

Diskussionspapier

Transparentes Monitoringsystem über die Einhaltung der Vorsorgepflicht

Umsetzungsvorschlag zur EU-Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung

Berlin, 14.07.2017

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, vertritt über 1800 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Stromabsatzes, gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

Zusammenfassung	4
1 Hintergrund	9
2 Definition geschützter Kunden: Anpassungsbedarf in Deutschland	10
3 Transparentes Monitoringsystem	11
4 Monitoringsystem am Beispiel Deutschlands	13
4.1. Spitzenbedarf geschützter Kunden in Deutschland	17
4.2. Belastbare Gas-Infrastruktur	18
4.2.1. Grenzübergangskapazitäten	18
4.2.2. Speicherkapazitäten	24
4.2.3. Vermaschung des Transportnetzes	27
4.2.4. Infrastruktur-Besonderheiten	30
4.3. Ausreichendes Gas-Aufkommen	31
4.4. Funktionierender Markt	40
5 Verzeichnisse	44
5.1. Abkürzungen	44
5.2. Abbildungen	45
5.3. Tabellen	46
5.4. Literatur	47

Zusammenfassung

Die Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung (Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, Erdgas-SoS-VO) macht den EU-Mitgliedstaaten im Versorgungsstandard klare Vorgaben zur Vorsorge für geschützte Kunden, also Haushaltskunden und (wenn der Mitgliedstaat dies entsprechend bestimmt) Fernwärmeanlagen, wesentliche soziale Einrichtungen sowie bestimmte kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Der Versorgungsstandard zielt darauf ab, das Risiko einer eingeschränkten Mengenverfügbarkeit von Gas für den Kreis geschützter Kunden weitgehend zu reduzieren und deren Versorgung auch in Ausnahmesituationen abzusichern.

Darüber hinaus beinhaltet die Erdgas-SoS-VO seit ihrer diesjährigen Novellierung Regelungen zur solidarischen Unterstützung zwischen Mitgliedstaaten, wenn die Versorgung von Haushaltskunden, Fernwärmeanlagen und wesentlichen sozialen Einrichtungen in einem EU-Mitgliedstaat gefährdet ist. Der Solidaritätsmechanismus zielt darauf ab, die essenzielle Gasversorgung in notleidenden Mitgliedstaaten durch die Bereitstellung von Gas aus benachbarten Mitgliedstaaten aufrecht zu erhalten.

Ein einheitliches Vorsorgeniveau in allen Mitgliedstaaten ist essenzielle Grundlage für eine belastbare und krisenfeste Gasversorgungssicherheit in der EU. Voraussetzungen für ein einheitliches Vorsorgeniveau sind zum einen die möglichst harmonisierte Umsetzung der Definition geschützter Kunden¹ und zum anderen die Erfüllung bestehender Vorgaben zur Eigenvorsorge durch die EU-Mitgliedstaaten.

Aus Sicht des BDEW sollte Transparenz darüber bestehen, inwieweit die EU-Mitgliedstaaten die bestehenden Vorgaben zur Eigenvorsorge, wie sie die Erdgas-SoS-VO im Versorgungsstandard macht, erfüllen. So kann ein ungleiches Niveau der Vorsorge zwischen den Mitgliedstaaten vermieden werden. Ein gleiches Maß an Eigenverantwortung begründet die solidarische Unterstützung zwischen Mitgliedstaaten in einem Notfall.

Um Transparenz über die Erfüllung der Vorsorgepflichten der Erdgas-SoS-VO herzustellen, schlägt der BDEW daher die Einführung eines Monitoringsystems auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten vor, das Gegenstand dieses Diskussionspapiers ist.

Gemäß Erdgas-SoS-VO haben die Mitgliedstaaten die Unternehmen, die geschützte Kunden beliefern, zur Vorsorge für den Bedarf geschützter Kunden zu verpflichten. In einem entwickelten Gasmarkt stehen den Unternehmen dabei unterschiedliche Instrumente und Gasbezugsquellen zur Verfügung. Der Gasmarkt ist Gegenstand eines regulatorischen Umfelds,

¹ Die nationale Gesetzgebung Deutschlands (§ 53a EnWG) fasst die Definition geschützter Kunden enger, als es die Erdgas-SoS-VO ermöglicht. Der BDEW schlägt vor, die Definition geschützter Kunden in § 53a EnWG auf sämtliche Letztverbraucher im Gasverteilernetz auszuweiten, bei denen Standardlastprofile Anwendung finden, sowie auf wesentliche soziale Einrichtungen (z.B. Krankenhäuser, Seniorenheime und Unterbringungen für behinderte Menschen), die nicht die Möglichkeit zum Brennstoffwechsel besitzen. Vgl. Kapitel 2 sowie [BDEW-Positionspapier zur Definition geschützter Kunden – Vorschlag zur Anpassung des § 53a EnWG](#) vom 16. November 2016.

welches sich auf das Gasaufkommen, die Gasinfrastruktur und den Handel von Gas auswirkt. Für das regulatorische Umfeld trägt jeder Mitgliedstaat die Verantwortung. Die wesentlichen Voraussetzungen, dass Unternehmen ihrer Pflicht zur Vorsorge nachkommen können, sind:

- 1. Ausreichendes Aufkommen**
- 2. Belastbare Infrastruktur**
- 3. Funktionierender Markt**

Inwieweit die Unternehmen ihrer Vorsorgepflicht in den vorherrschenden Rahmenbedingungen nachkommen können, soll das Monitoringsystem aufzeigen. Auf Basis von Einzelindikatoren aus diesen drei Feldern wird das Gesamtbild der im Mitgliedstaat vorherrschenden Rahmenbedingungen beschrieben. Dies schafft Transparenz darüber, inwieweit die EU-Mitgliedstaaten ihre individuelle Vorsorgepflicht erfüllen und somit ein einheitliches Vorsorgeniveau über die EU hinweg herrscht.

Um größtmögliche Transparenz herzustellen und die Aussagekraft der Ergebnisse im Hinblick auf die Vorsorgepflicht zu gewährleisten, soll sich das Monitoring auf den im jeweiligen Mitgliedstaat vorherrschenden Bedarf geschützter Kunden beziehen. Im Interesse der Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen den Mitgliedstaaten sollen öffentliche Daten verwendet werden.

Die regelmäßige Durchführung des Monitorings durch die Mitgliedstaaten erlaubt es, Entwicklungen in den einzelnen Indikatoren und Feldern aufzuzeigen und zu erfassen. Dazu sollte das Monitoring-Konzept nach Ansicht des BDEW in die Berichtspflichten über die Entwicklungen zur Sicherheit der Energieversorgung gemäß Verordnung über das Governance-System der Energie-Union (Governance-Verordnung) aufgenommen werden.

Tabelle 1 zeigt als Vorlage für das Monitoringsystem die zugrundeliegenden Einzelindikatoren in den Feldern Gas-Infrastruktur, Gas-Aufkommen und Handelsmarkt.

Tabelle 1: Vorlage des Monitorings / Einzelindikatoren.

Durchschnittlicher Tages-Spitzenbedarf geschützter Kunden bei 7 Tagen Extremtemperaturen (1 in 20 Jahren)		
Indikator	Betrag (Absolut)	Ergebnis (relativ zum Spitzenbedarf geschützter Kunden)
Gas-Infrastruktur		
GÜP- und LNG-Importkapazitäten		
Importkapazitäten inkl. phys. Reverse-Flow		
Verhältnis Import- zu Exportkapazitäten		./.
Saldo Import- /Exportkapazitäten		
Größte Importkapazität		./.
Anteil an Gesamt-Importkapazität		./.
Importkapazität bei Ausfall der größten Importkapazität		
Technisches Speicher-Arbeitsgasvolumen		./.
Maximale Ausspeicherleistung		
Abtransportierbare Ausspeicherleistung (bei max. GÜP-Einspeisung)		
Ausspeicherleistung (50 % Füllstand)		
Ausspeicherleistung (30 % Füllstand)		
Grenzfüllstand für Tages-Spitzenbedarf geschützter Kunden		./.
Inseln im Fernleitungsnetz		
Regionale Netzengpässe		
Besonderheiten		

Gas-Aufkommen		
Internationales/globales Aufkommen: Jährliche Produktion (Erwartung 2040)		./.
LNG-Regasifizierungs-kapazitäten EU		./.
Aufkommen Land 1		./.
Aufkommen Land 2		./.
Aufkommen Land 3		./.
Aufkommen national		./.
Erdgasreserven national		./.
Reserven/Verbrauchsquotient		./.
Anzahl alternativer Aufkommen		./.
Ø Physisches Aufkommen		
Ø Physisches Aufkommen mit Ausfall GÜP <i>Mallnow</i>		
Ø Physisches Aufkommen mit Berücksichtigung Exportflüsse		
Produktionskapazitäten Erdgasförderung		
Einspeisekapazitäten Biogasanlagen		
Reichweite Speichermengen		
Ø verfügbare Ausspeicherleistung*		
Markt		
Anzahl Bezugsquellen ²		./.
Herfindal-Hirschmann-Index		./.
Residual-Supply-Index		./.

² WECOM (2016), S. 19: „Der Marktindikator ‚Anzahl der Bezugsquellen‘ gibt die Diversität der Versorgungsquellen eines Gasmarktes an. Dabei wird die Anzahl der Importquellen (ungeachtet ob Zugang über Pipelines oder LNG) festgestellt und eine ggf. bestehende Inlandsproduktion zusätzlich als Quelle gewertet.“

Das transparente Monitoringsystem zur Vorsorgepflicht ist Bestandteil von Umsetzungsvorschlägen zur Erdgas-SoS-VO, die der BDEW im Zuge der in diesem Jahr novellierten Erdgas-SoS-VO entwickelt hat:

Teil 1: Transparentes Monitoringsystem über die Einhaltung der Vorsorgepflicht

Teil 2: Modell zur Umsetzung des Solidaritätsmechanismus

Mit dem Modell zur Umsetzung des Solidaritätsmechanismus hat der BDEW einen Vorschlag entwickelt, wie gemäß den Vorgaben der Erdgas-SoS-VO Solidarität zwischen Mitgliedstaaten unter Einbezug aller relevanten Akteure der betroffenen Mitgliedstaaten (Unternehmen sowie Behörden) prozessual umgesetzt werden kann. Dieser zweite Teil des BDEW-Vorsorge- und Solidaritätsmodells wird in einem gesonderten Diskussionspapier vorgestellt.

1 Hintergrund

Der Versorgungsstandard der Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung (Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Erdgas-SoS-VO) stellt ein Kernelement der Verordnung dar. Der Standard gibt vor, dass in allen Mitgliedstaaten beziehungsweise Regionen der EU dafür Sorge zu tragen ist, dass die Gasversorgung von besonders schützenswerten Kunden („geschützte Kunden“) auch in Fällen einer außergewöhnlich hohen Nachfrage beziehungsweise über längere, intensive Kälteperioden gewährleistet werden kann. Gemäß Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO tragen die Erdgasunternehmen die Verantwortung, Vorsorge für die Gasversorgung dieser geschützten Kunden zu betreiben. Die Verordnung räumt den Unternehmen dabei die Möglichkeit ein, diese Vorsorgepflicht auch durch grenzüberschreitende Vorsorge zu erfüllen, beispielsweise durch Buchung von Speicherkapazitäten in einem angrenzenden Mitgliedstaat. Mit dem Versorgungsstandard zielt die Erdgas-SoS-VO darauf ab, das Risiko einer eingeschränkten Mengenverfügbarkeit von Gas für den Kreis geschützter Kunden weitgehend zu reduzieren und deren Versorgung auch unter den genannten Bedingungen abzusichern.

Im Zuge der diesjährigen Novellierung der Erdgas-SoS-VO wurde neben den oben genannten Regelungen zur Vorsorge auch ein Solidaritätsmechanismus im Entwurf der überarbeiteten Verordnung verankert. Die Erdgas-SoS-VO zeigt nunmehr Regelungen auf, die die sichere Versorgung von Haushalten, wesentlichen sozialen Einrichtungen und Fernwärmanlagen im Fall einer Bedrohung der Versorgungssicherheit in einem Mitgliedstaat dadurch gewährleisten sollen, dass benachbarte Länder diesen notleidenden Mitgliedstaat solidarisch durch Gaslieferungen und Kürzungen im eigenen Verbrauch unterstützen. Die Erdgas-SoS-VO verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, geeignete Maßnahmen in ihren nationalstaatlichen Regelwerken zu implementieren, um diese solidarische Unterstützung von Nachbarstaaten gewährleisten zu können.

Aus Sicht des BDEW sind die aufgezeigten Regelungen zur Solidarität zwischen Mitgliedstaaten in einem solchen Notfall grundsätzlich zu begrüßen:³ Durch diese Maßnahmen wird der europäische Solidargedanke auch in der Gasversorgung abgebildet. Die damit verbundene Steigerung der Versorgungssicherheit stellt einen Mehrwert für alle Mitgliedstaaten der EU und ihre Bevölkerung dar. Gleichzeitig bedeutet sie für den Solidarität leistenden Mitgliedstaat jedoch einen gegebenenfalls deutlichen Eingriff in die Gasversorgung seiner Verbraucher.

Nach Ansicht des BDEW geht daher Solidarität stets auch mit der Erfüllung entsprechender Voraussetzungen im Vorfeld einher. Die Erdgas-SoS-VO benennt mit Artikel 8 im Versorgungsstandard klare Vorgaben zur Eigenvorsorge, die auf nationalstaatlicher Ebene zu erfüllen sind. Die Erfüllung dieser Vorgaben und die Schaffung von Transparenz über deren Einhaltung sind nach Ansicht des BDEW Voraussetzungen dafür, dass Solidarität im Notfall begründet in Anspruch genommen werden kann.

Neben der Erfüllung von Vorgaben zur Eigenvorsorge ist aus Sicht des BDEW auch eine weitgehend harmonisierte beziehungsweise in ähnlicher Form von den Mitgliedstaaten um-

³ Vgl. [BDEW-Positionspapier zur Novellierung der Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung \(Erdgas-SoS-VO\)](#) vom 19. April 2016.

gesetzte Definition „geschützter Kunden“ Grundlage dafür, dass kein Ungleichgewicht zwischen den jeweiligen Vorsorgeniveaus der EU-Mitgliedstaaten vorherrscht. Dazu sollten sich die nationalstaatlichen Definitionen für den Kreis der geschützten Kunden in allen europäischen Mitgliedstaaten kohärent an den Vorgaben der Erdgas-SoS-VO orientieren: **Eine harmonisierte Definition der geschützten Kundengruppen in den EU-Mitgliedstaaten ist die Grundlage für ein einheitliches Vorsorgeniveau in der EU und damit Voraussetzung für die solidarische grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Vermeidung und Kompensation von Gaskrisensituationen.**

Das harmonisierte Definitionsniveau geschützter Kunden und die Erfüllung der Pflichten zur Eigenvorsorge führen zu einem einheitlichen Vorsorgeniveau über die Mitgliedstaaten hinweg. Dies sind nach Ansicht des BDEW Grundlagen für eine belastbare und krisenfeste Gasversorgung in der EU und für eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit von EU-Mitgliedstaaten in Notfallsituationen.

2 Definition geschützter Kunden: Anpassungsbedarf in Deutschland

In der nationalen Gesetzgebung Deutschlands ist der Versorgungsstandard in § 53a EnWG umgesetzt: Gasversorgungsunternehmen haben demnach zu gewährleisten, dass sie Haushaltskunden⁴ sowie die Betreiber von gasbetriebenen Fernwärmeanlagen (soweit sie Haushaltskunden mit Fernwärme versorgen und auf die Versorgung mit Gas angewiesen sind) auch unter den Bedingungen einer außergewöhnlich hohen Nachfrage gemäß der in Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO beschriebenen Szenarien zuverlässig mit Gas versorgen können.

Damit ist die für Deutschland gültige Definition geschützter Kunden jedoch enger fasst, als es die Erdgas-SoS-VO gemäß Artikel 2 ermöglicht: Während in Deutschland ausschließlich Haushaltskunden sowie bestimmte Fernwärmeanlagen als geschützt anerkannt werden, eröffnet die Erdgas-SoS-VO explizit die Möglichkeit zur Ausdehnung des Begriffs „geschützter Kunden“ auch auf „kleine und mittlere Unternehmen, sofern sie an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind, und wesentliche soziale Einrichtungen, sofern sie an ein Erdgasverteilernetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind, vorausgesetzt, dass diese zusätzlichen Kunden nicht mehr als 20 % des Gasendverbrauchs ausmachen“⁵.

Eine alleine an den Begriff der Haushaltskunden angelehnte Definition geschützter Kunden, wie sie in der derzeitigen Form des § 53a EnWG in Deutschland umgesetzt ist, stößt in der Praxis auf Probleme, da netztopologisch eine trennscharfe Abgrenzung zwischen Haushaltskunden und nicht geschützten Gasletztverbrauchern (zum Beispiel kleinere Unternehmen und Gewerbetreibende) vor Ort kaum zu realisieren ist.

Darüber hinaus betont die Erdgas-SoS-VO auch die besondere Schutzwürdigkeit von „Kunden, die soziale Dienstleistungen von grundlegender Bedeutung erbringen, wie zum Beispiel

⁴ Haushaltskunden sind gemäß § 3 Ziffer 22 EnWG Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 kWh nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

⁵ Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Art. 2 Nr. 1 lit. a)

Tätigkeiten im Gesundheitswesen [...]“⁶. Diese essenziellen sozialen Dienste werden jedoch in der vorliegenden Definition des § 53a EnWG nicht berücksichtigt.

Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Definition geschützter Kunden in § 53a EnWG aus Gründen der praxisnahen Umsetzbarkeit auf sämtliche Letztverbraucher im Gasverteilernetz auszuweiten, bei denen Standardlastprofile Anwendung finden.⁷ Darüber hinaus sollten, um die Schutzwürdigkeit unter den Letztverbrauchern angemessen zu differenzieren, neben den Fernwärmeanlagen, die geschützte Kunden beliefern und dafür auf die Gasversorgung angewiesen sind, auch wesentliche soziale Einrichtungen im Gasverteiler- und im Fernleitungsnetz (zum Beispiel Krankenhäuser, Seniorenheime und Unterbringungen für behinderte Menschen), die nicht die Möglichkeit zum Brennstoffwechsel besitzen, als geschützte Kunden angesehen werden.

Eine derart erweiterte Fassung der für Deutschland gültigen Definition geschützter Kunden in § 53a EnWG würde sich in dem von der Erdgas-SoS-VO eröffneten Rahmen bewegen.

3 Transparentes Monitoringsystem

Der BDEW schlägt vor, ein Monitoringsystem über die Erfüllung des Versorgungsstandards auf nationalstaatlicher Ebene der EU-Mitgliedstaaten zu implementieren, um das Niveau der Eigenvorsorge in den Mitgliedstaaten transparent darzustellen. Das Monitoringsystem soll dazu dienen, die vorherrschenden Rahmenbedingungen im Marktumfeld des jeweiligen Mitgliedstaats zu beurteilen und dadurch aufzuzeigen, inwieweit die Gasversorgungsunternehmen in dem jeweiligen Mitgliedstaat in der Lage sind, ihre Verpflichtung zur Vorsorge der Gasversorgung geschützter Kunden zu erfüllen.

Das Monitoring sollte auf Basis öffentlich zugänglicher Daten erfolgen, sodass die Mitgliedstaaten auch einer vergleichbaren und ausgewogenen Informationsbereitstellung in den einzelnen Feldern des Monitoringsystems nachkommen können. Anhand der Zusammenführung dieser Daten sollen die marktlichen Rahmenbedingungen transparent aufgezeigt werden, in denen die Gasversorgungsunternehmen in einem Mitgliedstaat agieren. Dadurch soll der Rückschluss darüber ermöglicht werden, inwieweit der jeweilige Mitgliedstaat seine Pflicht zur Eigenvorsorge erfüllt. Erst durch diese Transparenz qualifizieren sich Mitgliedstaaten für die Inanspruchnahme von Solidarleistungen im Bedarfsfall im Kreise der EU-Mitgliedstaaten.

Aus Sicht des BDEW können Versorgungsunternehmen ihrer Verpflichtung zur Vorsorge gegenüber ihren geschützten Kunden dann bestmöglich und verlässlich nachkommen, wenn sich folgende drei für die Versorgungssicherheit elementaren Felder zu einem belastbaren Rahmen im marktwirtschaftlichen Umfeld eines Mitgliedstaats ergänzen:

⁶ Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Erwägungsgrund (10)

⁷ Vgl. [BDEW-Positionspapier zur Definition geschützter Kunden – Vorschlag zur Anpassung des § 53a EnWG](#) vom 16. November 2016.

1. **Belastbare Gas-Infrastruktur:** Die Existenz einer belastbaren und verlässlichen Gas-Infrastruktur bildet die Grundlage für marktwirtschaftliches Geschehen und ist essenziell für eine zuverlässige und sichere Gasversorgung. Nur, wenn eine ausreichende Gasinfrastruktur bestehend aus Grenzübergangs-, Speicher-, Transport- sowie gegebenenfalls LNG-Kapazitäten vorhanden ist, können Lieferanten ihren Lieferverpflichtungen in der Versorgung des Bedarfs geschützter Kunden nachkommen.
2. **Ausreichendes Gas-Aufkommen:** Die Verfügbarkeit eines ausreichenden Gas-Aufkommens, möglichst aus verschiedenen Bezugsquellen, ist eine weitere Voraussetzung dafür, dass Gasunternehmen geschützte Kunden sicher beliefern können. Diversifikation in den Bezugsquellen trägt dazu bei, die Verlässlichkeit dieses Gas-Aufkommens zur Versorgung des Marktes in einem Mitgliedstaat beziehungsweise einer Teilregion zu erhöhen. Perspektivische Veränderungen im Gasbezug einer Region oder eines Mitgliedstaats sollten dabei frühzeitig beachtet werden.
3. **Funktionierender Markt:** Neben dem Vorliegen einer belastbaren und verlässlichen Infrastruktur sowie eines Aufkommens ausreichender Mengen ist ein ordnungspolitischer Rahmen notwendig, der den Handelsaktivitäten der einzelnen Marktteilnehmer entlang der Erdgas-Lieferkette eine regulatorische Grundlage gibt. Für einen effizient und belastbar **funktionierenden Markt** ist es dabei wichtig, dass Rechte und Pflichten der einzelnen Markttrollen deutlich voneinander abgegrenzt sind, worunter auch die Pflicht zur Vorsorge der Gasversorgung geschützter Kunden gemäß der Erdgas-SoS-VO fällt. Auch muss es der regulatorische Rahmen gewährleisten, dass neuen Teilnehmern die Aufnahme von Handelsaktivitäten möglich ist und keine Markteintrittsbarrieren vorherrschen. Nur dann kann sowohl größtmögliche Effizienz in der Bereitstellung des Produkts Gas gewährleistet werden, als auch der Handelsmarkt eine verlässliche Quelle für die Marktteilnehmer zur Deckung ihrer Lieferverpflichtungen darstellen. Um die Diversität (hinsichtlich Marktteilnehmern und Versorgungsquellen) sowie die Widerstandsfähigkeit eines Marktes zu beurteilen, sind geeignete Marktindikatoren zu betrachten.

In den nachfolgenden Kapiteln sollen Indikatoren aufgezeigt werden, welche die genannten drei Felder kategorisiert beschreiben. Anhand dieser Indikatoren sollen die Rahmenbedingungen im Marktumfeld eines Mitgliedstaats transparent dargestellt werden hinsichtlich der Möglichkeit für Unternehmen, ihre Vorsorgepflicht zu erfüllen.

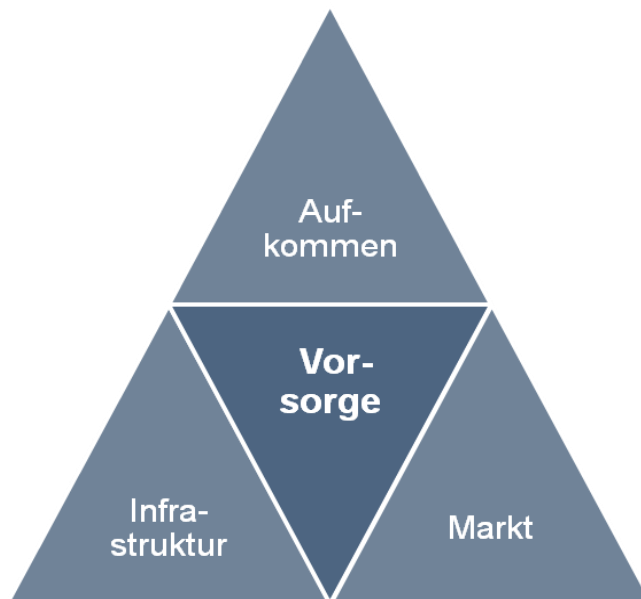


Abbildung 1: Grundlagen für die Erfüllung der Vorsorgepflicht sind ausreichendes Gas-Aufkommen, eine belastbare Gas-Infrastruktur sowie ein funktionierender Markt. Quelle: eigene Darstellung.

Zu betonen ist bei dem vorgestellten Vorgehen, dass die gelisteten Indikatoren nicht losgelöst voneinander zu betrachten sind. Die vorherrschenden Rahmenbedingungen in der Versorgung geschützter Kunden in einem Mitgliedstaat lassen sich nur durch das von allen Indikatoren aufgezeigte Gesamtbild der Felder Infrastruktur, Aufkommen und Markt beurteilen und im nächsten Schritt mit anderen Mitgliedstaaten vergleichen.

Die Indikatorik soll es dabei insbesondere auch ermöglichen, Entwicklungen einzelner Indikatoren über den zeitlichen Verlauf hinweg zu erfassen und zu beurteilen. Eine situative Betrachtung einzelner Indikatoren, ohne sie in das aufgezeigte Gesamtbild oder den

zeitlichen Kontext einzuordnen, lässt hingegen keine Rückschlüsse über die Erfüllung der Vorsorgepflicht für die Versorgung geschützter Kunden zu. Eine regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung der aufgezeigten Daten ist dafür erforderlich.

Im Rahmen des transparenten Monitorings ist es von großer Bedeutung, die Vergleichbarkeit der Aussagen über das Vorsorgeniveau zwischen unterschiedlichen Mitgliedstaaten zu gewährleisten, um so eine Grundlage für solidarische Maßnahmen im Bedarfsfall zu schaffen. Aus diesem Grund sind Teile der nachfolgend vorgestellten Indikatorik, soweit möglich, in Relation zum jeweils im betrachteten Mitgliedstaat vorherrschenden Gasbedarf geschützter Kunden zu setzen.

Hierfür schlägt der BDEW vor, an die im Rahmen der Präventionspläne gemäß Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO angestellten Berechnungen zum Bedarf geschützter Kunden anzuknüpfen: Der durchschnittliche Bedarf geschützter Kunden in den nach Artikel 8 der Erdgas-SoS-VO beschriebenen Szenarien einer außergewöhnlich hohen Nachfrage stellt eine belastbare Bezugsgröße dar, anhand derer die Vergleichbarkeit der Ergebnisse eines Monitorings in den genannten Feldern Infrastruktur, Aufkommen und Markt auf Ebene der Nationalstaaten hergestellt werden kann.

4 Monitoringsystem am Beispiel Deutschlands

Tabelle 2 zeigt das Ergebnis des Monitorings anhand der Einzelindikatoren in den Feldern Gas-Infrastruktur, Gas-Aufkommen und Handelsmarkt am Beispiel Deutschlands.

Tabelle 2: Ergebnisse der Einzelindikatoren für Deutschland.

Durchschnittlicher Tages-Spitzenbedarf geschützter Kunden bei 7 Tagen Extremtemperaturen (1 in 20 Jahren)		2.471 GWh/d
Indikator	Betrag (Absolut)	Ergebnis (relativ zum Spitzenbedarf geschützter Kunden)
Gas-Infrastruktur		
GÜP- und LNG-Importkapazitäten	6.449 GWh/d	261 %
Importkapazitäten inkl. phys. Reverse-Flow	6.635 GWh/d	269 %
Verhältnis Import- zu Exportkapazitäten	132 %	./.
Saldo Import- /Exportkapazitäten	1.546 GWh/d	63 %
Größte Importkapazität	GÜP <i>Mallnow</i> 930 GWh/d	./.
Anteil an Gesamt-Importkapazität	14 %	./.
Importkapazität bei Ausfall GÜP <i>Mallnow</i>	5.532 GWh/d	201 %
Technisches Speicher-Arbeitsgasvolumen	260,3 TWh	./.
Maximale Ausspeicherleistung	6.959 GWh/d	282 %
Abtransportierbare Ausspeicherleistung (bei max. GÜP-Einspeisung)	3.358 GWh/d	136 %
Ausspeicherleistung (50 % Füllstand)	4.332 GWh/d	175 %
Ausspeicherleistung (30 % Füllstand)	3.032 GWh/d	126 %
Grenzfüllstand für 2.471 GWh/d	Ca. 5 Mrd. m ³ / 23 %	./.
Inseln im Fernleitungsnetz	Keine	
Regionale Netzengpässe	Nord-West/Süd: ca. 900 GWh/d Nord-Ost/Süd: ca. 800 GWh/d	Keine Einschränkungen bzgl. Bedarf geschützter Kunden
Besonderheiten: L-Gasnetz	Aufgrund rückläufigen Aufkommens Notwendigkeit zur Umstellung des mit L-Gas betriebenen Anteils im dt. Fernleitungsnetz auf H-Gas	Keine Einschränkungen: Vollversorgung des Bedarfs geschützter Kunden auch während Umstellungsprozess

Gas-Aufkommen		
Internationales/globales Aufkommen: Jährliche Produktion (Erwartung 2040)	4.200 – 5.800 Mrd. m ³	./.
LNG-Regasifizierungs-kapazitäten EU	200 Mrd. m ³	./.
Aufkommen Russland	40 %	./.
Aufkommen Niederlande	29 % (rückläufig)	./.
Aufkommen Norwegen	21 %	./.
Aufkommen Deutschland	7 % (rückläufig)	./.
Erdgasreserven Deutschland	65,4 Mrd. m ³	./.
Reserven/Verbrauchsquotient	8,1 Jahre	./.
Anzahl alternativer Aufkommen	4	./.
Ø Physisches Aufkommen*	4.740 GWh/d	192 %
Ø Physisches Aufkommen mit Ausfall GÜP <i>Mallnow</i>	4.129 GWh/d	167 %
Ø Physisches Aufkommen mit Berücksichtigung Exportflüsse	2.639 GWh/d	107 %
Produktionskapazitäten Erdgasförderung	220 GWh/d	9 %
Einspeisekapazitäten Biogasanlagen	31 GWh/d	1 %
Reichweite Speichermengen	100 % $\triangleq$ 24,04 Mrd. m ³	105 Tage
	50 % $\triangleq$ 12,02 Mrd. m ³	53 Tage
	30 % $\triangleq$ 7,21 Mrd. m ³	32 Tage
Ø verfügbare Ausspeicherleistung*	6.868 GWh/d	278 %
Markt		
Anzahl Bezugsquellen	4	./.
Herfindal-Hirschmann-Index	2.965 (GASPOOL)	./.
	2.743 (NCG)	
Residual-Supply-Index	111 % (GASPOOL)	./.
	148 % (NCG)	

* dargestellt für den Monat Februar (2016). Risiko von Versorgungsengpässen nach BDEW-Analysen statistisch gesehen im Februar am höchsten.

Analyse und Ergebnisse des Monitorings über die Einhaltung der Vorsorgepflicht am Beispiel Deutschlands

- Die Rahmenbedingungen, die das deutsche Gas-Versorgungssystem den Unternehmen bietet, sind in allen Bereichen in hohem Maße belastbar, diversifiziert und verlässlich und ermöglichen den Unternehmen eine stets sichere Deckung des Bedarfs geschützter Kunden. Deutschland erfüllt damit die Vorgaben zur Eigenvorsorge gemäß Erdgas-SoS-VO vollständig; das Vorsorgeniveau ist auf einem sehr hohen Niveau.
- In der Gas-Infrastruktur profitiert Deutschland besonders von sehr hohen Importkapazitäten in Relation zum Bedarf geschützter Kunden. Die Importkapazitäten sind darüber hinaus sehr diversifiziert, sodass auch ein kurzzeitiger Ausfall einer einzelnen Gas-Infrastruktur die Versorgung geschützter Kunden nicht bedrohen würde.
- Mit Anbindung an mehrere wesentliche Gas-Aufkommensquellen ist der Gasbezug Deutschlands sehr diversifiziert und damit in hohem Maße verlässlich.
- Die gute Anbindung Deutschlands an inner- und außereuropäische Gas-Aufkommensquellen begründet die Rolle Deutschlands als Gas-Drehscheibe in Europa. Daraus resultierende, hohe Transitströme zeigen sich in gleichermaßen hohen Exportflüssen.
- Hohe Speicherkapazitäten spielen eine essenzielle Rolle in der Absicherung des Bedarfs geschützter Kunden – sowohl im Hinblick auf die Gas-Infrastruktur (hohe Ausspeicherleistungen), als auch im Hinblick auf die Absicherung des Gas-Aufkommens (große Arbeitsgas-Speichervolumina). In der Leistungsbereitstellung ist die hohe Ausspeicherleistung der deutschen Gasspeicher von großer Bedeutung in der Ergänzung der Leistungsbereitstellung aus Grenzübergangskapazitäten.
- Das Gas-Aufkommen aus Speichern sowie aus Importquellen ermöglicht selbst unter worst-case-Szenarien (Spitzenbedarf geschützter Kunden bezogen auf Aufkommen im Monat Februar, in welchem das Risiko von Engpässen historisch betrachtet am höchsten ist) eine stets sichere Versorgung des Bedarfs geschützter Kunden.
- Die deutschen Marktgebiete profitieren von der hohen Diversifikation der Bezugsquellen durch Anbindung an mehrere Aufkommensquellen: Die Stabilität der Marktgebiete ist sehr hoch. Die Vorgaben im europäischen Vergleich zur Marktkonzentration werden in den beiden deutschen Marktgebieten zwar unterschritten, jedoch nur in geringem Maße. Insgesamt kann die Widerstandsfähigkeit und Belastbarkeit des Gas-Handelsmarkts als sehr hoch beurteilt werden: Mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit steht dem physischen Bedarf jederzeit ein physisches Angebot gegenüber, sodass der Handelsmarkt eine verlässliche Quelle für die Unternehmen zur Deckung des Bedarfs geschützter Kunden darstellt.
- Eine Sondersituation stellt der Bereich L-Gas Versorgung dar. Die wesentlichste L-Gas-Aufkommensquelle für Deutschland ist der Import aus den Niederlanden. Darüber hinaus steuern die L-Gas-Speicher signifikante Leistungen zur Versorgung in Kälteperioden bei. Drittes Element ist die deutsche Eigenproduktion, die jedoch analog zur niederländischen L-Gas-Produktion stark rückläufig ist. Sowohl im Hinblick auf die Vollversorgung, als

auch auf die Versorgung der geschützten Kunden sind die Leistungsreserven der Aufkommensquellen in Deutschland signifikant geringer als im Segment H-Gas.

- Das rückläufige Aufkommen von L-Gas aus niederländischer und nationaler Produktion stellt die Gasversorgung in Deutschland vor besondere Herausforderungen. Dem Prozess der Marktraumumstellung liegen Erwartungen zugrunde im Hinblick auf die Kapazitäts- sowie Mengenentwicklung der L-Gas-Bereitstellung. Vor diesem Hintergrund sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Einschränkungen in der Versorgung geschützter Kunden mit L-Gas absehbar, sofern alle Aufkommensquellen mit ihrer entsprechenden Leistung zur Verfügung stehen.⁸ Für den Erfolg des Marktraumumstellungsprozesses und damit das Aufrechterhalten einer sicheren, koordinierten L-Gas-Versorgung ist die Verlässlichkeit der in der Marktraumumstellung zugrunde gelegten Annahmen von hoher Bedeutung.
- Regionale Engpässe bestehen im deutschen Fernleitungsnetz ausschließlich in Richtung Süddeutschland: Das Risiko eines Versorgungsengpasses ist nur für Extremsituationen gegeben (langanhaltende Kälte zu einem späten Zeitpunkt bei gleichzeitigem Ausfall einer wichtigen Infrastruktur), bedroht im Ausmaß jedoch nicht die Versorgung geschützter Kunden.

Ziel der deutschen Gaswirtschaft ist stets die sichere Abdeckung des gesamten Gasbedarfs in Deutschland. Dies ist Kernelement der täglichen Arbeit aller Gasversorgungsunternehmen Deutschlands. Um regionalen Engpässen zu begegnen und die Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau zu erhalten, ist eine differenzierte Betrachtung des Gasversorgungssystems notwendig: Deutschland ist keine Gaswanne. Es muss daher gewährleistet werden, dass spezifisch differenziert ausreichende Leistung mit physischer Wirksamkeit auch innerhalb von Marktgebieten zur Verfügung steht, um etwaigen Leistungsengpässen zu begegnen. Mit begleitender Bewertung und Optimierung innerhalb des regulatorischen Rahmens kann so die Gas-Infrastruktur Deutschlands ihr bestehendes, hohes Flexibilitäts- und Kapazitätspotenzial voll ausschöpfen und dem Energiesystem jederzeit verlässlich zur Verfügung stellen.

4.1. Spitzenbedarf geschützter Kunden in Deutschland

Für Deutschland ergibt sich während „extreme[r] Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt“⁹, ein tagesdurchschnittlicher Erdgasverbrauch geschützter Kunden von 2.471 GWh/d:

⁸ Detaillierte Analysen zur deutschen L-Gas-Kapazitätsbilanz werden im Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber angestellt.

⁹ Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Art. 8 Abs. 1 lit. a)

Tabelle 3: Spitzenbedarf geschützter Kunden in Deutschland während extremer Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen.

Zeitraum	Sektor	Erdgasverbrauch (GWh)		Tagesdurchschnitt
Vom 27.12.1996 bis 03.01.1997 (7 Tage)	Haushalte	14.535	Σ 17.296	2.471 GWh/d
	Fernwärmeversorgung	2.761		

Es ist ein wichtiges Anliegen der deutschen Gaswirtschaft, hervorzuheben, dass neben der aus der Erdgas-SoS-VO resultierenden Verpflichtung zur Vorsorge gegenüber dem Kreis geschützter Kunden für die beschriebenen Szenarien einer außergewöhnlich hohen Nachfrage **stets die sichere Abdeckung des gesamten Gasbedarfs** maßstabgebendes Ziel ist. Das hohe Maß an Versorgungssicherheit für die Verbraucher – für Haushaltskunden ebenso wie für Gewerbe- und Industriekunden – ist auch zukünftig wesentlicher Grundpfeiler Deutschlands als Industrienation. Für das mit dem vorliegenden Vorschlag verfolgte Ziel, Transparenz über die Einhaltung bestehender Verpflichtungen auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten herzustellen, um eine Grundlage für grenzüberschreitende solidarische Unterstützung in außerordentlichen Notfallsituationen zu erhalten, soll jedoch hier nur der Bedarf geschützter Kunden herangezogen werden.

4.2. Belastbare Gas-Infrastruktur

Für die Beurteilung der Belastbarkeit und Verlässlichkeit der Gas-Infrastruktur als der „Hardware“ für die Versorgung mit Gas sowie für jegliches marktwirtschaftliche Geschehen sind Grenzübergangskapazitäten, Speicherkapazitäten sowie die Struktur des Transportnetzes zu betrachten. Die Grenzübergangskapazitäten sind dabei hinsichtlich der Importpotenziale sowie der Exportkapazitäten und ihrer gegebenenfalls bestehenden Möglichkeit zum Reverse-Flow zu differenzieren. Um zu beurteilen, wie verlässlich diese Infrastrukturen zur Versorgung geschützter Kunden für die entsprechenden Unternehmen zur Verfügung stehen und dabei den jeweiligen Beitrag zwischen den EU-Mitgliedstaaten vergleichbar zu gestalten, sollen die verfügbaren Grenzübergangs- und Speicherkapazitäten auf den individuell im betrachteten Mitgliedstaat vorherrschenden Bedarf geschützter Kunden bezogen werden.

4.2.1. Grenzübergangskapazitäten

Grenzübergangskapazitäten bilden die technische Grundlage für den Bezug von Gasmengen aus einzelnen Lieferländern beziehungsweise Aufkommensquellen und somit auch für die Gasversorgung eines Mitgliedstaats. Anhand folgender Indikatoren gilt es, die Belastbarkeit und Verlässlichkeit der in einem Mitgliedstaat beziehungsweise einer Region vorhandenen, technischen Kapazitäten zur Versorgung des Marktes zu beurteilen:

GÜP- und LNG-Importkapazitäten

Die technisch verfügbaren Importkapazitäten an Grenzübergangspunkten (GÜP) beziehungsweise LNG-Importpunkten geben Information darüber, welche Mengen technisch in das Versorgungsgebiet eingebracht werden können. Deutschland verfügt über 6.449 GWh/d technische Importkapazitäten (Tabelle 3).¹⁰ Diese stehen einem tagesdurchschnittlichen historischen Spitzenbedarf geschützter Kunden von 2.471 GWh/d gegenüber, woraus sich folgendes Verhältnis ergibt:

$$\frac{\text{Importkapazitäten DE}}{\text{Spitzenbedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{6.449 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 261 \%$$

Deutschland verfügt über keine eigenen LNG-Importkapazitäten.

Der vorliegende Indikator ermöglicht ausschließlich einen Aufschluss über die Verfügbarkeit von Importkapazitäten und damit Rückschlüsse bezüglich der vorhandenen Infrastruktur im Vergleich zum Bedarf geschützter Kunden. Er unterstellt dabei jedoch indirekt eine Erhöhung der Importe bis zu einer Auslastung der Kapazitäten zu 100 %. Aufgrund vertraglicher Lieferverhältnisse sowie vorgelagerter physisch/technischer Restriktionen ist eine derartige Auslastung hingegen unwahrscheinlich, sodass in Kapitel 5 das tatsächliche, physisch/technisch verfügbare Aufkommen betrachtet werden soll.

Export- und Reverse-Flow-Exportkapazitäten

Der Anteil physischer Reverse-Flow-Kapazitäten an den gesamten Exportkapazitäten eines Mitgliedstaats gibt Auskunft darüber, welche Kapazitäten bei einem erhöhten Bedarf gegebenenfalls zusätzlich technisch herangezogen werden können, indem Exitmengen durch Umkehr der Flussrichtung zur Deckung des Bedarfs herangezogen werden können.

Nach Ansicht des BDEW sollten Investitionen in Reverse-Flow-Kapazitäten dann getätigt werden, wenn sie (entweder die Effizienz im Markt erhöhen oder) die Versorgungssicherheit nachweislich steigern. Insbesondere der Beitrag physischer Reverse-Flow-Kapazitäten zur Versorgungssicherheit kann durch folgenden Indikator in Kombination mit den oben dargestellten, generell verfügbaren Importkapazitäten beurteilt werden.

¹⁰ Für die EU-Mitgliedstaaten veröffentlicht ENTSO-G die technisch verfügbaren GÜP- und LNG-Importkapazitäten unter <http://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map> (abgerufen am 30.05.2017).

Tabelle 4: Technisch verfügbare Importkapazitäten, verbundene Aufkommensquelle und Diversifikation der Importpunkte Deutschlands.

Importpunkt	Importkapazität in GWh/d	Aufkommensquelle	Anteil des größten Importpunkts	Anzahl der Transportrouten
Dornum	721,2	Norwegen	60 %	3 Norpipe Europipe I Europipe II
Emden	486,3			
Bocholtz / Bocholtz-Vetschau	498,6	Niederlande H-Gas	79 %	2
Bunde / Oude Statenzijl - H	135,8			
Bunde / Oude Statenzijl - L	268,6	Niederlande L-Gas	51 %	3
Winterswijk / Vreden	178,6			
Zevenaar / Elten	463,5			
Deutschneudorf / Brandov	203,8	Russland	31 %	3 Nord Stream Yamal/EuRoPoL Brotherhood/WAG/CZE
Greifswald	(1.742,0) 791,6 ¹¹			
Mallnow	930,2			
Oberkappel	159,9			
Waidhaus	906,9			
Ellund	91,1	Sonstige (Dänemark)	100 %	1
Eynatten / Lichtenbusch / Raeren	321,1	Sonstige (LNG, NOR, UK)	100 %	2
Überackern	291,3	Sonstige (Speicher)	100 %	1

Deutschland verfügt über 4.889 GWh/d Exportkapazitäten, von denen insgesamt 186 GWh/d die jeweilige Importkapazität des GÜP übersteigen und gleichzeitig die Möglichkeit zum phy-

¹¹ Vgl. S. 19: Netztechnisch können am GÜP Greifswald maximal 791,6 GWh/d vom deutschen Gasnetz aufgenommen werden

sischen Reverse-Flow aufweisen.¹² Folgender Anteil der Exportkapazitäten ist somit technisch zum physischen Reverse-Flow fähig:

$$\frac{\text{zusätzliche Reverseflowkapazitäten DE}}{\text{Exportkapazitäten DE}} = \frac{186 \text{ GWh/d}}{4.889 \text{ GWh/d}} = 4 \%$$

Unter Einbezug der zusätzlichen Reverse-Flow-Kapazitäten stehen somit insgesamt 6.635 GWh/d Einspeisekapazitäten an GÜP zur Verfügung. Bezogen auf den Bedarf geschützter Kunden ergibt dies folgendes Verhältnis:

$$\frac{\text{Einspeisekapazitäten (absolut) DE}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{6.635 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 269 \%$$

Exportkapazitäten sind als notwendige Importkapazitäten für angrenzende Länder und nachfolgende Regionen zu sehen. Zur Beurteilung der Versorgungssituation eines Mitgliedstaates über einen längeren Zeitverlauf hinweg sind Exportkapazitäten daher insofern von großer Bedeutung, dass eine signifikante Zunahme an Exportkapazitäten bei gleichbleibenden Importkapazitäten die Versorgung negativ beeinflussen könnte, da ein erhöhter Bedarf in nachfolgenden Ländern vermehrt zu einer drohenden Unterversorgung führen könnte. Daher ist die langfristige Entwicklung des Verhältnisses von Import- zu Exportkapazitäten für die Beurteilung der Versorgungslage in einem Mitgliedstaat von Bedeutung:

$$\frac{\text{Importkapazitäten DE}}{\text{Exportkapazitäten DE}} = \frac{6.449 \text{ GWh/d}}{4.889 \text{ GWh/d}} = 132 \%$$

Eine gleichzeitige Voll-Beschäftigung der in Deutschland verfügbaren Import- sowie Exportkapazitäten würde somit zu einem GÜP-Aufkommen von 1.564 GWh/d führen. Zum Bedarf geschützter Kunden führt dies in folgendem Verhältnis:

$$\frac{\text{Importkapazitäten – Exportkapazitäten DE}}{\text{tagesdurchschn. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{1.560 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 63 \%$$

Bei einer theoretischen, gleichzeitig vollständigen Beschäftigung sowohl der Import-, als auch der Exportkapazitäten Deutschlands könnte ein auftretender Spitzenbedarf geschützter Kunden somit rechnerisch nicht mehr vollständig allein über GÜP-Importmengen gedeckt werden. Obwohl das Eintreten einer derartigen Situation aufgrund europäischer Sicherungsmechanismen unwahrscheinlich ist (grenzüberschreitende Kooperation zur Koordination von Exportflüssen zwischen angrenzenden Mitgliedstaaten zur Sicherung des Bedarfs geschützter Kun-

¹² Auch die physisch verfügbaren Reverse-Flow- sowie die Exportkapazitäten sind bei ENTSO-G unter <http://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map> einsehbar (abgerufen am 30.05.2017).

den) wird hier die Bedeutung von eigener Produktion sowie insbesondere Gasspeichern zur Deckung des auftretenden Spitzenbedarfs geschützter Kunden deutlich.

Anteil der größten Importkapazität

Die Verlässlichkeit der Importkapazität-Strukturen eines Mitgliedstaats ist umso höher, je diversifizierter diese Kapazitäten gestaltet sind. Aus diesem Grund ist zu berücksichtigen, welchen Anteil die jeweils größte Importkapazität an den gesamten GÜP- beziehungsweise LNG-Importkapazitäten einnimmt: Je größer der Anteil der größten Einheit an den gesamten Importkapazitäten ist, desto anfälliger ist das Gesamtsystem bei einem Ausfall der Einheit.

Die größte einzelne Importkapazität Deutschlands stellt der GÜP *Greifswald* mit einer technisch verfügbaren Kapazität von 1.742 GWh/d dar.¹³ Netztechnisch ist es jedoch nicht möglich, diese Kapazität vollständig zur Versorgung in Deutschland heranzuziehen, da die Aufnahmekapazitäten des deutschen Versorgungsnetzes an diesem Punkt beschränkt sind. Ein Teil der Mengen muss daher über die Gasleitung *OPAL* zum Exit-GÜP *Brandov* abtransportiert werden. Die diesem Transit dienende Transportkapazität der *OPAL* beträgt 950 GWh/d. Ein Ausfall des Punkts Greifswald würde daher zu einer Reduktion der Importkapazitäten in das deutsche Versorgungsgebiet in lediglich folgendem Ausmaß führen:

$$1.742 \frac{\text{GWh}}{\text{d}} - 950 \frac{\text{GWh}}{\text{d}} = 792 \frac{\text{GWh}}{\text{d}}$$

Mit 930 GWh/d technisch verfügbarer Kapazität übersteigt die Importkapazität des GÜP *Mallnow* diesen Wert. Aufgrund der dadurch größeren Auswirkungen für die Versorgung Deutschlands ist als größte einzelne Import-Infrastruktur daher der GÜP *Mallnow* heranzuziehen. Sein Anteil an der gesamten deutschen Importkapazität beträgt:

$$\frac{\text{Größte einzelne Importkapazität DE Mallnow}}{\text{Gesamte Importkapazität DE}} = \frac{930 \text{ GWh/d}}{6.449 \text{ GWh/d}} = 14 \%$$

Bei Berücksichtigung eines theoretischen Ausfalls der größten Importkapazität bei der Deckung des tagesdurchschnittlichen Bedarfs geschützter Kunden ergibt dies folgendes Verhältnis:

$$\frac{\text{Importkapazität DE – GÜP Mallnow}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{5.519 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 223 \%$$

¹³ <http://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map> (abgerufen am 30.05.2017).



Quelle: ENTSG Mai 2016, Das Europäische Erdgasnetz (Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf dem Primärmarkt, Ausschnitt, BMWi)



Abbildung 2: Das deutsche Fernleitungsnetz und seine Einbindung in die europäische Transport-Infrastruktur. Quelle: BMWi auf Basis ENTSG-G.

4.2.2. Speicherkapazitäten

Speicherkapazitäten kommen bei der Deckung der saisonal schwankenden Gasnachfrage, beim Ausgleich von Produktionsschwankungen sowie bei der Absicherung gegen Versorgungsengpässe eine wichtige Rolle zu. Insbesondere für die Versorgungssicherheit gegenüber dem Bedarf geschützter Kunden in dem jeweiligen EU-Mitgliedstaat beziehungsweise einer Region sind Speicher von großer Bedeutung.

Technisches Arbeitsgasvolumen

Das technische Arbeitsgasvolumen beschreibt die gesamt zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten, die für die jeweilige Strategie von Lieferanten in deren Vorsorge-Portfolio genutzt werden können. Aufgrund einer zunehmenden Verflechtung der europäischen Gas- und damit auch der Speichermärkte steht das in einem Land physisch vorhandene Arbeitsgasvolumen nicht ausschließlich Kunden im jeweiligen Mitgliedstaat zur Verfügung, sondern wird zunehmend grenzüberschreitend genutzt: Während Teile der Arbeitsgasvolumina deutscher Speicher von grenzüberschreitend tätigen Händlern/Lieferanten genutzt werden, stehen deutschen Händlern/Lieferanten Speicherkapazitäten im Ausland zur Nutzung zur Verfügung.

Deutschland verfügt über ein maximal verfügbares Arbeitsgasvolumen der sich in Betrieb findenden Gasspeicher von 260,3 TWh, welches sich auf die deutschen Untergrund-Gasspeicher in 49 Anlagen aufteilt (Abbildung 3)¹⁴:

Maximal verfügbares Speicher-Arbeitsgasvolumen Deutschland¹⁵ ($\triangleq$ 100 % Füllstand):
260,3 TWh ($\triangleq$ 24,04 Mrd. m³¹⁶)

Maximale Ausspeicherleistung

Um beurteilen zu können, welchen Beitrag Speicher zur Deckung des Gasbedarfs leisten können, ist die Ausspeicherleistung heranzuziehen. Die maximale Ausspeicherleistung gibt dabei den theoretisch maximalen Wert der Ausspeicherung (bei 100 % Füllstand) wieder und beschreibt damit die technische Leistungsfähigkeit von Speicherkapazitäten bei der Ausspeicherung. Die reelle Ausspeicherleistung kann hingegen gegebenenfalls durch Einschränkungen im vorgelagerten Transportnetz beschränkt werden und ist zudem vom tatsächlichen Füllstand abhängig (siehe unten).

¹⁴ Unberücksichtigt sind hier die in Österreich liegenden Speicher Haidach und 7Fields, die über einen Anschluss an das deutsche Ferngasnetz verfügen.

¹⁵ Die in den EU-Mitgliedstaaten existierenden Speicherkapazitäten werden von Gas Infrastructure Europe (gie) veröffentlicht: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map> (abgerufen am 19.05.2017).

¹⁶ Umrechnung in m³ mit einem Brennwert von: 10,83 kWh/m³. Quelle: Eurogas (2015), S. 12.

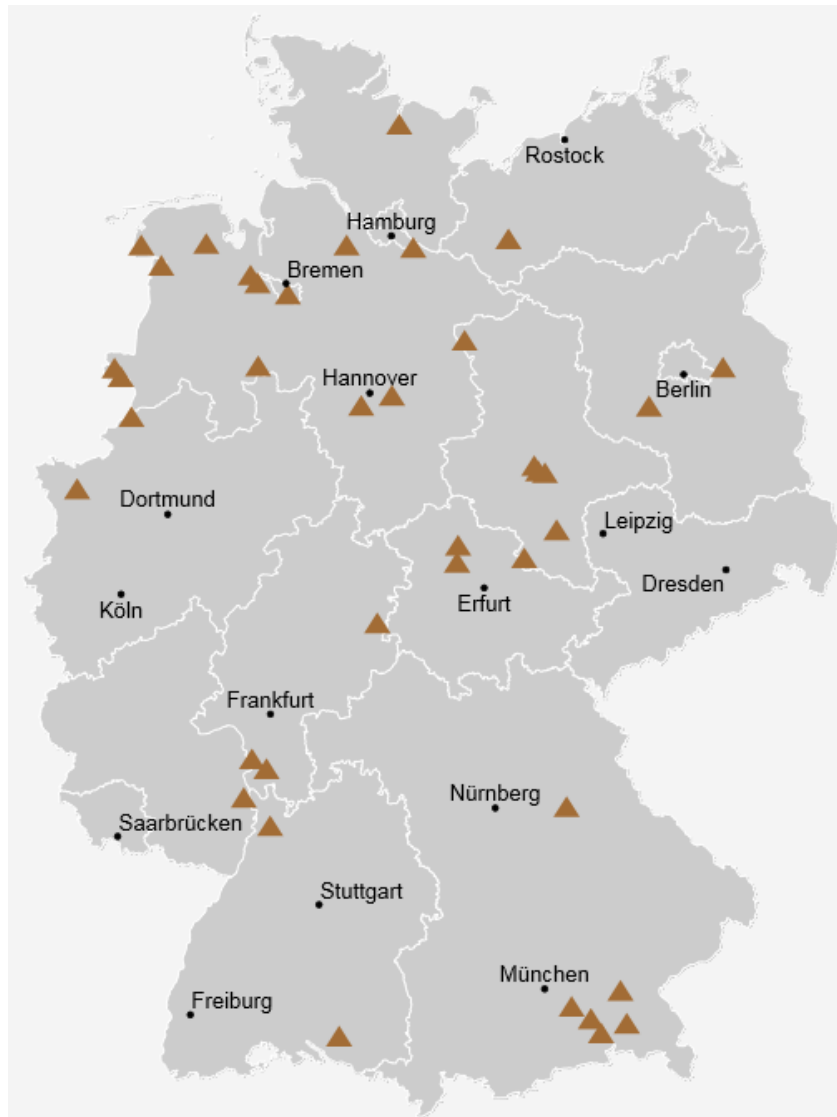


Abbildung 3: Die Standorte der 49 Gasspeicheranlagen in Deutschland (Stand 01.05.2017). Quelle: eigene Darstellung.

Die maximale Ausspeicherleistung der deutschen Gasspeicher bei einem Füllstand von 100 % beträgt 6.959 GWh/d (643 Mio. m³/d)¹⁷. Bezogen auf den Bedarf geschützter Kunden ergibt sich folgendes Verhältnis:

$$\frac{\text{technische max. Ausspeicherleistung DE}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{6.959 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 282 \%$$

¹⁷ Auch die technischen Ausspeicherkapazitäten der Speicher werden von gte veröffentlicht.

Abtransportierbare Ausspeicherleistung

Aufgrund von Einschränkungen im vorgelagerten Transportnetz an Anschlusspunkten zu Speichern sowie aufgrund kapazitiver Konkurrenzsituationen im Transportnetz zwischen GÜP und Speicheranschlusspunkten wird die real zur Verfügung stehende, abtransportierbare Ausspeicherleistung (neben dem Füllstand, siehe unten) auch von den Gegebenheiten im vorgelagerten Transportnetz eingeschränkt. Bei einer Vollbeschäftigung der GÜP-Kapazitäten könnte transporttechnisch eine Ausspeicherleistung von **3.326 GWh/d** realisiert werden¹⁸. Neben der in diesem Fall zur Verfügung stehenden Importkapazitäten würde alleine diese Ausspeicherleistung einem Spitzenbedarf geschützter Kunden in folgendem Verhältnis gegenüberstehen:

$$\frac{\text{Abtransportierbare Ausspeicherleistung DE}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{3.358 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 136 \%$$

Füllstandabhängige Ausspeicherleistung und Grenzfüllstand

Die tatsächliche Ausspeicherleistung wird (neben der vorgelagerten Netz-Infrastruktur auch) vom tatsächlichen Speicherfüllstand begrenzt: Die Ausspeicherleistung von Gasspeichern sinkt mit abnehmendem Füllstand. Aufschluss über dieses Verhältnis zwischen Füllstand (Arbeitsgasvolumen) und Ausspeicherleistung der Gasspeicher in Deutschland gibt die sogenannte aggregierte Speicherleistungskurve (Abbildung 4).

Neben der technisch maximal möglichen Ausspeicherleistung können somit anhand der aggregierten Speicherleistungskurve auch die Ausspeicherleistungen zu unterschiedlichen Füllständen abgelesen und dem Bedarf geschützter Kunden gegenübergestellt werden. Weiterer Rückschluss auf die reelle Ausspeicherleistung ist dabei mit dem in Kapitel 4 dargestellten Jahresverlauf der Speicherfüllstände möglich.

$$\frac{\text{Ausspeicherleistung bei 50 \% Füllstand DE}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{\text{ca. 400 Mio. m}^3/\text{d}}{228 \text{ Mio. m}^3/\text{d}} = 175 \%$$

$$\frac{\text{Ausspeicherleistung bei 30 \% Füllstand DE}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{\text{ca. 280 Mio. m}^3/\text{d}}{228 \text{ Mio. m}^3/\text{d}} = 126 \%$$

¹⁸ Transporttechnisch realisierbare Ausspeicherleistung von 118 GWh/h der deutschen H-Gas-Speicher gemäß FNB Gas (2017a), S. 131 sowie 21,9 GWh/h Ausspeicherleistung der deutschen L-Gas-Speicher gemäß FNB Gas (2017b), S. 27.

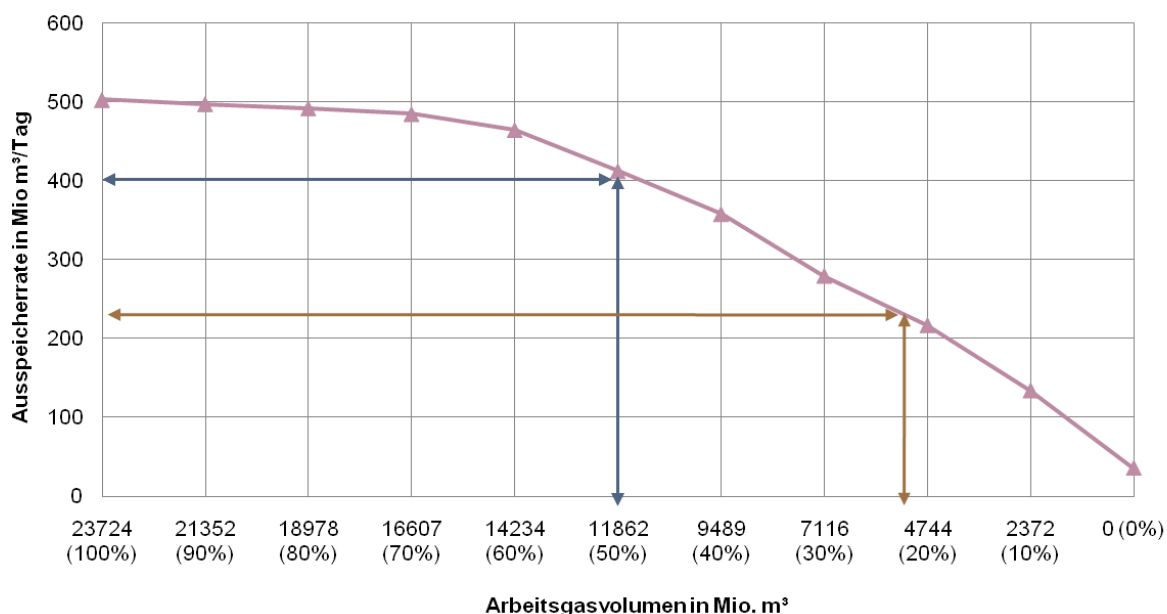


Abbildung 4: Aggregierte Speicherleistungskurve der Gasspeicher in Deutschland (Stand 2014). Beispiel: Füllstand 50 % $\pm$ Ausspeicherleistung 400 Mio. m³/d und Grenzfüllstand für 228 Mio. m³/d Ausspeicherleistung. Quelle: eigene Darstellung.

Ferner erlaubt es die aggregierte Speicherleistungskurve, den Grenzfüllstand gemäß der Leistungskurven der Speicher zu ermitteln: Der Grenzfüllstand in Bezug auf den Bedarf geschützter Kunden stellt denjenigen Minimalfüllstand dar, der eine Ausspeicherleistung genau in Höhe des Tagesleistungsbedarfs der geschützten Kunden ermöglicht.

Grenzfüllstand für 228 Mio. m³/d Ausspeicherleistung gemäß aggregierter Speicherleistungskurve DE: ~ 5 Mrd. m³

4.2.3. Vermaschung des Transportnetzes

Das Transportnetz bildet die Grundlage für die Lieferung von Gasmengen vom Aufkommen zu den Bedarfsorten. Von Bedeutung für die Verlässlichkeit des Netzes ist dabei insbesondere seine Strukturierung gemäß dem zeitlich und örtlich schwankenden Gasbedarf. Für eine örtliche Differenzierung sind Indikatoren erforderlich, die die mögliche Existenz von „Inseln“ im Fernleitungsnetz aufzeigen: Bereiche im Fernleitungsnetz, die (zeitlich oder örtlich) nicht vollkommen uneingeschränkt aus anderen Netzabschnitten versorgt werden können. Bei deren Vorliegen ist zudem die existierende Transportkapazität zwischen den einzelnen Bereichen eines Transportnetzes zu betrachten.

Inseln im Fernleitungsnetz

Nicht oder nur bedingt an das Gesamt-Netz angeschlossene Bereiche des Fernleitungsnetzes in einem Mitgliedstaat beziehungsweise einer Region können die sichere Versorgung geschützter Kunden insofern einschränken, dass deren Bedarf nur über einzelne „Nadelöhre“ oder auch gar nicht über das übrige Netz des Mitgliedstaats oder das europäische Netz versorgt werden kann. Sollte beispielsweise das Erdgasnetz in einem Mitgliedstaat sich in ein oder mehrere unabhängige Netzbereiche unterteilen, so sollte der Versorgungsstandard im Feld „belastbare Infrastruktur“ gegebenenfalls für diese Netzbereiche separat überprüft und der innerhalb der Netzinself bestehende Tagesspitzenbedarf entsprechend den Szenarien der Erdgas-SoS-VO separat dargestellt werden.

Deutschland verfügt über ein eng vermaschtes und diversifiziertes Gastransport- und -verteilnetz mit einer Gesamtlänge von ca. 480.000 km. Im deutschen Fernleitungsnetz bestehen keine isolierten Netz-Inseln; die enge Vermaschung des Transportnetzes ermöglicht eine redundante Versorgung.

Regionale Netzengpässe

Unabhängig von seiner Anbindung an das überregionale Fernleitungsnetz kann es sein, dass die Grenzen der Belastbarkeit der vorhandenen Transport-Infrastruktur zeitweise erreicht werden. Derartige Netzengpässe zeugen davon, dass der Bedarf in der Nutzung der vorhandenen Infrastruktur durch die Handelsunternehmen die existierenden Transportkapazitäten lokal und zeitweise übersteigt. Je geringer die Anzahl regionaler Netzengpässe ist, desto zuverlässiger und sicherer steht die Transport-Infrastruktur im Bedarfsfall einer außergewöhnlich hohen Nachfrage zur Verfügung.

Untersuchungen und Szenarioanalysen des BDEW zum deutschen Gasversorgungssystem haben gezeigt, dass deutschlandweit der Grad an Versorgungssicherheit hinreichend hoch ist: Ein Risiko regionaler Netzengpässe und einer damit verbundenen, lokalen Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit besteht nur in bestimmten Szenarien. Lediglich bei einer länger (sieben Tage) andauernden, extremen Kälteperiode zum Ende eines Winters, wie sie im statistischen Mittel alle zehn Jahre auftritt, sowie bei einem zeitgleichen Ausfall des GÜP *Mallnow* können in Süddeutschland lokale Netzengpässe auftreten, die zu einer Unterdeckung des bestehenden Kapazitätsbedarfs und damit der Gasnachfrage führen könnten.

Die Untersuchungen des BDEW basieren dabei auf einer regionalen Unterteilung des deutschen Gasversorgungssystems in drei Bereiche (Abbildung 5), die sich an den beiden Marktgebieten, der räumlichen Verteilung von Speicherkapazitäten und den wesentlichen Import-GÜP sowie begrenzten Transportkapazitäten zwischen den Regionen orientiert: Letztere Begrenzung der Transportkapazitäten zwischen den Regionen wird auf circa 900 GWh/d (Nord-West/Süd) beziehungsweise 800 GWh/d (Nord-Ost/Süd) geschätzt. Über diese Rahmenbedingungen hinaus fanden Erfahrungen aus einer angespannten Gasliefersituation zu Beginn des Februars 2012 Eingang in die Untersuchungen, als eine flächendeckend extreme Kälte-

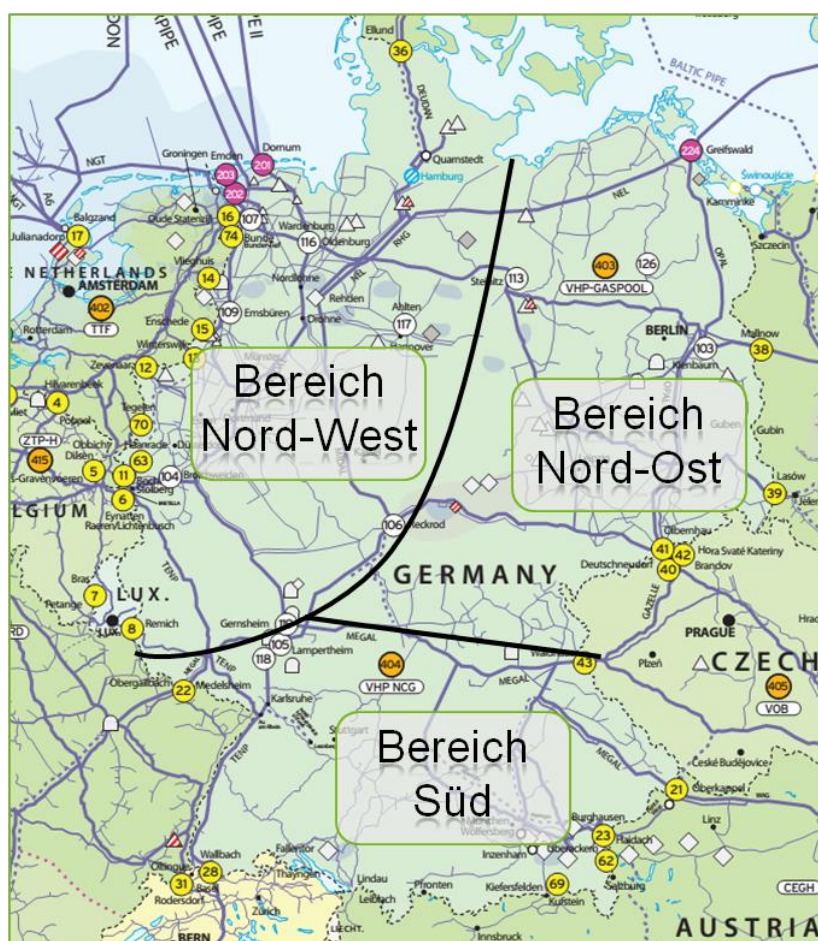


Abbildung 5: Regionale Betrachtung des deutschen Gasversorgungssystems. Quelle: TeamConsult, DBI Gut.

welle in Russland, Ost- und Westeuropa auftrat. In den Regionen Süd- und Westdeutschland ergaben sich dadurch zum Teil historisch höchste Gasabsätze an Letztverbraucher.

Das Ausmaß der dabei identifizierten Einschränkungen beläuft sich jedoch auf einen Rahmen, der ausschließlich die Versorgung nicht-geschützter Kunden tangieren würde: Auf die beiden im Wesentlichen den Bereich Süd bildenden Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg entfallen rund 24 % des gesamten Gasbedarfs geschützter Kunden¹⁹, was in einer Spitzenlast-Situation einem Gasbedarf von rund 590 GWh/d entspricht. Die Versorgung geschützter Kunden könnte damit auch in Süddeutschland während einer derartigen Extremsituation und durch die verbleibende Infrastruktur aus Transport- und Grenzübergangspunkten jederzeit gewährleistet werden. Auch die außerordentliche Versorgungssituation des Februars 2012 konnte durch netz- sowie marktbasierter Maßnahmen der Netzbetreiber beherrscht und Netzengpässe bewältigt werden, ohne dass umfassende Einschränkungen nicht geschützter Kunden ohne vertragliche Basis vorgenommen werden mussten. Da jedoch das Ziel der deutschen Gaswirtschaft die jederzeit sichere Versorgung des gesamten Erdgasbe-

¹⁹ Vgl. BDEW (2015): 136. Jahresstatistik 2014, S. 27.

darfs ist, hat der BDEW anhand fundierter Analysen von Markttrends sowie sich verändernder Rahmenbedingungen und Aufkommensquellen (Kapitel 5) ein Modell entwickelt, um anhand von Anpassungen des Rechtsrahmens auch künftigen Extremsituationen sicher begegnen zu können.²⁰

4.2.4. Infrastruktur-Besonderheiten

L-Gasnetz Deutschlands

Der Gasbedarf in Deutschland wird zu rund 36 % durch niederkalorisches Gas (L-Gas) aus inländischer Produktion sowie aus den Niederlanden (Kapitel 5) gedeckt. Das L-Gas unterscheidet sich qualitativ vom hochkalorischen Gas (H-Gas) aus den anderen internationalen Quellen (Brennwert und Brenneigenschaften), sodass transporttechnisch eine Trennung des deutschen Gasnetzes in L- und H-Gas-Bereiche notwendig ist.

Handelsseitig und bilanziell ist es Marktteilnehmern möglich, physischen L-Gasbedarf auch mittels H-Gasmengen zu decken. Der notwendigen Konvertierung der Gasqualität kommen die Marktgebietsverantwortlichen durch den Handel entsprechender Gasmengen nach, sodass das L-Gasnetz nicht als Inselnetz zu betrachten ist und keine gesonderte Berechnung zur Deckung des L-Gasspezifischen Spitzenbedarfs geschützter Kunden notwendig ist. Dennoch soll dieser Besonderheit des deutschen Gasnetzes durch die Betrachtung entsprechender Entwicklungen im Gas-Aufkommen (Kapitel 5), aber auch mittels Darstellung der bilanziellen Deckung des Leistungsbedarfs gerecht werden. Dem Rückgang des L-Gasaufkommens begegnen die Netzbetreiber durch den Prozess der Marktraumumstellung, wonach bis zum Jahr 2030 L-Gas-Verbrauchsgeräte technisch auf die Nutzung von H-Gas umgerüstet werden (siehe Seite 33). Die in grenzüberschreitender Absprache der Fernleitungsnetzbetreiber geplante Entwicklung der kapazitiven L-Gasbilanz während des Umstellungsprozesses ist in Abbildung 6 dargestellt.

Die Netzbetreiber sehen im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 einem Leistungsbedarf von 82,5 GWh/h eine Darbietung in Höhe von 79,8 GWh/h gegenüberstehen, die sich zu 60 % und damit zum wesentlichen Teil aus niederländischen Importkapazitäten, zu rund 27 % aus Speicherkapazitäten, 11 % aus inländischer Produktion und knapp 2 % aus technischer Konvertierung von H- zu L-Gas zusammensetzt. Der auftretende gesamte Spitzenleistungsbedarf kann somit nicht vollständig ohne zusätzliche, aufkommens- oder nachfrageseitige Maßnahmen gedeckt werden. Aus Sicht der deutschen Gaswirtschaft ist es daher für den Prozess der Marktraumumstellung von besonderer Bedeutung, dass Verlässlichkeit hinsichtlich seiner Planungsgrundlagen besteht – insbesondere im Hinblick auf die Leistungsbereitstellung aus niederländischen Importkapazitäten.

²⁰ Vgl. [BDEW-Vorschläge des BDEW zum Gasmarktdesign](#) vom 11. November 2015.

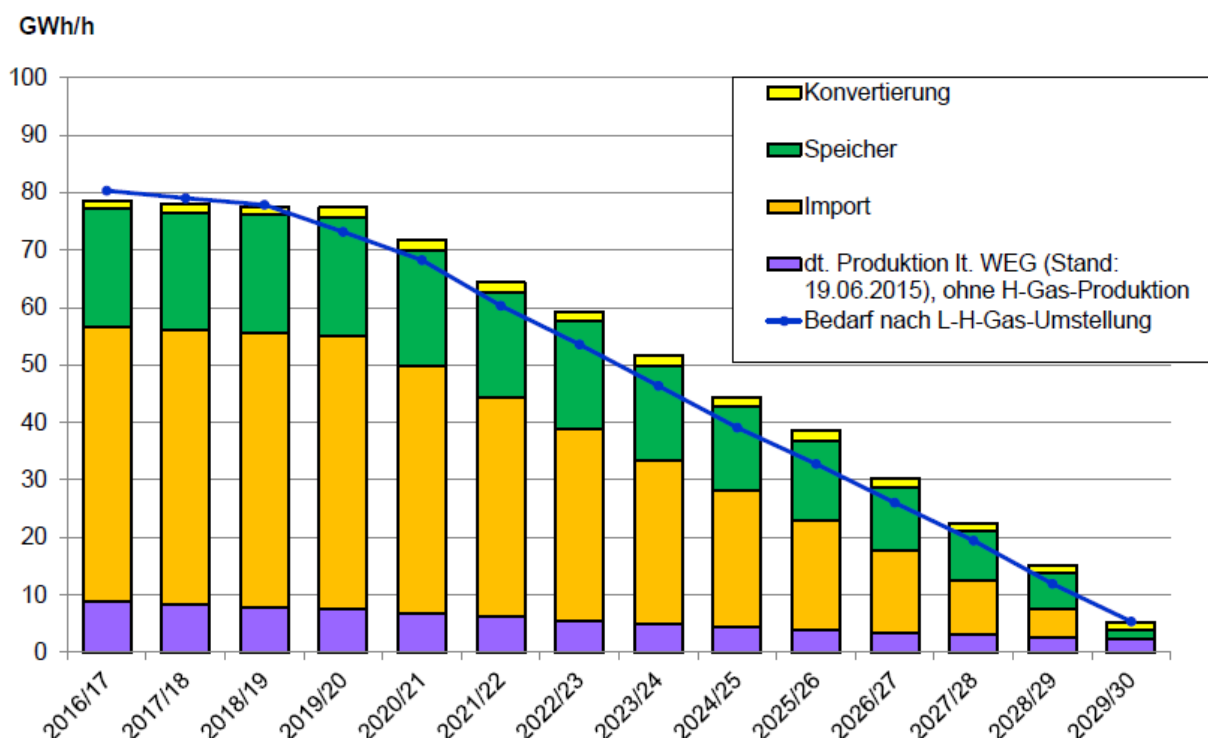


Abbildung 6: Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschlands bis 2030 (Stand 2017). Quelle: FNB Gas.

Darüber hinaus zeigt die kapazitive L-Gas-Bilanz, dass – im Gegensatz zur qualitätsübergreifenden Gesamtbetrachtung für die Bundesrepublik – im L-Gas Speicherleistungen nicht partiell durch GÜP-Leistungen ersetzt werden können, sondern beide Komponenten der Leistungsdarbietung in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen müssen. Dies muss durch geeignete L-Gas-spezifische Methoden für den qualitätsübergreifenden Gesamtmarkt sichergestellt werden.

4.3. Ausreichendes Gas-Aufkommen

Die verlässliche Versorgung der Marktgebiete in einem Mitgliedstaat beziehungsweise einer Region mit ausreichenden Mengen ist Voraussetzung für die Sicherung des Bedarfs geschützter Kunden.

Die Kategorie des Aufkommens ergänzt die Ausführungen zur Infrastruktur der Grenzübergangskapazitäten: Während Kapitel 4 die technisch existierenden Kapazitäten beleuchtet und Kapitel 6 beschreibt, inwieweit die in einem Mitgliedstaat vorherrschende Diversität und Belastbarkeit den Gas-Handelsmarkt als verlässliche Quelle beurteilen lassen, wird hier überprüft, ob der bestehenden Gasnachfrage dauerhaft ein ausreichendes Aufkommen beziehungsweise Angebot gegenübersteht. So sollen die folgenden Indikatoren das tatsächlich verfügbare Aufkommen von Gas sowie gegebenenfalls inländische Produktion darstellen, deren Krisenanfälligkeit beleuchten und die Vergleichbarkeit durch Bezugnahme auf den Bedarf geschützter Kunden ermöglichen.

Abschätzung des marktlich verfügbaren Aufkommens

Entwicklungen des internationalen/globalen Aufkommens

Deutschland ist durch seine geographische Lage in Zentraleuropa gut eingebettet in die europäischen, internationalen wie globalen Erdgas-Handelsströme und hat Zugang zu mehreren Gas-Aufkommensquellen. Über direkte Verbindungsleitungen hat Deutschland Zugang zu Gas aus russischen Aufkommensquellen, aus den Niederlanden, Norwegen, Dänemark und Großbritannien. Mittels Anbindung an die LNG-Anlandeterminals in Zeebrügge, Rotterdam und Dünkirchen über das europäische Gasnetz hat Deutschland indirekten Zugang zu Gas aus dem globalen Handel mit LNG.

Weltweit kann von einem steigenden Gasbedarf ausgegangen werden, der je nach betrachtetem Szenario in unterschiedlichem Ausmaß ausfällt²¹, wie Abbildung 7 darstellt.

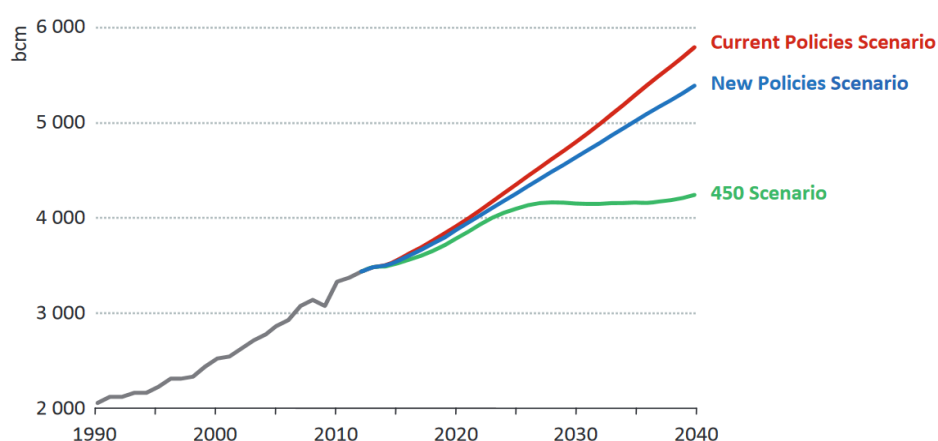


Abbildung 7: Entwicklung des globalen Gasbedarfs. Quelle: IEA 2014

Der steigenden Nachfrage entsprechend wird ein Anstieg der weltweiten jährlichen Gasproduktion von 3.400 Mrd. m³ (2012) auf 4.200 bis 5.800 Mrd. m³ im Jahr 2040 erwartet, verbunden mit einem Anteil von ca. 30 % aus unkonventionellen Fördermethoden. Dabei wird von einer Zunahme der Gasproduktion in allen Aufkommensquellen ausgegangen, an die Europa angebunden ist. Mittlerweile wird von weltweiten technisch erschließbaren Gasressourcen mit einer Reichweite von über 200 Jahren ausgegangen.

In den Prognosen zur Entwicklung des weltweiten Gasbedarfs und der entsprechenden Gasproduktion kommt Europa als dem größten Markt für Erdgas eine wesentliche Bedeutung zu. Wenngleich erwartet wird, dass die Versorgung via Pipelines Schwerpunkt der Gasversorgung Europas bleibt, kann von einer zunehmenden Bedeutung des weltweiten Handels von Gas in Form von LNG ausgegangen werden. Mit einer jährlichen Gesamtkapazität von circa 200 Mrd. m³ (2013) stehen dem europäischen Markt hierbei reichlich Kapazitäten zur Regasifizierung zur Verfügung. Durch Auftreten neuer Exporteure im weltweiten LNG-Handel kann somit perspektivisch auch von einer zunehmenden Diversifikation der Gasbezugsquellen Europas ausgegangen werden.

²¹ Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf: IEA (2014).

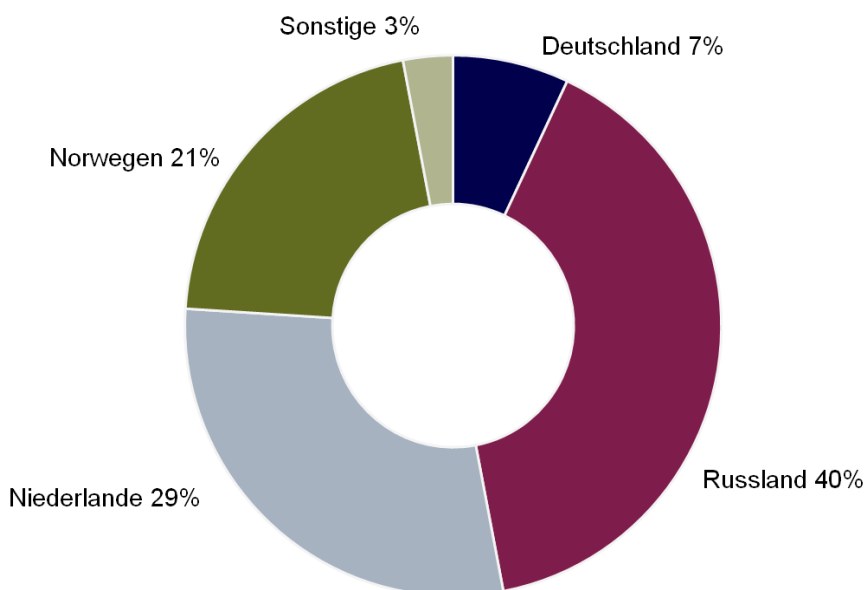


Abbildung 8: Zusammensetzung der Gasbezugsquellen Deutschlands (Stand 2015). Quelle: eigene Darstellung.

Insgesamt ist festzustellen, dass die verbleibenden Ressourcen und entsprechenden Produktionsprognosen die Erwartungen zur Bedarfsentwicklung in vollem Umfang abdecken können. Für den europäischen Markt und damit die Gasversorgung Deutschlands steht somit auch perspektivisch ein auskömmliches Aufkommen an Erdgas zur Verfügung.

Entwicklungen des innereuropäischen/nationalen Aufkommens

Niederländisches Aufkommen: Wie dem nachfolgenden Indikator des tatsächlichen, physisch/technischen Aufkommens und damit zusammenhängender Abbildung 8 entnommen werden kann, stellen die Niederlande mit 29 % eine wichtige Gas-Bezugsquelle Deutschlands dar. Der Gasbezug aus den Niederlanden ist für den deutschen Erdgasmarkt dadurch von besonderer Relevanz, dass er neben der heimischen Produktion (7 % des deutschen Gas-aufkommens, Abbildung 8) den zu weiten Teilen in Deutschland bestehenden, qualitätsspezi-fischen Bedarf an L-Gas abdeckt. Sowohl die Förderung in den deutschen Gasfeldern, als auch die Produktion in den Niederlanden ist rückläufig:

Aufgrund vermehrt auftretender Erdbeben in der niederländischen Region Groningen, die im Zusammenhang mit der Erdgasförderung im Groningen-Gasfeld gesehen werden, hat die niederländische Regierung im Jahr 2016 die Entscheidung gefällt, die Jahresproduktions-menge des Feldes auf 24 Mrd. m³ pro Jahr abzusenken mit der Option einer Erhöhung um zusätzliche 6 Mrd. m³ im Falle außergewöhnlicher Kälte. Dies stellt eine Reduktion der nie-derländischen L-Gas-Produktion um circa 55 % im Vergleich zu den Vorjahren dar. Ab dem Jahr 2020 sind Reduktionen der niederländischen Gaslieferungen nach Deutschland um jähr-lich 10 % vorgesehen. Ab 2030 werden keine L-Gas-Mengen mehr aus den Niederlanden für den deutschen Markt zur Verfügung stehen.

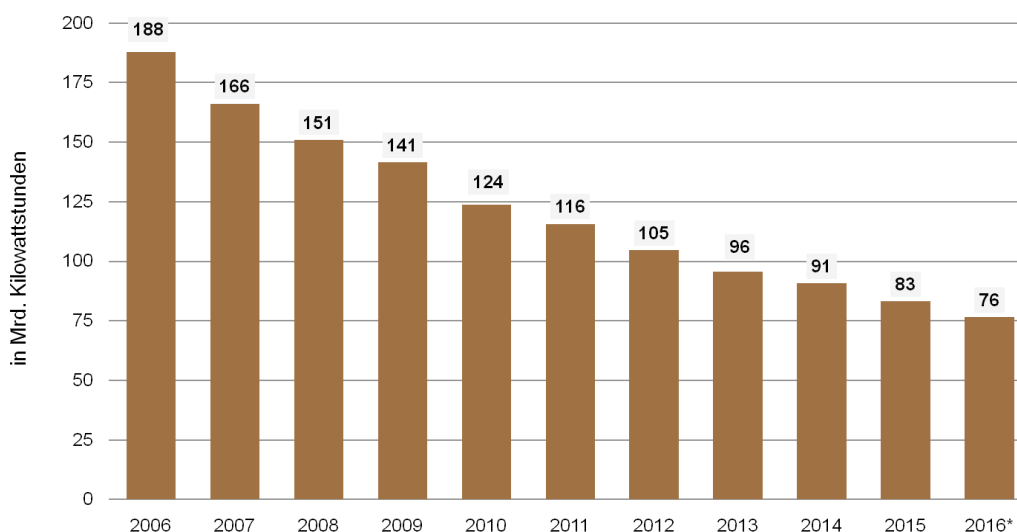


Abbildung 9: Entwicklung der deutschen Erdgas-Fördermengen. Quelle: eigene Darstellung. (* vorläufig)

Auch nach der genannten Entscheidung aus dem Jahr 2016 gehen die politischen Diskussionen in den Niederlanden über eine weitere Förderkürzung zum Schutz der Bevölkerung vor Erdbeben in der Region Groningen weiter. Dies erfordert ein umso strikteres Management und Haushalten mit den verbleibenden Ressourcen. Hier sind neben der konsequenten Durchführung der Marktraumumstellung temporär für das Segment L-Gas zielgerichtete Anpassungen im deutschen Regelenergiemarkt in Erwägung zu ziehen, um jederzeit die physische Deckung des qualitätsscharfen Gasbedarfs zu gewährleisten.

Nationales Aufkommen: Die im Nord-Westen Deutschlands angesiedelte heimische Produktion an Erdgas (überwiegend L-Gas) ist ebenfalls seit mehreren Jahren rückläufig, wie Abbildung 9 darstellt. Die Summe der (geschätzt) sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven in Deutschland betrug zum 1. Januar 2017 70,1 Mrd. m³, was einer Reingasmenge²² von 65,4 Mrd. m³ entspricht²³. Der Reserven/Verbrauchsquotient, der diese Erdgasreserven der jeweiligen jährlichen Fördermenge gegenüberstellt, betrug zum 1. Januar 2017 8,1 Jahre. Da dieser Quotient den natürlichen Abfall der Förderrate aufgrund einer Entleerung der Lagerstätten berücksichtigt, stellt das Reserven/Verbrauchsverhältnis jedoch keine Prognose, sondern eine Momentaufnahme dar.

Erdgasreserven²⁴ DE (Reingas): 65,4 Mrd. m³

Reserven/Verbrauchsquotient Erdgasreserven DE (01.01.2017): 8,1 Jahre

Um den rückläufigen Produktionsmengen aus deutscher und niederländischer Produktion zu begegnen und die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten, stellen die deutschen

²² Da die geförderten Erdgasmengen eine unterschiedliche Qualität im Hinblick auf ihren Energiehalt haben, stellt die sogenannte Reingasmenge eine kaufmännische, normierte (9,77 kWh/m³) Größe dar, die die Erdgasmengen vergleichbar macht. Quelle: LBEG (2017) S. 4.

²³ Ebenda, S. 2f.

²⁴ Sichere und wahrscheinliche Erdgasreserven (2P, proven + probable reserves).

Netzbetreiber alle L-Gas-Versorgungsgebiete Deutschlands Schritt für Schritt auf H-Gas um. Von dieser Marktraumumstellung sind ca. 4,8 bis fünf Mio. Endkunden und über sechs Mio. Endgeräte betroffen, die zu weiten Teilen dem Kreis geschützter Kunden zuzuordnen sind. Der sich durch die Marktraumumstellung reduzierende L-Gas-Bedarf wird durch H-Gas ersetzt, welches aus den verschiedenen verfügbaren Bezugsquellen stammt. Durch die schrittweise Anpassung des Gasverbrauchs, technische Maßnahmen zur Konvertierung von Gas zwischen L- und H-Gas-Qualität sowie Konvertierungsmaßnahmen auf niederländischer Seite kann auch während des Umstellungsprozesses der Gasbedarf jederzeit gedeckt werden, wie die in Abbildung 10 dargestellte Prognose der L-Gas-Mengenbilanz veranschaulicht. Dem durch die Marktraumumstellung steigenden H-Gas-Mengen- und -Kapazitätsbedarf tragen die deutschen Netzbetreiber durch Berücksichtigung in der Netzentwicklungsplanung Rechnung.²⁵

Dänisches Aufkommen: Das Aufkommen am GÜP *Ellund* als dem Importpunkt für dänisches Erdgas nach Deutschland ist seit mehreren Jahren tendenziell rückläufig. Eine Versorgung Deutschlands mit Gas aus Dänemark findet nur noch zu Teilen im Jahresverlauf statt, wohingegen über den GÜP *Ellund* zunehmend eine Versorgung Dänemarks von Seiten Deutschlands stattfindet. Der Ausbau des deutschen Transportnetzes zur Kompensation der reduzierten Importmengen aus Dänemark und zum Transport der Gasmengen in Richtung

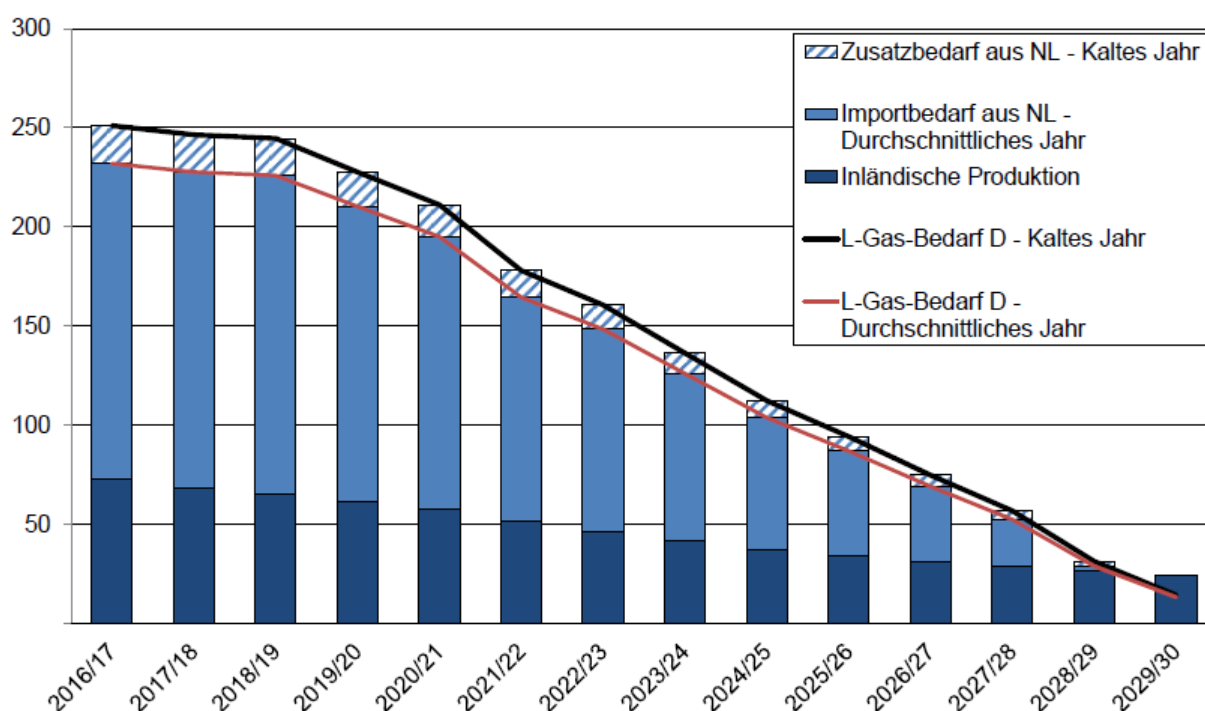


Abbildung 10: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz während der Marktraumumstellung - Abdeckung des verbleibenden L-Gas-Bedarfs durch niederländische Produktion und Eigenproduktion (Angaben in TWh/a, Stand 2017). Quelle: FNB Gas.

²⁵ Vgl. FNB Gas (2015), S. 119 ff.

Dänemark ist soweit abgeschlossen, sodass keine Einschränkung der Gasversorgung im Norden Deutschlands aufgrund der Entwicklungen zu erwarten ist.²⁶

Anzahl alternativer Aufkommensquellen

Mit Anschluss an Russland, die Niederlande sowie Norwegen und unter Einbezug der heimischen Produktion hat Deutschland Zugang zu vier wesentlichen Aufkommensquellen. Die Anzahl alternativer Aufkommensquellen, die in Kapitel 6 auch im Kontext der Diversität des Handelsmarkts betrachtet wird, weist somit eine hohe Diversifikation im Gas-Aufkommen Deutschlands auf.

Anzahl alternativer Aufkommensquellen: 4

Maximal (physisch/technisch) mögliches Aufkommen

Das gesamte, physisch beziehungsweise technisch maximal mögliche Aufkommen Deutschlands an seinen inner- und außereuropäischen GÜP beinhaltet gegenüber den technischen Grenzübergangskapazitäten an Importpunkten (Kapitel 4) Einschränkungen, die sich beispielsweise durch Beschränkungen der vorgelagerten Transportinfrastruktur oder das maximal mögliche Aufkommen der für einen GÜP relevanten Produktion ergeben können. So ist es in Deutschland beispielsweise unwahrscheinlich, dass alle technischen Grenzübergangskapazitäten für russisches sowie für norwegisches Gas gleichzeitig zu 100 % ausgelastet werden können: Im Falle Norwegens ist die Produktionskapazität geringer als die gesamte Export-Transportkapazität nach Europa. Für russisches Gas machen vorgelagerte Engpässe eine parallele Vollauslastung aller östlichen GÜP Deutschlands (Tabelle 3) unwahrscheinlich.

Einen Rückschluss auf das maximal zur Verfügung stehende Aufkommen erlauben die Lastflüsse der GÜP in Verbindung mit Daten über die Produktion von Erdgas und den Beitrag von Gasspeichern in einem Mitgliedstaat.

Internationales physisch/technisches Aufkommen²⁷

Die in Abbildung 11 dargestellten Importflüsse über GÜP betrugen für das Jahr 2016 im Mittel **4.429 GWh/d** und schwankten dabei zwischen 2.733 GWh (15.08.2016) und 5.175 GWh (04.12.2016). Im Monat Februar, in welchem das Risiko von Versorgungsengpässen nach Analysen des BDEW historisch betrachtet am höchsten ist, betrug das durchschnittliche tägliche Aufkommen an den deutschen GÜP **4.740 GWh/d** und steht dabei mit dem historisch höchsten tagesdurchschnittlichen Gasbedarf geschützter Kunden in folgendem Verhältnis:

²⁶ Ebenda, S. 60.

²⁷ Die Lastflussdaten an den europäischen GÜP veröffentlicht ENTSO-G auf folgender Website: <https://transparency.entsog.eu/>.

$$\frac{\text{Ø Import DE Februar 2016}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{4.740 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 192 \%$$

Ausfall der größten Importkapazität: Analog zum n-1-Standard der Erdgas-SoS-VO sollen die möglichen Auswirkungen eines Ausfalls der in Kapitel 4 als größten identifizierten Importkapazität dargestellt werden. Es ist im Falle eines Ausfalls des GÜP *Mallnow* anzunehmen, dass, um die defizitären Gasmengen schnellstmöglich zu kompensieren, alternative Liefer Routen und damit die verbleibenden östlichen GÜP *Greifswald*, *Deutschneudorf*, *Waidhaus* und *Oberkappel* voll ausgelastet würden. Für diesen Fall würden sich die Importflüsse am Beispiel des Februars 2016 auf einen täglichen Durchschnitt von noch **3.846 GWh/d** reduzieren, was in folgender Relation zum höchsten tagesdurchschnittlichen Bedarf geschützter Kunden steht:

$$\frac{\text{Ø Import DE Februar 2016 – Mallnow + Kompensation}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{3.846 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 156 \%$$

Der höchste tagesdurchschnittliche Gasbedarf geschützter Kunden Deutschlands könnte somit auch bei einem Ausfall des GÜP *Mallnow* als Deutschlands größter Importkapazität vollständig gedeckt werden. Für Deutschland als Erdgas-Drehscheibe jedoch ist die Berücksichtigung der in Abbildung 11 ebenfalls dargestellten Exportflüsse von großer Bedeutung.

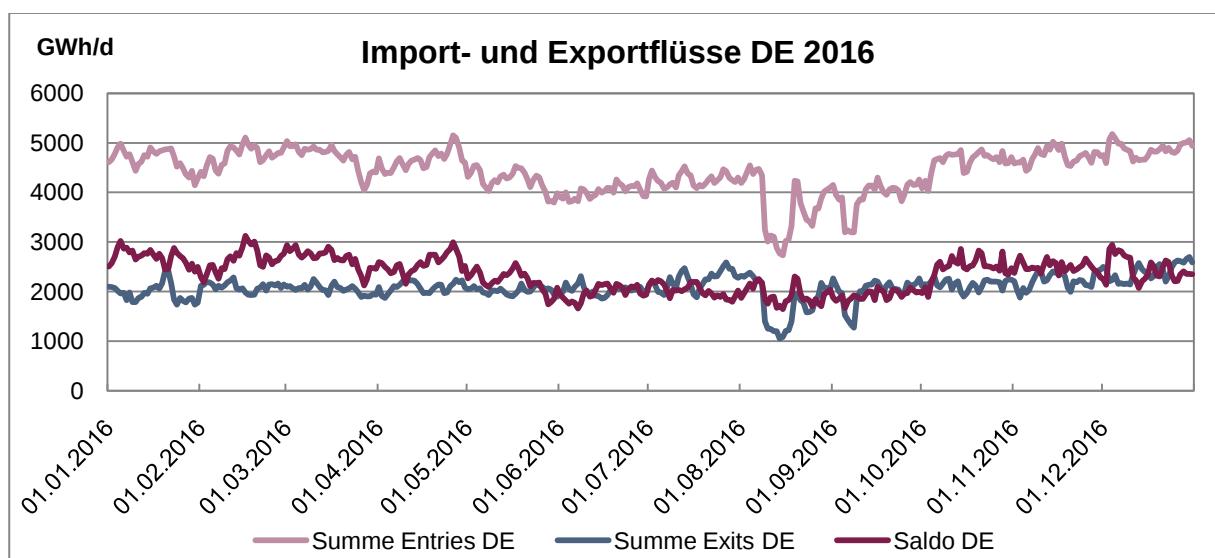


Abbildung 11: Import- und Exportflüsse Deutschlands im Jahr 2016. Quelle: eigene Darstellung.

Im Mittel betrugen im Jahr 2016 die Exportflüsse Deutschlands **2.088 GWh/d**. Das bei der Berücksichtigung der Exporte resultierende Saldo als dem tatsächlich für Deutschland verfügbaren Gas-Aufkommen betrug im Mittel somit **2.341 GWh/d**. Wie auch die Importmengen

unterliegt der Saldo zwischen Import und Export Schwankungen im Jahresverlauf zwischen 1.647 GWh/d (15.08.2016) und 3.123 GWh/d (16.02.2016). Während des Februars 2016 belief sich der Mittelwert des Saldos auf **2.639 GWh/d** und würde rechnerisch zur Deckung des historisch höchsten tagesdurchschnittlichen Bedarfs geschützter Kunden ausreichen:

$$\frac{\text{Ø Saldo DE Februar 2016}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{2.639 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 107 \%$$

Nationales physisch/technisches Aufkommen

Die Produktionskapazitäten der deutschen Erdgasförderung belaufen sich auf 0,94 Mio. m³/h²⁸, was einer Tagesproduktionskapazität von 22,56 Mio. m³/d entspricht. Aufgrund des niedrigeren Energiegehalts (9,77 kWh/m³) des in den deutschen Gaslagerstätten geförderten Gases²⁹ entspricht dies folgender Förderkapazität:

Tägliche Produktionskapazität Erdgasförderung DE: 220,41 GWh/d

Darüber hinaus existieren in Deutschland Biogasanlagen mit einer Einspeisekapazität von 2,88 Mio. m³/d (120.000 m³/h³⁰), was folgender täglichen Kapazität entspricht:

Tägliche Einspeisekapazität Biogasanlagen DE: 31,19 GWh/d

Speicherfüllstände und -mengen

Gasmengen in Erdgasspeichern übernehmen für die Versorgung einer Region in Engpasssituationen beziehungsweise in Szenarien einer außerordentlich hohen Gasnachfrage eine entscheidende Rolle. Ein Monitoring der Speicherfüllstände im Zeitablauf ist daher ein wesentlicher Indikator darüber, inwiefern sich für eine Region das Niveau der Versorgungssicherheit verändert, ist jedoch stets auch im Zusammenhang mit anderen Aufkommensquellen zu betrachten.

²⁸ FNB Gas / Prognos AG (2015), S. 27.

²⁹ Ebenda, S. 28.

³⁰ dena (2016), S. 6.

Reichweite von Speichermengen für den tagesdurchschnittlichen Gasbedarf geschützter Kunden (228 Mio. m³/d):

Tabelle 5: Füllstandsabhängige Reichweite von Speichermengen für den durchschnittlichen Tagesbedarf geschützter Kunden.

Speicherfüllstand	Speichermenge AGV	Reichweite für Gasbedarf geschützter Kunden
100 %	24,04 Mrd. m ³	105 Tage
50 %	12,02 Mrd. m ³	53 Tage
30 %	7,21 Mrd. m ³	32 Tage

Die tatsächliche Höhe der Speicherfüllstände unterliegt im Jahresverlauf großen Schwankungen, wie Abbildung 12 beispielhaft für die Jahre 2014 bis 2016 veranschaulicht. Aufgrund der Abhängigkeit der Ausspeicherleistung vom jeweiligen Speicherfüllstand unterliegt auch die Ausspeicherleistung im Jahresverlauf entsprechenden Schwankungen. Abbildung 13 stellt den Verlauf der Ausspeicherleistung für das Jahr 2016 dar. Zu betonen ist, dass die Ausspeicherleistung (entsprechend Seite 24) durch kapazitive Konkurrenzsituationen zwischen GÜP und Speicheranschlusspunkten sowie durch Einschränkungen im vorgelagerten Transportnetz beschränkt wird, sodass die bereitstehende Ausspeicherleistung nicht vollständig herangezogen werden kann.

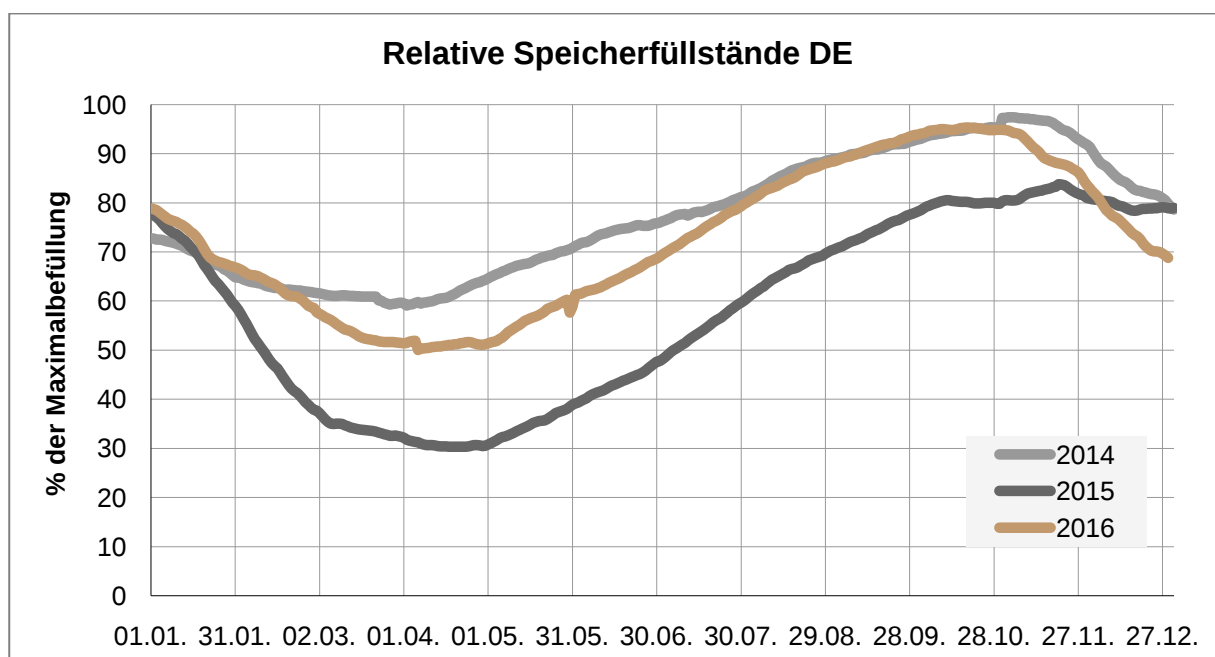


Abbildung 12: Verlauf der relativen Speicherfüllstände 2014 bis 2016. Quelle: eigene Darstellung auf Datenbasis gie.

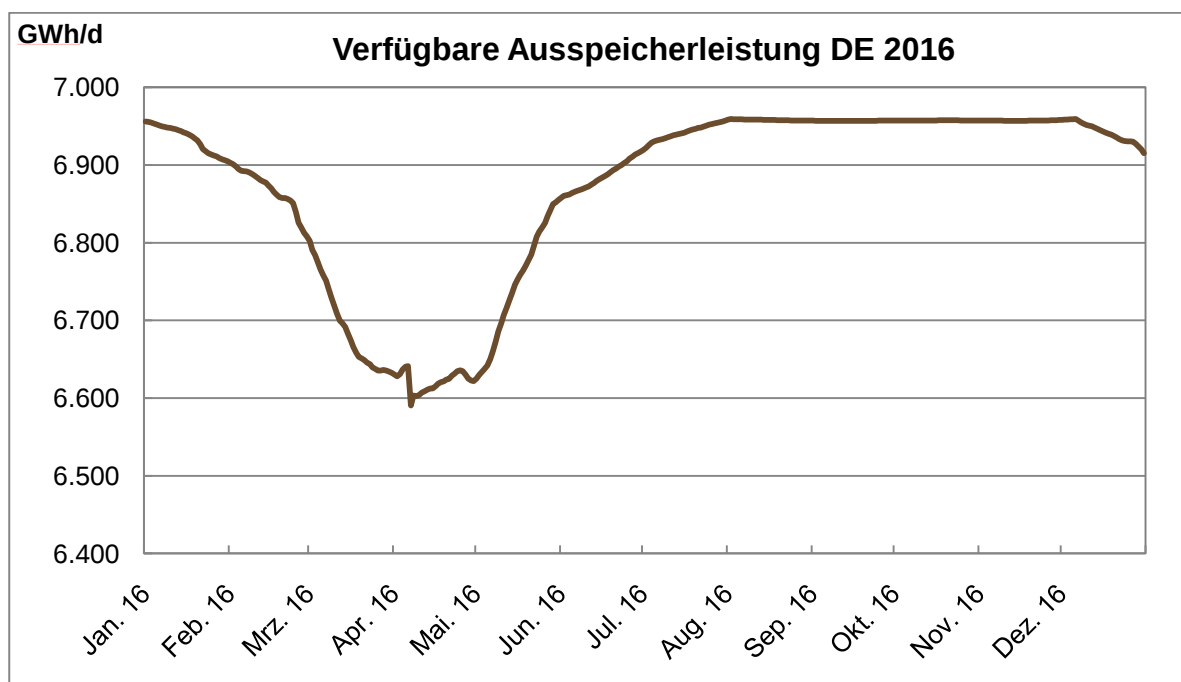


Abbildung 13: Verlauf der verfügbaren Ausspeicherleistung deutscher Speicher 2016. Quelle: eigene Darstellung.

Im Jahr 2016 betrug die zur Verfügung stehende Ausspeicherleistung der deutschen Gasspeicher im Mittel **6.842 GWh/d**. Während des Februars 2016 belief sich der Mittelwert auf **6.868 GWh/d** und stand in folgendem Verhältnis zur Deckung des Spitzenbedarfs geschützter Kunden zur Verfügung:

$$\frac{\text{Ø Ausspeicherleistung DE Februar 2016}}{\text{tagesdurchschnittl. Bedarf geschützter Kunden DE}} = \frac{6.868 \text{ GWh/d}}{2.471 \text{ GWh/d}} = 278 \%$$

Die maximale Inanspruchnahme der verfügbaren Ausspeicherleistung hätte zwar ein starkes Absinken des Speicherfüllstands und damit der resultierenden Ausspeicherleistung zur Folge. Dennoch wird deutlich, dass Gasspeichern in der Deckung des Gasbedarfs aufgrund einer hohen Leistungsbereitstellung eine große Bedeutung zukommt.

4.4. Funktionierender Markt

Voraussetzung für die Versorgungssicherheit in einem liberalisierten Gasmarkt ist neben einer belastbaren Produktions-, Speicher- und Transportinfrastruktur auch eine hinreichende Diversifikation von Marktteilnehmern und Supply-Quellen. ACER hat diese Aspekte in der Beurteilung von Märkten bei der Entwicklung des Gas Target Model aufgegriffen und im Zuge dessen Ausarbeitung verschiedene Indikatoren vorgelegt, die eine geeignete Bewertung der Belastbarkeit von Gasmärkten erlauben. Für die Versorgungssicherheit sind dabei insbesondere Marktindikatoren relevant, die die Diversität und Widerstandskraft des Marktes abbilden:

- **Anzahl der Bezugsquellen**
- **Herfindal-Hirschmann-Index**
- **Residual Supply Index**

Eine im Rahmen einer Analyse der deutschen Gas-Marktgebiete durchgeführte Studie hat die für die Versorgungssicherheit relevanten Marktindikatoren systematisch aufbereitet und für das Jahr 2014 quantifiziert³¹.

Anzahl der Bezugsquellen

Die Anzahl der Bezugsquellen ist ein wichtiger Indikator in der Beurteilung der Diversität des Aufkommens in einem Gasmarkt und ist damit ein wichtiges Indiz für seine Belastbarkeit und Stabilität. Analog zur Betrachtung der alternativen Aufkommensquellen, werden für die beiden deutschen Marktgebiete **vier Bezugsquellen** identifiziert, wobei sowohl die deutsche Produktion einfließt und darüber hinaus diejenigen Lieferländer berücksichtigt werden, deren Produktion den eigenen Bedarf übersteigt. Der von ACER angestrebte Schwellwert für Gasmärkte liegt bei **drei Bezugsquellen**.

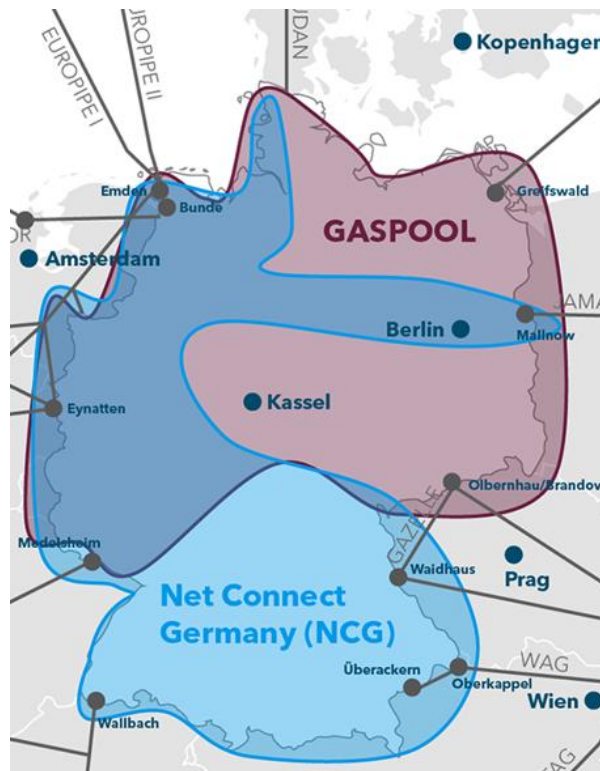


Abbildung 14: Die deutschen Gasmarktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany (NCG).
Quelle: Wingas GmbH.

³¹ Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf: WECOM (2016).

Herfindahl-Hirschmann-Index

Der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) gibt die Teilnehmerkonzentration in einem Markt an und spiegelt die jeweiligen Marktanteile der Teilnehmer wider: Je höher die Marktkonzentration, desto leichter ist es für einzelne Marktteilnehmer, den Gesamtmarkt durch individuelles Gebotsverhalten negativ zu beeinflussen. Dadurch steigt in einem Markt mit geringer Teilnehmerkonzentration das Risiko, dass durch individuelles Gebotsverhalten das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und damit die für die Versorgungssicherheit bedeutsame Markträumung gefährdet wird. Eine geringe Marktkonzentration hingegen ist ein Hinweis für einen funktionierenden Markt sowie für eine hohe Belastbarkeit seiner Preissignale.

Im Rahmen des Gas Target Models wurde von ACER unter anderem anhand des HHI die Konzentration der Belieferung eines Erdgasmarktes durch einzelne Gasproduzenten bewertet. Dazu wurde auf Daten von Eurostat und BP Statistical Review aus dem Jahr 2013 zurückgegriffen. In der Bewertung der nationalen Märkte wurde von ACER ein HHI-Wert von unter 2.000 als Indikator für einen funktionierenden Markt bestimmt. Für den deutschen Erdgasmarkt wurde im Rahmen dieser Studie ein HHI von 1.982 ermittelt, womit Deutschland die von ACER geforderte Marktkonzentration erfüllt.

Die im Rahmen der Analyse der deutschen Gasmarktgebiete durchgeführte Studie³² weist für das Jahr 2014 jedoch getrennt nach den beiden Marktgebieten einen HHI von 2.965 (GASPOOL) beziehungsweise 2.743 (NCG). Bei dieser Betrachtung verfehlt der deutsche Markt somit geringfügig die Zielwerte des Gas Target Models. Zu beachten sind bei dieser Berechnung jedoch mögliche Unschärfen, da die Studie aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Daten auf eigene Annahmen zurückgreifen musste.

Residual-Supply-Index

Der Residual-Supply-Index (RSI) betrachtet das bei einem Ausfall des größten Lieferanten noch durch die restlichen Produzenten/Lieferanten bestehende Aufkommenspotential und setzt dieses in Relation zum inländischen Verbrauch. Für die deutschen Gasmarktgebiete wurde das Aufkommenspotential anhand der technisch verfügbaren Anbindungskapazitäten abgeschätzt und auf dieser Basis ein RSI von 111 % (GASPOOL) beziehungsweise 148 % (NCG) ermittelt³³. Diese Werte überschreiten den von ACER im Rahmen des GTM geforderten Mindestwert von 110 %. Die deutschen Gasmarktgebiete erfüllen somit die Stabilitätsanforderungen der ACER.

³² WECOM (2016), S. 6.

³³ Ebenda.

Beide deutschen Marktgebiete erfüllen somit die für die Marktstabilität und Versorgungssicherheit relevanten Marktindikatoren des ACER Gas Target Model beziehungsweise unterschreiten (im Falle des HHI) den Zielwert nur sehr geringfügig. Insgesamt steht der deutsche Gasgroßhandelsmarkt auf einem soliden Fundament hinsichtlich der Marktkonzentration und Marktstabilität. Aufgrund der freien Preisbildung im deutschen Gasmarkt kann daher davon ausgegangen werden, dass dem physischen Bedarf im Gassystem mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ein entsprechendes physisches Angebot gegenüber steht.

Damit ist der Handelsmarkt für Versorger auch in Extremsituationen eine verlässliche Quelle zur Deckung des physischen Gasbedarfs ihrer Kunden. Für die Begrenzung der finanziellen Risiken, die mit der freien Preisbildung auf Basis von Angebot und Nachfrage verbunden sind, nutzen Versorger vielfältige Instrumente zur Preissicherung. Dieses sind neben Forwardkontrakten des Großhandelsmarktes auch flexible Bezugsverträge und kontrahierte Speicherkapazitäten. Die Vielzahl der Versorger in Verbindung mit der Diversität ihrer Portfolien gewährleistet eine Stabilität des Marktes auch in Extremsituationen. Für den Fall eines finanziellen Ausfalls einzelner Versorger ist zudem die Belieferung der Endkunden durch das Prinzip der Grundversorgung gesichert.

5 Verzeichnisse

5.1. Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
CO₂	Kohlenstoffdioxid
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Erdgas-SoS-VO	Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
gie	Gas Infrastructure Europe
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
H-Gas	high calorific gas
HHI	Herfindahl-Hirschmann-Index
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunde
L-Gas	low calorific gas
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LNG	Liquefied Natural Gas
Mio./Mrd. m³	Millionen/Milliarden Kubikmeter
NCG	NetConnect Germany
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
RSI	Residual Supply Index
TWh	Terrawattstunde

5.2. Abbildungen

Abbildung 1: Grundlagen für die Erfüllung der Vorsorgepflicht sind ausreichendes Gas-Aufkommen, eine belastbare Gas-Infrastruktur sowie ein funktionierender Markt. Quelle: eigene Darstellung.....	13
Abbildung 2: Das deutsche Fernleitungsnetz und seine Einbindung in die europäische Transport-Infrastruktur. Quelle: BMWi auf Basis ENTSO-G.	23
Abbildung 3: Die Standorte der 49 Gasspeicheranlagen in Deutschland (Stand 01.05.2017). Quelle: eigene Darstellung.....	25
Abbildung 4: Aggregierte Speicherleistungskurve der Gasspeicher in Deutschland (Stand 2014). Beispiel: Füllstand 50 % $\pm$ Ausspeicherleistung 400 Mio. m³/d und Grenzfüllstand für 228 Mio. m³/d Ausspeicherleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	27
Abbildung 5: Regionale Betrachtung des deutschen Gasversorgungssystems. Quelle: TeamConsult, DBI Gut.....	29
Abbildung 6: Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschlands bis 2030 (Stand 2017). Quelle: FNB Gas.....	31
Abbildung 7: Entwicklung des globalen Gasbedarfs. Quelle: IEA 2014.....	32
Abbildung 8: Zusammensetzung der Gasbezugsquellen Deutschlands (Stand 2015). Quelle: eigene Darstellung.....	33
Abbildung 9: Entwicklung der deutschen Erdgas-Fördermengen. Quelle: eigene Darstellung.....	34
Abbildung 10: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz während der Marktraumumstellung - Abdeckung des verbleibenden L-Gas-Bedarfs durch niederländische Produktion und Eigenproduktion (Angaben in TWh/a, Stand 2017). Quelle: FNB Gas.....	35
Abbildung 11: Import- und Exportflüsse Deutschlands im Jahr 2016. Quelle: eigene Darstellung.....	37
Abbildung 12: Verlauf der relativen Speicherfüllstände 2014 bis 2016. Quelle: eigene Darstellung auf Datenbasis gie.....	39
Abbildung 13: Verlauf der verfügbaren Ausspeicherleistung deutscher Speicher 2016. Quelle: eigene Darstellung.....	40
Abbildung 14: Die deutschen Gasmarktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany (NCG). Quelle: Wingas GmbH.	41

5.3. Tabellen

Tabelle 1: Vorlage des Monitorings / Einzelindikatoren.	6
Tabelle 2: Ergebnisse der Einzelindikatoren für Deutschland.	14
Tabelle 3: Spitzenbedarf geschützter Kunden in Deutschland während extremer Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen.	18
Tabelle 4: Technisch verfügbare Importkapazitäten, verbundene Aufkommensquelle und Diversifikation der Importpunkte Deutschlands.	20
Tabelle 5: Füllstandsabhängige Reichweite von Speichermengen für den durchschnittlichen Tagesbedarf geschützter Kunden.	39

5.4. Literatur

DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena, 2016):
Branchenbarometer Biomethan. Berlin, November 2016.

EUROGAS (2015):
Statistical Report 2015. Brüssel, Dezember 2015.
http://www.gasnaturally.eu/uploads/Modules/Publications/eurogas-statistical-report-2015_lr.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA, 2014):
World Energy Outlook 2014. Paris, 2014.

LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (LBEG, 2017):
Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2017.
Hannover, 27.03.2017.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/117274/Erdoel-und_Erdgasreserven_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_am_01.01.2017.pdf

FNB GAS – VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V. (2015):
Netzentwicklungsplan Gas 2015. Berlin, 04.12.2015.
http://www.fnb-gas.de/files/2015_12_04_nep-gas-2015.pdf

FNB GAS – VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V. (2017a):
2. Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Berlin, 05.04.2017.
http://www.fnb-gas.de/files/2017_04_05_entwurf2_nep-gas-2016.pdf

FNB GAS – VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V. (2017b):
Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin, 31.03.2017.
http://www.fnb-gas.de/files/2017_03_31_umsetzungsbericht_2017.pdf

FNB GAS – VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V. /
PROGNOS AG (2015):
Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 der Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin, 04.09.2015.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2016/Szenariorahmen/Szenario_rahmenNEPGas2016.pdf;jsessionid=9AB6A291FFE91BBF27E0A3F38A09AF3E?blob=publicationFile&v=1

WAGNER, EBLING & COMPANY (WECOM, 2016):
Gutachten zu den Potentialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt. Wien, 04.05.2016.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/GutachtenBNetzAMarktintegrationWECOM.pdf?blob=publicationFile&v=3

Ansprechpartner:

Thomas Pollithy
Telefon: +49 30 300199-1255
thomas.pollithy@bdew.de