



Erfüllung des EU-Versorgungsstandards mit einer MGV-Regelenergie-Reserve

Eine Studie im Auftrag der Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)
als Beitrag zur aktuellen politischen Diskussion um Maßnahmen
zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit

7. März 2016

nymoen strategieberatung gmbh
Joachimsthaler Straße 20
D-10719 Berlin

Tel: +49 (0) 30 364100 - 0
Fax: +49 (0) 30 364100 - 499
E-Mail: info@nymoen-strategieberatung.de
www.nymoen-strategieberatung.de

Autoren

Dr. Håvard Nymoen, Geschäftsführer

Tel: +49 (0) 30 364100 100

E-Mail: nymoen@nymoen-strategieberatung.de

Sebastian Bleschke, Senior-Berater/Projektleiter

Tel: +49 (0) 30 364100 207

E-Mail: bleschke@nymoen-strategieberatung.de

Jan Wullenweber, Junior-Berater

Tel: +49 (0) 30 364100 203

E-Mail: wullenweber@nymoen-strategieberatung.de

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
Zusammenfassung	VIII
1 Problem und Ziel	1
1.1 Beschaffungsrisiken der Gaslieferanten	2
1.2 Netzengpassrisiken der Gasnetzbetreiber	4
1.3 Fokus der vorliegenden Studie	5
2 Lösung	7
2.1 Einrichtung einer Speichervorsorge für geschützte Gaskunden.....	8
2.1.1 Umfang und Zeitraum der Speichervorsorge	9
2.1.2 Beschaffung der Speichervorsorge und potenzielle Anbieter.....	18
2.1.3 Wirtschaftliche Verantwortung der Gaslieferanten	23
2.2 Einsatz der Speichervorsorge im Krisenfall	24
2.3 Einfluss auf die Marktakteure	25
3 Erfüllungsaufwand.....	27
3.1 Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger	27
3.1.1 Opportunitätskosten vorsorgeleistender Speichernutzer	27
3.1.2 Wälzung der Vorsorgekosten (Vorsorge-Umlage)	35
3.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft	36
3.3 Erfüllungsaufwand für die Verwaltung	37
4 Handlungsempfehlung.....	38
Literaturverzeichnis	IX

Abkürzungen

AGSI	Aggregated Gas Storage Inventory
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEX	European Energy Exchange AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EnSiG	Energiesicherungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Erdgas-SoS-VO	EU-Verordnung (Nr. 994/2010) über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
Gabi Gas 2.0	Die deutsche Umsetzung des Netzkodex Gasbilanzierung (NC Balancing)
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GPL	GASPOOL
GSE	Gas Storage Europe
GWh	Gigawattstunden
INES	Initiative Erdgasspeicher e.V.
KOLA	Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV
KoV Gas	BDEW/VKU/GEODE-Kooperationsvereinbarung Gas
kWh	Kilowattstunden
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MOL	Merit Order List
NCG	NetConnect Germany
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
nsb	nymoen strategieberatung gmbh

Abkürzungen

PEGAS	Gashandelsplattform der EEX-Gruppe
RoD	Rest of the day
SLP	Standardisierte Lastprofile
TWh	Terrawattstunden
VCI	Verband der Chemischen Industrie e.V.
VHP / VP	Virtueller (Handels-)Punkt
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Marktrollen und ihre Funktionen für die Wertschöpfungskette der Gasversorgungssicherheit.....	1
Abbildung 2: Aktuelle Trends in der Gasbeschaffung und Auswirkungen auf das Mengenrisiko.....	3
Abbildung 3: Gasverbrauch geschützter Kunden in Abhängigkeit von der Temperatur.....	9
Abbildung 4: Tiefste innerhalb des Zeitraums vom 1. Januar 1994 bis 31. Dezember 2014 aufgetretene Tagesmittel-Temperaturen.....	11
Abbildung 5: Extreme tagesspezifische Gasverbräuche geschützter Kunden in Deutschland.....	12
Abbildung 6: Aggregierte Ausspeicherraten deutscher Erdgasspeicher in Abhängigkeit vom Füllstand.....	14
Abbildung 7: Speichervorsorge (Mindestfüllstand und Arbeitsgas) zur Absicherung des Extremszenarios a) gemäß Versorgungsstandard.....	15
Abbildung 8: Speichervorsorge (Mindestfüllstand und Arbeitsgas) zur Absicherung des Extremszenarios b) gemäß Versorgungsstandard.....	16
Abbildung 9: Speichervorsorge (Mindestfüllstand und Arbeitsgas) zur Absicherung des Extremszenarios c) gemäß Versorgungsstandard.....	17
Abbildung 10: Zur Absicherung des Versorgungsstandards erforderliche Ausspeicherraten	18
Abbildung 11: Entwicklung des Füllstands der deutschen Erdgasspeicher.....	29
Abbildung 12: Füllstand der Speichernutzer ohne Vorsorge bei historischem Ausspeicherverhalten im Vorsorgezeitraum 2014/2015.....	31
Abbildung 13: Füllstand der Speichernutzer ohne Vorsorge bei optimiertem Ausspeicherverhalten.....	33
Abbildung 14: Vergleich der Füllstände der Speichernutzer und vorsorgeleistenden Speichernutzer bei optimiertem Ausspeicherverhalten.....	34
Abbildung 15: Gasverbrauch der geschützten Kunden im Gaswirtschaftsjahr 2014/15.....	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vorschläge für zwei neue Regelenergieprodukte	19
--	----

Zusammenfassung

Mit Einführung der europäischen Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit (Erdgas-SoS-VO) wurde das Ziel verfolgt, eine risikoarme Gasbeschaffung zur Gewährleistung der Belieferung geschützter Kunden sicherzustellen. Zwar wurden die Erdgas-SoS-VO in Deutschland mit dem § 53a EnWG umgesetzt und geschützte Kunden (im Wesentlichen Haushaltskunden) definiert sowie mit einem Versorgungsstandard Erdgasmengen zur Absicherung vorgegeben. Das EnWG legt jedoch keine Kriterien fest, wie die zuständigen Gaslieferanten ihre Pflicht zur Gewährleistung einer sicheren Belieferung einhalten können. Bislang zeigt die gaswirtschaftliche Praxis, dass in der Belieferung zwischen geschützten und nicht geschützten Kunden beschaffungsseitig im Risikomanagement kaum differenziert wird. Der ursprüngliche Gedanke der Erdgas-SoS-VO, das Beschaffungsrisiko für einen besonders schutzbedürftigen Kundenkreis mit einem Versorgungsstandard zu minimieren, bleibt damit wirkungslos.

Im Rahmen der Debatte über politische Maßnahmen zur Stärkung der deutschen Gasversorgungssicherheit empfiehlt die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES), eine Vorsorge für die geschützten Kunden über die Marktgebietsverantwortlichen einzurichten und hat ein entsprechendes Modell entwickelt und vorgestellt. INES regt in diesem Zusammenhang an, durch Änderung des § 53a EnWG eine Vorsorge von Gasmengen für geschützte Kunden verpflichtend einzuführen und damit das Beschaffungsrisiko insbesondere für den lebenswichtigen Wärmebedarf von Haushaltskunden zu minimieren. Letztlich handelt es sich bei dem Vorschlag von INES nicht um eine Speicherverpflichtung der Gaslieferanten, sondern vielmehr um eine durch Marktgebietsverantwortliche eingerichtete Vorsorge für geschützte Kunden in Deutschland. Mit einer entsprechenden Ausgestaltung langfristiger Regelenenergieprodukte (MOL 4), wie vom BMWi im Eckpunktepapier „Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“ (vgl. BMWi 2015a) vorgeschlagen, kann eine solche Vorsorge bspw. in Speichern über die Marktgebietsverantwortlichen eingerichtet werden.

Als Beitrag zur Diskussion beschreibt die nymoen strategieberatung gmbh (nsb) mit der vorliegenden Studie im Auftrag von INES eine Möglichkeit zur Ausgestaltung dieser Regelenenergie-Reserve in Speichern und analysiert die mit einer Einrichtung verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten.

Wird eine Vorsorge in Speichern dargestellt und in ihrem Umfang an dem Versorgungsstandard für geschützte Kunden ausgerichtet, sind zur Absicherung der drei darin definierten Extremszenarien Ausspeicherraten in Höhe von rund 2.500 GWh pro Tag für bis zu 30 Tage und rund 3.260 GWh pro Tag über einen Zeitraum von maximal sieben Tagen vorzuhalten. Über eine Kombination von zwei langfristigen Regelenenergieprodukten, die die unterschiedlichen Lieferintervalle (7 und 30 Tage) berücksichtigen, kann im Ergebnis eine Speichervorsorge für Deutschland geschaffen werden, die entsprechend dem europäischen Auftrag alle drei Extremszenarien gemäß Versorgungsstandard absichert. Der potenzielle Anbieterkreis für die beiden vorgeschlagenen Regelenenergieprodukte erstreckt sich auf sämtliche Nutzer von bestehenden oder neuen Erdgasspeichern. Dabei wäre auch der Einsatz ausländischer Erdgasspeicher vorstellbar, sofern die physische Wirksamkeit in den deutschen Marktgebieten im Krisenfall sichergestellt ist.

Aufgrund der Leistungsvorhaltung im Vorsorgezeitraum können den Anbietern der Regelenenergieprodukte (Speichernutzern) Opportunitätskosten in Form reduzierter

Verkaufserlöse entstehen. Aufgrund der Einschränkung in ihrer Speichernutzung ist es ihnen nicht möglich, den maximalen Verkaufserlös mit den gespeicherten Gasmengen zu erzielen. Diese im Rahmen der Ausschreibung der Regelenergieprodukte vom Marktgebietsverantwortlichen zu vergütenden Opportunitätskosten der Speichernutzer können durch Wälzung über eine Vorsorge-Umlage (Euro pro kWh) von den für eine sichere Belieferung der geschützten Kunden zuständigen Gaslieferanten getragen werden. Es ist anzunehmen, dass die Gaslieferanten die Kosten der Umlage über die Gaspreise vollständig an die geschützten Kunden weiterreichen würden. Da dies Haushaltskunden oder Fernwärmanlagen, die Haushaltskunden mit Wärme beliefern, betrifft, entstehen Industriekunden keine zusätzlichen Kosten durch die Vorsorge-Umlage.

Im Rahmen einer Analyse wurden die mit einer Vorsorge verbundenen Opportunitätskosten der Speichernutzer für das Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 quantifiziert. Unter der Voraussetzung vollständiger Information wären die Nutzer deutscher Speicherkapazitäten ohne die Einschränkungen einer Speichervorsorge in der Lage gewesen, Verkaufserlöse in Höhe von 3.958 Mio. Euro zu erzielen. Aufgrund der erforderlichen Leistungsvorhaltung hätten vorsorgeleistende Speichernutzer demgegenüber nur Erlöse in Höhe von 3.943 Mio. Euro erzielen können. Die von INES vorgeschlagene Speichervorsorge hätte demnach volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von rund 15 Mio. Euro im Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 verursacht. Der Gasverbrauch der geschützten Kunden lag im Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 insgesamt bei rund 294 TWh. Einem Haushalt mit einem jährlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh wären damit also lediglich zusätzlichen Kosten in Höhe von 1,04 Euro pro Jahr entstanden.

Zu vergleichsweise niedrigen Kosten könnte die Regelenergie-Reserve in Krisenzeiten durch die Marktgebietsverantwortlichen abgerufen werden und würde zusätzliche Gasmengen (Liquidität) an die Handelsplätze bringen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgung der geschützten Kunden ausreichen. Die zusätzliche Liquidität an den Handelsplätzen würde auch das aktuelle Anreizsystem in Form des Ausgleichsenergiepreises nicht negativ beeinflussen, sondern vielmehr systemisch stützen. Das zugrunde liegende Kalkül der Gashändler und -lieferanten beim Ausgleich des Bilanzkreises durch ausreichende Beschaffung in Abhängigkeit des Ausgleichsenergiepreises bleibt somit unberührt.

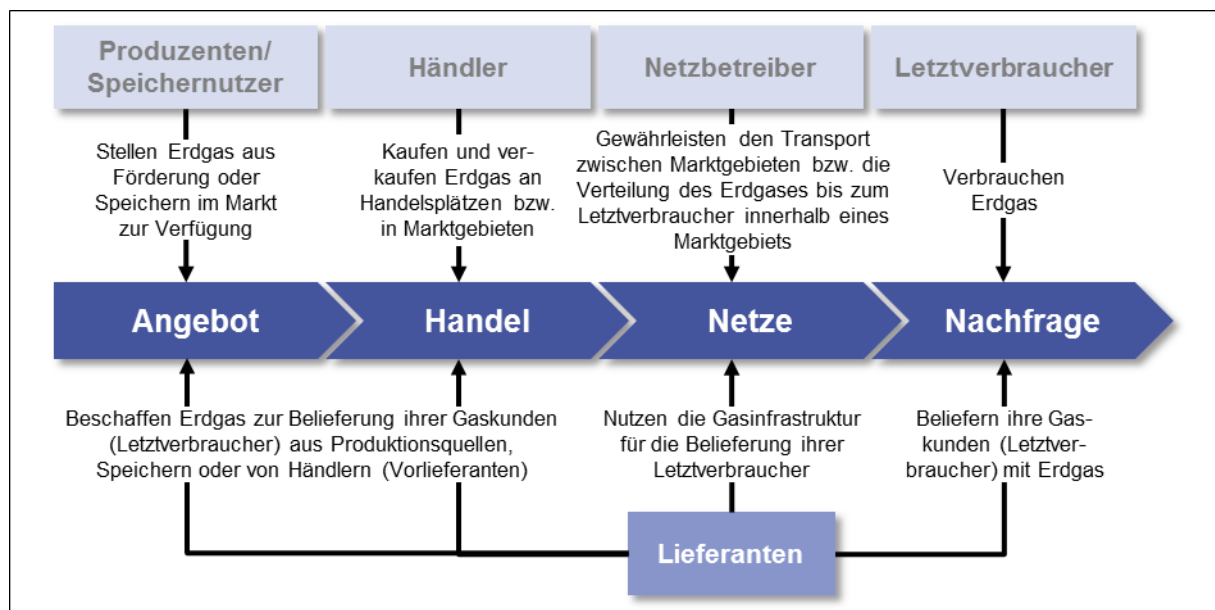
1 Problem und Ziel

Gasversorgungssicherheit heißt, Erdgas bedarfsgerecht zu einer bestimmten Zeit am richtigen Ort zur Verfügung zu stellen. Eine sichere Gasversorgung beruht demnach vor allem auf zwei Komponenten:

1. Erdgas muss entsprechend und im Moment der Nachfrage in einem Marktgebiet bereitgestellt werden.
2. Bereitgestellte Erdgasmengen müssen zum Zeitpunkt der Nachfrage mit Hilfe der Gasinfrastruktur (Netz- und Speicherkapazitäten) zum Gaskunden gebracht worden sein.

Im heutigen Gasmktdesign wird Versorgungssicherheit nicht mehr von einzelnen, sondern durch das komplexe Zusammenspiel verschiedener Marktakteure (bzw. Marktrollen) sichergestellt (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Die Marktrollen und ihre Funktionen für die Wertschöpfungskette der Gasversorgungssicherheit



Quelle: Eigene Darstellung

Das Erdgasangebot wird durch Produzenten und Speichernutzer in den Markt gebracht. Erdgashändler schlagen Erdgas um oder verschieben es zwischen Handelsplätzen (Marktgebieten). Damit bieten sich den Gaslieferanten drei unterschiedliche Beschaffungsmöglichkeiten:

1. Erdgas aus Förderung,
2. Erdgas aus Speichern oder
3. Erdgas von Händlern (weiterverkauftes Erdgas aus Förderung oder Speichern)

Um mit den beschafften Gasmengen die Letztverbraucher beliefern zu können, nehmen die Lieferanten die Gasinfrastruktur in Anspruch. Die Durchleitung des Erdgases innerhalb eines Marktgebietes bis hin zum Kunden gewährleisten dabei die Netzbetreiber. Die

Gaslieferanten tragen also „nur“ die Verantwortung, ausreichend Erdgas zur Belieferung der Letztverbraucher in das entsprechende Marktgebiet einzubringen. In Deutschland existieren mit GASPOOL (GPL) und NetConnect Germany (NCG) zwei Marktgebiete.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Gaslieferanten das Bindeglied zwischen den verschiedenen Marktrollen sind und somit eine besondere Verantwortung für die Gasversorgungssicherheit tragen. Netzbetreiber übernehmen eine wesentliche Verantwortung, indem sie eine störungsfreie Durchleitung des Erdgases zwischen und innerhalb eines Marktgebietes gewährleisten. Die Aufgaben dieser beiden Akteure sind mit unterschiedlichen Risiken für eine sichere Gasversorgung verbunden.

1.1 Beschaffungsrisiken der Gaslieferanten

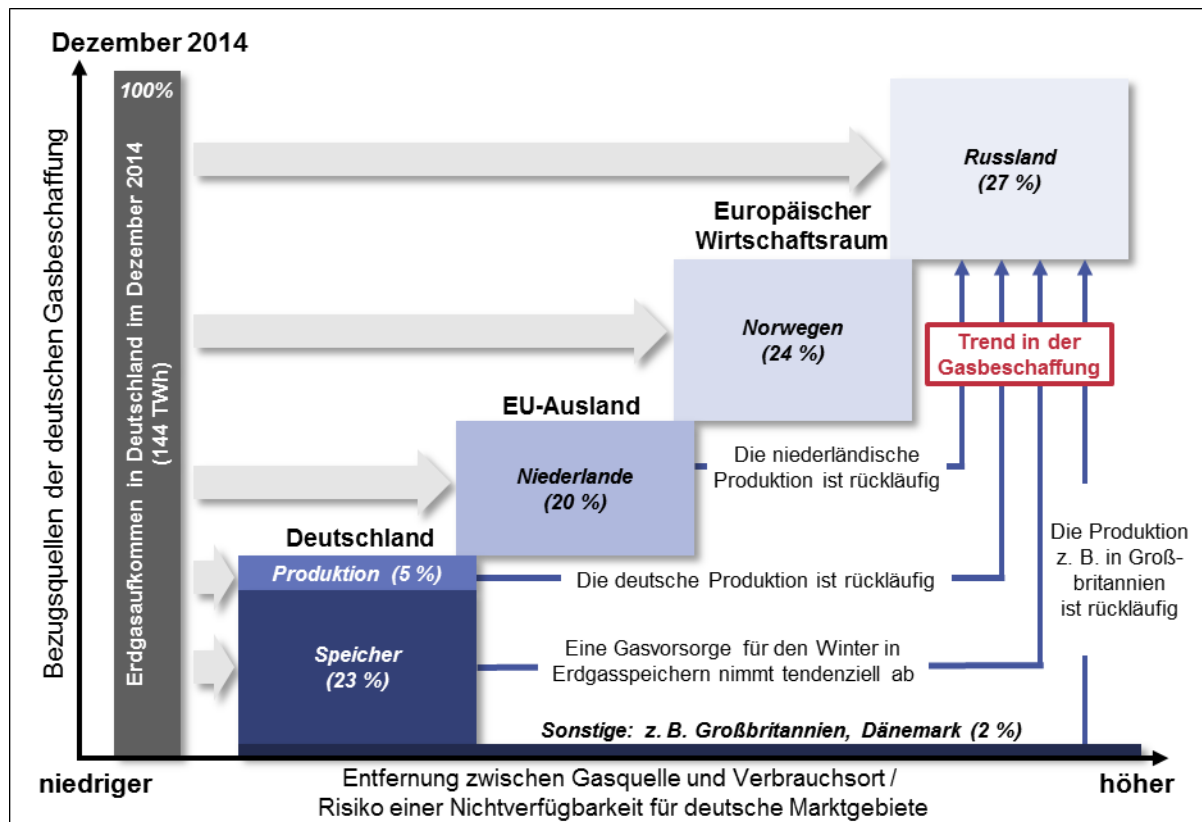
Welche Maßnahmen zu ergreifen sind, um Gaskunden sicher zu beliefern, überlässt der Gesetzgeber bisher den freien Kräften des Marktes. Folglich obliegt den Gaslieferanten die Auswahl der Quellen zur Gasbeschaffung. In Abhängigkeit ihres Risikomanagements bewegen sie sich dabei in einem Spannungsfeld zwischen risikoärmeren und risikoreicheren Bezugsmöglichkeiten.

Die Risiken der Gasbeschaffung lassen sich in Marktpreisrisiko und Mengenrisiko unterscheiden. Mit dem Marktpreisrisiko wird die Möglichkeit steigender Gaspreise beschrieben. Das Mengenrisiko tritt im Falle einer eingeschränkten Verfügbarkeit von Erdgas ein. Obwohl auch der Eintritt von Marktpreisrisiken - mittelbar über die Zahlungsunfähigkeit von Gaslieferanten - Auswirkungen auf eine sichere Gasversorgung haben kann, ist in erster Linie das Mengenrisiko relevant.

Für die Bewertung des Mengenrisikos im Rahmen der Gasversorgung ist die Distanz zwischen den Bezugsquellen und dem Verbrauchsort von zentraler Bedeutung. Ein weiter Transportweg bis zum Marktgebiet birgt beispielsweise ein größeres Risiko technischer Ausfälle. Eine steigende Anzahl von Transitländern, bevor das Erdgas ein Marktgebiet erreicht, erhöht den potenziellen Einfluss politischer Entscheidungen auf die Gasverfügbarkeit. Je weiter also eine Gasquelle vom Marktgebiet entfernt liegt, für das es beschafft wird, desto höher ist auch das Risiko einer Nichtverfügbarkeit der Erdgasmengen aus eben dieser Quelle.

In der Gasbeschaffung lassen sich derzeit zwei zentrale Trends feststellen. Zum einen nimmt die innereuropäische (insb. in Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden) sowie die deutsche Erdgasförderung stetig ab. Zum anderen wird seitens der Gaslieferanten zunehmend auf eine Zwischenspeicherung importierten Erdgases verzichtet. Für die Wintersaison (bzw. Heizperiode) bedeutet dies, dass der gasbasierte Wärmebedarf durch weiter entfernte Bezugsmöglichkeiten gedeckt werden muss. Aktuelle Markttrends führen somit zu einer tendenziell risikoreicheren Gasbeschaffung, die in der Konsequenz das Niveau der Gasversorgungssicherheit verringern kann (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Aktuelle Trends in der Gasbeschaffung und Auswirkungen auf das Mengenrisiko



Quelle: Eigene Darstellung, BAFA (2015)

Um das Mengenrisiko insbesondere für die Gasbelieferung von Haushaltskunden in der EU zu minimieren, wurden im Zuge der „Ukraine-Krise 2009“ mit der EU-Verordnung (Nr. 994/2010) über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (kurz: Erdgas-SoS-VO) sogenannte *geschützte Kunden* (im Wesentlichen Haushaltskunden) definiert. Um die Gasbelieferung der als geschützt definierten Kunden abzusichern, wurde mit der Erdgas-SoS-VO ein sogenannter *Versorgungsstandard* eingeführt.

In Abgrenzung zum *Infrastrukturstandard*, der ebenfalls mit der Erdgas-SoS-VO eingeführt wurde und eine Mindestredundanz der Gasinfrastruktur mit dem N-1-Kriterium beschreibt, ging es bei der Formulierung des Versorgungsstandards vor allem darum, Extremszenarien zu definieren (z. B. ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen), für die von verpflichteten Unternehmen Erdgas Mengen vorzusorgen sind. Folgerichtig sind die EU-Mitgliedstaaten gemäß Erdgas-SoS-VO im Rahmen einer nationalen Risikobewertung auch zur Berechnung dieser Erdgas Mengen verpflichtet.

Zwar wurden die Erdgas-SoS-VO in Deutschland mit dem § 53a EnWG umgesetzt und geschützte Kunden definiert sowie mit dem Versorgungsstandard eine Erdgasmenge zur Absicherung vorgegeben. Das EnWG legt jedoch keine Kriterien fest, wie die zuständigen Gaslieferanten ihre Pflicht zur Gewährleistung einer sicheren Belieferung einhalten können. Bislang zeigt die gaswirtschaftliche Praxis, dass in der Belieferung zwischen geschützten und nicht geschützten Kunden beschaffungsseitig im Risikomanagement kaum differenziert wird.

Der ursprüngliche Gedanke der Erdgas-SoS-VO, das Mengenrisiko für einen besonders schutzbedürftigen Kundenkreis mit einem Versorgungsstandard zu minimieren, bleibt damit wirkungslos.

1.2 Netzengpassrisiken der Gasnetzbetreiber

Die Netzbetreiber (Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber) sind für einen sicheren Betrieb der Gasnetze und damit für die Stabilität des Gesamtsystems verantwortlich. Nur unter der Voraussetzung eines stabilen Gasversorgungssystems sind sie befähigt, die im Marktgebiet bereitgestellten Erdgasmengen für den Zeitpunkt des Verbrauchs zu den Gaskunden zu leiten. Diese Systemstabilität erfordert einen angemessenen Betriebsdruck in den Netzen. Aus Sicht eines Netzbetreibers existieren deshalb zwei verschiedene Risiken. Zum einen das Mengenrisiko (siehe hierzu Abschnitt 1.1) und zum anderen das Netzengpassrisiko.

Stellen Gaslieferanten nicht ausreichend Erdgasmengen in das Marktgebiet ein, führt dies zu einem Druckabfall in den Netzen. Der Verbrauch „entleert“ sozusagen die Gasnetze. Die Systemstabilität ist in diesem Fall gefährdet, weshalb ein Druckausgleich z. B. durch Reduktion des Verbrauchs erzwungen werden muss. Unterbrechungen in der Gasversorgung wären die Folge. Gasinfrastrukturbetreiber sind in einem solchen Fall unmittelbar von einem eintretenden Mengenrisiko betroffen, für dessen Vermeidung Gaslieferanten verantwortlich sind.

Sind die Gasnetze dagegen aufgrund eines Netzengpasses nicht in der Lage, ausreichend eingespeiste Erdgasmengen von der Gasquelle (Einspeisepunkt) zum Verbraucher (Auspeisepunkt) innerhalb des Marktgebiets zu leiten, dann entsteht eine lokale Gasmangelsituation. Auch in diesem Fall muss ein lokaler Druckabfall z. B. durch die Reduktion des lokalen Verbrauchs vermieden werden. Dieses Netzengpassrisiko ist einzig durch die Netzbetreiber zu kontrollieren. Sie sind deshalb gemäß § 11 EnWG dazu verpflichtet, die Netze bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Konkretisiert wird diese Vorgabe für die Fernleitungsnetzbetreiber im § 15a EnWG mit der Pflicht zur jährlichen Aufstellung eines Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas).

Unter wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung und Verstärkung sowie zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes werden in der Regel Netzinvestitionen zur Instandhaltung, Modernisierung und Erweiterung verstanden. Der § 9 Abs. 3 GasNZV eröffnet den Netzbetreibern allerdings darüber hinaus auch die Möglichkeit Speicher zu nutzen, um die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Netzengpassrisikos zu reduzieren und damit einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen. Dies können beispielsweise Lastflusszusagen an Speichern hinter einem Netzengpass sein.

Mit Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV (KOLA) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde die Möglichkeit eines Netzbetreibers mit Speichern Netzinvestitionen zu vermeiden, im Grunde aufgegeben. Gemäß KOLA dürfen Lastflusszusagen nur in der Mitte des Jahres als Monats- oder Tagesprodukte für das kommende Kalenderjahr ausgeschrieben werden. Eine weit vorausschauende Ausschreibung und Nutzung von Lastflusszusagen, die zur Substitution des Netzausbaus geeignet wäre, bleibt den Netzbetreibern folglich verwehrt. Erschwerend

kommt hinzu, dass Lastflusszusagen häufig aus einer Monopol- bzw. Oligopol-situation heraus angeboten werden, die zu Angeboten mit Prohibitivpreisen führen kann. Die gaswirtschaftliche Praxis zeigt, dass aufgrund dieser Unsicherheiten bestehende Verträge mit Dritten über Lastflusszusagen von den Netzbetreibern zunehmend durch den Bau von Leitungen ersetzt werden, obwohl mit den dadurch entstehenden Investitionen in Netze bereits vorhandene Infrastrukturen (Speicher) verdrängt werden. Eine Verdrängung von Erdgasspeichern, deren Kapazität nachweislich kostengünstiger als ein äquivalenter Leitungsbau ist, führt jedoch zu volkswirtschaftlich ineffizienten Kosten im regulierten Bereich der Gasnetze.

Das politische Handeln sollte deshalb darauf ausgerichtet sein, die Netzbetreiber zu einer Abwägung zwischen der Netzentwicklung und der Nutzung von Erdgasspeichern beispielsweise durch den Erwerb oder die langfristige Pachtung von Speicherkapazitäten für das Netz zu verpflichten, die vor dem Hintergrund einer Kostenprüfung durchzuführen ist. Dem jüngsten Gutachten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit dem Titel „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt“ (kurz: „BMWi-Speichergutachten“) folgend, erscheint es deshalb sinnvoll, „zusätzliche Modellrechnungen in den Prozess der Netzentwicklungsplanung mit aufzunehmen“ (BMWi 2015b, S. 120). Beginnend mit der Ebene der Fernleitungsnetze sollten volkswirtschaftlich ineffiziente regulatorische Kosten und dadurch verursachte „Stranded Assets“ (Erdgasspeicher) verhindert werden. Laut BMWi-Speichergutachten ist zu erwarten, „dass für die Gewährleistung eines bestimmten Versorgungssicherheitsniveaus die sichere Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten an geeigneten Orten die Netzausbaukosten senkt“ (BMWi 2015b, S. 120).

1.3 Fokus der vorliegenden Studie

In der Regel adressieren die bisherigen Vorschläge der relevanten Branchenverbände vor allem das Netzengpassrisiko. So sollte beispielsweise aus Sicht des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) das bestehende System im deutschen Gasmarkt um eine marktwirtschaftlich organisierte Speicherreserve ergänzt werden, die ohne staatliche Eingriffe die Versorgungssicherheit weiter stärkt. Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen für ein eng gefasstes Szenario der strukturellen Versorgungsdefizite zum Erhalt der Systemstabilität eine Vorsorgeaufgabe. Damit die Fernleitungsnetzbetreiber diese Leistung erbringen können, müssen sie in der Lage sein, Speicher auf Basis von marktwirtschaftlichen Mechanismen zu nutzen. Mögliche Mechanismen reichen laut BDEW bis hin zum Eigentumserwerb an Speichern (vgl. BDEW 2015a, S. 20).

Der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) argumentiert in vergleichbarer Weise. In seinem Positionspapier „zum BMWi-Speichergutachten [...]“ schlägt er eine Ergänzung der Maßnahmen um den Zugang zu Speichern für Fernleitungsnetzbetreiber vor (Buchung von Kapazitäten bzw. Lastflusszusagen), sofern in der Vergangenheit das geforderte Versorgungssicherheitsniveau nicht erreicht wurde (vgl. VKU 2015, S. 4).

Die Fernleitungsnetzbetreiber selbst signalisieren Nachbesserungsbedarf bei den ihnen zur Verfügung stehenden Maßnahmen, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) schlägt vor, „eine deutschlandweit wirksame FNB-Stabilitätsreserve zur physischen Druckstabilisierung der Netze für einzelne Stunden bzw. Tage durch Direktzugriff auf netzhydraulisch geeignet gelegene Speicher (als „erweiterter Netzpuffer“)⁴ einzuführen (FNB Gas 2015, S. 4). Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die FNB-Stabilitätsreserve der Erweiterung des Instrumentariums der netzbezogenen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Gasversorgungssystems dient. Zweck ist es ausdrücklich nicht, eine Versorgungsaufgabe zu übernehmen (vgl. FNB Gas 2015, S. 4). Es ist zu vermuten, dass die Netzbetreiber damit das Mengenrisiko eindeutig vom Netzengpassrisiko abgrenzen wollen. Das Mengenrisiko sollte aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin mit der Versorgungsaufgabe verbunden und von den dafür zuständigen Gaslieferanten zu tragen sein. Im Zusammenhang mit dem Mengenrisiko sehen die Fernleitungsnetzbetreiber aber auch Handlungsbedarf zur Stärkung der Eigenvorsorge von Gaslieferanten (vgl. FNB Gas 2015, S. 1).

Vor dem Hintergrund der Entflechtung der Marktrollen ist die klare Trennung, die die Fernleitungsnetzbetreiber zwischen Mengenrisiko und Netzengpassrisiko vornehmen, nachvollziehbar. Damit wird eine unzulässige Vermischung der Verantwortlichkeiten einzelner Marktrollen verhindert. Da bereits vielfältige Vorschläge der Branche zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit durch Reduktion des Netzengpassrisikos vorgetragen wurden, widmet sich die vorliegende Studie dem Mengenrisiko in der Gasbeschaffung. Dazu wird im Folgenden ein Vorschlag der Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) erläutert und analysiert, der eine wirksame Umsetzung des Versorgungsstandards für die geschützten Kunden durch Änderung des § 53a EnWG gewährleistet und damit das Mengenrisiko insbesondere für den lebenswichtigen Wärmebedarf von Haushaltskunden minimiert.

2 Lösung

Zur wirksamen Absicherung der gasbasierten Wärmelieferungen an deutsche Haushaltskunden empfiehlt INES, das mit diesen Lieferungen verbundene Mengenrisiko der Gasbeschaffung zu minimieren. Dazu sind Änderungen am § 53a EnWG erforderlich, der für Deutschland Haushaltskunden und Fernwärmeanlagen, die Haushaltskunden mit Wärme beliefern, als geschützte Kunden definiert und die europäischen Vorgaben zum Versorgungsstandard national umsetzt. INES empfiehlt dem Gesetzgeber, dem BMWi-Speichergutachten (Teil 8) folgend, diese rechtliche Norm zu schärfen und damit eine Pflicht zur Vorsorge von Gasmengen für geschützte Kunden in Erdgasspeichern einzuführen. Die vorzuhaltenden Gasmengen sollten den europäischen Vorgaben der Erdgas-SoS-VO (Versorgungsstandard gemäß Artikel 8) entsprechen.

Zur Umsetzung schlägt INES nachfolgende Änderungen am § 53a EnWG vor:

§ 53a EnWG: Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden mit Erdgas

(1) *Gasversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden oder Betreiber von gasbetriebenen Fernwärmeanlagen beliefern, tragen die Kosten einer Speichervorsorge zur Gewährleistung ~~haben zu gewährleisten~~, dass*

- 1. die von ihnen direkt belieferten Haushaltskunden und*
- 2. Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern, an ein Erdgasverteildernetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind und keinen Brennstoffwechsel vornehmen können,*

mindestens in den in Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (ABl. L 295 vom 12.11.2010, S. 1) genannten Fällen versorgt werden.

(2) *Die Marktgebietsverantwortlichen sind für den Fall der Ausrufung der Alarmstufe des Notfallplans Gas für die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet, jeweils im Zeitraum vom 15. November und bis zum 30. März eines Jahres, mindestens Gasmengen aus Speichieranlagen in ihrem Marktgebiet bereitzuhalten, welche die in Absatz 1 Nummer 1 und 2 genannten Letztverbraucher in den in Artikel 8 Absatz 1 der vorgenannten Verordnung aufgeführten Fällen verbrauchen. Die notwendigen Gasmengen sind in ihrem Umfang an den jeweils aktuellen Ergebnissen der Risikobewertung der Bundesnetzagentur gemäß Artikel 9 der vorgenannten Verordnung auszurichten. Zur Absicherung der notwendigen Gasmengen kommen Regelenergieprodukte der Marktgebietsverantwortlichen zum Einsatz, bei denen von Marktteilnehmern Gas in geeigneten Speichieranlagen bevorratet wird (Speichervorsorge). Von der Eignung einer Speicheranlage ist auszugehen, wenn eine Ausspeicherung des bevorrateten Gases im betreffenden Marktgebiet wirksam ist.*

(3) *Die Kosten der Speichervorsorge werden von den Marktgebietsverantwortlichen mit den in Absatz 1 genannten Gasversorgungsunternehmen abgerechnet. Diese Abrechnung erfolgt jährlich bis zum 31. Mai für den jeweils vorangegangenen, in Absatz 2 Satz 1 genannten Vorsorgezeitraum. Die Kosten werden anteilig auf den Gasverbrauch der in Absatz 1 Nummer 1 und 2 genannten Letztverbraucher innerhalb*

eines Gaswirtschaftsjahres umgelegt. Den Marktgebietsverantwortlichen ist gestattet, von den in Absatz 1 benannten Gasversorgungsunternehmen Abschlagszahlungen zur Deckung der voraussichtlichen Kosten zu verlangen. Die Ausschreibungsverfahren zur Speichervorsorge im Sinne des Absatzes 2 Satz 3 sind von den Marktgebietsverantwortlichen an den Grundsätzen der Wirtschaftlichkeit und Marktkonformität auszurichten.

~~Darüber hinaus haben Gasversorgungsunternehmen im Falle einer teilweisen Unterbrechung der Versorgung mit Erdgas oder im Falle außergewöhnlich hoher Gasnachfrage Haushaltskunden sowie Fernwärmeanlagen im Sinne des Satzes 1 Nummer 2 mit Erdgas zu versorgen, solange die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen zumutbar ist. Zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung von Haushaltskunden mit Erdgas kann insbesondere auf die im Anhang II der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 aufgeführten Instrumente zurückgegriffen werden.~~

In den nachfolgenden Kapiteln wird detailliert auf die Vorschläge zur Änderung des § 53a EnWG eingegangen.

2.1 Einrichtung einer Speichervorsorge für geschützte Gaskunden

Im Grundsatz sind Gaslieferanten für eine sichere Belieferung der Endkunden verantwortlich (siehe hierzu Kapitel 1). Da jedoch die Einrichtung einer Speichervorsorge über die rund 900 Gaslieferanten (vgl. Verivox 2016) in Deutschland sehr kleinteilig und mit entsprechend hohem Administrationsaufwand verbunden wäre, sollte den zwei deutschen Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH und NetConnect Germany GmbH & Co. KG an ihrer statt die technische Verantwortung und damit eine Bündelungsfunktion zur Einrichtung der Speichervorsorge übertragen werden. Im Unterschied zur Speicherverpflichtung, wie sie im Speichergutachten des BMWi analysiert und bewertet worden ist, können damit die Administrationskosten minimiert werden. Zudem werden bestehende Lieferbeziehungen der Lieferanten (z. B. Stadtwerke), die oftmals über Vollversorgungsverträge mit Vorlieferanten (Händlern) bestehen, nicht aufgebrochen. Ein Markteingriff in bestehende Verträge, wie er im BMWi-Speichergutachten abgeleitet und nachteilig bei der Maßnahmenwahl bewertet wurde, erfolgt somit nicht (vgl. BMWi 2015b, S. 224).

Letztlich handelt es sich bei dem Vorschlag von INES nicht um eine Speicherverpflichtung der Gaslieferanten, sondern vielmehr um eine durch Marktgebietsverantwortliche eingerichtete Speichervorsorge für geschützte Kunden in Deutschland. Mit einer entsprechenden Ausgestaltung langfristiger Regelenergieprodukte (MOL 4), wie vom BMWi im Eckpunktepapier „Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“ (vgl. BMWi 2015a, S. 2) vorgeschlagen, kann eine solche Speichervorsorge beim Marktgebietsverantwortlichen eingerichtet werden. Anders als bei der Verantwortung zur technischen Umsetzung, ist es allerdings ohne weiteres möglich, die wirtschaftliche Verantwortung einer Speichervorsorge über eine Vorsorge-Umlage weiterhin bei den Gaslieferanten zu belassen.

2.1.1 Umfang und Zeitraum der Speichervorsorge

Um eine Speichervorsorge für die Wärmelieferungen an geschützte Kunden einrichten zu können, ist von den Marktgebietsverantwortlichen zunächst die erforderliche Gasmenge zu definieren. Bereits heute beschreibt der § 53a EnWG in Verbindung mit dem Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO (Versorgungsstandard) die Vorsorgepflicht für geschützte Kunden in ihrem Umfang eindeutig.

Definition geschützter Kunden und Umsetzung des Versorgungsstandards in Deutschland

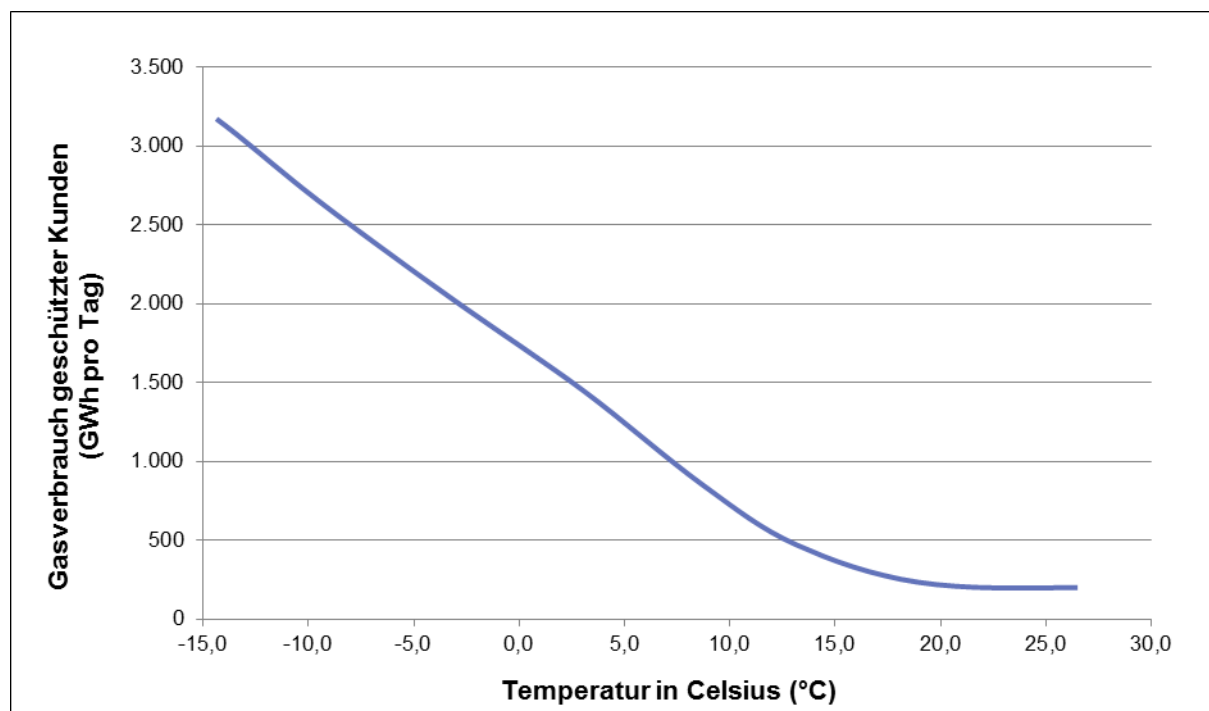
Gemäß **§ 53a EnWG** haben „Gasversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden oder Betreiber von gasbetriebenen Fernwärmeanlagen beliefern, zu gewährleisten, dass

1. die von ihnen direkt belieferten Haushaltskunden und
2. Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern, an ein Erdgasverteilernetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind und keinen Brennstoffwechsel vornehmen können,

mindestens in den in Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (ABl. L 295 vom 12.11.2010, S. 1) genannten Fällen versorgt werden.“

Da Erdgas von den geschützten Kunden im Wesentlichen zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, ist der Gasverbrauch dieser Kunden stark von den Temperaturen abhängig (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Gasverbrauch geschützter Kunden in Abhängigkeit von der Temperatur



Quelle: Eigene Berechnungen, BDEW (2015c) und DWD (2015)

Bei hohen Temperaturen verbleibt ein temperaturunabhängiger Erdgasverbrauch, der beispielsweise auf die Bereitstellung von Warmwasser und Kochgas-Anwendungen zurückzuführen ist. Fallen die Temperaturen, dann steigt der Gasverbrauch aufgrund des zusätzlichen Heizbedarfs deutlich an. Vor dem Hintergrund dieses Zusammenhangs hat die Erdgas-SoS-VO mit dem Versorgungsstandard (Artikel 8) temperaturabhängige Extremszenarien definiert, bei deren Eintreten geschützte Kunden sicher beliefert werden müssen.

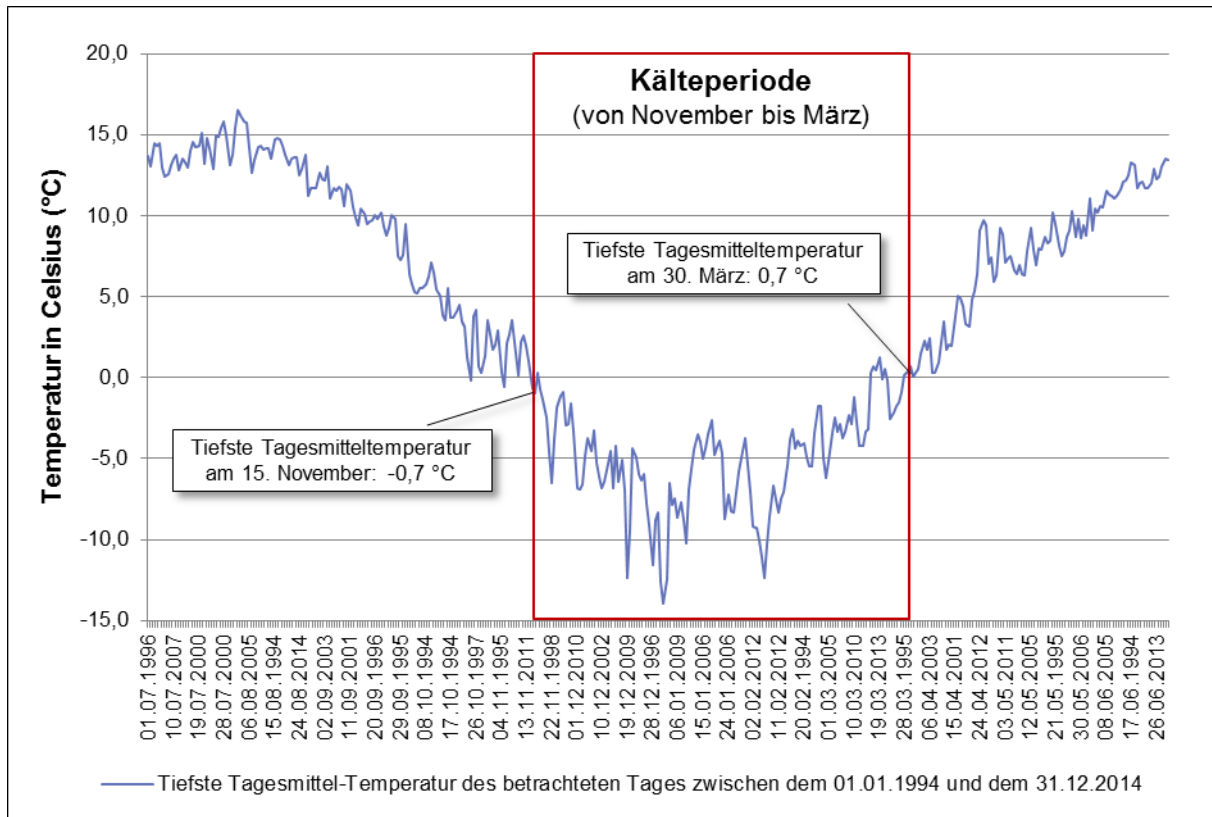
Versorgungsstandard gemäß Erdgas-SoS-VO

Gemäß **Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO** (Versorgungsstandard) „*verpflichtet die zuständige Behörde die Erdgasunternehmen, die sie dazu bezeichnet, die Erdgasversorgung geschützter Kunden in den Mitgliedstaaten in folgenden Fällen zu gewährleisten:*

- a) *extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt;*
- b) *ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt; und*
- c) *für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.“*

Die tiefsten Tagesmittel-Temperaturen an den einzelnen Tagen eines Jahres innerhalb eines vergangenen Zeitraums von 20 Jahren (vom 1. Januar 1994 bis 31. Dezember 2014) lassen sich durch die Wetteraufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für Deutschland nachvollziehen. Die Abbildung 4 zeigt die tiefsten Tagesmittel-Temperaturen, die über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg an den 365 Tagen des Jahres aufgetreten sind. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Tagesmitteltemperaturen der einzelnen Tage der betrachteten Jahre bereits ihrerseits einen Temperatur-Mittelwert für Deutschland darstellen, der auf Basis repräsentativer Temperaturdaten verschiedener deutscher Wetterstationen ermittelt wurde.

Abbildung 4: Tiefste innerhalb des Zeitraums vom 1. Januar 1994 bis 31. Dezember 2014 aufgetretene Tagesmittel-Temperaturen



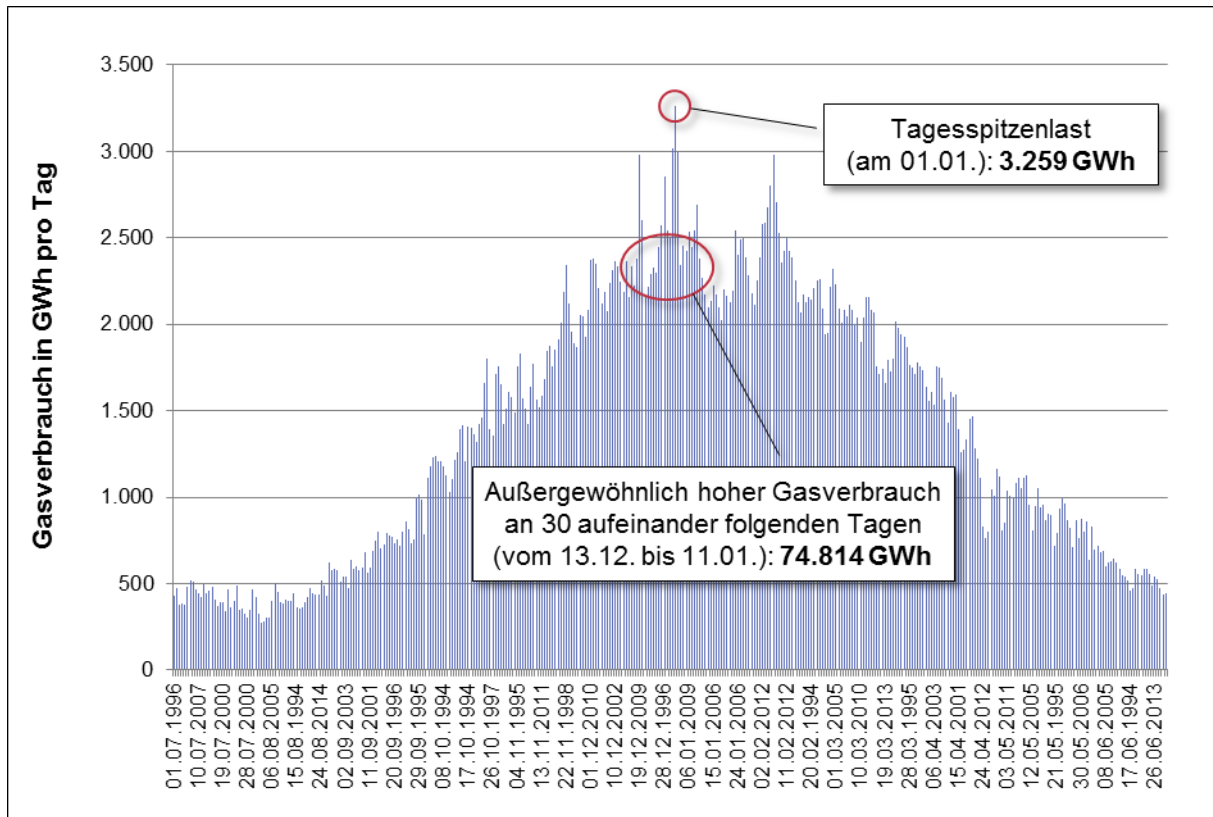
Quelle: Eigene Darstellung, DWD (2015)

Im Zeitraum zwischen November und März fallen die tiefsten tagesspezifischen Tagesmittel-Temperaturen unter null Grad Celsius (°C). So lag beispielsweise die tiefste für einen 6. Februar in den Jahren zwischen 1994 und 2014 gemessene Tagesmittel-Temperatur bei minus 12,4 °C. Sie trat während der angespannten Gasliefersituation im Jahr 2012 auf. Die unvorhergesehene Kälteperiode im Februar 2012 führte insb. in Süddeutschland zu Lieferengpässen und verursachte damit teilweise Unterbrechungen in der Gasversorgung von Letztverbrauchern. Diese Situation vergegenwärtigt, dass solche Extremwetterereignisse einen starken Realitätsbezug aufweisen, jedoch nicht von den bisherigen Sicherungsmechanismen ausreichend abgesichert sind.

Die tiefste innerhalb des Zeitraums für einen 1. Januar gemessene Tagesmittel-Temperatur lag bei minus 13,9 °C. Diese Tagesmittel-Temperatur trat im Jahr 1997 auf. An keinem anderen Tag im Jahr lag die tiefste Tagesmittel-Temperatur zwischen 1994 und 2014 unterhalb von minus 13,9 °C. Somit stellt der 1. Januar 1997 den kältesten Tag im betrachteten Zeitraum dar.

Diese extremen Temperaturen, wie sie einmal in den betrachteten 20 Jahren aufgetreten sind, bilden in Verbindung mit dem Temperatur/Verbrauchs-Verhältnis der geschützten Kunden (siehe Abbildung 3) eine Grundlage zur Berechnung der extremen Gasverbräuche geschützter Kunden und damit verbundenen Gasmengen, die gemäß Versorgungsstandard abzusichern sind (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Extreme tagesspezifische Gasverbräuche geschützter Kunden in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung

Szenario a) „Sieben Tage Spitzenlast“

Gemäß Szenario a) des Versorgungsstandards sind geschützte Kunden von den Gaslieferanten bei extremen Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt, sicher zu beliefern. Bei der Tagesmittel-Temperatur von minus 13,9 °C liegt die Tagesspitzenlast der geschützten Kunden bei **3.259 GWh** (siehe Abbildung 3 und Abbildung 5). Treten solche Tagesmittel-Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen auf, dann verbrauchen die geschützten Kunden eine Gasmenge in Höhe von **22.813 GWh**.

Szenario b) „30 Tage außergewöhnlich hoher Gasverbrauch“

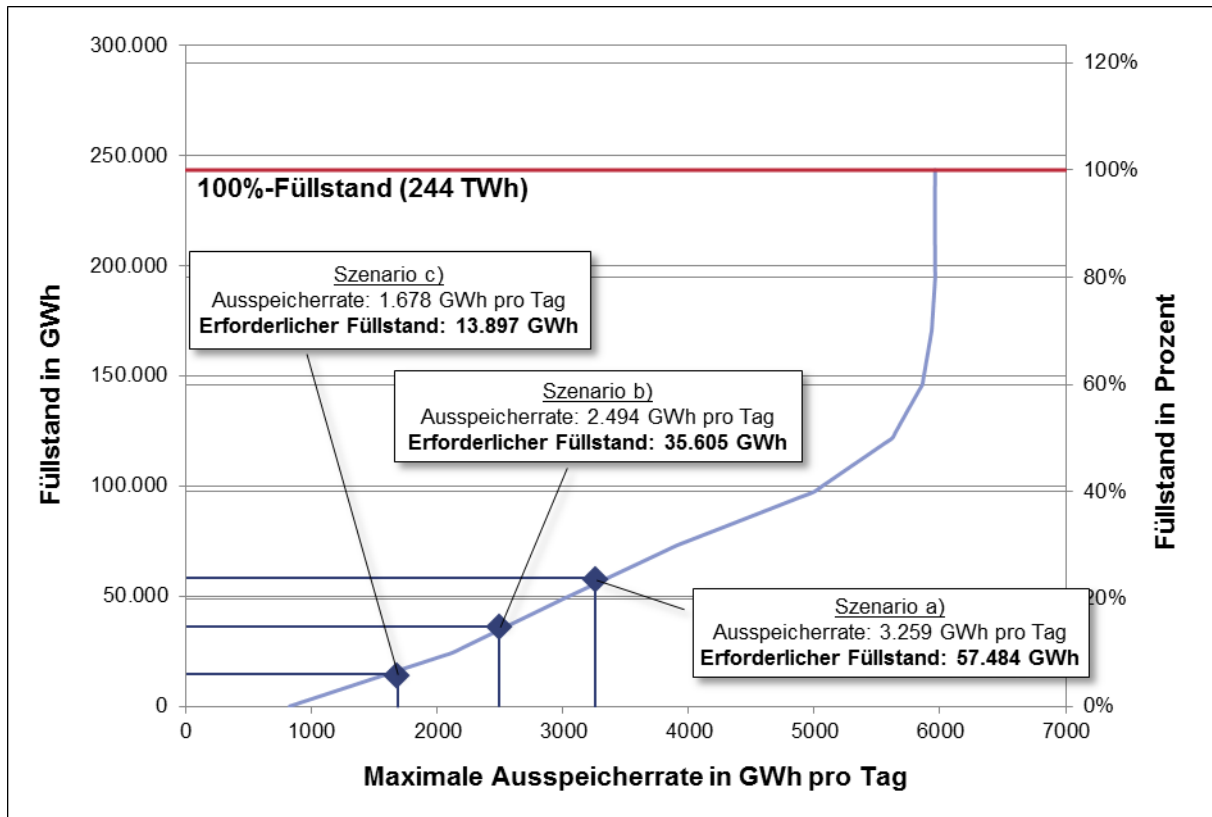
Gemäß Szenario b) des Versorgungsstandards sind geschützte Kunden von den Gaslieferanten bei einem außergewöhnlich hohen Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt, sicher zu beliefern. Der höchste aufsummierte Gasverbrauch über 30 aufeinanderfolgende Tage fällt in den Zeitraum vom 13. Dezember bis 11. Januar und beträgt **74.814 GWh bzw. 2.494 GWh im Mittel pro Tag** (siehe Abbildung 5). Diese außergewöhnlich hohen Gasverbräuche der geschützten Kunden treten bei einer durchschnittlichen Tagesmittel-Temperatur in Höhe von minus 7,9 °C auf.

Szenario c) „30 Tage durchschnittlicher Winter bei einem N-1-Fall“

Gemäß Szenario c) des Versorgungsstandards sind geschützte Kunden für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen, sicher zu versorgen. Zur Ermittlung des Gasverbrauchs der geschützten Kunden wird angenommen, dass in den ersten 30 Tagen des Januars 2013 durchschnittliche Winterbedingungen vorlagen. Die durchschnittliche Tagesmittel-Temperatur lag in dieser Zeit bei 0,7 °C. Der Verbrauch der geschützten Kunden lag demnach bei **50.369 GWh bzw. 1.678 GWh im Mittel pro Tag**.

Um die Belieferung der geschützten Kunden entsprechend des Versorgungsstandards mit einer Speichervorsorge sicherzustellen, sind zunächst Füllstände zu ermitteln, die auch am letzten Tag eine Ausspeicherrate in Höhe des mittleren täglichen Gasverbrauchs entsprechend des jeweiligen Extremszenarios gewährleisten. Dabei ist die Leistungsfähigkeit der Erdgasspeicher in Abhängigkeit des Füllstands (Speicherkurven) zu berücksichtigen (siehe Abbildung 6).

Abbildung 6: Aggregierte Ausspeicherraten deutscher Erdgasspeicher in Abhängigkeit vom Füllstand



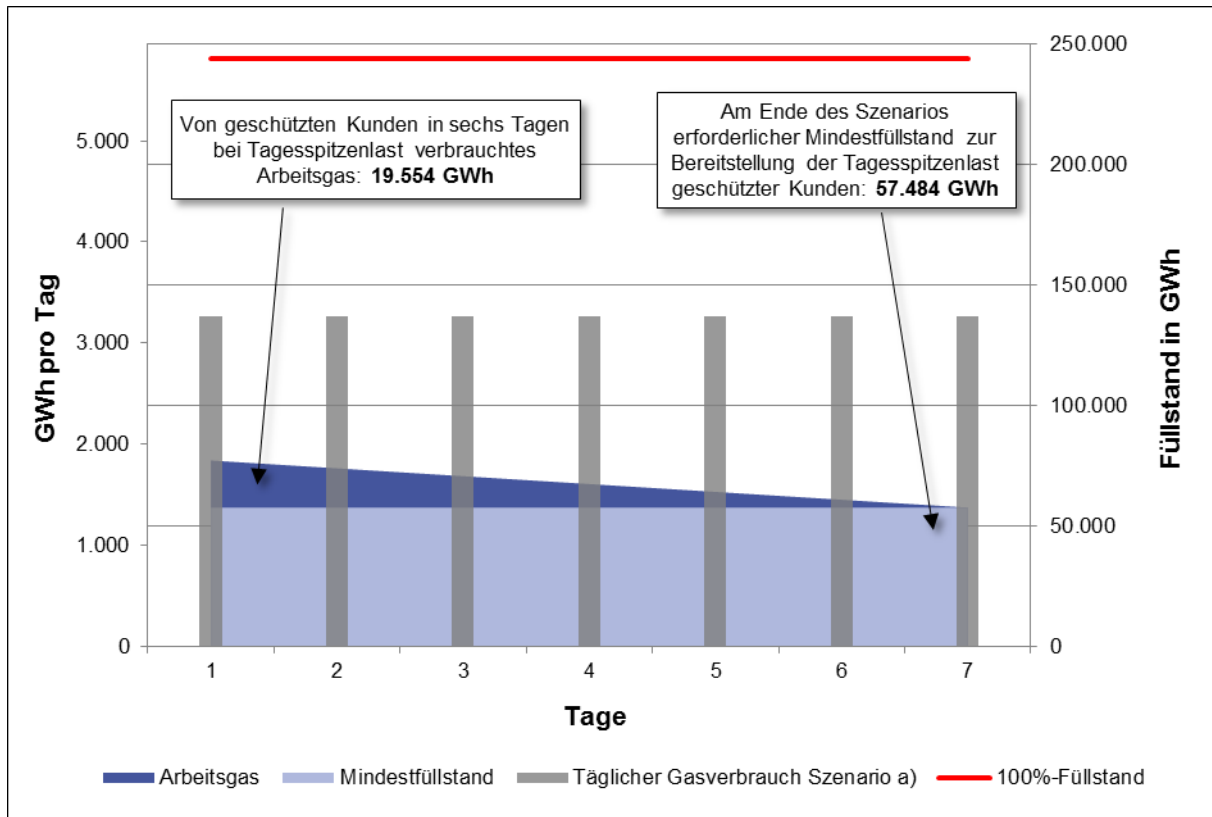
Quelle: Eigene Darstellung, INES (2015)

Eine Speichervorsorge zur Absicherung der drei Extremszenarien besteht demzufolge aus zwei Komponenten. Einem Mindestfüllstand, der den mittleren täglichen Gasverbrauch entsprechend des Szenarios am letzten Tag noch erbringen kann und der Gasmenge, die in den Tagen zuvor von den geschützten Kunden während des Szenario-Zeitraums verbraucht wird (Arbeitsgas):

Speichervorsorge für Szenario a) „Sieben Tage Spitzenlast“

Zur Deckung der Tagesspitzenlast geschützter Kunden (3.259 GWh) mit Gasmengen aus Speichern am letzten der sieben Tage, ist ein Füllstand in Höhe von 57.484 GWh (23,6 Prozent von 244 TWh) erforderlich. In den sechs Tagen zuvor verbrauchen die geschützten Kunden das Sechsfache der Tagesspitzenlast in Höhe von 19.554 GWh. Insgesamt ist zur Absicherung einer „Sieben-Tage-Spitzenlast“ mit Erdgasspeichern demnach ein Füllstand in Höhe von **77.037 GWh bzw. 31,6 Prozent** zu Beginn des Extremszenarios erforderlich (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: Speichervorsorge (Mindestfüllstand und Arbeitsgas) zur Absicherung des Extremszenarios a) gemäß Versorgungsstandard

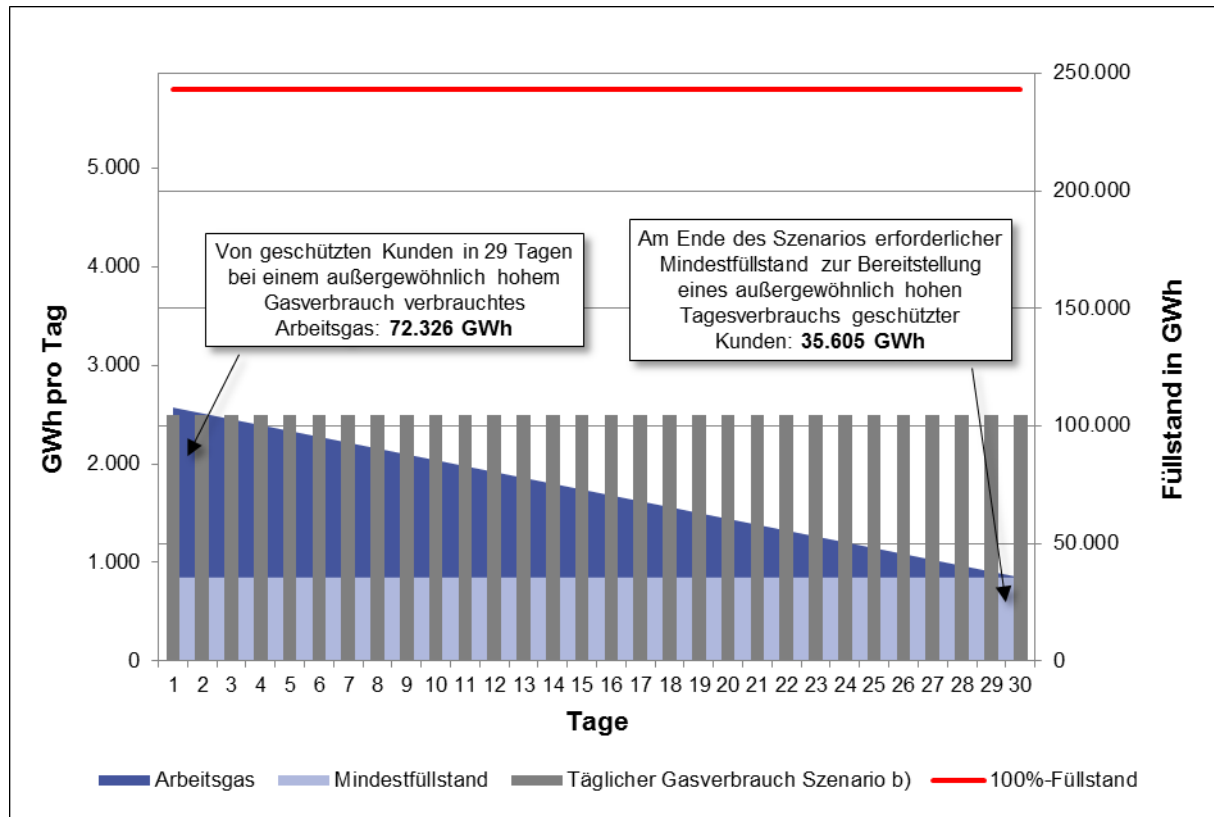


Quelle: Eigene Darstellung

Speichervorsorge für Szenario b) „30 Tage außergewöhnlich hoher Gasverbrauch“

Zur Deckung eines außergewöhnlich hohen Gasverbrauchs der geschützten Kunden (2.494 GWh pro Tag) mit Gasmengen aus Speichern am letzten Tag dieses Szenarios, ist ein Speicherfüllstand in Höhe von 35.605 GWh (14,6 Prozent von 244 TWh) erforderlich. In den 29 Tagen zuvor verbrauchen die geschützten Kunden 72.326 GWh. Insgesamt ist zur Absicherung eines außergewöhnlich hohen Gasverbrauchs über 30 Tage demnach ein Füllstand in Höhe von **107.931 GWh bzw. 44,3 Prozent** zu Beginn des Extremszenarios erforderlich (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8: Speichervorsorge (Mindestfüllstand und Arbeitsgas) zur Absicherung des Extremszenarios b) gemäß Versorgungsstandard



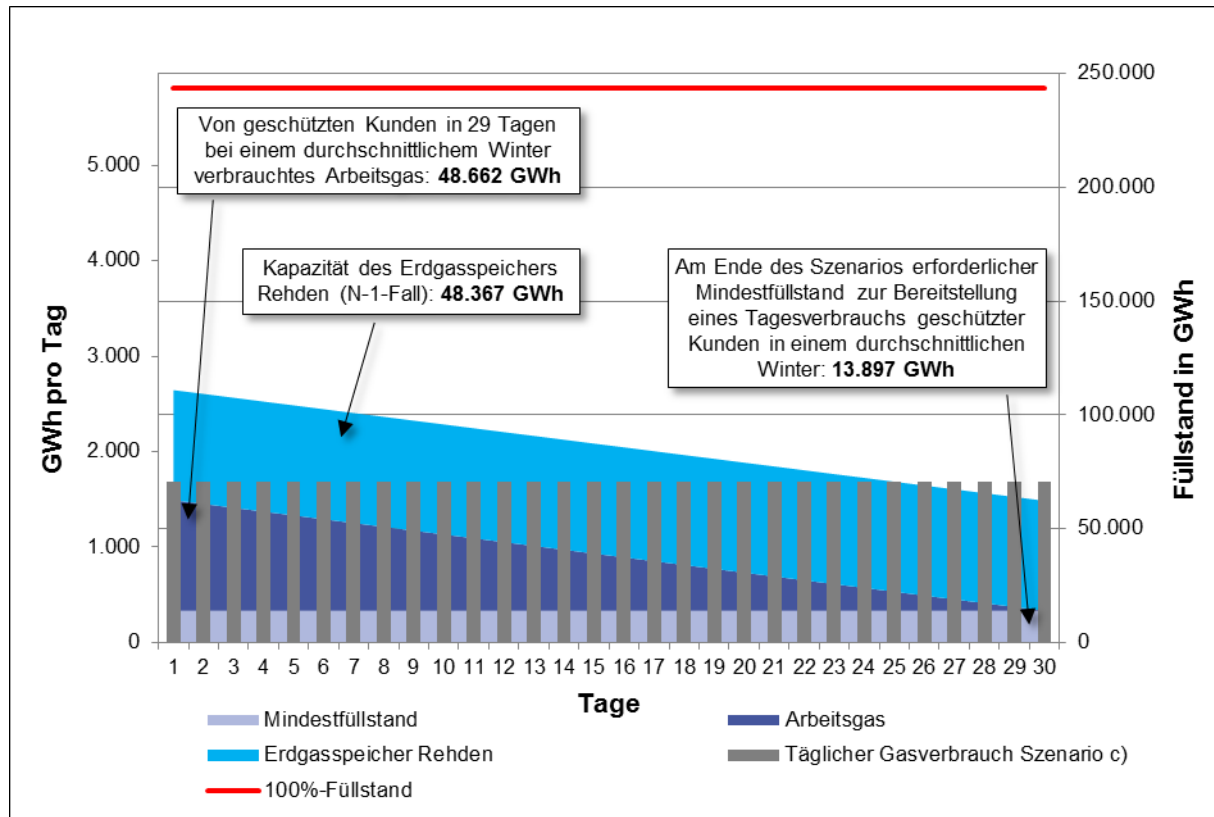
Quelle: Eigene Darstellung

Speichervorsorge für Szenario c) „30 Tage durchschnittlicher Winter bei einem N-1-Fall“

Zur Deckung eines durchschnittlichen Winterverbrauchs der geschützten Kunden (1.678 GWh pro Tag) mit Gasmengen aus Speichern am letzten Tag dieses Szenarios, ist ein Speicherfüllstand in Höhe von 13.897 GWh (5,7 Prozent von 244 TWh) erforderlich. In den 29 Tagen zuvor verbrauchen die geschützten Kunden 48.662 GWh. Insgesamt ist zur Absicherung eines Gasverbrauchs der geschützten Kunden unter den Bedingungen eines durchschnittlichen Winters mit Erdgasspeichern demnach ein Füllstand in Höhe von **62.559 GWh bzw. 25,7 Prozent** erforderlich.

Rehden, der mit Abstand größte einzelne Erdgasspeicher in Deutschland, umfasst ein Speichervolumen in Höhe von 48.367 GWh (vgl. AGSI+, 2015). Unter der Voraussetzung, dass Rehden vollständig zur Vorsorge gemäß Versorgungsstandard eingesetzt wird, müsste der Ausfall dieses Speichers (N-1-Fall) im Szenario berücksichtigt werden. In Summe wäre dann eine Gasmenge in Höhe von **110.926 GWh bzw. 45,5 Prozent** in Erdgasspeichern zu Beginn des Extremszenarios vorzuhalten (siehe Abbildung 9).

Abbildung 9: Speichervorsorge (Mindestfüllstand und Arbeitsgas) zur Absicherung des Extremszenarios c) gemäß Versorgungsstandard



Quelle: Eigene Darstellung

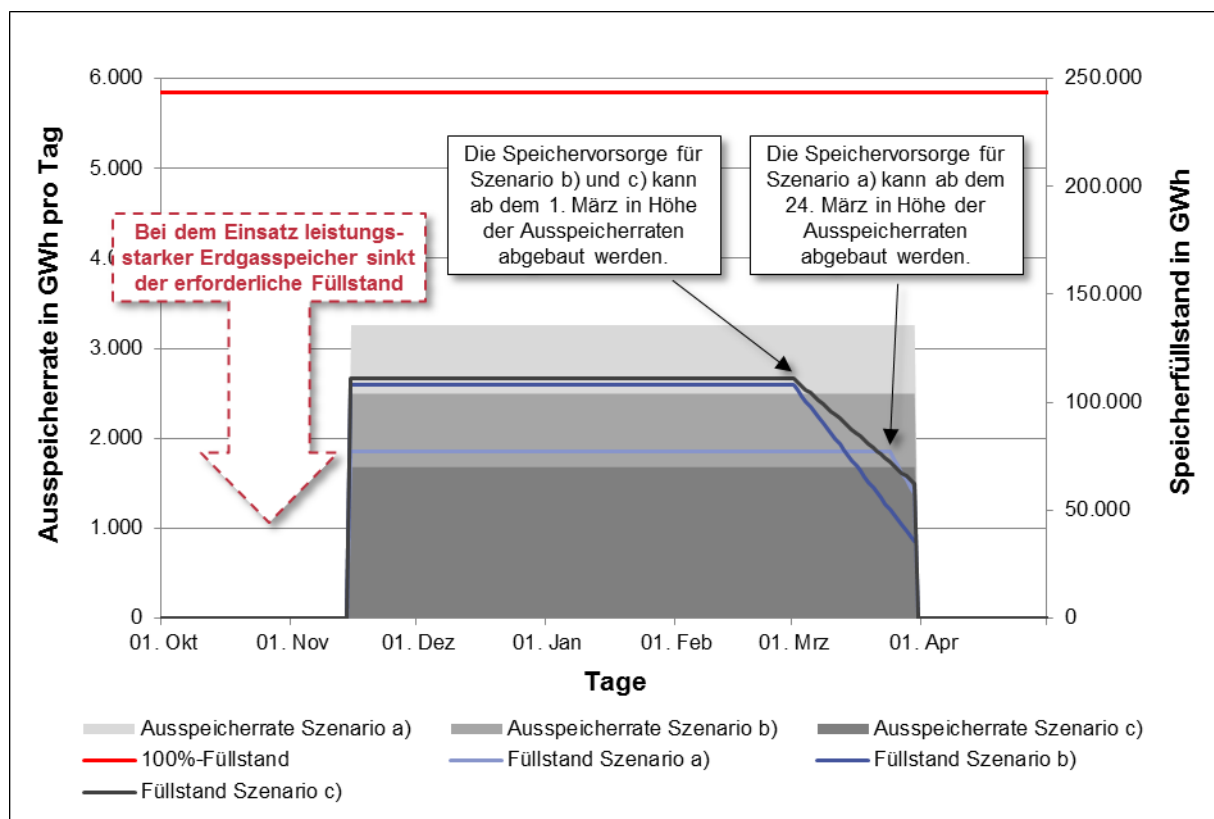
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine **Speichervorsorge**, die eine Belieferung der geschützten Kunden für die Extremsituationen entsprechend des Versorgungsstandards absichert, eine Gasmenge zwischen **rund 77 TWh (32 Prozent)** und **rund 108 TWh (44 Prozent)** umfassen müsste. Sollte tatsächlich der Erdgasspeicher Rehdén in vollem Umfang für die Speichervorsorge eingesetzt werden, wäre der Vorsorgeumfang um knapp 3 TWh auf 111 TWh (46 Prozent) zu vergrößern.

Da dem Szenario c) durchschnittliche Tagesmittel-Temperaturen in Höhe von 0,7 °C zugrunde liegen, empfiehlt INES, die Speichervorsorge spätestens ab dem Tag vorzuhalten an dem in der Historie von den Extremtemperaturen (siehe Abbildung 4) 0,7 °C erreicht oder unterschritten wurden (15. November) und bis zu dem Tag vorzuhalten an dem 0,7 °C dauerhaft überschritten wurden (30. März). Den tiefsten Tagesmittel-Temperaturen folgend, ist somit eine Speichervorsorge zur Absicherung der Extremszenarien gemäß Versorgungsstandard zwischen dem **15. November und 30. März (Vorsorgezeitraum)** aufrecht zu erhalten.

Zum Ende des Vorsorgezeitraums kann die Speichervorsorge in Höhe der täglichen Ausspeicherraten abgebaut werden. Da das Szenario a) einen Zeitraum von sieben Tagen umfasst, kann die entsprechende Speichervorsorge ab dem 24. März abgebaut werden. Eine Speichervorsorge für die Szenarien b) und c) sichert einen Zeitraum von 30 Tagen ab und ist demnach beginnend mit dem 1. März nicht mehr in voller Höhe erforderlich.

Da sämtlichen Füllstandsberechnungen die aggregierte Speicherkurve der deutschen Erdgasspeicher zugrunde gelegt wurde, können die zur Absicherung der täglichen Gasverbräuche erforderlichen Füllstände bei dem Einsatz leistungsfähigerer Erdgasspeicher (z. B. Kavernenspeicher) deutlich unterschritten werden. Dies ist dann der Fall, wenn die eingesetzten Speicheranlagen bereits bei niedrigeren Füllständen die erforderlichen täglichen Ausspeicherraten darstellen können. Um sicherzustellen, dass die Speichervorsorge technisch und wirtschaftlich effizient eingerichtet wird, sollten deshalb tagesspezifische Ausspeicherraten (siehe Abbildung 10) durch die Marktgebietsverantwortlichen im Rahmen einer marktwirtschaftlichen Ausschreibung kontrahiert werden (siehe hierzu Abschnitt 2.1.2).

Abbildung 10: Zur Absicherung des Versorgungsstandards erforderliche Ausspeicherraten



Quelle: Eigene Darstellung

Den Anbietern der Speichervorsorge sollte es obliegen, die Verfügbarkeit von Ausspeicherraten (GWh pro Tag) entsprechend der Extremszenarien des Versorgungsstandard in der Zeit vom 15. November bis zum 30. März sicherzustellen.

2.1.2 Beschaffung der Speichervorsorge und potenzielle Anbieter

Zur Einrichtung der Speichervorsorge empfiehlt INES, dass die Marktgebietsverantwortlichen in ihren jeweiligen Marktgebieten über ihre bilateralen Plattformen zwei neue langfristige Regelenergieprodukte („Non-Standardized Long-Term Products“) in einem wettbewerblichen Verfahren ausschreiben. Diese Regelenergieprodukte sollten nachfolgende Merkmale

aufweisen und sind im Rahmen der sogenannten Merit Order List (MOL) im Rang 4 einzuordnen:

Tabelle 1: Vorschläge für zwei neue Regelenergieprodukte

Merkmal	Neue langfristige Regelenergieprodukte (Rang MOL 4)	
	Produkt 1 „30-Tage-Kälte“	Produkt 2 „Sieben-Tage-Spitzenlast“
Beschreibung	Einspeisungen in das Netz aus Speicheranlagen, die in Form von Optionen sicher zur Verfügung stehen, über bilaterale Plattform	
Lieferpunkt	Im Marktgebiet physisch wirksame Einspeisung aus Speicheranlagen	
Fristigkeit	Rest of the Day (RoD)	
Losgröße/Menge	10 MW / 10.392 Lose (über beide Marktgebiete aggregiert)	10 MW / 3.188 Lose (über beide Marktgebiete aggregiert)
Lieferintervall	0 - 720 Stunden (0 - 30 Tage) innerhalb der Laufzeit	0 - 168 Stunden (0 - 7 Tage) innerhalb der Laufzeit
Vertragslaufzeit	Vom 15. November bis 30. März	
Abrufformat	Abruf durch MGV, Börsengeschäft	
Preisstellung	Vorhalteprämie in Euro pro Los (bzw. 10 MW)	
Abruf	mind. 3 Stunden Vorlauf	
Zeitpunkt der Angebotseingabe	Zwischen Januar und April für die folgende Vorsorgeperiode (siehe Vertragslaufzeit)	
Preisanpassungen	Nicht möglich während der Laufzeit	
Rücklieferung	Keine	
Rechnungslegung	MGV schreibt Rechnungen	

Quelle: Eigene Darstellung

Beschreibung

Bei den beiden vorgeschlagenen Regelenergieprodukten zur Einrichtung der Speichervorsorge handelt es sich um Einspeisungen aus Speicheranlagen in das Netz, die über die bilateralen Plattformen der Marktgebietsverantwortlichen ausgeschrieben werden. Die Marktgebietsverantwortlichen vereinbaren dabei mit den Anbietern das vertragliche Recht, Ausspeicherraten (Leistung) im Krisenfall abrufen zu können. Bei Abruf werden die Erdgasmengen aus der Vorsorge jedoch nicht von den Marktgebietsverantwortlichen erworben, sondern lediglich zur Vermarktung an der Börse freigegeben. Damit die Erdgasmengen der Speichervorsorge tatsächlich auf den Markt gelangen, ist dabei eine Vermarktung an der Börse in Höhe der vereinbarten Leistung (bzw. Ausspeicherraten) für den Anbieter der abgerufenen Lose verpflichtend.

Lieferpunkt

Damit die Speichervorsorge den Verbrauch der geschützten Kunden in Deutschland entsprechend dem Auftrag der Erdgas-SoS-VO national absichert, ist eine Wirksamkeit in den deutschen Marktgebieten sicherzustellen. Es empfiehlt sich daher, bei der Ausschreibung der Regelenergieprodukte die physische Wirksamkeit einer Ausspeicherung im Marktgebiet vorzuschreiben. Ein Verkauf der Gasmengen kann folglich nur innerhalb des Marktgebiets (insb. am entsprechenden Marktplatz über Börsenprodukte) erfolgen. Die Regelungen des Verbände-Leitfadens „Krisenvorsorge Gas“ der Kooperationsvereinbarung (KoV) stellen sicher, dass diese physischen Gasmengen vorrangig zur Belieferung der geschützten Kunden in Deutschland eingesetzt werden. So würden diese Regelungen beispielsweise einen Export der Erdgasmengen aus der Speichervorsorge in das Ausland unterbinden, wenn ansonsten die Belieferung der geschützten Kunden unterbrochen werden müsste (vgl. BDEW 2015b).

Fristigkeit

Mit der Festlegung einer untertägigen Fristigkeit auf Rest of the Day (RoD) werden die Produkte mit der kürzest möglichen Lieferfrist (gemäß dem Zielmodell für die Beschaffung von Regelenergie) ausgestattet. Damit ist sichergestellt, dass die Erdgasmengen aus der Speichervorsorge im Krisenfall bereits innerhalb eines Tages im Marktgebiet physisch zur Belieferung der geschützten Kunden zur Verfügung stehen.

Lieferintervall

Zur Absicherung des Szenarios b) ist eine Ausspeicherrate in Höhe von 2.494 GWh pro Tag über einen Zeitraum von null bis maximal 30 Tagen (Lieferintervall des vorgeschlagenen Regelenergieprodukts „30-Tage-Kälte“) sicherzustellen. Bei vollständiger Nutzung des Erdgasspeichers Rehden wäre zur Absicherung des Szenarios c) eine Ausspeicherrate in Höhe von 2.206 GWh pro Tag über maximal 30 Tage abzusichern. Diese Ausspeicherrate setzt sich zusammen aus den täglichen Gasverbräuchen der geschützten Kunden im Szenario (1.678 GWh pro Tag) und der maximalen Ausspeicherleistung des Erdgasspeichers Rehden (528 GWh pro Tag) als angenommener N-1-Fall (vgl. AGSI+, 2015). Durch Ausschreibung der gemäß Szenario b) erforderlichen Ausspeicherraten ist in der Folge bereits das Szenario c) abgesichert. Im weiteren Verlauf werden deshalb nur noch Szenario a) und b) betrachtet.

Zur Absicherung des Szenarios a) ist eine Ausspeicherrate in Höhe von 3.259 GWh pro Tag über einen Zeitraum von null bis maximal sieben Tagen (Lieferintervall des Regelenergieprodukts „Sieben-Tage-Spitzenlast“) erforderlich. Da bereits eine Ausspeicherrate in Höhe von 2.494 GWh pro Tag mit dem Regelenergieprodukt „30-Tage-Kälte“ über 30 Tage sichergestellt ist, müsste über das zweite vorgeschlagene Regelenergieprodukt „Sieben-Tage-Spitzenlast“ nur noch eine Ausspeicherrate in Höhe von 765 GWh pro Tag über einen Zeitraum von null bis maximal sieben Tagen durch die Marktgebietsverantwortlichen kontrahiert werden.

Eine Kombination der beiden vorgeschlagenen Regelenergieprodukte würde im Ergebnis eine Speichervorsorge für Deutschland implementieren, die entsprechend dem europäischen Auftrag alle drei Extremszenarien gemäß Versorgungsstandard absichert.

Losgröße und Menge

Um eine marktbeherrschende Stellung Dritter im Einsatzfall möglichst zu verhindern, sollten die Marktgebietsverantwortlichen die für die Vorsorge erforderlichen tagesspezifischen Ausspeicherraten in Lose aufteilen und in einem wettbewerblichen Verfahren ausschreiben. Am Regelenenergiemarkt sind Losgrößen von 10 MW üblich. Für das Regelenenergieprodukt „30-Tage-Kälte“ sind bei dieser Stückelung 10.392 Lose aus dem Markt zu kontrahieren. Die damit verbundene Leistung in Höhe von 103.920 MW ergibt über einen Tag hinweg eine Ausspeicherrate in Höhe von 2.494 GWh pro Tag. Für das Regelenenergieprodukt „Sieben-Tage-Spitzenlast“ sind von den Marktgebietsverantwortlichen 3.188 Lose (bzw. 31.880 MW) zu kontrahieren, um eine zusätzliche Ausspeicherrate in Höhe von 765 GWh pro Tag für den kürzeren Zeitraum von maximal sieben Tagen sicherzustellen.

Vertragslaufzeit

Eine Erfüllung der Regelenenergieprodukte ist von den Anbietern im Rahmen der Vertragslaufzeit auf Abruf zu leisten. Die Laufzeit sollte deshalb dem Vorsorgezeitraum (vom 15. November bis 30. März) entsprechen. Sollte ein Abruf der Regelenenergie erst zum Ende der Vertragslaufzeit erfolgen, dann erstreckt sich die Leistungspflicht der Anbieter lediglich auf den verbleibenden Zeitraum. Ruft ein Marktgebietsverantwortlicher beispielsweise erst am 28. März die gesamte kontrahierte Leistung (135.800 MW bzw. 3.259 GWh pro Tag) ab, dann muss diese von den Anbietern nur noch bis einschließlich 30. März erbracht werden. Die Vertragslaufzeit führt demnach zum Ende des Vorsorgezeitraums zu einem sukzessiven Abbau der Speichervorsorge in Höhe der täglichen Ausspeicherraten gemäß den Szenarien.

Abrufformat

Abgerufen wird die Vorsorge durch die Marktgebietsverantwortlichen mit Inanspruchnahme der Verträge. Ein Abruf führt dazu, dass ein Anbieter die aus der Vorsorge zur Verfügung stehende Leistung am Markt platzieren muss und entsprechend über die Börse veräußert. Hat er die Mengen an der Börse eingestellt, so übernimmt gemäß den Handelsregeln der European Energy Exchange (EEX) die Clearingstelle (ECC Lux) die Nominierungen der Lieferungen, da diese, aufgrund ihrer mit den Handelsteilnehmern vereinbarten Bilanzkreisverträge, hierzu legitimiert ist. Die Nominierung erfolgt mit Vorrang auf den Bilanzkreisaccounts der Börsenteilnehmer. Eine tatsächliche Erfüllung der Lieferung wird hierbei mit der Abgabe sowie Annahme des Fahrplans durch die Marktgebietsverantwortlichen realisiert.

Preisstellung

Vergütet wird die Speichervorsorge durch den Marktgebietsverantwortlichen über eine Vorhalteprämie in Euro pro Los (bzw. pro 10 MW). Dabei werden ausdrücklich keine Erdgasmengen (Arbeit) vergütet bzw. vom Marktgebietsverantwortlichen erworben.

Da die Anbieter im Krisenfall verpflichtet sind bzw. vielmehr die Möglichkeit erhalten, die vorgehaltenen Gasmengen über Handelsgeschäfte zu veräußern, sind von den Marktgebietsverantwortlichen nur die Kosten zu erstatten, die dem Anbieter durch eine Einschränkung in der Speichernutzung entstehen (Opportunitätskosten). Hohe Preise, die im Krisenfall (Liquiditätsengpass an den Handelsplätzen) anzunehmen sind, könnten sogar

dämpfend auf diese Opportunitätskosten der Anbieter wirken. Da die Preisstellung zwischen den Anbietern differieren kann, empfiehlt sich die Bildung einer Rangfolge der Angebote geordnet nach der Höhe der aufgerufenen Vorhalteprämien in einer Merit Order List. Von den Marktgebietsverantwortlichen sind die kostengünstigsten Angebote der Reihe nach bis zur gewünschten Menge an Losen zu kontrahieren. Eine Analyse der dabei entstehenden Kosten für die Regelenergie-Reserve wird in Kapitel 3.1 erläutert, indem die Opportunitätskosten der Anbieter (bzw. Speichernutzer) für einen historischen Zeitraum quantifiziert werden.

Abruf

Um im Krisenfall kurzfristig die Vorsorge im Marktgebiet zur Verfügung stellen zu können, sollten die Lieferungen ohne vermeidbaren zeitlichen Versatz abgerufen werden können. Der kürzeste Vorlauf von Regelenergieprodukten in Höhe von mind. 3 Stunden ist deshalb auch für die vorgeschlagenen Regelenergieprodukte empfehlenswert. Diese Mindestvorlaufzeit kann aufgrund der bestehenden Prozesse zur Nominierung aktuell nicht unterschritten werden.

Zeitpunkt der Angebotseingabe

Der Zeitpunkt der Angebotseingabe muss unter Berücksichtigung eines Mindestvorlaufs festgelegt werden, so dass den Anbietern ausreichend Zeit zum Aufbau der Leistungsfähigkeit (Speichervorsorge) durch Einspeicherung verbleibt. Wird eine lange Vorlaufzeit bis zur Leistungserbringung festgelegt, eröffnen sich den potenziellen Anbietern der Regelenergieprodukte Optimierungsmöglichkeiten auf der Kostenseite. Eine frühzeitige Ausschreibung und damit verbundener Zeitpunkt zur Angebotseingabe, bspw. zu Beginn des Jahres zwischen dem Januar und April noch vor der üblichen Einspeicherperiode, ist deshalb zu empfehlen.

Preisanpassungen

Da die Regelenergieprodukte zu einer Vorhalteprämie pro Los gemäß Merit Order List für eine festgelegte Vertragslaufzeit kontrahiert werden, sind Preisanpassungen während der Vertragslaufzeit auszuschließen.

Rücklieferung

Da der Marktgebietsverantwortliche mit den beiden vorgeschlagenen Regelenergieprodukten keine Erdgasmengen (Arbeit) kontrahiert, sondern ausschließlich Opportunitätskosten einer Leistungsvorhaltung vergütet, sind keine Erdgasmengen durch den Marktgebietsverantwortlichen zurückzuliefern. Die Speichervorsorge wird zur Krisenbewältigung eingesetzt, indem Anbieter dazu verpflichtet werden, die vorgehaltenen Gasmengen zu veräußern. Damit wird den Anbietern die Arbeit durch den Käufer im Rahmen des verpflichtenden Handelsgeschäfts vergütet. Einen dabei potenziell erzielbaren Verkaufspreis sollte der Speichernutzer bei seinem Angebotspreis für die Vorsorge berücksichtigen.

Rechnungslegung

Die Rechnungslegung erfolgt durch den Marktgebietsverantwortlichen.

Bei der ausschließlichen Nutzung von Erdgasspeichern erstreckt sich der potenzielle Anbieterkreis für die beiden vorgeschlagenen Regelenergieprodukte auf sämtliche und potenzielle Nutzer von bestehenden oder neuen Erdgasspeichern. Speichernutzern, die Speicherkapazitäten bereits gebucht haben, eröffnet sich mit den Regelenergieprodukten eine weitere Vertriebsmöglichkeit. Zentraler Vorteil der Einrichtung einer Speichervorsorge über die vorgeschlagenen Regelenergieprodukte liegt darin, dass sämtliche Erdgasspeicher potenziell für die Darstellung der Regelenergie-Reserve eingesetzt werden können, obwohl bestehende Verträge aktueller Speichernutzer nicht verändert werden. Es könnten sogar ausländische Erdgasspeicher Bestandteil der Speichervorsorge sein, sofern die physische Wirksamkeit in dem jeweiligen deutschen Marktgebiet im Krisenfall sichergestellt ist.

Im Unterschied zu den Ausführungen des BMWi-Speichergutachtens kann zur Errichtung der von INES vorgeschlagenen Speichervorsorge auf mehr als ca. 35 TWh von insgesamt rund 244 TWh Speicherkapazität zurückgegriffen werden. Die Gutachter argumentieren im BMWi-Speichergutachten, dass sämtliche Speicherkapazitäten bis auf 35 TWh langfristig vertraglich gebunden sind und demzufolge zur Errichtung einer Speicherreserve nicht zur Verfügung stehen (vgl. BMWi 2015b, S. 23). Entsprechend hohe Kosten für die Errichtung einer Speicherreserve werden durch den Neubau von Speicheranlagen in der Studie hergeleitet. Diese Schlussfolgerung ist jedoch nur unter der Voraussetzung zutreffend, wenn alle aktuellen Speichernutzer ihre kontrahierten Kapazitäten nicht zur Errichtung der Vorsorge anbieten dürfen. Die vorgeschlagenen Regelenergieprodukte ermöglichen ein solches Angebot.

2.1.3 Wirtschaftliche Verantwortung der Gaslieferanten

Die im Rahmen der Ausschreibung der Regelenergieprodukte beim Marktgebietsverantwortlichen anfallenden Opportunitätskosten der Speichernutzer in Euro (Summenprodukt aus den Bündeln von Leistungspreisen und Losen) können durch Wälzung über eine Vorsorge-Umlage (Euro pro kWh) von den für eine sichere Belieferung der geschützten Kunden zuständigen Gaslieferanten getragen werden.

Zur Wälzung der entstehenden Kosten sind die Verbräuche der geschützten Kunden von den Marktgebietsverantwortlichen für das kommende Gaswirtschaftsjahr zu prognostizieren, in das die Vorsorge fällt. Die gaswirtschaftliche Praxis zeigt, dass bereits heute die Leistung geschützter Kunden insb. über Daten solcher Verbraucher ermittelt werden, bei denen standardisierte Lastprofile (SLP) Anwendung finden (vgl. BDEW 2015b, S. 18). Den Marktgebietsverantwortlichen sind die Verbräuche der SLP-Kunden bekannt. Ausgangsbasis sollten deshalb die stündlichen Lastgänge der SLP-Kunden sein, um eine Absatzprognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr zu entwickeln. In der Regel werden dabei die Lastgänge der letzten 36 Monate zugrunde gelegt. Auf den prognostizierten Verbrauch der geschützten Kunden sollten die Kosten der Vorsorge verteilt und anteilig den zuständigen Lieferanten für die von ihnen belieferten geschützten Kunden in Rechnung gestellt werden. Damit die Marktgebietsverantwortlichen nicht in finanzielle Vorleistung für die Regelenergie-

Reserve gehen müssen, sollte es ihnen gestattet sein, von den Gaslieferanten Abschlagszahlungen zu vereinnahmen.

Es ist anzunehmen, dass die Kosten von den Gaslieferanten über die Gaspreise vollständig an die geschützten Kunden weitergereicht werden. Da dies Haushaltskunden oder Fernwärmanlagen, die Haushaltskunden mit Wärme beliefern sind, entstehen Industriekunden keine zusätzlichen Kosten durch die Vorsorge-Umlage. Es wird vielmehr sichergestellt, dass die Nutznießer der Absicherung auch zeitgleich Kostenträger der Vorsorge sind. Eine quantitative Abschätzung der Kosten für die geschützten Kunden (Bürgerinnen und Bürger, die Erdgas verbrauchen) für das Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 wird im Abschnitt 3.1 erläutert.

2.2 Einsatz der Speichervorsorge im Krisenfall

Die Erdgas-SoS-VO sieht im Falle von Versorgungskrisen in Artikel 10 (3) drei Krisenstufen vor. Mit dem Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland (kurz: Notfallplan) wurden diese ohne Änderungen in das nationale Krisenmanagement übernommen:

- a) Frühwarnstufe (Frühwarnung): *„Es liegen konkrete, ernst zu nehmende und zuverlässige Hinweise darauf vor, dass ein Ereignis eintreten kann, das wahrscheinlich zu einer erheblichen Verschlechterung der Versorgungslage sowie wahrscheinlich zur Auslösung der Alarm- bzw. der Notfallstufe führt; die Frühwarnstufe kann durch ein Frühwarnsystem ausgelöst werden;“*
- b) Alarmstufe (Alarm): *„Es liegt eine Versorgungsstörung oder eine außergewöhnlich hohe Nachfrage nach Gas vor, die zu einer erheblichen Verschlechterung der Versorgungslage führt, der Markt ist aber noch in der Lage, diese Störung oder Nachfrage zu bewältigen, ohne auf nicht marktbasierende Maßnahmen zurückgreifen zu müssen;“*
- c) Notfallstufe (Notfall): *„Es liegt eine außergewöhnlich hohe Nachfrage nach Gas bzw. eine erhebliche Versorgungsstörung oder eine andere beträchtliche Verschlechterung der Gasversorgung vor, und es wurden zwar alle einschlägigen marktbasierenden Maßnahmen umgesetzt, doch die Gasversorgung reicht nicht aus, um die noch verbleibende Gasnachfrage zu decken, so dass zusätzlich nicht marktbasierende Maßnahmen ergriffen werden müssen, um insbesondere die Gasversorgung der geschützten Kunden gemäß Artikel 8 sicherzustellen.“*

Zur Aufrechterhaltung der Versorgung der geschützten Kunden im Sinne des Versorgungsstandards (Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO) und zur Verhinderung eines Notfalls, sollten die Marktgebietsverantwortlichen vor Ausrufung der Notfallstufe noch im Rahmen der Alarmstufe die Regelenergie-Reserve abrufen.

Gemäß Notfallplan liegt die Zuständigkeit für die Feststellung der Frühwarn- und Alarmstufe beim BMWi. Die Marktgebietsverantwortlichen dürften demnach nicht eigenverantwortlich die Regelenergie-Reserve einsetzen, sondern wären an die Feststellung der Alarmstufe durch das BMWi gebunden. Eine Nutzungsweise der Speichervorsorge, die den Markt und insbesondere den Regelenergieabruf gemäß MOL 1-3 verzerren könnte, wird damit ausgeschlossen. Der Einsatz der Regelenergie vor der Notfallstufe schafft darüber hinaus

ausreichend Handlungsspielraum, um weitere Schritte im Rahmen des Krisenmanagements vorbereiten zu können. Die Feststellung der Notfallstufe gemäß § 3 Energiesicherungsgesetz (EnSiG) erfolgt beispielsweise durch Verordnung der Bundesregierung und ist im Bundesgesetzblatt zu veröffentlichen (vgl. BMWi 2014, S. 17). Eine entsprechende Entscheidung der Bundesregierung ist mit zeitlichen Anforderungen verbunden, welche mit der Regelenergie-Reserve besser erfüllt werden können.

2.3 Einfluss auf die Marktakteure

Bereits heute sind die Gaslieferanten zur Absicherung der Belieferung geschützter Kunden gemäß § 53a EnWG verpflichtet. Allerdings greifen die gesetzlichen Vorgaben nicht im Sinne einer Gasvorsorge, da die Art und Weise der Absicherung ungeregelt bleibt. Erst jüngst bestätigte das BMWi, dass sogar eine kurzfristige Beschaffung am Handelsmarkt für den Folgetag nicht den gesetzlichen Vorgaben des § 53a EnWG widerspricht (vgl. Bundesregierung 2015, S. 3). Dies zeigt deutlich, dass die Vorsorgepflicht, die mit der Erdgas-SoS-VO und den damit verbundenen Vorschriften für geschützte Kunden geschaffen werden sollte, mit dem § 53a EnWG nicht wirksam national umgesetzt worden ist. Auch sonst werden mit dem aktuellen Gasmarktdesign keine ausreichenden Anreize für eine Vorsorge geschaffen, die Liquiditätsengpässe für Extremwetterereignisse an den Handelsplätzen im Sinne des Versorgungsstandards mit Speichern absichert.

Ein Verzicht auf Vorsorge bietet im Vertriebswettbewerb Kostenvorteile, mit denen Neukunden akquiriert werden können. Um ihre Konkurrenzfähigkeit zu bewahren, sehen sich deshalb vorsorgende Gaslieferanten gezwungen, ihre Beschaffungsstrategie risikoreicher aufzustellen. Da im Krisenfall Letztverbraucher entsprechend der netzhydraulischen Anforderungen durch die Netzbetreiber abgeschaltet werden, existiert auch keine Möglichkeit zur Produktdifferenzierung über eine Vorsorge, die eine besonders sichere Gasbelieferung ermöglicht. Im aktuellen Gasmarktdesign besteht damit sogar die Gefahr, dass Gaskunden vom Netzbetreiber abgeschaltet werden, obwohl ihr Lieferant ausreichend vorgesorgt und die zur Belieferung erforderlichen Gasmengen in das Marktgebiet eingestellt hat. Diesen systematischen Fehler des Gasmarktdesigns kann die von INES vorgeschlagene Speichervorsorge aufheben. Sie könnte eine systemische Benachteiligung vorsorgender Gaslieferanten im Segment der geschützten Kunden verhindern. Eine Wälzung der Kosten für die Speichervorsorge auf alle Gaslieferanten der geschützten Kunden würde der Versorgungssicherheit zumindest für dieses Kundensegment wieder einen Wert auf marktwirtschaftlicher Basis zuweisen.

In der politischen Diskussion wird oftmals der Einfluss einer Speicherreserve auf das Marktverhalten negativ bewertet. Es wird befürchtet, dass die Marktakteure bei ihrer Beschaffung die eingerichtete Vorsorge berücksichtigen und vor diesem Hintergrund auf eine eigene Vorsorge verzichten könnten.

Im Rahmen ihrer Beschaffung richten die Marktakteure ihre Vorsorge vor allem an den Marktpreisen und den daraus gebildeten Ausgleichsenergiepreisen kommerziell aus (zur Gasbilanzierung und Ausgleichsenergiepreisen vgl. BNetzA 2014a). Die Ausgleichsenergiepreise übernehmen folglich eine wesentliche Anreizfunktion zum Ausgleich des Bilanzkreises und einer damit unmittelbar verbundenen adäquaten Beschaffung und Vorsorge. Dabei wird grundsätzlich unterstellt, dass die Handelsmärkte zu

jeder Situation ausreichend Liquidität aufweisen. Das System des Ausgleichsenergiepreises als Anreiz zur Vorsorge stößt aber an seine Grenzen, wenn in Krisenzeiten nicht jede Nachfrage durch ein Angebot an den Handelsmärkten gedeckt werden kann. In diesem Fall ist auch die Bildung eines Ausgleichsenergiepreises nicht mehr ohne weiteres möglich.

Das Verhältnis zwischen den deutschen Gasverbräuchen und den Handelsvolumina der Day-Ahead-Produkte zeigt, dass die Liquidität des Spotmarkts bislang immer noch sehr begrenzt ist. Die Gasverbräuche in den Marktgebieten übersteigen die Day-Ahead gehandelten Volumina in der Regel um ein Mehrfaches. Im Mittel verbrauchten die Gaskunden im Jahr 2014 knapp das Zweifache der Gasmengen, die Day-Ahead umgeschlagen wurden. In manchen Monaten, insb. im Winter, wird fast vier Mal mehr Erdgas in den Marktgebieten verbraucht, als der Spotmarkt Day-Ahead an Liquidität (Handelsvolumina) aufweist.

Vor diesem Hintergrund lässt sich festhalten, dass eine in Krisenfällen eingesetzte Speichervorsorge die Anreize des Bilanzierungssystems (in Form des Ausgleichsenergiepreises) nicht negativ beeinflusst, sondern vielmehr systemstützend wirkt. Sie verhindert in Krisensituationen Liquiditätsengpässe an den Handelsmärkten durch ein zusätzliches Gasangebot (Liquidität) und hält damit das System des Ausgleichsenergiepreises aufrecht. Das zugrunde liegende Kalkül der Gashändler und -lieferanten beim Ausgleich des Bilanzkreises durch ausreichende Beschaffung in Abhängigkeit des Ausgleichsenergiepreises bleibt davon unberührt.

3 Erfüllungsaufwand

3.1 Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger

Die Implementierung der von INES vorgeschlagenen Regelenergie-Reserve verursacht Kosten, die durch mehrere Marktebenen weitergereicht und voraussichtlich am Ende von den geschützten Kunden, also den gasverbrauchenden Bürgerinnen und Bürgern getragen werden. Sie sind zugleich die Nutznießer der Regelenergie-Reserve.

Die Kosten der Gasvorsorge entstehen durch eine Einschränkung der vorsorgeleistenden Speichernutzer in ihrer Speichernutzung (Opportunitätskosten). Über die vorgeschlagenen Regelenergieprodukte werden diesen Speichernutzern die Opportunitätskosten durch die Marktgebietsverantwortlichen erstattet. Die Opportunitätskosten werden von den Marktgebietsverantwortlichen in Form einer Vorsorge-Umlage auf die Gaslieferanten gewälzt, die voraussichtlich ihrerseits die Kosten an die geschützten Kunden weiterreichen.

Bei den geschützten Kunden handelt es sich im Sinne der Erdgas-SoS-VO um Haushaltskunden oder Fernwärmanlagen, die Haushaltskunden mit Wärme beliefern. Als Haushaltskunden werden Letztverbraucher verstanden, die Erdgas überwiegend für den Eigenverbrauch im privaten Haushalt, vor allem für die Bereitstellung von Wärme nutzen (vgl. § 3 Nr. 22 EnWG). Der gasbasierte Wärmebedarf der Bürgerinnen und Bürger ist folglich durch die Regelenergie-Reserve abgesichert.

Im Rahmen einer Analyse der Einschränkungen in der Speichernutzung ließen sich die Opportunitätskosten der von INES empfohlenen Gasvorsorge für das Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 rückblickend quantifizieren. Ein Haushalt mit einem jährlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh wäre im Gaswirtschaftsjahr mit 1,04 Euro pro Jahr zusätzlich belastet worden. Zur Ermittlung dieser Kostenbelastung wurden zunächst die gesamten Opportunitätskosten auf den Jahresverbrauch aller geschützten Kunden umgelegt, um die Vorsorge-Umlage in Höhe von 0,0052 Cent pro kWh zu bestimmen (siehe hierzu Abschnitt 3.1.2).

3.1.1 Opportunitätskosten vorsorgeleistender Speichernutzer

Opportunitätskosten

Die Opportunitätskosten der vorsorgeleistenden Speichernutzer sind bestimmt durch die Verkaufserlöse, die ihnen aufgrund der Leistungsvorhaltung im Vorsorgezeitraum entgehen. Mit dem Angebot der Regelenergie verpflichten sie sich zur Gewährleistung einer definierten Ausspeicherrate bis zum Ende des Vorsorgezeitraums und damit auf den Verzicht zur Ausspeicherung eines individuellen Mindestfüllstands. Dieser Mindestfüllstand begrenzt die ausspeicherbaren Gasmengen und mit ihnen die erzielbaren Verkaufserlöse der vorsorgeleistenden Speichernutzer.

Für die Quantifizierung der entgangenen Erlöse ist dem Ausspeicherverhalten vorsorgeleistender Speichernutzer das Verhalten von Speichernutzern gegenüberzustellen, die keine Restriktionen in ihrer Speichernutzung zu beachten haben. Diese Gegenüberstellung wurde im Rahmen der folgend beschriebenen Analyse vorgenommen. Dabei wurde ein optimales Verhalten aller Speichernutzer angenommen. Es wurde zudem unterstellt, dass den Speichernutzern die Preissituation über den gesamten

Betrachtungszeitraum bereits zu Beginn bekannt ist (vollständige Information). Das heißt, bei höchsten Verkaufspreisen speichern beide Speichernutzer im Rahmen der technischen Möglichkeiten mit den höchstmöglichen Ausspeicherraten aus. Auf diese Weise wurden im Rahmen der Analyse die maximalen Erlöse ermittelt. Es zeigt sich, dass die Leistungsvorhaltung dazu führt, dass vorsorgeleistende Speichernutzer geringere Erlöse erwirtschaften können. Diese entgangenen Erlöse definieren bereits die Opportunitätskosten, da die Vorhaltepflcht für die Vorsorge das Einspeicherverhalten und damit die Kosten der Gasbeschaffung nicht beeinflusst. Die weiteren Ausführungen beschränken sich deshalb auf die Betrachtung der Ausspeicherungen und damit verbundener Gasverkäufe.

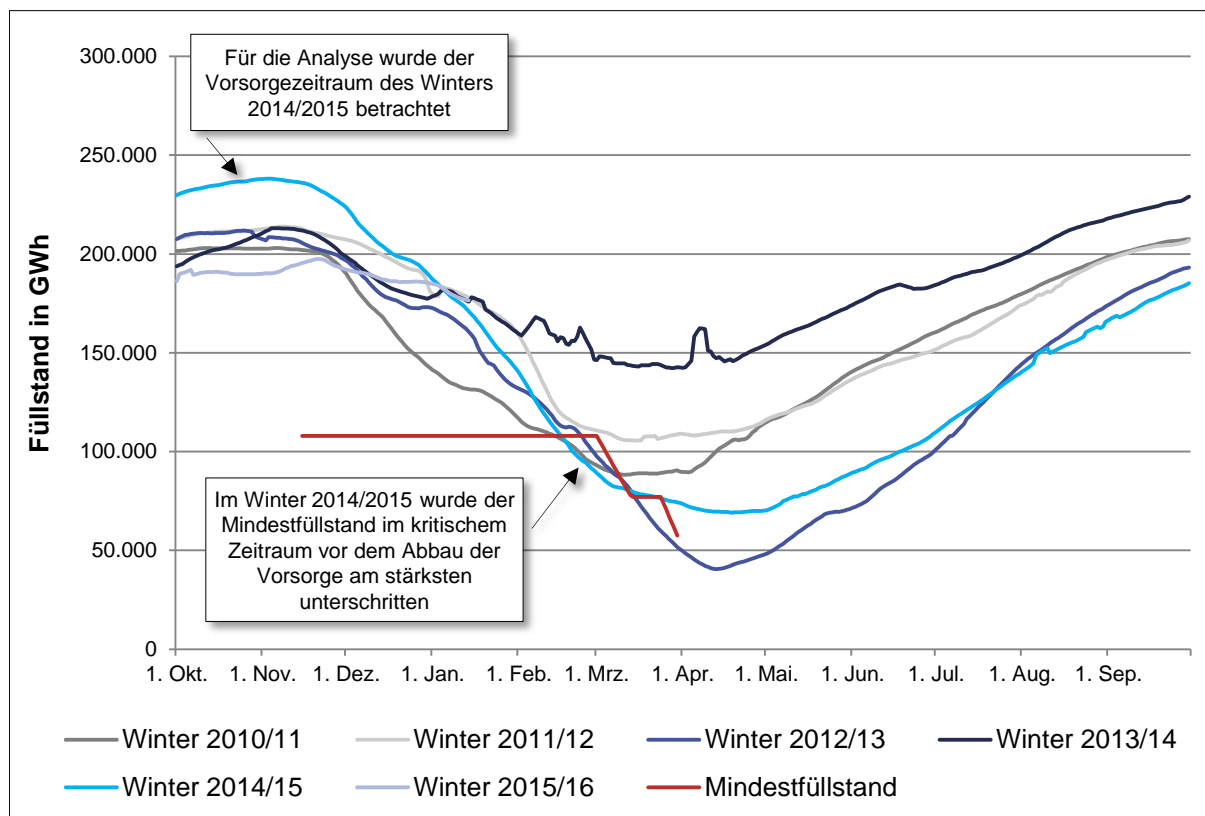
Datengrundlage

Die Analyse basiert auf historischen Daten zu den Speicherfüllständen, Ausspeicherraten und Verkaufspreisen im Vorsorgezeitraum des Gaswirtschaftsjahres 2014/2015.

Für die repräsentative Modellierung der deutschen Erdgasspeicher wurde auf die Daten zu den deutschen Erdgasspeichern zurückgegriffen, die über die Plattform Aggregated Gas Storage Inventory (vgl. AGSI 2015) des Verbandes Gas Storage Europe (GSE) veröffentlicht werden. Die von AGSI erfassten Füllstände und Speicherbewegungen wurden über eine Glättung von extremen Ausschlägen bereinigt. Diese können beispielsweise durch einen Ausfall oder eine Verzögerung bei der Datenübertragung entstehen. Der Füllstand zu Beginn des Vorsorgezeitraums wurde anhand der bereinigten Ein- und Ausspeicherbewegungen fortgeschrieben. Diese Fortschreibung anhand der Ein- und Ausspeicherbewegungen führte zu geringfügigen Abweichungen zu den von AGSI ausgewiesenen Füllständen.

Als Betrachtungszeitraum wurde das Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 ausgewählt, da in diesem Gaswirtschaftsjahr im kritischen Zeitraum der tatsächliche Speicherfüllstand den erforderlichen Mindestfüllstand im Vergleich zu den übrigen vergangenen fünf Gaswirtschaftsjahren am stärksten unterschritten hat (siehe Abbildung 11). Die Restriktion aus der Regenergie-Reserve und damit die Höhe der Opportunitätskosten waren im betrachteten Winter demnach am größten. Die Betrachtung des Vorsorgezeitraums ist für die Analyse ausreichend, da nur vom 15. November 2014 bis zum 30. März 2015 ein Mindestfüllstand zur Abbildung der Regenergie-Reserve aufrechtzuerhalten ist und entsprechend auch nur dann Restriktionen für die Ausspeicherung bestehen.

Abbildung 11: Entwicklung des Füllstands der deutschen Erdgasspeicher



Quelle: Eigene Darstellung, AGSI (2015)

Für die Bestimmung der optimalen Verkaufszeitpunkte und die monetäre Bewertung der Gasmengen wurden die Handelsdaten der Day-Ahead-Produkte der Handelsplattform PEGAS von European Energy Exchange (EEX) und Powernext des betrachteten Zeitraums ausgewertet. Zur Abdeckung des Gesamtmarktes wurde der Handel in den beiden deutschen Marktgebieten GPL und NCG berücksichtigt. Da regionale Gegebenheiten in der Analyse keine Berücksichtigung fanden, wurden die Handelsdaten marktgebietsübergreifend zusammengefasst. Der Terminmarkt wurde im Verlauf der Analyse ausgeschlossen, da im betrachteten Zeitraum höhere Erlöse am Spotmarkt erzielt werden konnten.

Die ausgewerteten Handelsdaten umfassen für jeden Tag des Vorsorgezeitraums mindestens zwei Kombinationen aus Börsenpreis und Handelsvolumen. Zum einen kann es für einen Liefertag mehrere Handelstage geben, da Spotmarkt-Produkte mit Lieferungen am Wochenende oder an Feiertagen bereits mehrere Tage im Voraus gehandelt werden. Zum anderen wird je Marktgebiet ein Tageshöchst- und -tiefstpreis sowie das Handelsvolumen des Tages ausgewiesen.

Die Analyse beschränkt sich auf eine Quantifizierung der Opportunitätskosten, die im Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 für die von INES vorgeschlagene Regelenergie-Reserve entstanden wären. Die ermittelten Opportunitätskosten zukünftiger Jahre können sich bei starken Abweichungen in der Speichernutzung verändern. Dennoch geben sie eine gute Orientierung für die Kosten der vorgeschlagenen Regelenergieprodukte.

Monetäre Bewertung der Gasmengen

Eine monetäre Bewertung der ausgespeicherten Gasmengen bzw. Bestimmung der mit den Ausspeicherungen erzielten Verkaufserlöse erfolgte in mehreren Schritten. Zunächst wurden tagesscharf die optimalen Verkaufszeitpunkte innerhalb des Versorgungszeitraums und für diese Zeitpunkte die technisch höchstmögliche ausspeicherbare Gasmenge identifiziert. Im Anschluss wurde die ausgespeicherte Menge über eine Preiskaskade mit den historischen Verkaufspreisen des Tages bewertet und damit ein Verkaufserlös berechnet.

Zur Ermittlung der optimalen Verkaufszeitpunkte wurde basierend auf den historischen Börsenpreisen und Handelsvolumina für jeden Tag des Vorsorgezeitraums ein volumengewichteter Verkaufspreis berechnet. Auf Basis dieser Verkaufspreise wurde eine Rangfolge gebildet, um die Tage mit den höchsten Preisen und damit die optimalen Verkaufszeitpunkte zu identifizieren.

Die höchstmögliche am Tag ausspeicherbare Gasmenge wurde unter Berücksichtigung der technisch maximalen Ausspeicherrate der Erdgasspeicher bestimmt. Bei vorsorgeleistenden Speichernutzern wurde zudem der zur Darstellung der Regelenergieprodukte erforderliche Mindestfüllstand beachtet.

Die Ausspeicherrate der Erdgasspeicher ist durch ihre Leistungsfähigkeit begrenzt. Für die Analyse wurde eine maximale Ausspeicherrate von rd. 3.536 GWh pro Tag angenommen. In den vergangenen fünf Wintern war dies die höchste aufgetretene Ausspeicherrate. Sie wurde am 7. Februar 2012 erreicht. Die Speichercurve in Abbildung 6 zeigt, dass die Leistungsfähigkeit der Speicher ausreichend ist, um diese Ausspeicherrate bei allen im Betrachtungszeitraum auftretenden Füllständen darzustellen. Die Höhe des Mindestfüllstands wurde in Abschnitt 2.1.1 ausführlich aus der Leistungsvorhaltung für die Vorsorgeszenarien des Versorgungsstandards hergeleitet.

Für die Berechnung der Verkaufserlöse wurde für jeden Tag innerhalb des Vorsorgezeitraums eine Preiskaskade aufgestellt. Anhand der Preiskaskade ließen sich die Verkaufserlöse der innerhalb eines Tages ausgespeicherten Gasmengen bestimmen. Dabei wurden die historischen Handelsvolumina der einzelnen Preise innerhalb des Tages berücksichtigt. Sobald die an einem Tag ausgespeicherten Gasmengen das historisch an diesem Tag gehandelte Volumen in der Analyse überschritten haben, wurden diese Gasmengen mit dem niedrigsten Börsenpreis des Tages bewertet.

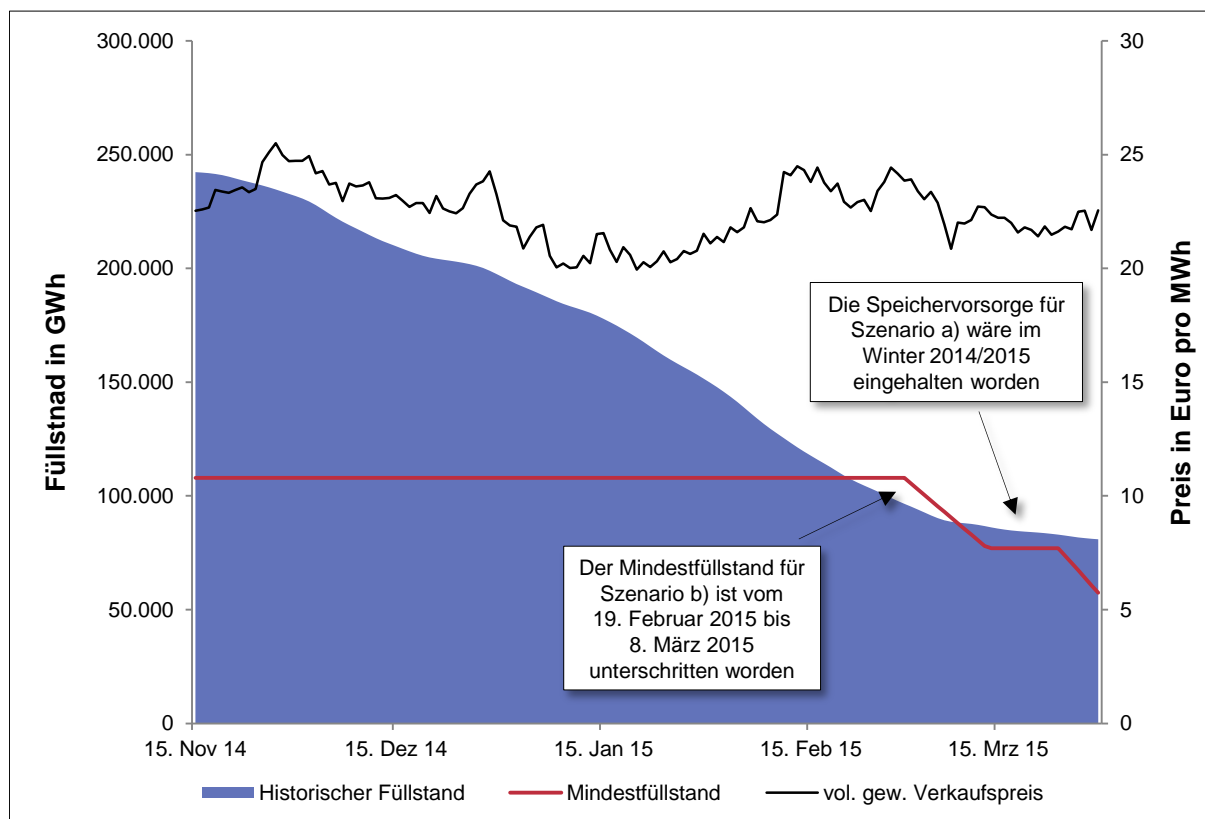
Im Ergebnis wurden die maximalen Verkaufserlöse unter Berücksichtigung der tatsächlichen historischen Handelsvolumina und den damit verbundenen untertägigen Gaspreisen ermittelt.

Speichernutzer ohne Vorsorge bei historischem Ausspeicherverhalten

Nachfolgend wird zunächst auf das historische und dann auf ein optimiertes Ausspeicherverhalten der Speichernutzer ohne Vorsorge eingegangen. Erst im Anschluss wird das optimierte Ausspeicherverhalten vorsorgeleistender Speichernutzer analysiert. Abschließend werden die jeweils erwirtschafteten Erlöse gegenübergestellt und damit die Opportunitätskosten quantifiziert.

Zur Analyse eines Speichernutzers ohne Optimierung des Ausspeicherverhaltens bei vollständiger Information und ohne Einschränkungen in der Speichernutzung wurden die Ausspeicherungen entsprechend der historischen Speicherfüllstände des Gaswirtschaftsjahres 2014/2015 zugrunde gelegt. Diese Füllstände und den Mindestfüllstand für vorsorgeleistende Speichernutzer zeigt die Abbildung 12 für den Vorsorgezeitraum.

Abbildung 12: Füllstand der Speichernutzer ohne Vorsorge bei historischem Ausspeicherverhalten im Vorsorgezeitraum 2014/2015



Quelle: Eigene Darstellung

Der Füllstand betrug zu Beginn des Vorsorgezeitraums am 15. November 2014 rund 242.000 GWh. Am Ende des Zeitraums am 30. März 2015 waren noch ca. 81.000 GWh Erdgas eingespeichert. Die Einspeicherung in diesem Zeitraum lag bei rund 6.500 GWh und war damit gering. Ausgespeichert wurden hingegen rund 168.000 GWh. Der Füllstand änderte sich entsprechend um rund 161.000 GWh. Die im Betrachtungszeitraum ausgespeicherten Gasmengen konnten im Rahmen der Analyse mit **3.721 Mio. Euro** bewertet werden, d.h. die Ausspeicherung im Vorsorgezeitraum des Gaswirtschaftsjahres 2014/2015 erzielte rund 3,7 Mrd. Euro Verkaufserlöse.

Das Ausspeicherverhalten lässt sich in drei Abschnitten beschreiben. Im ersten Abschnitt (Mitte November bis Mitte Januar) wurde kontinuierlich mit einer mittleren Ausspeicherrate von rund 1.120 GWh pro Tag ausgespeichert. Diese Ausspeicherrate wurde im zweiten Abschnitt (Mitte Januar bis Ende Februar) auf 1.830 GWh pro Tag erhöht. Im März sank wiederum die Ausspeicherung auf knapp 610 GWh pro Tag stark ab. Die Preissituation für die verbrauchsstarken Monate Januar und Februar wurde demnach überschätzt. Dies lässt sich unter anderem aus der vergleichsweise geringen Ausspeicherung trotz maximaler

Preise am Anfang des Winters ablesen. Vor dem Hintergrund, dass sich diese Preisausschläge nicht vollständig in der Speichernutzung widerspiegeln, lässt sich schlussfolgern, dass die Marktteilnehmer nur bedingt Preisschwankungen vorhersehen können oder anderweitige Kriterien der Speichernutzung zugrunde legen.

Die zur Vorsorge erforderlichen Mindestfüllstände wurden durch das Ausspeicherverhalten im Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 in der Zeit vom 19. Februar bis 8. März 2015 unterschritten. Im Krisenfall hätte der Versorgungsstandard demzufolge mit deutschen Erdgasspeichern bei Annahme durchschnittlicher Leistungsfähigkeit nicht erfüllt werden können. Am 1. März lag die Differenz zwischen den zur Absicherung des Versorgungsstandards erforderlichen Mindestfüllständen und den tatsächlichen Füllständen sogar bei rund 11.400 GWh. Diese Gasmenge verbrauchen rund 570.000 Haushalte in einem Jahr bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh pro Jahr.

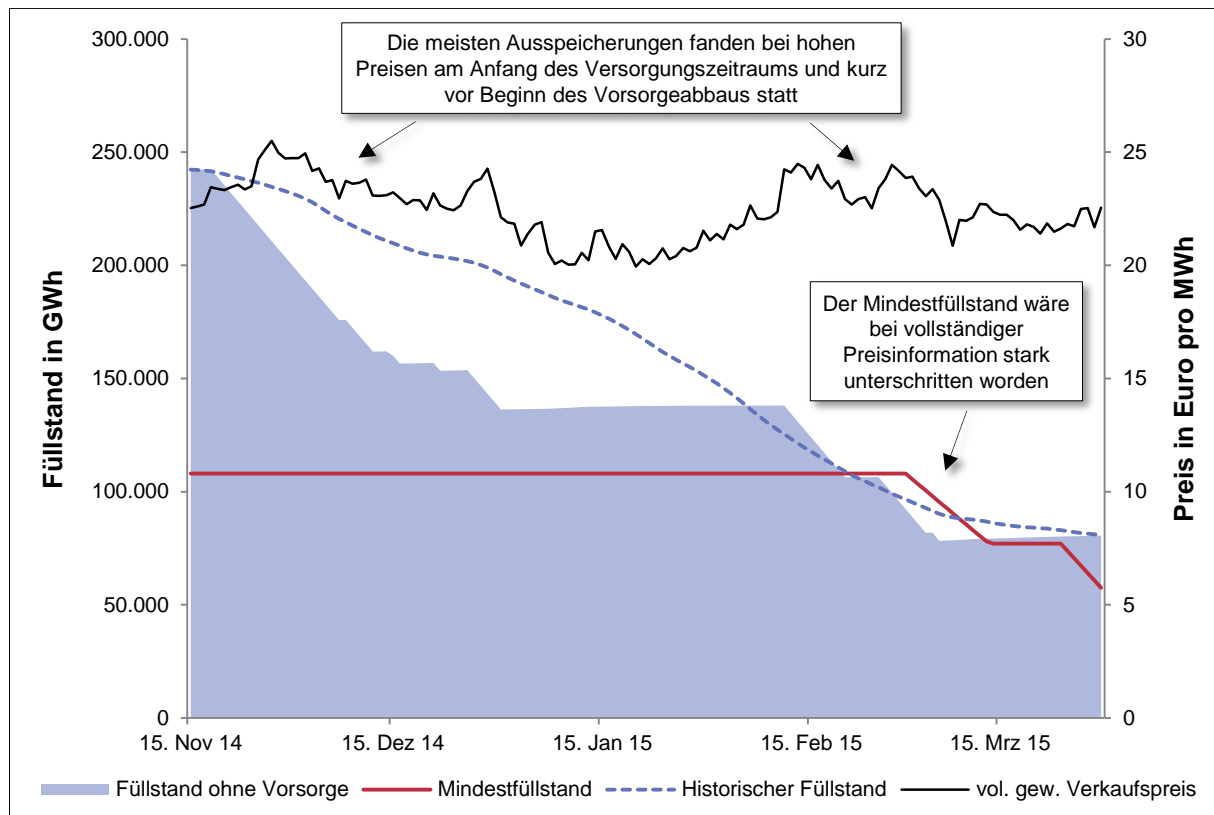
Speichernutzer ohne Vorsorge bei optimiertem Ausspeicherverhalten

Nutzer von Erdgasspeichern, die keine Vorsorge darstellen und denen vollständige Informationen zur Preissituation vorliegen, können im Vergleich zur historischen Ausspeicherung Verkaufserlöse in Höhe von **3.958 Mio. Euro** erwirtschaften. Die Ausnutzung optimaler Verkaufszeitpunkte unter vollständiger Information steigert demnach die Verkaufserlöse um 237 Mio. Euro (6 Prozent). Dabei wurde eine maximal technisch mögliche Ausspeicherung (3.536 GWh pro Tag) bei den höchsten Preisen abweichend von dem tatsächlichen Ausspeicherverhalten unterstellt (siehe Abbildung 13).

Die größten Unterschiede zum historischen Ausspeicherverhalten traten am Anfang des Vorsorgezeitraums auf. Im Februar und März hingegen wurde auch in der Historie zeitweise mit nahezu maximaler Rate ausgespeichert.

Der Mindestfüllstand wäre auch bei einem kommerziell optimalen Ausspeicherverhalten unterschritten worden. Die maximale Unterschreitung der Mindestfüllstände innerhalb des Vorsorgezeitraums liegt bei dieser Betrachtung bei rund 18.600 GWh. Mit Blick auf das Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 lässt sich damit festhalten, dass der Umfang einer Gasvorsorge insb. am Ende des Winters kleiner gewesen wäre, wenn die Speichernutzer die Preisdifferenziale optimal ausgenutzt hätten.

Abbildung 13: Füllstand der Speichernutzer ohne Vorsorge bei optimiertem Ausspeicherverhalten



Quelle: Eigene Darstellung

Speichernutzer mit Vorsorge

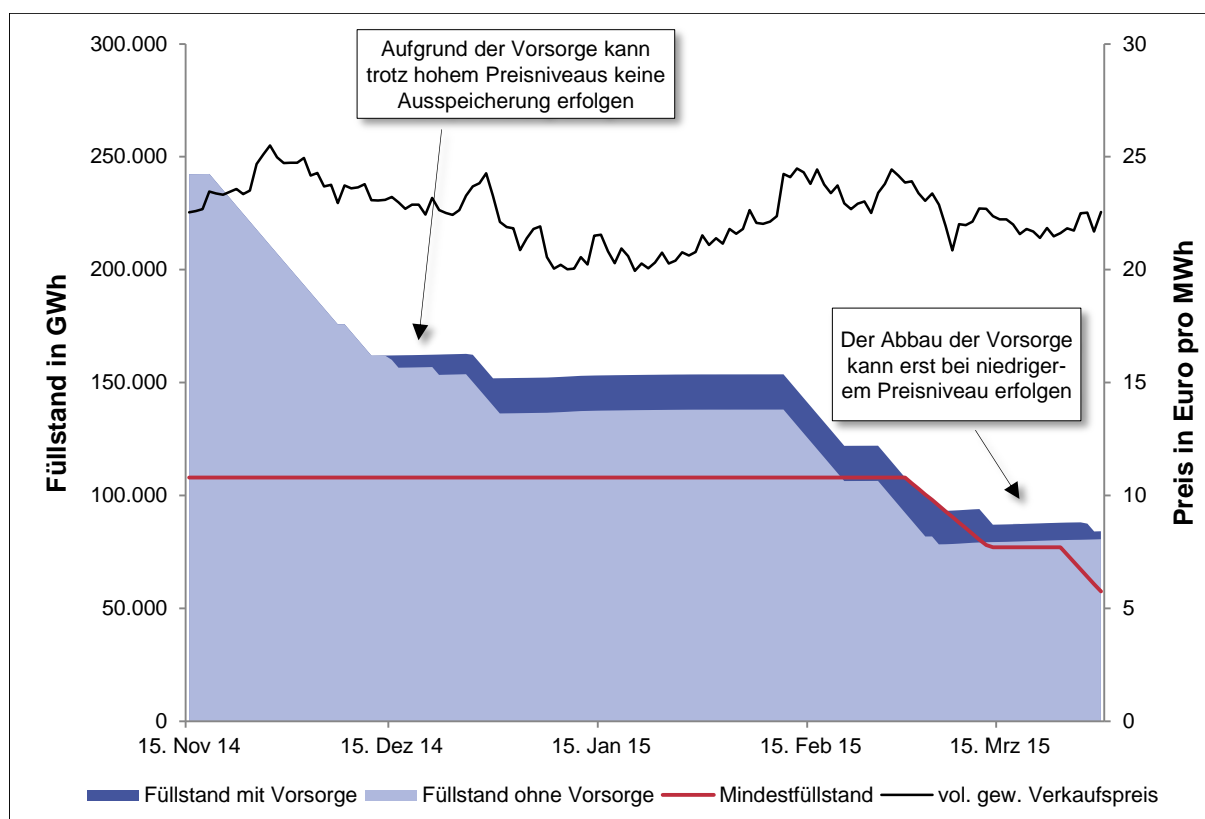
Nutzer von Erdgasspeichern, die die von INES vorgeschlagenen Regelenergieprodukte anbieten und eine damit verbundene Leistung sicherstellen müssen, sind im Vergleich zu Speichernutzern ohne Vorsorge zur Vorhaltung von Mindestfüllständen verpflichtet.

Vom 15. November bis zum 1. März ist bei Annahme der durchschnittlichen Leistungsfähigkeit deutscher Erdgasspeicher ein Mindestfüllstand von rund 107.930 GWh zu erhalten. Die Speichervorsorge bzw. der Mindestfüllstand wird zum Ende des Vorsorgezeitraums schrittweise abgebaut, da die Anzahl an Tagen, für die eine Ausspeicherleistung vorzuhalten ist, abnimmt (der Verlauf des Mindestfüllstands wird im Abschnitt 2.1.1 ausführlich erläutert). Aufgrund der abnehmenden Vorhaltepflcht kann vom 1. März bis zum 13. März mit einer durchschnittlichen Ausspeicherrate von rund 2.500 GWh pro Tag der Mindestfüllstand reduziert werden. Vom 14. März bis zum 24. März ist ein Mindestfüllstand von 77.037 GWh zu erhalten, um bis zum letzten Tag des Vorsorgezeitraums gemäß Szenario a) „Sieben Tage Spitzenlast“ eine Tagesspitzenlast decken zu können. Vom 24. März bis 30. März kann dann der verbleibende Mindestfüllstand mit einer mittleren Ausspeicherrate von bis zu 3.260 GWh pro Tag vollständig abgebaut werden.

Ein Speichernutzer, der sich unter Berücksichtigung der Mindestfüllstände kommerziell optimal in seiner Speichernutzung verhält, hätte im Vorsorgezeitraum des Gaswirtschaftsjahres 2014/2015 nur Verkaufserlöse in Höhe von **3.943 Mio. Euro**

erwirtschaften können. Demnach ist die Nutzungsmöglichkeit optimaler Verkaufszeitpunkte dieser Speichernutzer gegenüber Speichernutzern, die keine Mindestfüllstände einhalten müssen, eingeschränkt. Vorsorgeleistende Speichernutzer hätten in der zweiten Hälfte des Dezembers auf Ausspeicherungen verzichten müssen, obwohl sie hohe Verkaufspreise erzielen hätten können. Erst ab dem 1. März wäre ihnen wieder eine Ausspeicherung aufgrund des schrittweisen Abbaus der Vorsorge möglich gewesen. Ein Verkauf dieser sukzessiv abbaubaren Mengen erwirtschaftet allerdings geringere Verkaufserlöse. Den Verlauf der optimalen kommerziellen Ausspeicherung unter Berücksichtigung der zur Leistungsvorhaltung erforderlichen Mindestfüllstände zeigt die Abbildung 14.

Abbildung 14: Vergleich der Füllstände der Speichernutzer und vorsorgeleistenden Speichernutzer bei optimiertem Ausspeicherverhalten



Quelle: Eigene Darstellung

Ergebnis der Analyse

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass mit einer kommerziell optimalen Speichernutzung bei vollständiger Information im Vorsorgezeitraum des Gaswirtschaftsjahres 2014/2015 ohne Restriktionen durch einen Mindestfüllstand, Verkaufserlöse in Höhe von 3.958 Mio. Euro hätten erwirtschaftet werden können. Demgegenüber stehen Verkaufserlöse von 3.943 Mio. Euro, die eine kommerziell optimale Speichernutzung bei Einhaltung der Mindestfüllstände erzielen hätte können. Aufgrund der Leistungsvorhaltung entsprechend der Regelenergieprodukte wären den Speichernutzern mit Vorsorge somit Verkaufserlöse in Höhe von **15,4 Mio. Euro** entgangen. Zumindest diese Opportunitätskosten müssten den Speichernutzern von den Marktgebietsverantwortlichen über die Regelenergieprodukte vergütet werden.

3.1.2 Wälzung der Vorsorgekosten (Vorsorge-Umlage)

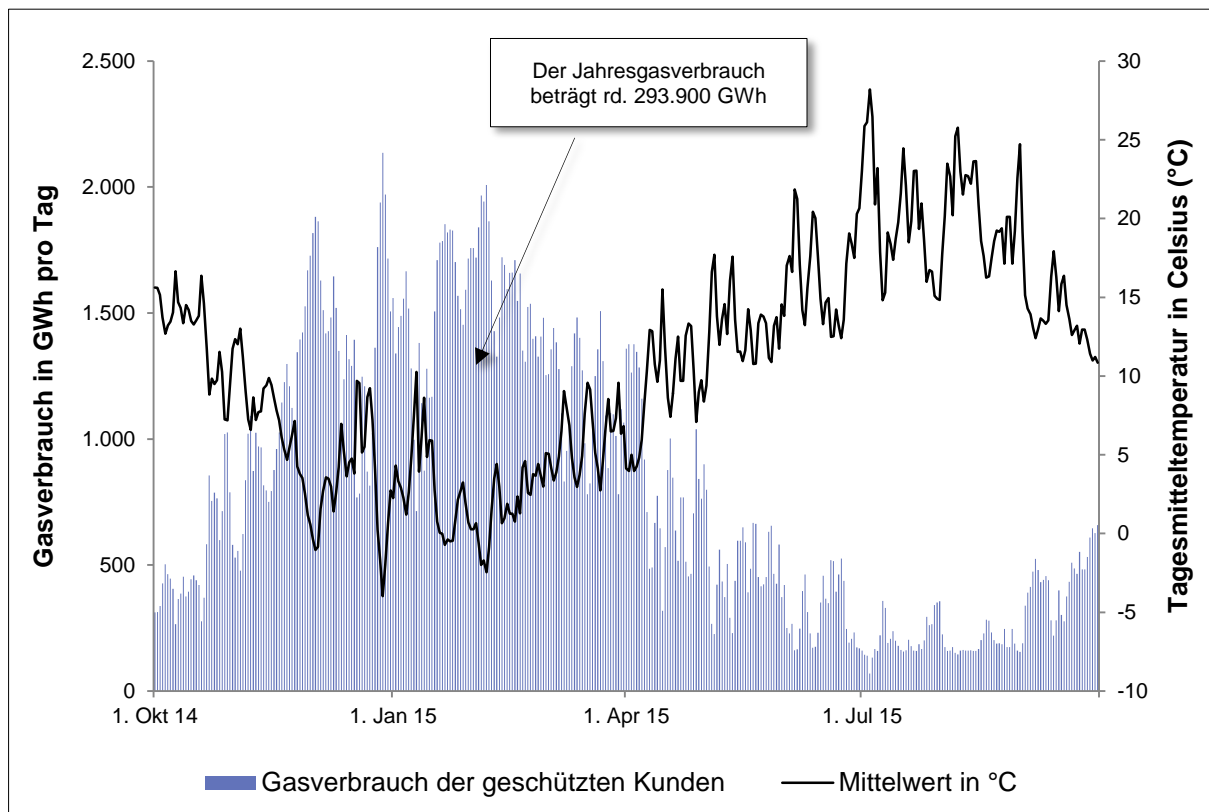
Um die Opportunitätskosten der Anbieter einer Regelenergie-Reserve anteilig auf die Gaslieferanten für die von ihnen belieferten geschützten Kunden aufteilen zu können, ist zunächst eine Vorsorge-Umlage (Euro pro kWh) zu bestimmen. Dafür sind die Gasverbräuche der geschützten Kunden des Gaswirtschaftsjahres, für das die Regelenergie-Reserve vorgehalten wird, zu prognostizieren.

Es wird im Folgenden angenommen, dass die Gaslieferanten die zusätzlichen Beschaffungskosten über eine Erhöhung der Gaspreise in Höhe der Vorsorge-Umlage vollständig an die geschützten Kunden weiterreichen. Deshalb wurde zur Ermittlung der Kosten eines Haushalts die Vorsorge-Umlage im Anschluss an die Berechnung mit dem angenommen Gasverbrauch eines Haushaltes in Höhe von rund 20.000 kWh multipliziert.

Jahresgasverbrauch

Der Jahresgasverbrauch der geschützten Kunden setzt sich im Wesentlichen aus dem Einsatz von Erdgas zur Wärmebereitstellung zusammen und ist damit stark temperaturabhängig (siehe hierzu auch Abbildung 3). Er kann demnach anhand der Temperaturdaten des Deutschen Wetterdienstes (vgl. DWD 2015) für das Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 berechnet werden (siehe Abbildung 14). Für den Zeitraum des betrachteten Gaswirtschaftsjahres vom 1. Oktober 2014 bis zum 30. September 2015 ließ sich ein Gasverbrauch der geschützten Kunden in Höhe von rund 293.900 GWh ermitteln.

Abbildung 15: Gasverbrauch der geschützten Kunden im Gaswirtschaftsjahr 2014/15



Quelle: Eigene Darstellung

Ergebnis

Eine Aufteilung der Opportunitätskosten in Höhe von 15,4 Mio. Euro für den Vorsorgezeitraum zwischen dem 15. November 2014 und 30. März 2015 auf den gesamten Gasverbrauch der geschützten Kunden im Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 in Höhe von rund 293 TWh ergibt eine Vorsorge-Umlage in Höhe von **0,0052 Cent pro kWh**. Für einen Haushalt mit einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh ergeben sich folglich zusätzliche Kosten von **1,04 Euro pro Jahr**. Obwohl im betrachteten Gaswirtschaftsjahr der Mindestfüllstand um eine Gasmenge unterschritten worden ist, die dem Jahresverbrauch von ca. 570.000 Haushalten entspricht, sind diese zusätzlich entstehenden Kosten marginal.

3.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft entsteht in Form der Administrationskosten für die Errichtung einer Regelennergie-Reserve bei den Marktgebietsverantwortlichen. Es ist jedoch anzunehmen, dass die bei einer Ausschreibung der Regelennergieprodukte entstehenden Kosten im Vergleich zu den Opportunitätskosten der vorsorgeleistenden Speichernutzer vernachlässigbar sind. Die bilateralen Plattformen sind bereits eingerichtet und das Ausschreiben von langfristigen Regelennergieprodukten ist für die Marktgebietsverantwortlichen ein gewohntes Geschäft. Aus diesem Grund werden die Administrationskosten im Rahmen dieser Studie nicht näher beziffert.

Da die Regelennergie-Reserve den geschützten Kunden (im Wesentlichen Haushaltskunden), d.h. den Bürgerinnen und Bürgern in Deutschland zu Gute kommt und diese zugleich auch Kostenträger sein würden, entstehen den Industriekunden keine zusätzlichen Kosten in Form einer Vorsorge-Umlage. Damit verbleibt allerdings auch ein erhöhtes Mengenrisiko für die Industriekunden im Zusammenhang mit ihrer Gasbelieferung.

Über die einschlägigen Branchenverbände (VIK, DIHK und VCI) haben sich die Unternehmen der Kundengruppe industrieller Verbraucher für eine Reduktion des Mengenrisikos durch Nutzung von Potenzialen in der Lastverschiebung im Rahmen eines Demand-Side-Managements ausgesprochen. Dieser Vorschlag erscheint geeignet, um Lieferausfälle für diese Kundengruppe zu überbrücken und wurde deshalb im Rahmen des BMWi-Eckpunktepapiers zur Gasversorgungssicherheit aufgegriffen (vgl. BMWi 2015a). Unbeantwortet bleibt in diesem Zusammenhang allerdings, ob die Gaslieferanten tatsächlich in Krisenzeiten in der Lage sein werden, die extrem hohen volkswirtschaftlichen Kosten zu bewältigen. Immerhin nehmen die Verbände für eine Lastverschiebung Kosten in Höhe von 500 Euro pro MWh an (vgl. DIHK et al. 2015, S. 5).

Da eine Analyse der zweiten im Rahmen des BMWi-Eckpunktepapiers vorgeschlagenen Maßnahme jedoch nicht im Vordergrund dieser Studie steht, wird dieser Zusammenhang nicht tiefergehend beleuchtet. Feststellen lässt sich jedoch, dass das Demand-Side-Management zur Absicherung der Belieferung von Haushaltskunden und damit der geschützten Kunden ungeeignet ist, da diese Lastverschiebungen nicht gewinnbringend vornehmen können. Folgerichtig differenziert das BMWi in seinem Eckpunktepapier zur Gasversorgungssicherheit auch zwei Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Gasversorgungssicherheit aller Gaskunden (vgl. BMWi 2015a).

3.3 Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Der Erfüllungsaufwand für das BMWi steigt, wenn überhaupt, nur geringfügig. Dem BMWi obliegt als zuständige Behörde die Überwachung der Einhaltung der Regelungen der Erdgas-SoS-VO, insb. des Versorgungsstandards, durch die verpflichteten Gaslieferanten. Zur Erfüllung dieser Aufsichtspflicht wurden in der Vergangenheit sogar die in Deutschland im Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) organisierten Gaslieferanten stichprobenartig abgefragt. Dabei wurde überprüft, wie sie ihrer Pflicht gemäß § 53a EnWG auf unternehmensindividueller Ebene nachkommen. Dieser Aufwand wird mit der Einführung einer zentral über die Marktgebietsverantwortlichen eingerichteten Regelenergie-Reserve zur Erfüllung des Versorgungsstandards deutlich reduziert. In diesem Fall reicht zur Erfüllung der Aufsichtspflicht eine Abfrage der beiden Marktgebietsverantwortlichen im Vorfeld des Versorgungszeitraums aus, ob sie eine Gasvorsorge über die Regelenergieprodukte einrichten konnten, die eine sichere Gasbelieferung im Sinne des Versorgungsstandards sicherstellt.

4 Handlungsempfehlung

In Abgrenzung zum Demand-Side-Management der industriellen Verbraucher ist für die anstehende politische Entscheidung zur Ausgestaltung der ersten im Rahmen des BMWi-Eckpunktepapiers vorgeschlagenen Maßnahme (Schaffung einer Regelenergie-Reserve beim MGV für Engpasssituationen) zu empfehlen, die Gasbelieferung der Haushaltskunden mit einer Leistungsvorhaltung über den Einsatz langfristiger Regelenergieprodukte adäquat abzusichern. Der europäische Rechtsrahmen schreibt den EU-Mitgliedstaaten bereits heute mit dem Versorgungsstandard vor, für die Belieferung der geschützten Kunden (im wesentlichen Haushaltskunden) in realitätsnahen Extremszenarien Gasmengen vorzusorgen. Zur Umsetzung hat INES mit den zwei vorgeschlagenen Regelenergieprodukten („Sieben-Tage-Spitzenlast“ und „30-Tage-Kälte“) eine konkrete Möglichkeit dargelegt und beantwortet damit wesentliche Fragestellungen, die mit dem grundsätzlichen Wunsch des BMWi zum Aufbau einer Regelenergie-Reserve bei den Marktgebietsverantwortlichen durch Nutzung langfristiger Regelenergieprodukte (MOL 4) verbunden sind.

Die marktbasierende Einrichtung einer Speichervorsorge und Vergütung der Opportunitätskosten, die den potenziellen Anbietern durch eine Einschränkung ihrer Speichernutzungsmöglichkeiten entstehen, ermöglicht eine kostengünstige Reduktion des mit der Belieferung geschützter Kunden verbundenen Mengenrisikos. Im Vergleich zu alternativen Branchenvorschlägen sind die ausgewiesenen Kosten in Höhe von 15,4 Mio. Euro pro Jahr oder 1,04 Euro pro Haushalt und Jahr äußerst gering, obwohl die Regelenergie-Reserve alle drei Szenarien gemäß Versorgungsstandard absichert.

INES greift mit dem Vorschlag eine Empfehlung des BMWi-Speichergutachtens auf, das im Teil 8 als flankierende Maßnahme eine Schärfung der Vorgaben des § 53a EnWG vorsieht. Das Gutachten des BMWi hatte analog zu den Debatten zum Strommarktdesign „Sowieso-Maßnahmen“ zur Umsetzung vorgeschlagen. Mit dem Vorschlag zur Einrichtung einer Regelenergie-Reserve verfolgt das BMWi nun auch im Gasmarkt konsequent einen Weg in Richtung Versorgungssicherheit, der im Strommarkt bereits durch die Regelungen zu einer Kapazitätsreserve vorgezeichnet ist.

Literaturverzeichnis

AGGREGATED GAS STORAGE INVENTORY (2015): EU 28 Storage Data. Germany, online unter: <http://transparency.gie.eu/> [Zugriff: 27.01.2016].

ANREIZREGULIERUNGSVERORDNUNG (ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (2015): Aufkommen und Export von Erdgas im Jahr 2014, Ausgewählte Statistik.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2014): Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland. Gemäß Art. 4 der VERORDNUNG (EU) Nr. 994/2010 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, online unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff: 27.01.2016].

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2015a): Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit. Eckpunktepapier, online unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff: 27.01.2016].

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2015b): Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt.

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (2014a): Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, GaBi Gas 2.0).

BUNDESNETZAGENTUR (2014b): Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV (KOLA). Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.4a ARegV und § 50 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV.

BUNDESREGIERUNG (2015): Antwort auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, Annalena Baerbock, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Sicherung der Gasversorgung für Haushaltskunden und Reduzierung der Abhängigkeit (Drucksache 18/6142).

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (2015a): Beitrag von Erdgas zur CO₂-Minderung und Stabilität der Versorgung. Eckpunktepapier Gasmarktdesign, online unter:

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/5C8E606E1C392B8BC1257E3B0043339F/\\$file/452_Eckpunktepapier%20Gasmarktdesign_2015-03-26.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/5C8E606E1C392B8BC1257E3B0043339F/$file/452_Eckpunktepapier%20Gasmarktdesign_2015-03-26.pdf) [Zugriff: 27.01.2016].

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (2015b):

Kooperationsvereinbarung Gas. Leitfaden Krisenvorsorge Gas, online unter:

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A1566EA4942D4ED1C1257E7400332F41/\\$file/Leitfaden_Krisenvorsorge_Gas.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A1566EA4942D4ED1C1257E7400332F41/$file/Leitfaden_Krisenvorsorge_Gas.pdf) [Zugriff: 27.01.2016].

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (2015c): ERDGASAUFKOMMEN UND -VERBRAUCH IN DEUTSCHLAND.

DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG, VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE E.V. UND VERBAND DER INDUSTRIELLEN ENERGIE- UND KRAFTWIRTSCHAFT E.V. (2015):

Demand Side Management als Beitrag zur Gasversorgungssicherheit – Gemeinsamer Vorschlag von VIK, DIHK und VCI. Einführung eines DSM-Regelenergieproduktes zur Gaskrisenvorsorge.

DEUTSCHER WETTERDIENST (2015): Klimadaten Deutschland, online unter:

<http://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html> [Zugriff: 27.01.2016].

ENERGIESICHERUNGSGESETZ (EnSiG) 1975 vom 20. Dezember 1974 (BGBl. I S. 3681), das zuletzt durch Artikel 324 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

EU-VERORDNUNG (Nr. 994/2010) des europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, S. 7ff, online unter:
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:DE:PDF> [Zugriff: 27.01.2016].

GASNETZZUGANGSVERORDNUNG (GasNZV) vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 314 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

INITIATIVE ERDGASSPEICHER E.V. (2015): Aggregierte deutsche Speicherkurve. Die Leistungsfähigkeit deutscher Erdgasspeicher in Abhängigkeit des Füllstands.

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN E.V. (2015): Positionspapier. Zum BMWi Speichergutachten zu „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt“.

VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E. V. (2015): Eckpunktepapier: Das FNB Gas Versorgungssicherheitskonzept, online unter: http://www.fnb-gas.de/files/2015_10_26_fnb_gas_eckpunktepapier_versorgungssicherheitskonzept.pdf [Zugriff: 10.02.2016].

VERIVOX (2016): Gasanbieter in Deutschland, Wettbewerb zwischen Gasanbietern wächst, online unter: <http://www.verivox.de/gasanbieter/> [Zugriff: 21.01.2016].