



Gasszenarien von November 2023 bis März 2024

Stand: 02.11.2023

Die Bundesnetzagentur hat für den aktuellen Winter Gas-Szenarien erstellt. Ziel dieser Szenarien ist es, die Versorgungslage und mögliche Herausforderungen besser einordnen zu können, um die verbleibenden Versorgungsrisiken des aktuellen Winters zu identifizieren und zu quantifizieren.

Deutschland nutzt Erdgasspeicher, da der Gasimport nach Deutschland eher geringfügigen Schwankungen unterliegt, während der Gasverbrauch in Abhängigkeit der Temperatur bzw. der Jahreszeit stark variieren kann. In Summe wird dabei in den Sommermonaten mehr Gas importiert als verbraucht und in den Wintermonaten wird mehr Gas verbraucht als importiert. Die Differenz wird durch die Befüllung der Speicher im Sommer und die Entleerung der Speicher im Winter ausgeglichen. Sowohl zum Winter 2023 als auch zum aktuellen Winter konnten Deutschland und alle anderen EU-Länder ihre Speicher nahezu vollständig befüllen.

Modell zu den Gasszenarien

Das Modell zu den Gas-Szenarien ist ein deutschlandweites Bilanzierungsmodell. Es prüft, ob die Gasbilanz ausgeglichen ist, also ob zu jeder Zeit die Ausspeisungen aus dem deutschen Gasnetz durch entsprechende Einspeisungen gedeckt sind. Die Szenarien betrachten den Zeitraum von November 2023 bis März 2024.

Es wurden einige Szenarien gerechnet, die die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährden können und auch Maßnahmen betrachtet, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beitragen.

Änderungen zu den Modellierungen von 2022/23

Die aktuellen Modellierungen beziehen sich, anders als in den Modellierungen zum Winter 2022/2023, ausschließlich auf ein sogenanntes Kaltjahr. Hierfür wurde das Jahr 2012 als Referenzjahr zu Grunde gelegt.

Dieses Vorgehen basiert auf der Einschätzung, dass durch die in den letzten Monaten geschaffenen Einspeisemöglichkeiten sowie durch die Inbetriebnahme weiterer LNG-Terminals im kommenden Winter die Gefahr einer deutschlandweiten Gasfehlmengen in einem Normaljahr als gering bewertet wird. Es bestehen jedoch Restrisiken durch:

- einen temperaturbedingt höheren Verbrauch
- reduzierte Importe
- sowie höhere Exporte, insbesondere zur Versorgung von europäischen Ländern, die weiterhin stark von russischen Erdgaslieferungen abhängig sind.

Daher fokussiert sich die Modellierung auf den Einfluss dieser Faktoren.

Im Gegensatz zum vergangenen Winter greift die Bundesnetzagentur für diese Modellierung auf Lastflüsse für eine gesamte Heizperiode ohne russische Gaslieferung zurück. Für die Modellierung werden deshalb die Import- und Exportflüsse des letzten Winters genutzt.

Wie rechnet das Modell?

Das Modell simuliert den bilanziellen Ausgleich von allen Ein- und Ausspeisepunkten im deutschen Erdgasnetz. Als Eingangsdaten werden die aktuellen Speicherfüllstände sowie – je nach Szenario – verschiedenen für Importe, Exporte und den Verbrauch als Eingangsgrößen angenommen. Anhand historischer, täglicher Lastflussdaten werden die Lastflüsse an Ein- und Ausspeisepunkten den jeweiligen Tagesmitteltemperaturen gegenübergestellt und temperaturabhängige Näherungsfunktionen abgeleitet. Solche Näherungsfunktionen sind hinterlegt für:

- den inländischen Verbrauch
- die Ein-/Ausspeicherung von Gas in die Speicher
- die inländische Produktion
- die Importe von Gas
- die Exporte (Transite) von Gas in unsere Nachbarländer

Mit einem Temperaturmodell werden anschließend zukünftige Tagesmitteltemperaturen prognostiziert.

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:

- inländischen Verbrauch
- Ein-/Ausspeicherung
- inländische Produktion
- Importe/Exporte (Transite) in aggregierter Form.

Anschließend erfolgt eine tagesscharfe Bilanz der prognostizierten Ein- und Ausspeisungen für den Zeitraum November 2023 bis März 2024. Differenzen in den Tagesbilanzen werden, soweit technisch möglich, durch die Speicher ausgeglichen (Ausspeicherungen bei Unterdeckung aber auch Einspeicherungen bei Überdeckung).

Welche Annahmen liegen den Ein- und Ausspeisepunkten zugrunde?

Inländische Produktion

Die zukünftige inländische Produktion wird wie in den bisherigen Modellierungen anhand von historischen Daten (2018 - 07/2022) prognostiziert und geht in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Eine Aufschlüsselung auf einzelne Produktionsstätten erfolgt nicht. Sie ist für eine deutschlandweite Bilanz unerheblich. Produktionsrückgänge der letzten Jahre sind im Modell abgebildet.

Verbrauch

Zur Ermittlung des Verbrauchs wird zunächst anhand historischer täglicher Verbrauchsdaten und den dazu gehörenden Tagestemperaturen der Zusammenhang zwischen Tagestemperatur und Verbrauch ermittelt. Daraus wird, um eine Aussage für ein Kaltjahr treffen zu können, ein Tagesverbrauch ermittelt, wie er sich ergeben hätte, wenn statt der in diesem

Zeitraum gemessenen Tagestemperaturen, die Temperaturen eines Kaltjahres realisiert worden wären. Zur Modellierung des Kaltjahres werden dabei die Temperaturen des Jahres 2012 genutzt, welches eine kurze Kältephase im Dezember und eine intensive Kältephase mit Tagestemperaturen von bis zu annähernd minus 14 Grad Celsius im Januar und Februar aufweist.

Die Bundesnetzagentur modelliert zwei unterschiedliche Verbrauchsansätze. Die mit „a“ gekennzeichneten Szenarien berücksichtigen eine **Verbrauchersparnis von 10 %** des auf ein Kaltjahr angepassten Verbrauchs. Auf die Modellierung einer Ersparnis von 20 % wurde verzichtet. Die angesetzte Ersparnis ist nicht als „Sparempfehlung“ für Erdgasnutzer zu interpretieren. Grund für diesen Modellierungsansatz ist, dass Sparanstrengungen wesentlich von den vorliegenden Außentemperaturen beeinflusst werden. Je kälter es wird, desto schwieriger ist es für den Verbraucher zusätzliche Gasmengen durch ein angepasstes Heizverhalten einzusparen. Daher wird für die in der Modellierung relevanten Monate des modellierten Kaltjahrs eine Ersparnis von 10 % angesetzt, um diesen Effekt adäquat abbilden zu können.

Zusätzlich wird in den mit einem „b“ gekennzeichneten Szenarien der ermittelte Verbrauch eines Kaltjahres **ohne eine Verbrauchersparnis** angesetzt. Somit wird durch die „a“ und „b“- Szenarien eine Bandbreite von potentiellen Verbräuchen eines Kaltjahres abgedeckt.

Eine Aufschlüsselung auf einzelne Verbraucher, wie Industrie, Haushalte oder Kraftwerke, erfolgt nicht. Sie ist für eine deutschlandweite Bilanz unerheblich.

LNG („Liquified Natural Gas“ = flüssiges Erdgas)

LNG-Mengen, die vermehrt über Nachbarländer nach Deutschland eingespeist werden, sind durch die prognostizierten Importe im Modell abgedeckt.

Die Einspeisung von LNG-Mengen aus aktuell vorhandenen und zukünftigen deutschen Terminals geht in aggregierter Form in die Tagesbilanzen ein. Es wird, je nach Szenario von einer Auslastung der Terminals von 50 Prozent bzw. 90 Prozent ausgegangen. Dabei wird zusätzlich in der Modellierung berücksichtigt, dass einige Terminals aktuell aufgrund technischer einspeiseseitiger Restriktionen ggfls. die angesetzte Auslastung nicht erreichen können. In diesem Fall wird die Einspeisung auf die technisch aktuell maximale Einspeiseleistung gedeckelt.

Ein- und Ausspeicherung der Gasspeicher (Speichermodell)

Primäre Aufgabe des Speichermodells ist es auftretende Differenzen der Tagesbilanzen, soweit möglich, durch die Entleerung und Befüllung der Speicher auszugleichen (Ausspeicherungen bei Unterdeckung aber auch Einspeicherungen bei Überdeckung). Im Modell ist ein 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.

Gasimporte und -exporte

Die Gasimporte und -exporte wurden aus den Werten des letzten Winters ermittelt. Diese lagen im Saldo überwiegend bei Werten zwischen 80 GWh/h und 100 GWh/h, wobei an den kältesten Tagen Salden von annähernd 70 GWh/h beobachtet wurden.

Wenn auch Im- und Exporte nicht derart temperaturabhängig sind wie der Gasverbrauch, so konnte man im letzten Winter ein temperaturbedingtes Muster in dem Saldo aus Im- und Exporten erkennen. Um diesen Effekt zu berücksichtigen, wurde das Import-Export-Saldo auf die Temperaturen eines Kaltjahres angepasst und nutzt dies als Ausgangswert für die in den Szenarien modellierten Im- und Exporte.

Ergebnisse

Ein Gasmangel kann durch ähnliche Im- und Exporte wie im letzten Winter sowie eine hohe Auslastung der neuen LNG-Anlagen an Nord- und Ostsee vermieden werden. Dies setzt eine entsprechende Verfügbarkeit von LNG auf dem Weltmarkt voraus. 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.

Szenarien 1a und 1b

Beide Szenarien unterschieden sich in der angesetzten Verbrauchsreduzierung. Keins der Szenarien führt zu einer Gasfehlmengen. Voraussetzung hierfür ist, dass die nationalen LNG-Anlagen mindestens 50 % ausgelastet sind und die Im- und Exporte ein dem letzten Winter vergleichbares Niveau beibehalten.

Szenarien 2a, 2b und 2c

Diese Szenarien bauen auf den Szenarien 1a und 1b auf und berücksichtigen zusätzlich einen höheren Bedarf in Höhe von 20 GWh/h der Nachbarstaaten. Dieser könnte sich beispielsweise ergeben durch den Ausfall der russischen Gaslieferungen über die Ukraine, welche primär zur Versorgung von Südosteuropa dienen. Auch hierfür stünden grundsätzlich genügend Gasmengen zur Verfügung. Hohe Exporte in Kombination mit einem höheren nationalen Verbrauch wären durch höhere LNG-Einspeisungen abbildbar, eine entsprechende Verfügbarkeit von LNG auf dem Weltmarkt vorausgesetzt. Die Speicher könnten zum Ende des Betrachtungszeitraums entleert sein. Je nach konkreter Bedarfssituation kann ein derartiger Anstieg der Exporte durch die Transportfähigkeit des Gasnetzes restringiert werden, was jedoch in dieser Modellierung nicht abgebildet wird.

Szenarien 3a und 3b

Diese Szenarien ergänzen die Szenarien 2a und 2b um reduzierte Importe nach Deutschland in Höhe von 15 GWh/h. Die Importe des letzten Winters erfolgten zu einem großen Anteil auf sogenannter unterbrechbarer Basis. Das heißt, dass die Netze im Inland und im Ausland, welches das Gas zur Verfügung stellt, technisch dafür nicht dafür ausgelegt sind derartig große Mengen jederzeit transportieren zu können. Eine Analyse der Lastflüsse im letzten Winter hat an den westlichen Grenzübergangspunkten gezeigt, dass sich ein Lastfluss von durchschnittlich ca. 15 GWh/h in Bereichen dieses Transportrisikos bewegt hat. Daher wurde zusätzlich untersucht, welchen Einfluss die Reduzierung der Importe in dieser Höhe auf die Versorgung mit Erdgas in Deutschland hätte.

Fragen zum Modell

Lassen sich in diesem Modell auch regionale Gasfehlmengen identifizieren?

Nein, das Modell ist ein deutschlandweites Bilanzierungsmodell. Regionale Gasfehlmengen, wie sie aufgrund technischer Restriktionen des Gasnetzes entstehen könnten, können hier nicht abgebildet werden. Diese können entstehen, wenn die Versorgung einer Region durch geänderte Lastströme aufgrund von dann entstehenden Engpässen in Netz nicht mehr gewährleistet werden könnten.

Inwieweit werden strömungsmechanische Einflüsse in die Modellierung einbezogen?

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

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

Die Ausspeicherungsleistung von Gasspeichern wird von deren Füllstand beeinflusst. Gasspeicher, die bereits einen niedrigen Füllstand erreicht haben, haben vereinfacht ausgedrückt weniger Vordruck, d.h. technisch bedingt können sie nicht mehr so viel Gas ausspeichern, wie gegebenenfalls für den Verbrauch notwendig wäre. Die Konsequenz ist eine niedrigere Gasverfügbarkeit, obwohl noch restliche Gasreserven in Gasspeichern vorhanden sind.

Was gibt es bei den Ergebnissen zu beachten?

Die Gasexporte von Deutschland in die Nachbarländer können nicht beliebig reduziert werden, weil dann in den europäischen Nachbarländern nicht mehr die (schützenswerten) Kunden versorgt werden können. Es muss neben der inländischen Versorgungssicherheit auch die notwendige Versorgung der Nachbarländer für den lebenswichtigen Bedarf 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 Versorgungsempässen solidarisch verhalten müssen.

Welche Annahmen wurden für die Parameter Importe, Exporte und Verbrauch in den einzelnen Szenarien getroffen?

Die Modellierung der Gasbilanzierung wird wesentlich durch die Einspeiseparameter „Import“ sowie „LNG-Einspeisungen“ und die beiden Ausspeiseparameter „Export“ (Transit) und „inländischer Verbrauch“ bestimmt.

Die Bundesnetzagentur hat in der Modellierung von Szenarien diese drei Parameter genutzt, um eine Einschätzung abgeben zu können, wie volatil die Speicherfüllstände verhalten können, wenn sich diese Parameter verändern. Der Fokus lag dabei wie stark sich diese Parameter aufgrund externer Ereignisse ändern könnten und welche Konsequenzen sich dabei für die Versorgungssicherheit ergeben würden.

Was ist mit den in den Speicherkurven enthaltenen bergrechtlichen Einschränkungen von Speichern gemeint?

Damit Speicher dauerhaft sicher betrieben werden können, gilt es eine Vielzahl bergrechtlicher Vorgaben zu beachten. Einige dieser Vorgaben gelten als „weiche“ Regelungen. Sie geben vor, in welchem Rahmen die Ein- und Ausspeicherung erfolgen kann, ohne dabei harte (Speicherfüllstands-)Grenzen als Mindestwerte vorzuschreiben. Vielmehr können Speicher derartige Grenzwerte unterschreiten. Aufgrund örtlicher geologischer Gegebenheiten könnte beispielsweise eine Wiederbefüllung nach einiger Zeit notwendig werden, um die langfristige Funktionsfähigkeit des Speichers gewährleisten zu können.

Die Vorgaben sind speicherindividuell. Als grobe Einordnung kann jedoch ein deutschlandweiter Speicherfüllstand von 15 % angesehen werden, bei dem die Füllstände von Speichern sich vermehrt in Bereichen bewegen würden, bei denen bergrechtliche Einschränkungen greifen könnten. Die Modellierung erfolgte in drei Varianten für die jeweilige Annahmen hinsichtlich Importe, Exporte (Transit) und Verbrauch zu Grund gelegt wurden.