<15 %) die Gasverfügbarkeit einschränken.
- Das deutsche Gasnetz ist noch nicht vollständig auf die neue Gasfluss-Situation ertüchtigt. Das stellt bei niedrigen Temperaturen eine Herausforderung dar, weil das Netz die Menge noch nicht transportieren kann.
- Einflüsse, die auf die Im- und Exporte negativ wirken, könnten zu einer starken Entleerung der Speicher führen.

Es besteht das Restrisiko, dass der Gasbedarf nicht vollständig abgedeckt werden kann, wenn es:

- temperaturbedingt im In- und Ausland zu niedrigeren Importen an den westlichen Grenzübergangspunkten käme.
- zu einem höheren Verbrauch im Inland käme.
- zu einem höheren Bedarf in Ländern käme, die bisher Erdgas aus Deutschland importieren.