FAQ zum Foliensatz Gas-Mengengerüst von 06/22 bis 06/23 der Bundesnetzagentur

Stand: 22.06.2022

Welche Informationen liefert das Modell?

Das Modell liefert Aussagen über das Ausmaß ausbleibender russischer Gasimporte über den Zeitraum Juni 2022 bis Juni 2023. Dies beinhaltet Aussagen zu den Speicherfüllständen, Aussagen über den Beginn und die Dauer einer eventuellen Gasmangellage sowie die Höhe des Defizits über den Zeitraum in dem eine Gasmangellage vorliegt. Exemplarisch wurden einige Szenarien gerechnet, die gegebenenfalls die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährden könnten. Dabei wurden auch Maßnahmen angenommen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beitragen können.

Wie funktioniert das Modell?

Das Modell simuliert den bilanziellen Ausgleich von allen Ein- und Ausspeisepunkten im deutschen Erdgasnetz. Als initiale Eingangsdaten werden die aktuellen Speicherfüllstände sowie szenarienbasierte Eingangsgrößen (z.B. Ausfall Nord Stream 1 (NS1)) benötigt. Alle weiteren Parameter werden vom Modell automatisch abgebildet.

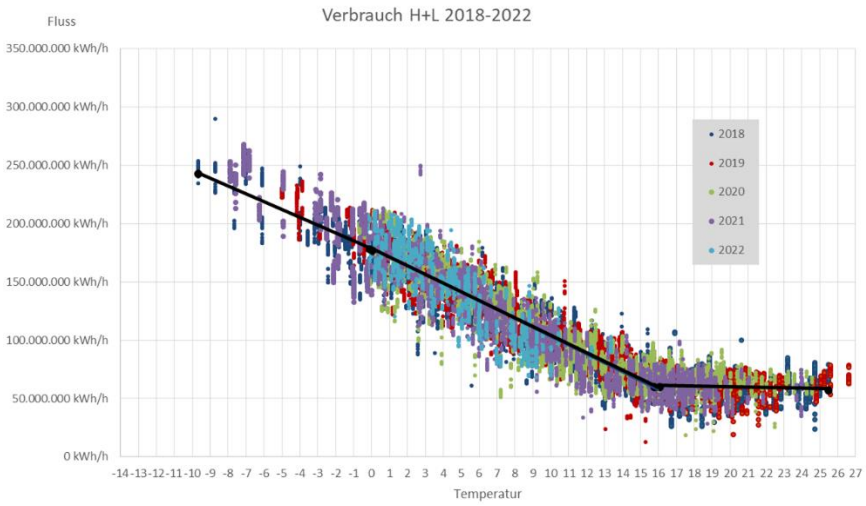
Dazu werden anhand historischer, täglicher Lastflussdaten (2018 - 06/2022) die Lastflüsse an Ein- und Ausspeisepunkten den jeweiligen Tagesmitteltemperaturen gegenübergestellt und temperaturabhängige Näherungsfunktionen abgeleitet. Solche Näherungsfunktionen sind für den inländischen Verbrauch, die Ein-/Ausspeicherung, die inländische Produktion und die Importe/Exporte im Modell hinterlegt.

Mit einem Temperaturmodell werden anschließend zukünftige Tagesmitteltemperaturen prognostiziert. Das Modell basiert auf historischen Wetterdaten und berücksichtigt die Erderwärmung mit 0,04°C Temperaturanstieg pro Jahr. Die Temperaturen repräsentieren dabei ein „normales“ Temperaturjahr.

Anhand der prognostizierten zukünftigen Temperaturen werden dann die zukünftigen Lastflüsse an allen Ein- und Ausspeisepunkten mithilfe der entwickelten temperaturabhängigen Näherungsfunktionen prognostiziert. Das Modell betrachtet dabei den inländischen Verbrauch, die Ein-/Ausspeicherung, die inländische Produktion und die Importe/Exporte in aggregierter Form.

Anschließend erfolgt eine tagesscharfe Bilanz der prognostizierten Ein- und Ausspeisungen für den Zeitraum Juni 2022 bis Juni 2023. Differenzen in den Tagesbilanzen werden, soweit technisch möglich, durch die Speicher ausgeglichen (Ausspeicherungen bei Unterdeckung aber auch Einspeicherungen bei Überdeckung).

Beispiel: Temperaturabhängige Näherungsfunktion (schwarze Linie) für den Verbrauch:



<u>Welche Annahmen liegen den Ein- und Ausspeisepunkten zugrunde?</u>

Inländische Produktion

Die zukünftige inländische Produktion wird anhand von historischen Daten (2018 - 06/2022) prognostiziert und geht in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Eine Aufschlüsselung auf einzelne Produktionsstätten erfolgt nicht, ist für eine deutschlandweite Bilanz aber unerheblich. Produktionsrückgänge der letzten Jahre sind im Modell abgebildet.

Verbrauch

Der zukünftige inländische Verbrauch wird anhand von historischen Daten (2018 - 06/2022) prognostiziert und geht in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Eine Aufschlüsselung auf einzelne Verbraucher, wie Industrie, Haushalte oder Kraftwerke, erfolgt nicht, ist für eine deutschlandweite Bilanz aber unerheblich.

LNG

Vermehrt eingespeiste LNG Mengen, welche über Nachbarländer nach Deutschland eingespeist werden, sind durch die prognostizierten Importe im Modell abgedeckt. Die Einspeisung von LNG Mengen aus deutschen Terminals wird in den **Szenarien 1.2.1, 2.1.1 und 2.2.1** betrachtet und geht in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Dort wird ab dem 01.01.2023 eine Einspeisung von max. 16 GWh/h mit einer Auslastung des/der Terminals von 90% (also 14,4 GWh/h) angenommen. Eine Auslastung von 90% ist sehr ambitioniert, entspricht aber der Auslastungsrate einiger europäischer LNG Terminals seit Beginn des Ukraine Krieges. Die max. Einspeisung von 16 GWh/h entspricht einer aktuellen Einschätzung zur max. netztechnischen Aufnahmekapazität für Anfang 2023.

Ein- und Ausspeicherung (Speichermodell)

Ausgehend von den initial eingegebenen Speicherfüllständen aller Speicher in Deutschland, wird die zukünftige Ein- und Ausspeicherung in einem ersten Schritt anhand von historischen Daten (2018 - 06/2022) prognostiziert. Somit ist eine stärkere Speicherbefüllung aufgrund der am 26.04.2022 erlassenen gesetzlichen Füllstandsvorgaben im Modell abgebildet. Die Speicherprognosen gehen dann zunächst in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. In einem zweiten Schritt werden Differenzen in den Tagesbilanzen, soweit möglich, durch die Speicher ausgeglichen

(Ausspeicherungen bei Unterdeckung aber auch Einspeicherungen bei Überdeckung). Im Modell ist dann ein zusätzliches Speichermodell hinterlegt, welches die benötigten, aggregierten Ein- und Ausspeichermengen für ausgeglichene Tagesbilanzen auf die einzelnen Speicher in Deutschland verteilt. Das individuelle Speicherverhalten wird dabei grundsätzlich durch den Gesamtspeicherfüllstand gesteuert. Ist der individuelle Speicherfüllstand kleiner als der Gesamtspeicherfüllstand, erfolgt eine Einspeicherung. Ist der individuelle Speicherfüllstand größer als der Gesamtspeicherfüllstand, erfolgt eine Ausspeicherung. Zusätzlich sind im Modell Speicherkennlinien hinterlegt, um abhängig vom Speicherfüllstand technische Restriktionen bzgl. Ein- und Ausspeicherung zu berücksichtigen.

Importe

Die zukünftigen Importe nach Deutschland werden anhand historischer Daten (2018 - 06/2022) prognostiziert und gehen in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Eine Aufschlüsselung auf einzelne Länder oder Grenzübergangspunkte erfolgt nicht, ist für eine deutschlandweite Bilanz aber unerheblich. Veränderte Importsituationen aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage sind durch die Daten der vergangenen Monate im Modell abgebildet.

Exporte

Die zukünftigen Exporte von Deutschland in die Nachbarländer werden anhand von historischen Daten (2018 - 06/2022) prognostiziert und gehen in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Eine Aufschlüsselung auf einzelne Länder oder Grenzübergangspunkte erfolgt nicht, ist für eine deutschlandweite Bilanz aber unerheblich. Veränderte Exportsituationen aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage sind durch die Daten der vergangenen Monate im Modell abgebildet.

<u>Lassen sich in diesem Modell auch regionale Gasmangellagen identifizieren?</u>

Nein, das Modell ist ein deutschlandweites Bilanzierungsmodell. Regionale Gasmangellagen, wie sie aufgrund technischer Restriktionen des Gasnetzes entstehen könnten, können hier nicht abgebildet werden.

Regionale Gasmangellagen können entstehen, wenn die Versorgung einer Region durch geänderte Lastströme aufgrund von dann entstehenden Engpässen im Netz nicht mehr gewährleistet werden könnten.

<u>Inwieweit werden strömungsmechanische Einflüsse in die Modellierung einbezogen?</u>

Eine strömungsmechanische Analyse der Lastströme ist nicht die Intention dieser Modellierung, sondern die Darstellung möglicher Ungleichgewichte in der Gasbilanz, also Diskrepanzen zwischen vorhandener Erdgasimporten und benötigter Erdgasmengen.

<u>Was bedeutet Mangellage?</u>

Die Versorgungssicherheit durch Erdgas wird gewährleistet, indem jegliche Gasentnahmen durch entsprechende Gaseinspeisungen ausgeglichen werden. Fallen beispielsweise Importmengen aus Gaseinspeisungsquellen weg, so können durch die Entleerung von Gasspeichern temporär die entfallenen Einspeisungsmengen durch Ausspeicherung kompensiert werden. Sind die Speicher entleert, kommt es im Falle einer ausbleibenden Reduzierung des Gasverbrauchs zu einer

Gasunterdeckung, da die eingespeiste Menge nicht der durch die Verbraucher benötigten Ausspeisemenge entspricht. Es entsteht eine Gasmangellage.

Warum entsteht in den Grafiken bereits eine Gasmangellage, obwohl die Speicher nicht entleert sind?

Die Ausspeicherungsleistung von Gasspeichern wird von deren Füllstand beeinflusst. Gasspeicher, die bereits ein niedriges Füllstandsniveau erreicht haben, können technisch bedingt nicht mehr derart viel Gas ausspeichern, wie gegebenenfalls für den Verbrauch notwendig wäre. Die Konsequenz ist eine Gasmangellage, obwohl noch restliche Gasreserven in Gasspeichern vorhanden sind.

Warum wurde für die Verbrauchsreduzierung ein Wert von 20 % angesetzt?

Um die Sensitivität der Gasbilanzierung auf Verbrauchsanpassungen darstellen zu können, ist es notwendig, einen Reduktionswert anzusetzen. Hierbei ist die Höhe des Wertes grundsätzlich unerheblich, sie sollte aber ausreichend hoch sein, um die Bedeutung des Verbrauchs adäquat abbilden zu können. Eine Verbrauchsreduzierung um 20 % zeigt nicht nur, wie stark durch Verbrauchsreduzierungen Ausmaß und Dauer von Gasmangellagen beeinflusst werden kann, sondern erhöht auch das Verständnis der Resultate sämtlicher Szenarien.

Was gibt es bei den Ergebnissen zu beachten?

Die Gasexporte von Deutschland in die Nachbarländer können nicht beliebig reduziert werden. Es muss neben der inländischen Versorgungssicherheit auch die notwendige Versorgung der Nachbarländer in Form von Exporten gewährleistet werden. Dies ist in der EU-Verordnung (EU) 2017/1938 (Erdgas-SOS-VO) geregelt, nach der sich die europäischen Länder bei Versorgungsengpässen solidarisch verhalten müssen.

Weiterhin gilt es zu beachten, dass es sich um ein Prognosemodell handelt und die Ergebnisse daher Unsicherheiten unterliegen.

Welche Szenarien wurden untersucht und was sind deren Ergebnisse?

Grundannahme für die Szenarien 1: Es wird angenommen, dass über die NordStream 1 (NS1) der Lastfluss bis Juni nächsten Jahres konstant auf der aktuellen Menge (Stand 15.06-20.06.2022) von rund 700 GWh/Tag verbleibt (dies sind 40% der maximalen Transportmenge). Die Wartung der Pipeline im Juli 2022, in der für max. 14 Tage kein Gas durch die Pipeline fließt, wurde berücksichtigt.

In Szenario 1.1 wird eine Reduktion der Exporte im Vergleich zu historischen Exportflüssen angenommen. Nach den Einschränkungen auf der NS1 durch Russland im Juni 2022 auf 40% der maximalen Transportmengen konnte gleichzeitig eine Reduzierung der Exportmengen beobachtet werden. So sind die Exporte nach Einschränkungen der NS1 stark gesunken (von ca. 89 GW (Stand 01.06) auf ca. 52 GW (Stand 16.06-20.06.2023)). Diese Exportmengen nach Einschränkungen der NS1 dienen daher als Orientierung für zukünftige Exporte innerhalb dieses Szenarios.

Ergebnis Szenario 1.1: Die Versorgung in Deutschland wäre sichergestellt, die nach Gasspeichergesetz vorgeschriebenen Speicherfüllstande können bis auf das Ziel zum 01.11.2022 erreicht werden.

Da in diesem Szenario sowohl die Versorgung sichergestellt als auch die Speicherfüllstände am Ende des Winters auf dem Zielniveau liegen, wurde für dieses Szenario kein Unterszenario (mit möglichen Gaseinsparungen oder deutschen LNG Mengen) berechnet.

In Szenario 1.2 wird keine Reduktion der Exporte angenommen. Die Exportmengen werden also auf Basis von historischen Daten prognostiziert.

Ergebnis Szenario 1.2: Keines der Speicherziele würde erreicht werden, die Gasspeicher wären im Winter leer. Anfang Februar 2023 könnte der Gasbedarf nicht mehr gedeckt werden – eine Gasmangellage läge vor. Bis Ende März entstünde ein Gasdefizit von rund 19 TWh.

In Szenario 1.2.1 wurden die Annahmen aus dem Szenario 1.2 um eine Reduktion des inländischen Gasverbrauchs und eingespeiste LNG Mengen aus deutschen Terminals ergänzt. Die Verbrauchsreduktion wurde dabei mit 20% ab dem 01.07.2022 angenommen. Dies wird modelliert indem der prognostizierte, zukünftige Verbrauch auf Basis der historischen Daten (2018 - 06/2022) in den Tagesbilanzen um jeweils 20% reduziert wird. Da der Verbrauch in aggregierter Form in die Bilanz eingeht, können Reduktionen in der Industrie, bei Kraftwerken oder bei den Haushalten in der 20%-Reduktion enthalten sein. Für die eingespeisten LNG-Mengen wird eine Kapazität von 16 GW und eine 90%-Auslastung des Terminals ab dem 01.01.2023 angenommen.

Ergebnis Szenario 1.2.1: Keines der Speicherziele würde erreicht werden. Die Versorgung in Deutschland wäre (gerade so) sichergestellt.

Grundannahme für die Szenarien 2: Es werden bis zur geplanten Wartung im Juli 2022 die aktuellen Mengen (Stand 15.06-20.06.2022) von rund 700 GWh/Tag über die NS1 angenommen. Mit Beginn der geplanten Wartung der NS1 zum 11.07.2022 wird angenommen, dass die NS1 über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht mehr in Betrieb genommen wird.

In Szenario 2.1 wird eine Reduktion der Exporte im Vergleich zu historischen Exportflüssen angenommen. Nach den Einschränkungen auf der NS1 durch Russland im Juni 2022 auf 40% der maximalen Transportmengen konnte gleichzeitig eine Reduzierung der Exportmengen beobachtet werden. So sind die Exporte nach Einschränkungen der NS1 stark gesunken (von ca. 89 GW (Stand 01.06) auf ca. 52 GW (Stand 16.06-20.06.2023)). Diese Exportmengen nach Einschränkungen der NS1 dienen daher als Orientierung für zukünftige Exporte innerhalb dieses Szenarios.

Ergebnis Szenario 2.1: Die Versorgung in Deutschland wäre sichergestellt, jedoch kann keines der drei vorgeschriebenen Gasspeicherfüllstandsziele erreicht werden.

In Szenario 2.1.1 wurden die Annahmen aus dem Szenario 2.1 um eine Reduktion des inländischen Gasverbrauchs und eingespeiste LNG Mengen aus deutschen Terminals ergänzt. Die Verbrauchsreduktion wurde dabei mit 20% ab dem 01.07.2022 angenommen. Dabei wird der prognostizierte, zukünftige Verbrauch auf Basis der historischen Daten (2018 - 06/2022) in den Tagesbilanzen um jeweils 20% reduziert. Da der Verbrauch in aggregierter Form in die Bilanz eingeht, können Reduktionen in der Industrie, bei Kraftwerken oder bei den Haushalten in der 20%-Reduktion enthalten sein. Für die eingespeisten LNG-Mengen wird eine Kapazität von 16 GW und eine 90%-Auslastung des Terminals ab dem 01.01.2023 angenommen.

Ergebnis Szenario 2.1.1: Die Versorgung in Deutschland wäre sichergestellt, jedoch kann keines der drei vorgeschriebenen Gasspeicherfüllstandsziele erreicht werden.

In Szenario 2.2 wird keine Reduktion der Exporte angenommen. Die Exportmengen werden also auf Basis von historischen Daten prognostiziert.

Ergebnis Szenario 2.2: Ein Gasmangel läge Mitte Dezember vor, die Gasspeicher wären im Winter leer. Bis Ende Mai 2023 entstünde ein Gasdefizit von rund 107 TWh (rund 10% des gesamten Jahreserdgasbedarfs).

In Szenario 2.2.1 wurden die Annahmen aus dem Szenario 2.1 um eine Reduktion des inländischen Gasverbrauchs und eingespeiste LNG Mengen aus deutschen Terminals ergänzt. Die Verbrauchsreduktion wurde dabei mit 20% ab dem 01.07.2022 angenommen. Dabei wird der prognostizierte, zukünftige Verbrauch auf Basis der historischen Daten (2018 - 06/2022) in den Tagesbilanzen um jeweils 20% reduziert. Da der Verbrauch in aggregierter Form in die Bilanz eingeht, können Reduktionen in der Industrie, bei Kraftwerken oder bei den Haushalten in der 20%-Reduktion enthalten sein. Für die eingespeisten LNG-Mengen wird eine Kapazität von 16 GW und eine 90%-Auslastung des Terminals ab dem 01.01.2023 angenommen.

Ergebnis Szenario 2.2.1: Ein Gasmangel läge Mitte Januar vor, die Gasspeicher wären im Winter leer. Bis Mitte April entstünde ein Gasdefizit von rund 44 TWh.