

# Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der  
deutschen  
Fernleitungsnetzbetreiber

**Ansprechpartner:**  
Nils von Ohlen (FNB Gas)  
Stefan Mellahn (Prognos)

Berlin, 11. August 2017

- 1. bayernets GmbH**  
Poccistraße 7  
80336 München
- 2. Fluxys Deutschland GmbH**  
Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf
- 3. Fluxys TENP GmbH**  
Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf
- 4. GASCADE Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108-112  
34119 Kassel
- 5. Gastransport Nord GmbH**  
Cloppenburger Straße 363  
26133 Oldenburg (Oldb)
- 6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**  
Pelikanplatz 5  
30177 Hannover
- 7. GRTgaz Deutschland GmbH**  
Zimmerstraße 56  
10117 Berlin
- 8. jordgasTransport GmbH**  
Promenade Am Alten Binnenhafen 6  
26721 Emden
- 9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**  
Huttopstr. 60  
45138 Essen
- 10. NEL Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108-112  
34119 Kassel
- 11. Nowega GmbH**  
Anton-Bruchhausen-Str. 4  
48147 Münster
- 12. ONTRAS Gastransport GmbH**  
Maximilianallee 4  
04129 Leipzig
- 13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**  
Emmerichstraße 11  
34119 Kassel
- 14. Open Grid Europe GmbH**  
Kallenbergstraße 5  
45141 Essen
- 15. terranets bw GmbH**  
Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart
- 16. Thyssengas GmbH**  
Emil-Moog-Platz 13  
44137 Dortmund

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Beschreibung der Szenarien</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Endenergiebedarf Gas</b>	<b>16</b>
5.1	Vorgehensweise	16
5.2	Entwicklung des Endenergiebedarfs Gas	16
<b>6</b>	<b>Gaskraftwerke</b>	<b>19</b>
6.1	Systemrelevante Gaskraftwerke	21
6.2	Neue Gaskraftwerke	21
6.3	Kraftwerksmodellierung für die Gasbedarfsentwicklung	27
6.4	Entwicklung des Gaseinsatzes in Kraftwerken	28
<b>7</b>	<b>Gasbedarf</b>	<b>29</b>
7.1	Ist-Analyse	29
7.2	Entwicklung des gesamten Gasbedarfs	32
7.3	Regionalisierung des Gasbedarfs	33
<b>8</b>	<b>Gasaufkommen</b>	<b>37</b>
8.1	Vorgehensweise	37
8.2	Erdgasförderung	37
8.3	Biogaseinspeisung	39
8.4	Nicht-konventionelles Erdgas	40
8.5	Power-to-Gas	40
8.6	Gesamtgasaufkommen	42
<b>9</b>	<b>Erdgasspeicher in Deutschland</b>	<b>43</b>
9.1	Rolle der Gasspeicher in der Energiewirtschaft	43
9.2	Rolle der Gasspeicher im Winter 2016/17	44
9.3	Zusätzliche Speicherprojekte	48
9.4	Modellierung der Speicher in der Basisvariante	49
9.5	Vorschlag der BNetzA zur Weiterentwicklung des Konzepts temperaturabhängig fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (TaK) an Gasspeichern im Prozess der Netzentwicklungsplanung	50
9.6	Ermittlung der erforderlichen Ausspeicherleistungen unter Versorgungssicherheitsaspekten	54
<b>10</b>	<b>LNG-Anlagen in Deutschland</b>	<b>56</b>

<b>11</b>	<b>Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern</b>	<b>57</b>
11.1	Ergebnisse more capacity	57
11.2	Incremental Capacity	58
11.3	H-Gas-Quellenverteilung	58
11.4	Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten	65
<b>12</b>	<b>Versorgungssicherheit</b>	<b>75</b>
12.1	Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung	76
12.2	Entwicklung der H-Gas-Versorgung	84
<b>13</b>	<b>Modellierung und Modellierungsvarianten</b>	<b>85</b>
13.1	Übersicht der Modellierungsvarianten	85
13.2	Erläuterung der Basis- und Speichervariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	87
13.3	Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028	89
	<b>Auswertung der Stellungnahmen</b>	<b>90</b>
	<b>Anlage 1 – NEP Gas-Datenbank</b>	<b>91</b>
	<b>Anlage 2 – Gaskraftwerksliste</b>	<b>92</b>
	<b>Anlage 3 – Nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen</b>	<b>102</b>
	<b>Glossar</b>	<b>104</b>
	<b>Literatur</b>	<b>107</b>
	<b>Legal Disclaimer</b>	<b>112</b>

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	15
Abbildung 2:	Entwicklung des deutschen Gas-Endenergieverbrauchs in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2030	17
Abbildung 3:	Cluster-Ansatz für die Kraftwerke in Süddeutschland	26
Abbildung 4:	Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh ( $H_s$ )	29
Abbildung 5:	Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren (Endenergie, sonstiger Verbrauch) in TWh ( $H_s$ )	30
Abbildung 6:	Szenario I: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 bis 2028 in den Nachfragesektoren private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen; Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00	34
Abbildung 7:	Szenario I: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 bis 2028 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/ Kraftwerke; Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00	35
Abbildung 8:	Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2028 insgesamt (absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert $H_s$ ) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 bis 2028 insgesamt; Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00	36
Abbildung 9:	Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	38
Abbildung 10:	Szenarien I und II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2028 und Veränderung gegenüber 2018 (absolut in GWh, $H_i$ )	42
Abbildung 11:	Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2011	43
Abbildung 12:	Entwicklung der Speicherfüllstände im H-Gas-Süd-Gebiet der NCG	44
Abbildung 13:	Preisspread zwischen Spot und Folgemonat	45
Abbildung 14:	Anteile an fester Einspeise- und Ausspeisekapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	49
Abbildung 15:	Erdgasspeicher: Aufteilung der Entry-TVK nach Kapazitätsart gemäß Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 (MW)	52

Abbildung 16:	Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum	59
Abbildung 17:	Bilanzraum der Erdgasbilanz Europa	60
Abbildung 18:	Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035	65
Abbildung 19:	L-Gas-Einspeisekapazitäten bis zum Jahr 2030 (Angaben in GWh/h)	82
Tabelle 1:	Entwicklung des Gas-Endenergieverbrauchs (EEV) nach Sektoren in den Szenarien EUCO30 und EUCO+40	18
Tabelle 2:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO <sub>2</sub> in den Szenarien	20
Tabelle 3:	Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	21
Tabelle 4:	Berücksichtigte Gaskraftwerks-Neubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	23
Tabelle 5:	Szenarien zur Stromerzeugung	27
Tabelle 6:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	28
Tabelle 7:	Ergebnisse des Gaseinsatzes zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken	28
Tabelle 8:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	31
Tabelle 9:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	31
Tabelle 10:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H <sub>s</sub> )	32
Tabelle 11:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H <sub>s</sub> )	32
Tabelle 12:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	37
Tabelle 13:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	38
Tabelle 14:	Biogaseinspeisung in Deutschland	39
Tabelle 15:	Berücksichtigte Speicherprojekte am Fernleitungsnetz	48

Tabelle 16:	Nicht berücksichtigte Speicherprojekte am Fernleitungsnetz	49
Tabelle 17:	LNG-Projekte	56
Tabelle 18:	Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung	61
Tabelle 19:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG	78
Tabelle 20:	Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte	79
Tabelle 21:	Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz im Jahr 2016	80
Tabelle 22:	Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher	80
Tabelle 23:	Daten zu den L-Gas-Einspeisekapazitäten (Angaben in GWh/h)	82
Tabelle 24:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	86
Tabelle 25:	Stellungnahmen zur Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	90

# 1 Einleitung

Die deutschen Fernleitungsnetze bilden mit einer Länge von ca. 40.000 km das Rückgrat des gesamten Gastransportsystems in Deutschland. Das durch das Fernleitungsnetz aufgespeiste Verteilernetz für Erdgas besitzt eine Länge von mehr als 470.000 km. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber leisten mit ihrer bedarfsgerecht ausgebauten Infrastruktur einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Gasversorgung der Sektoren Haushalte, Industrie und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen.

Die vorhandene Gasinfrastruktur bietet eine hervorragende Basis zur Erreichung der Ziele der Energiewende. Gas ist ein klimafreundlicher Energieträger, der perspektivisch zu 100 % regenerativ hergestellt und so vollständig klimaneutral und damit grün werden kann.

Die Gasinfrastruktur bietet das Potenzial, als Transport- und Speichersystem für Methan und Wasserstoff (EE-Gas) aus regenerativ erzeugtem Strom zu dienen. Mit der Power-to-Gas-Technologie kann der Stromnetzausbaubedarf gedämpft werden – mit einer Infrastruktur, die bereits vorhanden und einsatzbereit ist. Das Erdgastransportsystem kann durch Sektorenkopplung einen wichtigen Beitrag zur Strukturierung von Angebot und Nachfrage in den Energiesystemen leisten.

Dies wird am Beispiel des Winters 2016/2017 deutlich, der im Vergleich zu den vorangegangenen drei Winterperioden deutlich strenger war. Durch die 10-tägige Wind- bzw. Dunkelflaute Ende Januar 2017 fielen erhebliche Stromerzeugungsleistungen aus erneuerbaren Energiequellen aus. Die fehlenden Strommengen konnten trotz der gleichzeitigen Kältewelle durch aus Gas erzeugtem Strom ersetzt werden. Die deutsche Stromerzeugung aus Erdgas erreichte in diesem Zeitraum mit 11 TWh<sub>el</sub> einen Spitzenwert.

Mit dem vorliegenden Dokument kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung und Konsultation des Szenariorahmens gemäß § 15a EnWG nach. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen zwei Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden vor, wobei aktuelle politische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden.

Darauf aufbauend haben die Fernleitungsnetzbetreiber den in 2015 für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 erstellten Szenariorahmen überprüft, dessen Datenbasis entsprechend aktualisiert und Anregungen aus dem aktuellen Konsultationsverfahren berücksichtigt. Mit dem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen.

## Marktgebietszusammenlegung

Am 07.07.2017 stimmte der Bundesrat der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zu, die in § 21 die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, spätestens zum 01.04.2022 die derzeit bestehenden zwei Marktgebiete GASPOOL und Net Connect Germany zusammenzulegen. Dies wurde auch von einigen Stellungnehmern angesprochen.

Für die netzplanerische Umsetzung dieser Entscheidung sehen die Fernleitungsnetzbetreiber es als Voraussetzung an, zunächst ein Kapazitätsmodell für dieses gemeinsame Marktgebiet zu entwickeln, da sich die Systematik durch Größe und Zusammenführung unterschiedlichster Netzstrukturen von der heutigen deutlich unterscheiden wird.



Der Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird im Wesentlichen auf den vorhandenen Kapazitätsmodellen der beiden Marktgebiete basieren. Vor Beginn der Modellierungsphase für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird die Abstimmung eines endgültigen Modells für ein gemeinsames Marktgebiet nicht abgeschlossen sein.

Die Erfahrungen aus den bisherigen Marktgebietszusammenlegungen haben gezeigt, dass hierdurch der Anteil frei zuordenbarer Kapazität sinken kann. Ob und in welchem Umfang dies bei dem deutschlandweiten Marktgebiet der Fall sein wird, kann erst nach Festlegung eines Kapazitätsmodells auch unter Berücksichtigung der Auswirkung von Virtual Interconnection Points (VIP), zu deren Umsetzung die Fernleitungsnetzbetreiber mit Frist zum 01.11.2018 verpflichtet sind, bestimmt werden.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist zu erwarten, dass auch nach der Marktgebietszusammenlegung die Maßnahmen aus den bisherigen Netzentwicklungsplänen weiterhin erforderlich sind. Die in den vergangenen Netzentwicklungsplänen ermittelten Ausbaumaßnahmen zur Kapazitätsbedarfsdeckung und Engpassbehebung bilden vielmehr die Grundlage für eine erfolgreiche Marktgebietszusammenlegung.

Mit Blick auf die Maßnahmen, die im Zusammenhang mit der Umstellung von L- auf H-Gas stehen, stellen die Fernleitungsnetzbetreiber fest, dass diese auch für den Zeitraum nach dem 01.04.2022 mit der bisherigen Systematik bestimmt werden können. Bereits heute haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine sehr enge Abstimmung durchgeführt, um die Möglichkeiten der vorhandenen Netzinfrastruktur im L-H-Gas-Umstellungsprozess zu nutzen.

Auf die Berücksichtigung von neuen und systemrelevanten Kraftwerken hat die Zusammenlegung der Marktgebiete keinen Einfluss, da durch die Produktart fDZK im Anforderungsfall der Transport von einem vorher festgelegten Entry-Punkt erfolgt.

In Bezug auf die Marktgebietszusammenlegung wird die vorgeschlagene Speichervariante aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin ein belastbares Ergebnis für die Notwendigkeit von Speicherleistungen liefern, da diese im Rahmen der Spitzenlastszenarien stattfinden kann, und somit unbeeinflusst von der Modelldiskussion bleibt.

In der Berücksichtigung der Ergebnisse von more capacity im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber keinen Widerspruch, da diese sich aus der Betrachtung dynamisch zuordenbarer Kapazität ergeben, die überwiegend den Transport in Richtung Tschechische Republik beinhalten.

## 2 Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt den aktuellen 10-Jahres-Zeitraum bis zum Jahr 2028. Er nimmt dabei aktuelle Entwicklungen ebenso auf, wie Erkenntnisse aus den Konsultationen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026.

Der Szenariorahmen zeigt hinsichtlich des zukünftigen Gasbedarfs in Deutschland zwei Szenarien auf. Der Fokus für die Modellierung liegt auf einer Basisvariante (H-Gas-Quellen) und einer Speichervariante.

### Unverändert gegenüber dem Szenariorahmen 2016

- Die Auswahl der Datenquellen zur Entwicklung der Förderung von Erdgas in Deutschland und zur Einbindung des deutschen Fernleitungsnetzes in den europäischen Gastransport.
- Das abgestimmte Vorgehen bei der Festlegung der Szenarien zur Gasverstromung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur (BNetzA) und die eigenständige Modellierung der Strommärkte.
- Die Darstellung der Entwicklung des Gasbedarfs (Gasverbrauch) und Gasaufkommens (Erdgasförderung, Biogaseinspeisung) für Deutschland als Basis für die im Netzentwicklungsplan Gas vorzunehmenden Kapazitätsberechnungen.
- Die regionale Gasbedarfsentwicklung wird, wie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, grafisch in Karten abgebildet.

### Veränderungen im Szenariorahmen 2018

- Für die Darstellung der Entwicklung des deutschen Gas-Endenergiebedarfs wurde auf aktuelle Studien zurückgegriffen. Es werden zwei Gasbedarfsszenarien detaillierter dargestellt.
- Das Ausgangsjahr für die Gasbedarfsmodellierung im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ist das Jahr 2015; Gasbedarfsergebnisse werden in der Regel für die Jahre 2015, 2018, 2023 und 2028 ausgewiesen.
- Der Gasbedarf der Endverbrauchssektoren und die Berechnungen zur Gasverstromung wurden aktualisiert.
- Für die deutsche Erdgasförderung und Biogaseinspeisung werden aktualisierte Prognosen verwendet.
- Aktuelle Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) und neue Erkenntnisse aus dem BNetzA-Kraftwerks-Monitoring werden berücksichtigt.
- Während des Zeitraums nach Veröffentlichung des Konsultationsdokuments bis zum Stichtag 14.07.2017 sind neue Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV eingegangen bzw. wurden konkretisiert. Diese werden entsprechend berücksichtigt.
- Berücksichtigung aktueller Entwicklungen von Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV für Speicher.

- Erstmalige Behandlung von LNG-Projekten in Deutschland.
- Neue Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten werden aufgezeigt.
- Es werden eine Basisvariante zur zukünftigen H-Gas-Quellenverteilung und eine Speichervariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vorgeschlagen.
- Das Kapitel zur Analyse der historischen Unterbrechungen entfällt im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 und wird für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vereinfacht. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden den Umfang der Analyse auf die drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen begrenzen.
- Darstellung der Eingangsgrößen für die Modellierung (Grenzübergangspunkte, Speicher, Kraftwerke, Industrie, Produktion, Biogas/ Wasserstoff, LNG) in der NEP Gas-Datenbank.

### 3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 19.06.2017 bis 14.07.2017 der Öffentlichkeit und den Verteilernetzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 gegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber bedanken sich für die eingegangenen 21 Stellungnahmen, welche im Folgenden ausgewertet werden.

Soweit die Konsultationsteilnehmer einer Veröffentlichung nicht widersprochen haben, wurden diese Beiträge auf der Internetseite [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de) veröffentlicht. Sämtliche Stellungnahmen wurden direkt nach Ende der Konsultation an die BNetzA übermittelt.

Die im Anhang dargestellte Tabelle 25 der Auswertung der Stellungnahmen zeigt die maßgeblichen Themen und die Häufigkeit ihrer Nennung in den von den Konsultationsteilnehmern eingereichten Beiträgen, zu denen die Fernleitungsnetzbetreiber wie folgt Stellung nehmen:

#### Auswahl der Gasbedarfsszenarien

In mehreren Stellungnahmen wird hinterfragt, warum ein „Szenarienwechsel“ vom Prognos-Referenzszenario zu den EUCO-Szenarien vorgenommen wurde. Zudem wurde angemerkt, dass das TYNDP Green Evolution-Szenario nicht kompatibel zu den EUCO-Szenarien ist.

Das Prognos-Referenzszenario (dargestellt im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026) stammt aus dem Juni 2014. Die Veröffentlichung der verwendeten EUCO-Szenarien erfolgte dagegen im Januar 2017. Somit wurde im Zuge der Erstellung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 auf aktuell vorliegende Szenarien für den deutschen Endenergiebedarf zurückgegriffen. Auch in der Vergangenheit erfolgte in regelmäßigen Abständen eine Aktualisierung der in den Szenariorahmen dargestellten Gasbedarfsszenarien.

Mit der Verabschiedung des Pariser Klimaschutzabkommens am 12.12.2015 wurde eine wegweisende Weichenstellung für die zukünftige Energie- und Klimaschutzpolitik getroffen. Das Übereinkommen von Paris trat am 04.11.2016 in Kraft. Die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellten EUCO-Szenarien basieren auf dem aktuellen Referenzszenario der Europäischen Kommission und orientieren sich an den europäischen Klimaschutzziele. Sie unterstellen zusätzliche Maßnahmen, um die derzeitigen europäischen Klimaschutzziele zu erreichen.

Vergleichend zeigt Abbildung 2 die Entwicklung des deutschen Gasendenergiebedarfs in verschiedenen Szenarien. Es wird deutlich, dass das EUCO30-Szenario aus dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zwischen den Jahren 2015 und 2030 eine ähnliche Entwicklung aufweist wie das im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 dargestellte Prognos-Referenzszenario.

Das TYNDP Green Evolution-Szenario wird im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung herangezogen. Im Zuge der H-Gas-Quellenverteilung wird untersucht, wie sich die europäische Gasinfrastruktur entwickeln wird, welche Pipelines und LNG-Anlagen in Zukunft für

die europäische Gasversorgung in Frage kommen. Vor diesem Hintergrund wurde ein konsistentes Szenario verwendet, welches einerseits die Gasbedarfsentwicklung und andererseits dazu passende Infrastrukturmaßnahmen abbildet. Das verwendete TYNDP-Szenario wird diesen Anforderungen gerecht, in den EUCO-Szenarien erfolgt hingegen keine Betrachtung von Infrastrukturprojekten.

### **Einfluss der Gasbedarfsszenarien auf die Modellierung (Transparenz)**

In verschiedenen Stellungnahmen wird angemerkt, dass nicht deutlich wird, welche Informationen aus den im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellten Gasbedarfsszenarien in die tatsächliche Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 einfließen.

Im Kapitel 13 wird für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vorgeschlagen, für den Bedarf in den Verteilnetzen die internen Bestellungen und die plausibilisierte und ab dem Jahr 2024 konstant gehaltene Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber zu verwenden. Dies entspricht dem Vorgehen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, welches die BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 vorgeschrieben hat. Daher hat die Gasbedarfsentwicklung keinen direkten Einfluss auf die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber.

Die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellte Gasbedarfsentwicklung wird in der L-Gas-Mengenbilanz berücksichtigt. Dies kann Auswirkungen auf die Festlegung der L-H-Gas-Umstellungsplanung haben und somit auf die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028.

### **Ist-Analyse der Gasbedarfsentwicklung**

In einzelnen Stellungnahmen wird angemerkt, dass die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellte Gasbedarfsentwicklung nicht konsistent mit der Gasbedarfsentwicklung in den vergangenen Jahren erscheint. Zudem wird nach weitergehenden Erläuterungen zur Abbildung 4: Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh ( $H_s$ )“ gefragt.

Die Abbildung 4 stellt den tatsächlichen und den temperaturbereinigten Gasverbrauch in Deutschland zwischen den Jahren 2000 bis 2016 dar. Die Erläuterungen hierzu dienen ausschließlich der Beschreibung dieser Vergangenheitsentwicklung. So zeigte sich bis zum Jahr 2006 ein relativ steigender Gasbedarf, anschließend sank der Gasbedarf bis zum Jahr 2014, wobei sich hier in Einzeljahren immer wieder Schwankungen zeigten (beispielsweise waren die Jahre 2010 und 2013 relativ kalt). Der temperaturbereinigte Gasbedarf blieb im Jahr 2015 konstant und stieg in 2016 deutlich.

Aufgrund des vielfältigen Einsatzes des Energieträgers Gas gibt es eine Vielzahl von Einflussparametern auf den Gasbedarf. Der Anstieg im Jahr 2016 ist auf Basis der (vorläufigen) Statistik auf einen erhöhten Gasabsatz im Haushaltsbereich und insbesondere einen verstärkten Gaseinsatz im Kraftwerksbereich zurückzuführen.

## **Zukünftige Gasbedarfsentwicklung**

In mehreren Stellungnahmen wurde die dargestellte zukünftige Gasbedarfsentwicklung kritisch hinterfragt. Die Gasbedarfsszenarien seien zu negativ in Bezug auf die Rolle, welche der Energieträger Erdgas für den Klimaschutz spielen kann. Eine andere Stellungnahme fordert dagegen die Berücksichtigung anspruchsvollerer Klimaschutzziele.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine Vielzahl von Gasbedarfsszenarien existiert, einige Entwicklungen sind in der Abbildung 2 dargestellt. Die Rolle des Energieträgers Gas wird dabei durchaus unterschiedlich bewertet. Im EUCO+40-Szenario werden die deutschen Klimaschutzziele nahezu erreicht. Für den Endenergieverbrauch wird für Deutschland in der Regel, aufgrund von Effizienzmaßnahmen und der Installation moderner Heizungssysteme, ein rückläufiger Gasbedarf erwartet. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt anhand der im Kapitel 6.2 dargestellten Kriterien.

## **Regionalisierung des Gasbedarfs**

In verschiedenen Stellungnahmen wurde die Regionalisierung des Gasbedarfs thematisiert und zusätzliche Darstellungen (z. B. Darstellung von Gasbedarfsstrukturen tages-scharf differenziert nach Regionen) und Erläuterungen gefordert.

Für die Regionalisierung des Gasbedarfs werden vorhandene regionale Statistiken verwendet (z. B. Bevölkerungs- und Wirtschaftsstatistiken, Statistik zur Energieverwendung des Verarbeitenden Gewerbes, Statistiken für die konventionelle Gasförderung und die Biogaseinspeisung). Für die kreisscharfe Zuordnung des Endenergieverbrauchs der einzelnen Sektoren werden Verteilschlüssel aus den Prognos-Modellen verwendet. Entscheidende Einflussparameter für die regionale Entwicklung des Gasbedarfs sind neben der heutigen Gasnutzung beispielsweise die regionale Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, aber auch die spezifische Wirtschaftsstruktur.

In den Gasbedarfsszenarien des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erfolgt die Darstellung des Jahresgasbedarfs für den vorgesehenen Zeitraum bis 2028, eine detaillierte Ausweisung der Ergebnisse ist nicht möglich. Verschiedene Hinweise zum regionalen Gasbedarf wurden geprüft und wo notwendig angepasst.

## **Gaskraftwerke – Gasbedarfsermittlung**

In einigen Stellungnahmen wurde auf eine unzureichende Betrachtung der zukünftigen Gaskraftwerksplanungen hingewiesen. Es wurde beispielsweise vorgeschlagen, den Planungshorizont für zukünftige zusätzliche (Gas-) Kraftwerkskapazitäten (z. B. durch die Umstellung von Kohle auf Gas bei der Fernwärmeversorgung) zu erweitern und somit die bestehende BNetzA-Kraftwerksliste zu ergänzen. So sollten auch heute in Planung befindliche Anlagen, die noch keinen FID-Status haben, in die Planungen einbezogen werden.

Für neue Gaskraftwerke, welche direkt am Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen, wurden Kriterien für die Berücksichtigung aufgestellt, welche im Kapitel 6.2 beschrieben sind. Im Verteilnetz angeschlossene Gaskraftwerke, die beispielsweise einen möglichen Fuel-Switch von Kohle auf Gas im Kraftwerksbereich abbilden, werden dann über



die interne Bestellung bzw. die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas berücksichtigt. Hier würde sich ggf. eine Ergänzung der BNetzA-Kraftwerksliste (inkl. Zu- und Rückbau) anbieten.

### **Konkrete Gaskraftwerksprojekte**

Auf Basis der Konsultationsstellungen und der zwischenzeitlich geführten bilateralen Gespräche zu den Kraftwerksprojekten Griesheim und Karlsruhe (RDK 6S) bis zum Stichtag 14.07.2017 haben die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die Kraftwerksprojekte in den Szenariorahmen aufzunehmen und im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zu berücksichtigen.

Die angefragte Kapazität für das Kraftwerksprojekt Scholven wird entsprechend der inzwischen erfolgten Kapazitätsreservierung auf 335 MWh/h erhöht. Das entsprechende Ausbaubegleichen gemäß § 39 GasNZV wurde zurückgezogen.

### **Power-to-Gas**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die vielfältigen Anmerkungen der Konsultationsteilnehmer bzgl. der Bedeutung der Gasinfrastruktur für das zukünftige Energiesystem aufgegriffen und das Kapitel 8.5 entsprechend ergänzt.

### **Erdgasspeicher in Deutschland**

Das Thema Speicher und deren Berücksichtigung im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ist in den Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation sehr häufig, jedoch mit unterschiedlicher Ausprägung, angesprochen worden.

Allen Marktteilnehmern ist durchweg die Bedeutung von Speichern bewusst und sie weisen teilweise auf eine notwendige Weiterentwicklung im Umgang mit Speichern im regulatorischen Umfeld hin. Insbesondere die zentrale Rolle der Speicher als Säule der Versorgungssicherheit wird in den Stellungnahmen deutlich.

Die Mehrheit der Marktteilnehmer, die eine Stellungnahme abgaben, sehen TaK als sinnvolle Planungsgrundlage. Der Tenor der Aussagen ist darüber hinaus, dass nicht erforderlicher Netzausbau vermieden werden soll. Somit ist aus Sicht vieler Stellungnehmenden ein pauschaler Ansatz von TaK an den Bestandsspeichern abzulehnen.

Hinsichtlich der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Speichervariante gibt es in den Stellungnahmen ein eher positives Meinungsbild. Hier wird u. a. die Meinung der Fernleitungsnetzbetreiber geteilt, dass eine Modellierungsvariante im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas nicht zwangsläufig Netzausbaumaßnahmen ausweisen muss. Jedoch ist die Zielrichtung der Speichervariante deutlicher durch die Fernleitungsnetzbetreiber herauszuarbeiten. In einer Stellungnahme wird als mögliches Ergebnis eine Verpflichtung zu Mindestfüllständen im Sinne einer Reservehaltung ablehnend gesehen. Dem entgegengesetzt findet sich in anderen Stellungnahmen jedoch auch die Forderung *„der Vorgabe von verpflichtend zu berücksichtigenden Mindestfüllständen und daraus ableitbaren, auch planerisch gesicherten Leistungsbereitstellung aus Gasspeichern“*.

Einigkeit besteht bei fast allen Stellungnahmen zum Thema marktbasierte Instrumente. In einer Stellungnahme heißt es beispielhaft: *„Lastflusszusagen sind auch lt. BMWi ein probates Mittel, um Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorzuhalten, ohne ineffizienten Netzausbau zu betreiben. Der ermittelte Bedarf an Lastflusszusagen (LFZ) ist insofern als Ergänzung zur vorgesehenen Transportkapazität zu sehen.“*

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor dem Hintergrund der Stellungnahmen eine Detaillierung ihrer Speichervariante in Ergänzung zu Kapitel 9.6 vor: In der Speichervariante ist zu ermitteln, welche Speicherfüllstände jahresscharf und auf Speichereinflussgebiete aggregiert gegen Ende des Winters noch erforderlich sind, um die Versorgung auch in langen kalten Wintern sicherstellen zu können. In dieser Situation werden die Grenzübergangspunkte in der Höhe beschäftigt, welche in den Leistungsbilanzen angesetzt werden.

Um die erforderliche Ausspeicherleistung an Speichern abzusichern, können Lastflusszusagen ein sinnvolles Instrument für die Fernleitungsnetzbetreiber darstellen.

Im Gegensatz zum eigentlichen Sinn einer Lastflusszusage gemäß § 9 Absatz 3 Ziffer 1 GasNZV werden hier Lastflusszusagen nicht benötigt, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sondern um eine Leistungsbereitstellung durch Speicher sicherzustellen. Zur Bereitstellung der Lastflusszusagen wird ein Mindestfüllstand der Speicher benötigt werden.

In der Speichervariante werden die Fernleitungsnetzbetreiber die Höhen der Lastflusszusagen für die Jahre 2018 bis 2023 und 2028 ermitteln, die in den jeweiligen Speicherwirkungsbereichen zur Wahrung der Versorgungssicherheit beschafft werden müssten.

Lastflusszusagen an Speichern können aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die Long-term Options (LTO), die derzeit nicht punktspezifisch ausgeschrieben werden dürfen, sinnvoll ergänzen. Bei Genehmigung der Lastflusszusagen zur Absicherung vorgenannter zusätzlicher Speicherfüllstände bzw. Mengenverfügbarkeiten im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas muss sichergestellt werden, dass die Beschaffung dieser durch die Fernleitungsnetzbetreiber als effizient anerkannt wird und keinen negativen Einfluss auf den Effizienzvergleich hat.

## **LNG-Anlagen in Deutschland**

Für eine geplante LNG-Anlage in Wilhelmshaven ist bei den Fernleitungsnetzbetreibern im Zeitraum der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ein Antrag nach § 38 GasNZV eingegangen. Das Projekt wird daher in den vorliegenden Szenariorahmen zusätzlich aufgenommen und im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen vor, die angefragten Kapazitäten als feste Kapazitäten in der Modellierung zu berücksichtigen.

Wie in mehreren Konsultationsstellungnahmen gefordert, werden die Fernleitungsnetzbetreiber die angefragten LNG-Kapazitäten zur Vermeidung eines unnötigen Netzausbaus unter Berücksichtigung der bestehenden Einspeisepunkte und damit ggf. konkurrierend ansetzen.



## **Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern**

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 die in den Jahresauktionen im März 2017 im Rahmen von more capacity verbindlich gebuchten Kapazitäten. In sechs Konsultationsstellungnahmen wird dies ausdrücklich unterstützt.

### *Regionen-Zuordnung*

Im Rahmen der Konsultation wurde gefordert, die entsprechende Gasquelle sowie Transportroute in der Region „Nordost“ anzusetzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber beziehen sich auf die more capacity-Ergebnisse in Form von Einspeisungen ins GASPOOL-Marktgebiet am Grenzübergangspunkt Lubmin II sowie von Ausspeisungen in die Tschechische Republik. Gegenüber dem Status Quo werden zusätzlich in die Tschechische Republik transitierte Gasmengen in der H-Gas-Quellenverteilung in der Region „Süd/ Südost“ berücksichtigt. Ein in der H-Gas-Bilanz ermittelter Anteil dieser Gasmengen kann über andere der Region zugeordnete Grenzübergangspunkte wieder nach Deutschland gelangen. Die restlichen in Lubmin II anlandenden Gasmengen gehen direkt und mit konkreter Lokalisation in die H-Gas-Bilanz ein.

### *Netzmodellierung*

Die Kapazitätsbuchungen aus dem more capacity-Verfahren sollen in der Netzmodellierung berücksichtigt werden. Diese Kapazitätsbuchungen fließen in die H-Gas-Bilanz ein. Die Werte der H-Gas-Bilanz sind wiederum Gegenstand der Modellierung, sodass der Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 die notwendigen Maßnahmen zur buchungsge-rechten Ableitung zusätzlicher Gasmengen aus der Nord Stream 2 darstellt.

### *Berücksichtigung unverbindlicher Anfragen aus dem Incremental Capacity-Prozess im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028*

Die im Rahmen des aktuellen Incremental Capacity-Prozesses unverbindlich indizierten Kapazitätsbedarfe sollen in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 aufgenommen werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen an Grenzübergangspunkten zusätzlich zu den Bestandskapazitäten nur verbindliche Buchungen als gesicherte zusätzliche Einspeisungen. Darüber hinausgehende fehlende Leistung wird über die H-Gas-Quellenverteilung existierenden Grenzübergangspunkten zugewiesen. Da im aktuellen Incremental Capacity-Prozess ermittelte Angebotslevel erst in der Jahresauktion 2019 buchbar sind, finden die angefragten Kapazitäten vorbehaltlich ihrer tatsächlichen Buchung Eingang in den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030.

### *Berücksichtigung konkreter Maßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028*

Konkrete Forderungen von Konsultationsteilnehmern zur Berücksichtigung von einzelnen Maßnahmen, wie z. B. die Berücksichtigung der Erweiterung der NEL sowie die Inbetriebnahme der Verdichterstation Brackel, sind bei der NEP-Modellierung nicht vorgesehen. Welche Maßnahmen für einen effizienten und bedarfsgerechten Ausbau des Transportnetzes erforderlich sind, wird im Rahmen der Modellierungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ermittelt.

### *Bezugsgrößen der Nachfrageanalyse zu more capacity*

In mehreren Stellungnahmen werden zusätzliche Informationen zum more capacity- bzw. Incremental Capacity-Prozess gefordert. Es sei zu präzisieren, gegenüber welchem „Bezugspunkt“ ein Mehrbedarf an Kapazitäten in den Analysen im Rahmen von more capacity festgestellt worden sei. Das im Dezember 2015 veröffentlichte Dokument „Nachfrageanalyse zur Marktabfrage „more capacity““ ist unter [www.more-capacity.eu](http://www.more-capacity.eu) verfügbar. In diesem ist folgender Bezug definiert: „Zur Bestimmung der potentiell verfügbaren Bestandskapazitäten werden die Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkte zu den jeweiligen Markträumen analysiert. Berücksichtigung finden auch die aktuell im Bau befindlichen und geplanten Projekte aus dem deutschen Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2015. [...] Die Höhe der potentiell verfügbaren Bestandskapazitäten wurde auf Basis der im Oktober 2015 veröffentlichten Daten der beteiligten FNB und ihrer Kooperationspartner bis Ende 2024 mit einer Fortschreibung bis zum Ende des Anfragezeitraums auf dem Niveau des Jahres 2024 bestimmt. [...]“.

### *Bedarfsentwicklung in Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas im Kontext von more capacity und Incremental Capacity*

Des Weiteren wird in Konsultationsstellungnahmen nach dem Zusammenspiel von Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas und more capacity bzw. Incremental Capacity gefragt. Im Netzentwicklungsplan Gas wird auf Basis des Szenariorahmens den Ein- und Ausspeisepunkten am Fernleitungsnetz ein Kapazitätsbedarf zugewiesen. Dieser fußt u. a. auf den Szenarien der Prognos AG, den plausibilisierten Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber, Buchungen und Annahmen von Speicherfüllständen. Die benötigten Leistungen an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sind hingegen abhängig von den Kapazitätsbedarfen der anderen Punkte.

Bis zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 wurden zusätzlich benötigte Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten ausschließlich über die H-Gas-Quellenverteilung allokiert. Diese basiert wie jede modellhafte Herangehensweise auf Vereinfachungen und antizipiert mögliche grenzüberschreitende Bedarfe, für die kein konkretes Bedarfssignal von den Marktteilnehmern vorliegt. Deshalb sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als Verbesserung, verbindliche Buchungsergebnisse wie von more capacity bzw. Incremental Capacity-Prozessen verwenden zu können. Damit können Grenzübergangspunkten zuverlässiger notwendige Kapazitätserweiterungen zugeordnet werden. Lediglich die Lücke zwischen deutschem Zusatzbedarf und verbindlichen Buchungen neuer technischer Kapazitäten in more capacity wird auf Basis des Szenariorahmens über die H-Gas-Quellenverteilung verteilt.

### *Zusammenspiel von more capacity, Incremental Capacity und Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber*

Des Weiteren wird angemerkt, dass aus more capacity bzw. Incremental Capacity keine Verknappung der gemäß Langfristprognose erforderlichen Kapazitäten zu Verteilernetzbetreibern im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 resultieren dürfe. Für die Bestellprozesse von Bestandskapazitäten ergeben sich für Verteilernetzbetreiber durch die neuen Prozesse keine Nachteile. Das gilt auch für solche Bestandskapazitäten, die konkurrierend zwischen Netzkopplungspunkten zu Verteilernetzbetreibern und Grenzübergangspunkten vermarktet werden. Zusätzliche Kapazitäten, die auf Basis von more capacity

bzw. Incremental Capacity-Prozessen einerseits und Langfristprognosen andererseits geschaffen werden müssen, stehen nicht in Konkurrenz zueinander.

#### *Westbelieferung der Ukraine*

In verschiedenen Stellungnahmen werden zusätzliche Informationen zur künftigen West-Belieferung der Ukraine gefordert. Die West-Belieferung der Ukraine kann über bestehende polnische Grenzübergangspunkte, über den zwischen der Slowakei und der Ukraine neu errichteten Grenzübergangspunkt Budince und über die reversierten Grenzübergangspunkte zwischen Ungarn und der Ukraine erfolgen. Damit ist eine West-Belieferung der Ukraine durch die Nutzung der bestehenden europäischen Infrastruktur möglich.

### **Entwicklung an den Grenzübergangspunkten**

#### *Zusatzbedarf aus der H-Gas-Quellenverteilung*

Es wird angemerkt, dass zusätzliche, in der H-Gas-Bilanz angesetzte Importpunkte nach Inbetriebnahme der Nord Stream 2 nicht benötigt würden. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen auf folgenden Textbaustein, den sie in sämtlichen genannten Fällen sinngemäß ergänzt haben: „Daher wird der Grenzübergangspunkt (...) in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.“ Eine sachgerechte Bezifferung der benötigten Importkapazitäten an den genannten Grenzübergangspunkten ist dementsprechend ein Ergebnis von Input-Daten, H-Gas-Bilanz, H-Gas-Quellenverteilung und Modellierung.

#### *Zuordnung auf den Grenzübergangspunkt Ellund*

Die Zuordnung der Kapazität für das Gasmotorenkraftwerk Kiel (BNAP042) zum Entry-Punkt Ellund aufgrund des „Tyra-Shutdowns“ wurde in Frage gestellt. Eine Zuordnung zu einem weiteren Entry-Punkt wurde als notwendig erachtet.

Die Zuordnung der Kapazität auf den Grenzübergangspunkt Ellund bezieht sich auf das derzeit formal immer noch vorliegende Ausbaubegehren gemäß § 39 GasNZV des Kraftwerksbetreibers. Das Gasmotorenkraftwerk Kiel wird über die nachgelagerten Netze der SH Netz sowie der SW Kiel mit Gas versorgt. Wie in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen wird daher die zukünftige Leistung des Kraftwerkes im Kapazitätsbedarf der SH Netz mit FZK berücksichtigt werden. Die formale Zuordnungsaufgabe der § 39 Anfrage gemäß GasNZV geht daher nicht in die Planung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas ein.

#### *Reversierung am Grenzübergangspunkt Waidhaus*

In gleichlautenden Stellungnahmen wird bezüglich der Reversierung des GÜP Waidhaus für den Gastransport von Deutschland in die Tschechische Republik die Sorge geäußert, „dass durch unterschiedliche Auslegungen der europäischen Vorgaben zur Versorgungssicherheit Lastflüsse entstehen könnten, die die deutschen Letztverbraucher benachteiligen können.“

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten darauf hinweisen, dass die entstehenden Kapazitäten ausschließlich auf unterbrechbarer Basis realisiert werden. Das hat zur Folge, dass

diese im Engpassfall in der Reihenfolge vor den festen Exit-Kapazitäten dem Markt zur Nutzung entzogen werden.

### **L-Gas-Versorgung/ L-H-Gas-Umstellung**

In einer Vielzahl von Stellungnahmen wurden die Themen L-Gas-Versorgung und L-H-Gas-Umstellung erwähnt. Die angesprochenen Punkte waren dabei sehr vielfältig, von der Fördersituation in den Niederlanden bis hin zu konkreten L-H-Gas-Umstellungsplanungen.

Die L-Gas-Versorgung und insbesondere die L-H-Gas-Umstellung stellen ein sehr wichtiges Thema und große Herausforderung für die kommenden Jahre dar. Die ersten Gebiete wurden in den letzten Jahren erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Der Prozess der L-H-Gas-Umstellung ist ein rollierender Prozess, es finden laufend Gespräche zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Marktteilnehmern statt, um die bisherige Planung zu verbessern. Zuletzt wurde der aktuelle Stand der L-Gas-Versorgung und der L-H-Gas-Umstellung ausführlich im Umsetzungsbericht 2017 dargestellt. Im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 wird es diesbezüglich eine Aktualisierung geben (Stichtag 01.10.2017).

### **Analyse der historischen Unterbrechungen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits im Szenariorahmen dargelegt, dass aus ihrer Sicht auf die Auswertung der historischen Unterbrechungen verzichtet werden kann. Einige Konsultationsstellungnahmen stimmen dieser Sichtweise zu, andere sprechen sich für die Beibehaltung dieser Auswertung aus.

Aus den bisher von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Analysen zu den Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten konnte kein Ausbaurfordernis erkannt werden. Dies gilt umso mehr, weil sich die Auswirkungen bereits im Bau befindlicher Maßnahmen und regulatorischer Änderungen, wie z. B. der Einführung von VIP, auf die Unterbrechung in der Zukunft noch nicht abschätzen lassen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber greifen jedoch die Anregung auf, den Umfang der Analyse auf die drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen zu beschränken. Daher werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 Ziffer 4c für die Auswertung der Unterbrechungen auf die Daten der ENTSOG-Transparenzplattform zurückgreifen.

### **Anlagen**

#### *NEP Gas-Datenbank*

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben erstmals mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 der Öffentlichkeit eine Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas (<http://www.nep-gas-datenbank.de>) zur Verfügung gestellt. Sie enthält insbesondere detaillierte Informationen zu den Eingangsgrößen der Modellierung, zur L-H-Gas-Umstellungsplanung und zu den Netzausbaumaßnahmen.

Seit der Veröffentlichung der NEP Gas-Datenbank am 01.04.2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Vielzahl positiver Rückmeldungen aus dem Markt erhalten, dass sich die Transparenz des Netzentwicklungsplans hierdurch deutlich verbessert hat. Die

Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten kontinuierlich an der Funktionserweiterung der Datenbank und der Erhöhung der Transparenz. Erweiterungen der NEP Gas-Datenbank sind in der Anlage 1 beschrieben.

Auf Basis der Rückmeldungen aus dem Markt, werden die Fernleitungsnetzbetreiber auch zukünftig an der Weiterentwicklung der NEP Gas-Datenbank arbeiten.

#### *Gaskraftwerksliste und nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen*

Gemäß der eingegangenen Stellungnahmen und der oben beschriebenen Änderungen der Berücksichtigung von Gaskraftwerken wurden Überarbeitungen an der Gaskraftwerksliste und der Liste der nicht berücksichtigten Gaskraftwerksneubauplanungen vorgenommen. In diesem Zusammenhang erfolgte u. a. eine Anpassung der Anlagen 2 und 3.

## 4 Beschreibung der Szenarien

Für den Szenariorahmen hat die Prognos AG im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland analysiert. Zudem ist wie in den vorangegangenen Jahren hinsichtlich des Gasbedarfs zur Stromerzeugung eine Abstimmung mit der BNetzA zur Entwicklung der Gaskraftwerke erfolgt. Die Struktur der Szenarien wird im Folgenden beschrieben, die Ergebnisse zum Gasbedarf bzw. Gasaufkommen werden in den Kapiteln 5 bis 8 dargestellt.

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen werden im Folgenden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland (vgl. Abbildung 1) bis zum Jahr 2028 dargestellt. In den folgenden Kapiteln 5 und 6 werden die einzelnen Bestandteile der Szenarien beschrieben. Die detailliert in Kapitel 13 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Diese Modellierungsvarianten bauen grundsätzlich auf den Szenarien auf.

Abbildung 1: Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

	Szenarien zur Gas-Stromerzeugung (Prognos-Strommarktmodell)	
	- Gaskapazitäten leicht steigend - Orientierung am Vorgehen SR 2016	- Gaskapazitäten leicht steigend - Schnellerer Kohleausstieg
Gas-Endenergiebedarf (bestehende Szenarien)		
Szenario EUCO30	<b>Szenario I</b>	
Szenario EUCO+40		<b>Szenario II</b>

Quelle: Prognos AG

Im Folgenden werden die Entwicklungen des Gasbedarfs in den Bereichen Endenergieverbrauch (vgl. Kapitel 5) und Kraftwerke (vgl. Kapitel 6) dargestellt. Anschließend wird die Gesamtentwicklung des Gasbedarfs in Deutschland in Kapitel 7 zusammengefasst.



## 5 Endenergiebedarf Gas

### 5.1 Vorgehensweise

Für den Endenergiebedarf Gas erfolgte zuerst eine Analyse des Ausgangsjahres 2015. Für die Prognose werden die Ergebnisse der verwendeten Szenarien für die Jahre 2018, 2023, 2028 dargestellt. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung des deutschen Gas-Endenergiebedarfs wurde auf aktuelle Szenarien für die Europäische Kommission zurückgegriffen. Aufbauend auf dem im Jahr 2016 veröffentlichten EU Referenzszenario [EC 2016a] wurden im Rahmen der Arbeiten der Europäischen Kommission zur Folgenabschätzung weitere EUCO-Szenarien [EC 2016b] entwickelt. Auf zwei dieser EUCO-Entwicklungspfade wird im Rahmen der Szenarienrechnung zurückgegriffen.

Der Endenergiebedarf in Deutschland basiert auf folgenden Szenarien:

- **Szenario I:** Dieses Szenario basiert auf dem Gas-Endenergiebedarf des Szenarios EUCO30 [EC 2016b]. In diesem Szenario wird das Erreichen der europäischen Klima- und Energieziele für 2030, wie sie im Jahr 2014 vom Europäischen Rat verabschiedet wurden, modelliert. In diesem Szenario wird das 30 %-Effizienzziel (Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Vergleich zur Baseline-Entwicklung 2007) realisiert. Zudem werden die EU-Ziele zur Treibhausgasminderung (mindestens -40 % im Vergleich zum Jahr 1990) und zum Anteil der Erneuerbaren (Anteil der Erneuerbaren von mindestens 27 % am Endenergieverbrauch) erreicht. Für Deutschland liegt die Reduktion der Treibhausgasemissionen (excl. LULUCF<sup>1</sup>) im Jahr 2030 im Vergleich zu 1990 in diesem Szenario bei rund 43 %.
- **Szenario II:** Das Szenario basiert auf dem Gas-Endenergiebedarf des Szenarios EUCO+40 [EC 2016b]. In diesem Szenario werden die europäischen Klima- und Energieziele für 2030, wie sie im Jahr 2014 vom Europäischen Rat verabschiedet wurden, übererfüllt. Es wird verschärfend ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs in der EU von 40 % bis zum Jahr 2030 (im Vergleich zur Baseline-Entwicklung 2007) modelliert. Für Deutschland liegt die Reduktion der Treibhausgasemissionen (excl. LULUCF) im Jahr 2030 im Vergleich zu 1990 in diesem Szenario bei rund 50 %.

Aus den dargestellten Szenarien wurden der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland entnommen. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inkl. Eigenbedarf) wurde hingegen aus den nachfolgend beschriebenen Kraftwerksmodellierungen abgeleitet.

### 5.2 Entwicklung des Endenergiebedarfs Gas

Die Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz sind wesentliche Zielsetzungen der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik. Langfristiges Ziel ist die deutliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % bis 95 % im Vergleich zum Jahr 1990. Zur Erreichung dieses langfristigen Ziels existieren Zwischenziele. In der Europäischen Union sollen bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens

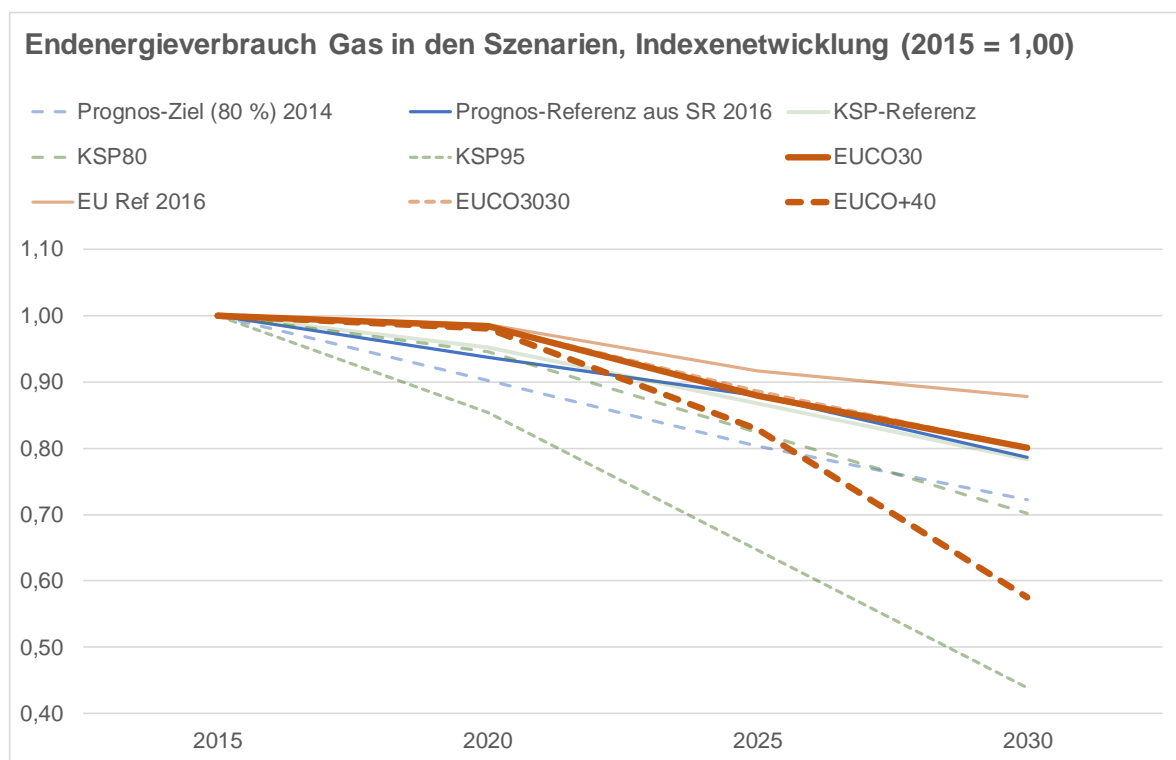
---

<sup>1</sup> LULUCF: Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)

40 % gegenüber dem Jahr 1990 verringert werden. Im deutschen Klimaschutzplan [BMUB 2016] ist für 2030 das Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von rund 55 % im Vergleich zu 1990 festgelegt.

Diese energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bilden eine wichtige Grundlage für die Vielzahl der existierenden Energie- und Gasbedarfsszenarien. Die folgende Abbildung 2 zeigt die relative Entwicklung des deutschen Gas-Endenergiebedarfs in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2030. Bis zum Jahr 2025 sind die Unterschiede relativ gering, wobei es hier zu einer Durchmischung von Referenz- und Zielszenarien kommt. Nach dem Jahr 2025 vergrößert sich der Abstand der Gasbedarfsentwicklungspfade.

**Abbildung 2:** *Entwicklung des deutschen Gas-Endenergieverbrauchs in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2030*



Quelle: Prognos AG, EC 2016b, EWI/ Prognos/ GWS 2014, Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015

Im Folgenden wird auf die Entwicklung des Gas-Endenergieverbrauchs der in Kapitel 3 beschriebenen Szenarien (EUCO30 und EUCO+40 [EC 2016b]) detaillierter eingegangen. Abbildung 2 verdeutlicht, wie sich diese Gasbedarfsszenarien im Vergleich zu der Vielzahl der anderen existierenden Referenz- und Zielszenarien einordnen. Es zeigt sich beispielsweise, dass die relative Entwicklung des Gas-Endenergiebedarfs im EUCO30-Szenario zwischen den Jahren 2015 und 2030 ähnlich der des Referenzszenarios [EWI/ Prognos/ GWS 2014] aus dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 [FNB Gas 2015] ist.



Die Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse des Gas-Endenergieverbrauchs der beiden EUCO-Szenarien aufgegliedert nach den Verbrauchssektoren Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr bis zum Jahr 2030.

In Summe ergibt sich ein Rückgang des gesamten Gas-Endenergieverbrauchs zwischen den Jahren 2015 und 2030 um rund 20 % im Szenario I (EUCO30). Im Szenario II (EUCO+40) beträgt der Rückgang im gleichen Betrachtungszeitraum rund 42 %.

**Tabelle 1:** *Entwicklung des Gas-Endenergieverbrauchs (EEV) nach Sektoren in den Szenarien EUCO30 und EUCO+40*

<b>Gasbedarf EEV EUCO30 - Szenario I</b>	Einheit	2015	2020	2025	2030	Veränderung 2030 zu 2015
Gasbedarf EEV insgesamt	TWh H <sub>s</sub>	717	706	631	574	-20%
Industrie	TWh H <sub>s</sub>	284	274	238	219	-23%
Haushalte	TWh H <sub>s</sub>	295	298	271	242	-18%
GHD	TWh H <sub>s</sub>	135	130	115	99	-27%
Verkehr	TWh H <sub>s</sub>	3	5	7	14	377%

<b>Gasbedarf EEV EUCO+40 - Szenario II</b>	Einheit	2015	2020	2025	2030	Veränderung 2030 zu 2015
Gasbedarf EEV insgesamt	TWh H <sub>s</sub>	717	704	594	413	-42%
Industrie	TWh H <sub>s</sub>	284	272	243	192	-32%
Haushalte	TWh H <sub>s</sub>	295	298	237	140	-52%
GHD	TWh H <sub>s</sub>	135	129	106	62	-54%
Verkehr	TWh H <sub>s</sub>	3	5	8	18	509%

*Hinweis: Die Werte des Gas-Endenergiebedarfs liegen für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 vor, für die Zwischenjahre erfolgt eine Interpolation. Für die Fortschreibung des Endenergieverbrauchs Gas in Kapitel 7 wird der ermittelte Ist-Wert mit der relativen Entwicklung in den Sektoren fortgeschrieben.*

Quelle: EC 2016b (PRIMES), Prognos AG

## 6 Gaskraftwerke

Die Umstrukturierung des Energiesystems steht vor einer Vielzahl von Herausforderungen. Für den Kraftwerkspark haben hierbei u. a. die Themen Netzreserve, Netzstabilitätsanlagen und systemrelevante Kraftwerke eine besondere Relevanz, um die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Diese Sachverhalte haben einen wesentlichen Einfluss auf die Gaskraftwerke.

Im Rahmen einer Systemanalyse ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jährlich die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen. Diese Systemanalyse wird von der BNetzA geprüft und letztendlich stellt die Regulierungsbehörde den Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve fest. Der Reserveleistungsbedarf für den Winter 2017/2018 beträgt beispielsweise 10.400 MW, aktuell wird davon ausgegangen, dass dieser Bedarf für den Winter 2018/2019 auf 3.700 MW zurückgeht [BNetzA 2017c].

Im Zuge der Verabschiedung des Strommarktgesetzes vom 26.04.2016 wurde der § 13k EnWG eingeführt, wonach die Übertragungsnetzbetreiber sogenannte Netzstabilitätsanlagen in einem Umfang von bis zu 2 GW<sub>el</sub> errichten und betreiben konnten. Am 15.02.2017 hatten die Übertragungsnetzbetreiber der BNetzA einen Bericht zum Bedarf an Netzstabilitätsanlagen vorgelegt und hierin einen Bedarf an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von rund 2 GW<sub>el</sub> ermittelt. Nach Prüfung dieses Berichts hat die BNetzA am 31.05.2017 einen Bedarf in Höhe von 1,2 GW<sub>el</sub> bestätigt.

Mit dem Inkrafttreten des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes am 22.07.2017 sind die Inhalte des § 13k EnWG im § 11 Absatz 3 EnWG aufgegangen. Hiernach können die Übertragungsnetzbetreiber besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten, um bei einem Ausfall von Betriebsmitteln die Systemsicherheit wiederherzustellen. Vor der Beschaffung geeigneter Betriebsmittel, die durch Dritte errichtet und betrieben werden müssen, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, der BNetzA weitere Analysen zur Erforderlichkeit der Betriebsmittel sowie ein Beschaffungskonzept vorzulegen.

Der gesamte Prozess der Beschaffung solcher Betriebsmittel, wobei es sich um Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie handeln kann, ist derzeit noch nicht abschließend geklärt. Somit ist die Realisierung verschiedener Kraftwerksprojekte, die zusätzlich auch in Konkurrenz miteinander stehen, mit Unsicherheiten behaftet.

Für Kraftwerksbetreiber besteht die Verpflichtung, geplante vorläufige oder endgültige Stilllegungen dem Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA mindestens 12 Monate vorher anzuzeigen. Daraufhin erfolgt eine Prüfung durch den Übertragungsnetzbetreiber, ob es sich um systemrelevante Kraftwerke handelt. Die BNetzA genehmigt letztendlich die Systemrelevanz, wenn sie zuvor vom Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesen wurde. Die Feststellung der Systemrelevanz erfolgt jeweils für die folgenden bis zu 24 Monate [BNetzA 2017d].

Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde der Entwicklungspfad der Gasverstromung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG berechnet. Ausgangspunkte der Modellierung sind die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland [BNetzA 2017a] und die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Netzausbau-begehren nach § 39 GasNZV.

Diese Daten enthalten auch die Standorte der Anlagen, so dass diese für die Modellierung direkt räumlich zugeordnet werden können. Darüber hinaus werden die Erkenntnisse aus dem zuletzt genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom als Datengrundlage verwendet (z. B. Entwicklung der erneuerbaren Energien). Für die Strommarktmodellierung wurden folgende Brennstoffpreisannahmen (vgl. Tabelle 2) für die beiden Szenarien getroffen; sie beruhen auf den Annahmen aus dem aktuellen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom [BNetzA 2016].

**Tabelle 2:** Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub> in den Szenarien

<b>Brennstoffpreise und Zertifikatkosten - Szenarien I und II</b>						<i>Veränderung 2028 zu 2015</i>
	Einheit*	2015	2018	2023	2028	
<b>Internationale Preise</b>						
Rohöl	USD <sub>2015</sub> /bbl	51	69	91	108	111%
CO <sub>2</sub>	EUR <sub>2015</sub> /t	8	13	20	26	236%
<b>Grenzübergangspreise Deutschland</b>						
Rohöl	EUR <sub>2015</sub> /t	356	408	498	589	66%
Erdgas	Cent <sub>2015</sub> /kWh	2,1	2,0	2,3	2,7	32%
Kraftwerkssteinkohle	EUR <sub>2015</sub> /t SKE	64	68	73	76	19%

\* Die Tabelle zeigt die reale, also die um Inflationseffekte bereinigte Preisentwicklung bis zum Jahr 2028. Die Preisbasis der dargestellten realen Preise ist das Jahr 2015.

Quelle: Prognos AG, BNetzA 2016

Für die zukünftige Gasverstromung werden die bestehenden und die heute im Bau befindlichen Gaskraftwerke berücksichtigt. Von der BNetzA als systemrelevant geführte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2028 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste (endgültige Stilllegungsanzeige gemäß § 13a EnWG). Anlagen, die bis zum Jahr 2028 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung besteht.

## 6.1 Systemrelevante Gaskraftwerke

Die folgende Tabelle 3 zeigt die systemrelevanten Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Die detaillierte Kraftwerksliste mit sämtlichen systemrelevanten Kraftwerken findet sich in Anlage 2.

*Tabelle 3: Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber*

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1, Burghausen	710	bayernets
2	BNA0374	Staudinger, Großkrotzenburg	1.914	OGE
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	---*	GASCADE
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	---*	GASCADE
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	890	OGE
7	BNA0744	Franken 1, Nürnberg	0**	OGE
8	BNA0745	Franken 1, Nürnberg	0**	OGE
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	1.700	OGE
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE
12	BNA1078	HKW Wörth	---*	GASCADE
13	BNA1248a	UPM Schongau	230	bayernets
14	BNA1248b	HKW3 UPM Schongau	155	bayernets

\* keine Veröffentlichung aufgrund von Geschäftsgeheimnissen Dritter

\*\* bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA, BNetzA 2017a, BNetzA 2017b

## 6.2 Neue Gaskraftwerke

### 6.2.1 Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und Netzausbaubegehren nach § 39 GasNZV

Die Berücksichtigung von Neubaukraftwerken erfolgt anhand der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV. Folgende Kriterien werden für die Aufnahme von Kraftwerksprojekten mit Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 verwendet:

- Ein Kraftwerksprojekt, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt, wenn die Zusage nach dem 19.06.2016 stattgefunden hat und sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Wenn die Zusage vor dem oder zum 19.06.2016 stattgefunden hat, wird eine Anfrage nur berücksichtigt, sofern eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

- Ein Kraftwerksprojekt, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV entweder negativ beschieden oder noch in Bearbeitung ist, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt, wenn der Antrag nach dem 19.06.2016 abgegeben wurde.
- Ein Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV, das zwischen dem 19.06.2016 und dem 14.07.2017 (Ende der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028) gestellt wurde, wird berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- Ein Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV, das bereits vor dem oder zum 19.06.2016 gestellt worden ist, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt, wenn der Anschlusspetent bereits eine Planungspauschale gezahlt hat und in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist, oder wenn zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Verhandlungen über den Realisierungsfahrplan und den Netzanschluss führen und der Anschlusspetent einen konkreten Planungsfortschritt seines Projektes nachgewiesen hat.

In der Tabelle 4 sind die berücksichtigten Kraftwerke zum Stichtag 14.07.2017 in detaillierter Form aufgeführt. Die nicht berücksichtigten Kraftwerke sind in der Anlage 3 aufgelistet.

**Tabelle 4:** Berücksichtigte Gaskraftwerks-Neubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

FNB	Anschlusspetent	Projektname	Standort	Kraftwerks- nummer	Angefragte Kapazität in MWh/h	Berücksichtigung in der Modellierung
<b>Berücksichtigt in der Modellierung, weil eine aktuelle § 38-Kapazitätsreservierungsanfrage vorliegt (nicht älter als: Stichtag 19.06.2016)</b>						
bayernets	ENGIE Deutschland GmbH	KW Zolling	Zolling		1.840	Aktuelle § 38-Anfrage (nach 19.06.2016)
OGE	INEOS Phenol GmbH	Kraftwerk Gladbeck	Gladbeck		155	Aktuelle § 38-Anfrage (nach 19.06.2016)
<b>Berücksichtigt in der Modellierung, weil eine Kapazitätsreservierung durch den Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt ist</b>						
OGE	RheinEnergie AG	Köln Niehl 3	Köln-Niehl	BNAP028	900	Bestandskraftwerk bei OGE
OGE	Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Scholven	Gelsenkirchen		335	Kapazitätsreservierung erfolgt
OGE	EnBW	Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S)	Karlsruhe		940	Kapazitätsreservierung erfolgt
<b>Berücksichtigt in der Modellierung, weil ein aktuelles § 39-Ausbaubegehren vorliegt (nicht älter als: Stichtag 19.06.2016)</b>						
---	---	---	---	---	---	---
<b>Berücksichtigt in der Modellierung, weil konkrete Gespräche/ Verhandlungen stattfinden, obwohl lediglich ein älteres § 39-Ausbaubegehren vorliegt (älter als: Stichtag 19.06.2016)</b>						
bayernets	RWE Generation S.E.	GuD Gundremmingen I	Nahe KKW Gundremmingen	BNAP124	1.900	§ 39-Ausbaubegehren vor 19.06.2016, Erweiterungsantrag vom 05.04.2017, aktuell konkrete Gespräche und Realisierungsfahrplan in Arbeit
bayernets	PQ Energy	KW Gundelfingen	Nahe KKW Gundremmingen	BNAP128	1.900	§ 39-Ausbaubegehren vor 19.06.2016, Anpassungen am 07.12.2016, aktuell konkrete Gespräche zum Abschluss eines Realisierungsfahrplans

FNB	Anschlusspetent	Projektname	Standort	Kraftwerksnummer	Angefragte Kapazität in MWh/h	Berücksichtigung in der Modellierung
bayernets	Gaskraftwerke Leipzig GmbH & Co. KG	GuD Leipzig I	ehem. Fliegerhorst Leipzig	BNAP114	1.906	§ 39-Ausbaubegehren vor 19.06.2016, Realisierungsfahrplan im Februar 2016 abgeschlossen
GUD	VW Kraftwerk GmbH	GHKW VW2	Wolfsburg		1.080	§ 39-Ausbaubegehren nach dem 19.06.2016, Antrag vom April 2017
OGE	PQ Energy	KW Infrasil Griesheim	Griesheim	BNAP126	1.700	§ 39-Ausbaubegehren vor dem 19.06.2016; gemäß Konsultationsstellungnahme vom 14.07.2017 ist sich PQ Energy auf Grund der am 30.06.2017 verabschiedeten Reservekraftwerksverordnung sicher, zeitnah in die Verhandlung über einen Realisierungsfahrplan eintreten zu können.
terraneis bw	EnBW	Gasturbine Altbach	Altbach	BNAP135/ BNAP136	1.600	§ 39-Ausbaubegehren vor 19.06.2016, es finden zwischen tnbw und EnBW konkrete Gespräche/ Verhandlungen statt
terraneis bw	EnBW	Gasturbine Heilbronn	Heilbronn	BNAP137/ BNAP138	1.600	§ 39-Ausbaubegehren vor 19.06.2016, es finden zwischen tnbw und EnBW konkrete Gespräche/ Verhandlungen statt
ThyssenGas	Kraftwerksstandort Herne	GuD-KW Herne	Hertener Straße 16, 44653 Herne	BNAP125	1.600	§ 39-Ausbaubegehren vor 19.06.2016, es finden konkrete Verhandlungen statt, Planungspauschale gezahlt, Inbetriebnahmezeitpunkt verschoben
<b>Berücksichtigt in der Modellierung, weil Anschluss im nachgelagerten Netz</b>						
GUD	Stadtwerke Kiel AG /SW Kiel Netz GmbH	GHKW Kiel	Kiel (via Quarnstedt)	BNAP042	555	Anschluss im nachgelagerten Netz

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 6.2.2 Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten für neue Kraftwerke in Süddeutschland

In Süddeutschland liegen gemäß Tabelle 4 die folgenden Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegleichen nach § 38/ § 39 GasNZV mit einer gemeinsamen Leistung von rund 4,89 GW<sub>el</sub> vor:

- Altbach (0,6 GW<sub>el</sub>)
- Gundelfingen (0,6 GW<sub>el</sub>)
- Gundremmingen (0,67 GW<sub>el</sub>)
- Heilbronn (0,6 GW<sub>el</sub>)
- Infrasilite Griesheim (0,6 GW<sub>el</sub>)
- Karlsruhe RDK6 (0,45 GW<sub>el</sub>)
- Leipheim (0,67 GW<sub>el</sub>)
- Zolling (0,7 GW<sub>el</sub>)

Im Bericht der BNetzA zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13 k EnWG vom 31.05.2017 wird ein Bedarf für einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW<sub>el</sub> ausgewiesen [BNetzA 2017e].

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen daher davon aus, dass einige der oben genannten neuen Kraftwerksprojekte in Konkurrenz zueinander stehen. Die vollständige Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten nach § 38/ § 39 GasNZV würde somit zu einem überdimensionierten und ineffizienten Netzausbau führen. Daher werden die Kraftwerksprojekte, wie bereits im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 (vgl. Dokument vom 05.04.2017, S. 23 f.) drei Clustern zugeordnet. In den Clustern wird die angesetzte elektrische Leistung jeweils auf maximal 1,2 GW<sub>el</sub> gedeckelt.

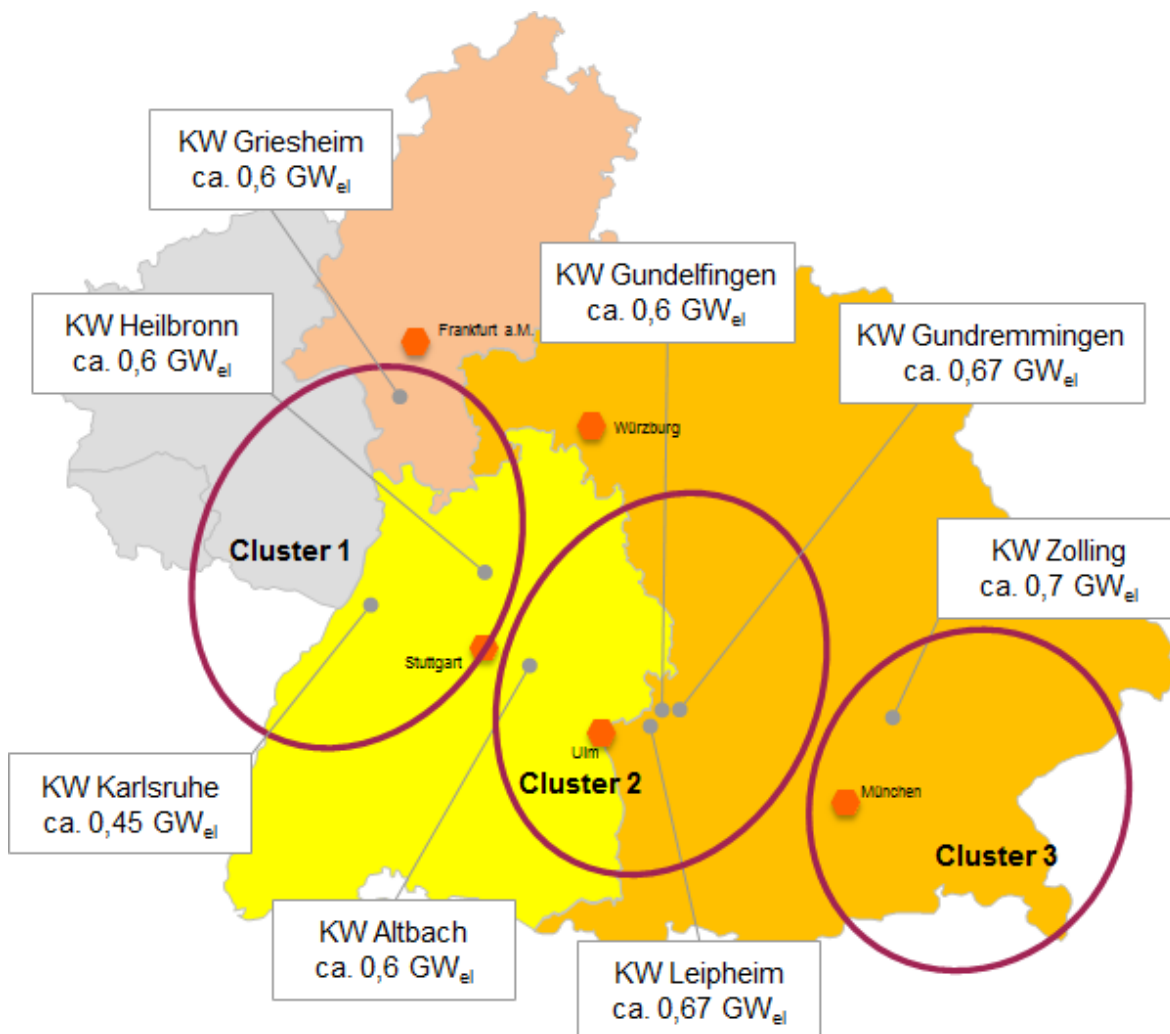
In der gesamtdeutschen Bilanz werden jedoch in Summe 1,2 GW<sub>el</sub> für alle süddeutschen Kraftwerke berücksichtigt.

Die Clusterung erfolgt anhand der regionalen netztechnischen Lage der Kraftwerke in Bezug auf die Haupttransportsysteme. Hierbei bilden Kraftwerksprojekte, welche den gleichen Haupttransportsystemen zuzuordnen sind, jeweils ein Cluster. Die Kraftwerksprojekte Heilbronn, Karlsruhe RDK6 und Infrasilite Griesheim bilden das Cluster 1, die Kraftwerksprojekte Gundelfingen, Gundremmingen, Leipheim und Altbach das Cluster 2 und das Kraftwerksprojekt Zolling das Cluster 3.

- Im Cluster 3 ist eine Deckelung der angefragten Kapazitäten nicht erforderlich, da die in den Clustern jeweils als Maximum vorgesehene Leistung in Höhe von 1,2 GW<sub>el</sub> nicht erreicht wird. Das Kraftwerksprojekt wird im Cluster 3 mit der angefragten Leistung von 0,7 GW<sub>el</sub> berücksichtigt.
- Die in den Clustern 1 und 2 zugeordneten Kraftwerksanfragen legen die Vermutung nahe, dass diese in Konkurrenz zueinander stehen. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber für die Cluster 1 und 2 jeweils eine Leistung von insgesamt 1,2 GW<sub>el</sub> in der Modellierung vor.



Abbildung 3: Cluster-Ansatz für die Kraftwerke in Süddeutschland



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 6.3 Kraftwerksmodellierung für die Gasbedarfsentwicklung

Die folgende Übersicht zeigt die installierten Kraftwerksleistungen für die Modellierung des Strommarktes in den Szenarien. Im Szenario II wurde ein schnellerer Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland unterstellt.

*Tabelle 5: Szenarien zur Stromerzeugung*

	Ist 2016 Referenz BNetzA	Szenario I - 2028* Prognos	Szenario II - 2028* Prognos
<b>Installierte Nettogleistung [GW<sub>el</sub>]</b>			
Kernenergie	10,8	0,0	0,0
Braunkohle	20,6	11,0	10,8
Steinkohle	28,2	16,6	13,1
Erdgas	27,0	33,7	33,7
Mineralölprodukte	4,0	1,6	1,3
Pumpspeicher	9,4	11,6	11,6
Sonstige	5,2	2,3	2,3
<b>Summe konventionelle Erzeugung</b>	<b>105,4**</b>	<b>76,7</b>	<b>72,8</b>
Wind onshore	41,2	56,2	59,3
Wind offshore	3,4	13,5	13,5
Photovoltaik	39,3	62,7	71,8
Biomasse	7,0	6,3	7,0
Wasserkraft	5,6	5,6	6,1
Sonstige regenerative Erzeugung	0,4	1,2	1,2
<b>Summe regenerative Erzeugung</b>	<b>97,0</b>	<b>145,4</b>	<b>158,9</b>
<b>Summe Erzeugungskapazitäten</b>	<b>202,4</b>	<b>222,2</b>	<b>231,7</b>
<b>Stromverbrauch [TWh<sub>el</sub>]</b>			
Nettostromverbrauch***	532	545	571

\* Die für 2028 dargestellten Werte stellen (Ausnahmen: Kernenergie, Erdgas) eine lineare Interpolation zwischen den für Szenario B (Szenario I) und C (Szenario II) für 2015 und 2030 ausgewiesenen Daten dar.  
 \*\* Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.  
 \*\*\* inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz

Quelle: BNetzA 2016, Prognos AG

## 6.4 Entwicklung des Gaseinsatzes in Kraftwerken

Der unterstellte Realisierungszeitpunkt der Planungen auf Basis der aktuellen Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern und der BNetzA-Kraftwerksliste für Gaskraftwerke ist verantwortlich für die Entwicklung der installierten Gas-Kraftwerksleistung in den Szenarien. Realistisch ist ein Planungshorizont von 3 bis 4 Jahren für Gaskraftwerksprojekte. Es ist allerdings zu erwarten, dass sich der Bau einiger Gaskraftwerke zumindest zeitlich aufgrund der aktuellen Marktgegebenheiten verzögern wird. Für jedes Kraftwerksprojekt muss deshalb im Einzelfall geprüft werden, ob eine Realisierung tatsächlich erfolgt. Ein wesentlicher Hinweis hierauf wären die Realisierungsfahrpläne, die in Verantwortung der Fernleitungsnetzbetreiber und der Anschlussinteressenten unverzüglich nach Abschluss des Verfahrens nach § 17 (1) GasNZV erstellt werden sollen.

**Tabelle 6:** *In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland*

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2016	2018	2023	2028	Veränderung	Veränderung	Veränderung
						2028 zu 2016	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Szenario I	GW	27,0	28,2	32,9	33,7	25%	20%	2%
Szenario II	GW	27,0	28,2	32,9	33,7	25%	20%	2%

Quelle: Prognos AG

Der Gasbedarf der Kraftwerke (in TWh<sub>th</sub>, vgl. Tabelle 7) ergibt sich in der Modellierung der Strommärkte unter den gegebenen Rahmenbedingungen aus deren Stromerzeugung (in TWh<sub>el</sub>) unter Verwendung der Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke.

**Tabelle 7:** *Ergebnisse des Gaseinsatzes zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken*

Ergebnisse der Strommarktmodellierung						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Szenario I	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung (H <sub>s</sub> )	TWh <sub>Hs</sub>	138	168	177	174	26%	4%	-1%
- Szenario II								
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung (H <sub>s</sub> )	TWh <sub>Hs</sub>	138	176	191	191	38%	8%	0%

Quelle: Prognos AG

## 7 Gasbedarf

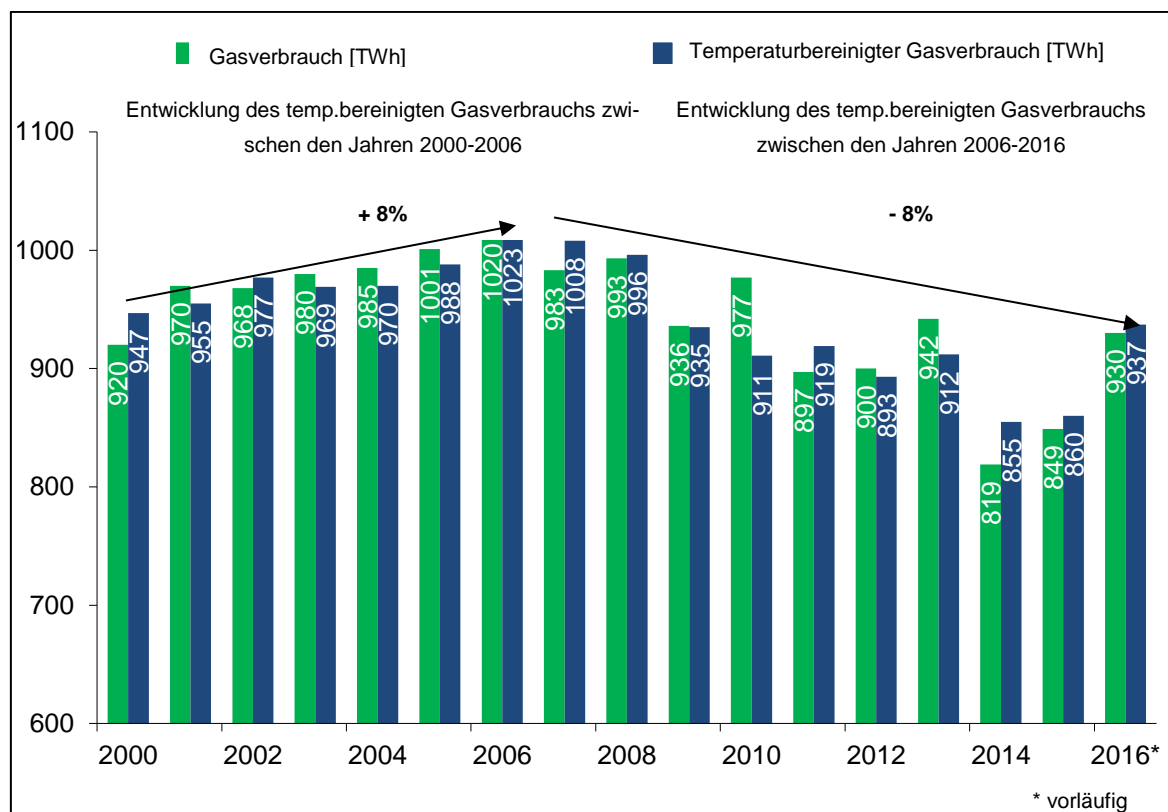
### 7.1 Ist-Analyse

Der Gasbedarf Deutschlands setzt sich aus den Einzelergebnissen der Entwicklungspfade zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors zusammen.

Für die Zukunft wird in nahezu allen Szenarien bzw. Prognosen mittel- bis langfristig ein Rückgang des Gas-Endenergieverbrauchs erwartet. Es kann festgestellt werden, dass es sich hierbei nicht nur um eine für die Zukunft prognostizierte (theoretische) Entwicklung handelt, sondern dass der Erdgasverbrauch in Deutschland bereits seit einigen Jahren eine grundsätzliche rückläufige Tendenz aufweist.

Um die Entwicklung des Erdgasverbrauchs unabhängig vom Einfluss der Temperaturschwankungen darstellen zu können, ist es erforderlich, den jährlichen Erdgasverbrauch mit Hilfe von Gradtagszahlen um den Temperatureffekt zu bereinigen.

Abbildung 4: Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh ( $H_s$ )

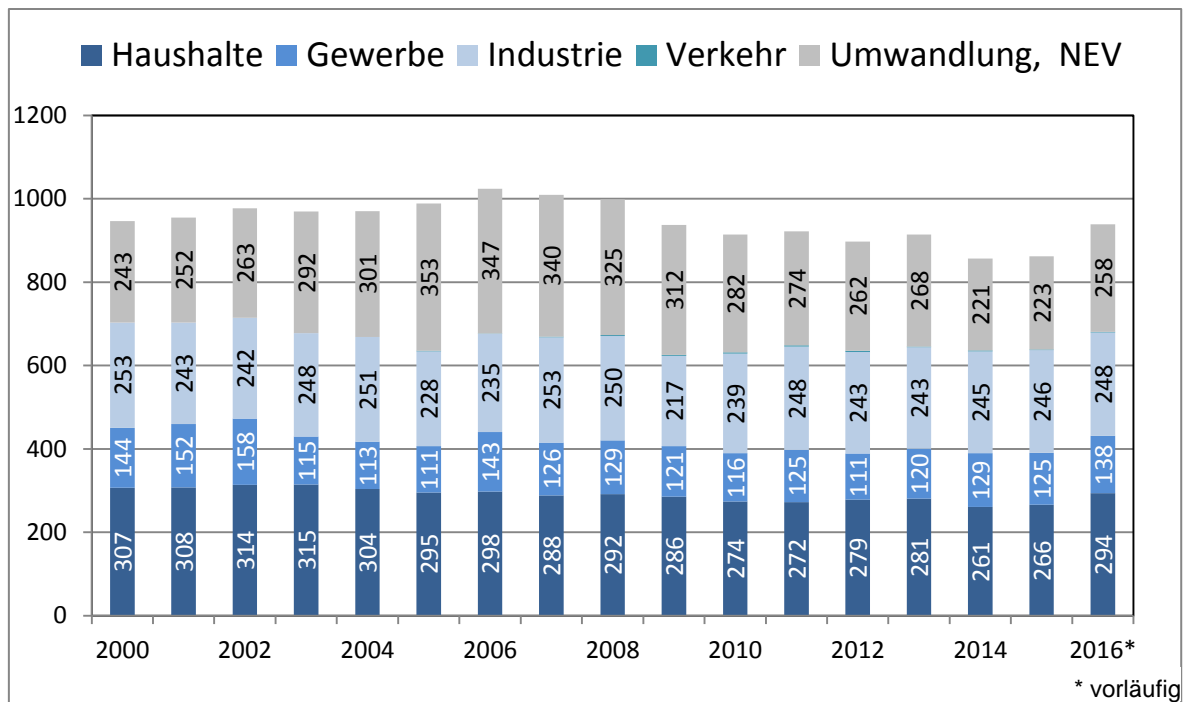


Quelle: BDEW 2017, AG Energiebilanzen 2017 (Primärenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Die in Abbildung 4 dargestellte Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland zeigt, dass der Verbrauch – bereinigt um den Temperatureffekt – seit dem Jahr 2006 grundsätzlich eine rückläufige Tendenz aufweist (rund -8 %), auch wenn sich in den Jahren 2015

und 2016 Verbrauchssteigerungen zeigen. Zuwächse zeigten sich bei den privaten Haushalten, im Sektor Gewerbe/ Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie im Umwandlungssektor, während sich der Erdgasverbrauch in der Industrie auf dem Niveau der Vorjahre bewegte (vgl. Abbildung 5).

Abbildung 5: Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren (Endenergie, sonstiger Verbrauch) in TWh (H<sub>s</sub>)



Hinweis: NEV – Nichtenergetischer Verbrauch, nicht energetisch genutzter Teil der Energieträger (z. B. als Rohstoff für chemische Prozesse)

Quelle: BDEW 2017/ AG Energiebilanzen 2017 (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Aufgrund der für Erdgas günstigen Preisentwicklung im Vergleich zu anderen Energieträgern nahm die Verstromung und Wärmeerzeugung von Erdgas in Kraft- und Heizkraftwerken in den Jahren 2015 und 2016 zu.

Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte und des GHD-Sektors nahm insbesondere im Jahr 2016 deutlich zu. Dies ist u. a. bedingt durch die positive Wirtschaftsentwicklung, den Bevölkerungszuwachs und die hohe Neubautätigkeit.

Im Jahr 2016 wurde mit rund 329.000 genehmigten Wohnungen ein Höhepunkt der Neubautätigkeit seit dem Jahr 2000 erreicht. Allerdings ist im gleichen Zeitraum der Erdgas-Marktanteil im Neubau von ehemals rund 77 % im Jahr 2000 auf aktuell rund 45 % gesunken. Die Elektrowärmepumpen und die Fernwärme konnten dagegen in den letzten Jahren kontinuierlich Marktanteile im Neubau gewinnen (vgl. Tabelle 8).

Im Wohnungsbestand konnte die Erdgasheizung ihren Marktanteil in den letzten Jahren kontinuierlich erhöhen. Allerdings sind die Zuwächse deutlich geringer geworden. Zum Jahresende 2016 betrug der Marktanteil der erdgasbeheizten Wohnungen rund 49,4 % und erhöhte sich damit im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig um 0,1 % (vgl. Tabelle 9).

**Tabelle 8: Marktanteile der Energieträger im Neubau**

**Wohnungsneubau und Heizungsstruktur der neu gebauten Wohnungen in Deutschland**

Jahr	Anzahl der Wohnungen <sup>1)</sup>	Gas <sup>2)</sup>	Fernwärme	Strom	Wärmepumpe	Heizöl	Holz, -pellets	Sonstige <sup>3)</sup>
2000	304.248	76,7	7,0	1,3	0,8	13,4	.	0,8
2001	256.530	75,9	7,5	1,7	2,0	11,3	.	1,6
2002	243.248	75,8	7,2	1,7	2,1	11,0	.	2,2
2003	263.348	74,3	7,0	1,2	2,8	12,0	.	2,7
2004	236.352	74,9	7,3	1,2	3,1	10,7	1,2	1,6
2005	211.659	74,0	8,6	1,2	5,4	6,4	3,0	1,4
2006	216.519	66,9	9,0	1,0	11,2	4,3	6,0	1,6
2007	157.148	65,6	10,2	1,3	14,3	3,2	3,0	2,4
2008	148.300	58,4	12,0	1,0	19,8	2,3	4,0	2,5
2009	153.701	50,9	13,1	0,8	23,9	1,9	5,0	4,4
2010	164.540	50,2	14,6	1,0	23,5	1,8	5,0	4,1
2011	200.061	50,1	16,3	0,9	22,6	1,5	5,6	2,5
2012	211.155	48,5	18,6	0,6	23,8	0,9	6,3	1,4
2013	254.250	48,3	19,8	0,7	22,5	0,8	6,4	1,5
2014	264.332	49,9	21,5	0,6	19,9	0,7	6,1	1,3
2015	285.282	50,3	20,8	0,7	20,7	0,7	5,3	1,5
2016*	329.000	44,4	23,8	0,9	23,4	0,7	5,3	1,5

\* vorläufig

1) zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; bis 2012 in neu zu errichtenden Gebäuden, ab 2013 zudem in Bestandsgebäuden

2) einschließlich Bioerdgas 3) bis 2003 einschl. Holz

Quelle: BDEW 2017 auf Basis Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter, Stand 01/2017

**Tabelle 9: Heizungsstruktur des Wohnungsbestandes**

**Wohnungsbestand und Heizungsstruktur der Wohnungen in Deutschland**

Jahr	Anzahl der Wohnungen <sup>1)</sup> in Mio.	Gas <sup>2)</sup>	Fernwärme	Strom	Wärmepumpe	Heizöl	Sonstige <sup>3)</sup>
2000	38,2	44,5	12,3	4,8	---	32,6	5,8
2001	38,5	45,3	12,4	4,6	---	32,2	5,5
2002	38,7	46,0	12,4	4,5	---	31,9	5,2
2003	39,0	46,6	12,4	4,4	0,1	31,6	4,9
2004	39,2	47,2	12,4	4,3	0,1	31,2	4,8
2005	39,4	47,6	12,5	4,2	0,2	30,9	4,6
2006	39,6	48,0	12,5	4,1	0,3	30,5	4,6
2007	39,7	48,3	12,6	4,0	0,5	30,1	4,5
2008	39,9	48,5	12,6	3,8	0,7	29,8	4,6
2009	39,9	48,9	12,7	3,6	0,8	29,3	4,7
2010	40,3	49,0	12,8	3,4	1,0	28,9	4,9
2011	40,4	49,1	12,9	3,2	1,1	28,3	5,4
2012	40,6	49,2	13,1	3,1	1,2	27,8	5,6
2013	40,8	49,2	13,3	3,0	1,4	27,2	5,9
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0
2015	41,3	49,3	13,6	2,8	1,7	26,5	6,1
2016*	41,5	49,4	13,7	2,7	1,8	26,3	6,1

\* vorläufige Werte

1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden

2) einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas 3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW 2017, Stand 01/2017

## 7.2 Entwicklung des gesamten Gasbedarfs

Die folgenden Tabellen zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den untersuchten Szenarien, dargestellt jeweils als Brennwert ( $H_s$ ) und basierend auf den dargestellten Ergebnissen in den Kapiteln 5.2 und 6.4.

**Tabelle 10:** Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert ( $H_s$ )

Gasbedarf Deutschland - Szenario I						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Darstellung Brennwert ( $H_s$ )	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf insgesamt	TWh $H_s$	860	884	847	785	-9%	-11%	-7%
Endenergiebedarf Gas	TWh $H_s$	639	633	589	531	-17%	-16%	-10%
Industrie	TWh $H_s$	246	241	218	196	-20%	-19%	-10%
Haushalte	TWh $H_s$	266	267	254	229	-14%	-14%	-10%
GHD	TWh $H_s$	125	122	112	98	-22%	-20%	-13%
Verkehr	TWh $H_s$	2	3	5	9	285%	174%	79%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh $H_s$	34	35	36	36	7%	4%	1%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh $H_s$	165	195	203	200	21%	3%	-1%
Fernheizwerke	TWh $H_s$	27	27	27	26	-5%	-4%	-3%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 7)	TWh $H_s$	138	168	177	174	26%	4%	-1%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh $H_s$	21	21	19	17	-20%	-19%	-10%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EC 2016b (PRIMES), Prognos AG

**Tabelle 11:** Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert ( $H_s$ )

Gasbedarf Deutschland - Szenario II						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Darstellung Brennwert ( $H_s$ )	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf insgesamt	TWh $H_s$	860	891	840	693	-19%	-22%	-18%
Endenergiebedarf Gas	TWh $H_s$	639	632	568	430	-33%	-32%	-24%
Industrie	TWh $H_s$	246	240	220	184	-25%	-23%	-17%
Haushalte	TWh $H_s$	266	267	235	161	-39%	-40%	-32%
GHD	TWh $H_s$	125	122	107	74	-41%	-39%	-31%
Verkehr	TWh $H_s$	2	3	5	11	375%	238%	105%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh $H_s$	34	35	36	36	7%	4%	0%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh $H_s$	165	203	217	211	27%	4%	-3%
Fernheizwerke	TWh $H_s$	27	27	26	20	-26%	-25%	-22%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 7)	TWh $H_s$	138	176	191	191	38%	8%	0%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh $H_s$	21	21	19	16	-25%	-23%	-17%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EC 2016b (PRIMES), Prognos AG

### 7.3 Regionalisierung des Gasbedarfs

Die Ergebnisse der Gasbedarfsermittlung für Deutschland werden für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 regionalisiert, d. h. es erfolgt eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs aus den Szenarien I und II. Dabei werden folgende Verteilungsfaktoren verwendet:

- Für die Regionalisierung des Endenergiebedarfs, des nichtenergetischen Verbrauchs, des Gasbedarfs der Fernheizwerke und des Eigenverbrauchs im Umwandlungssektor wird auf Datenbestände der Prognos AG zurückgegriffen, in denen mit einem regionalen Modell der Bedarf auf Kreisebene analysiert wurde.
- Für die Regionalisierung der Ergebnisse zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas werden die Modellergebnisse des europäischen Strommarktmodells der Prognos AG verwendet. Grundlage der Regionalisierung sind die Standorte der Kraftwerke aus der Kraftwerksliste.

#### Hinweise zu den folgenden Kartendarstellungen

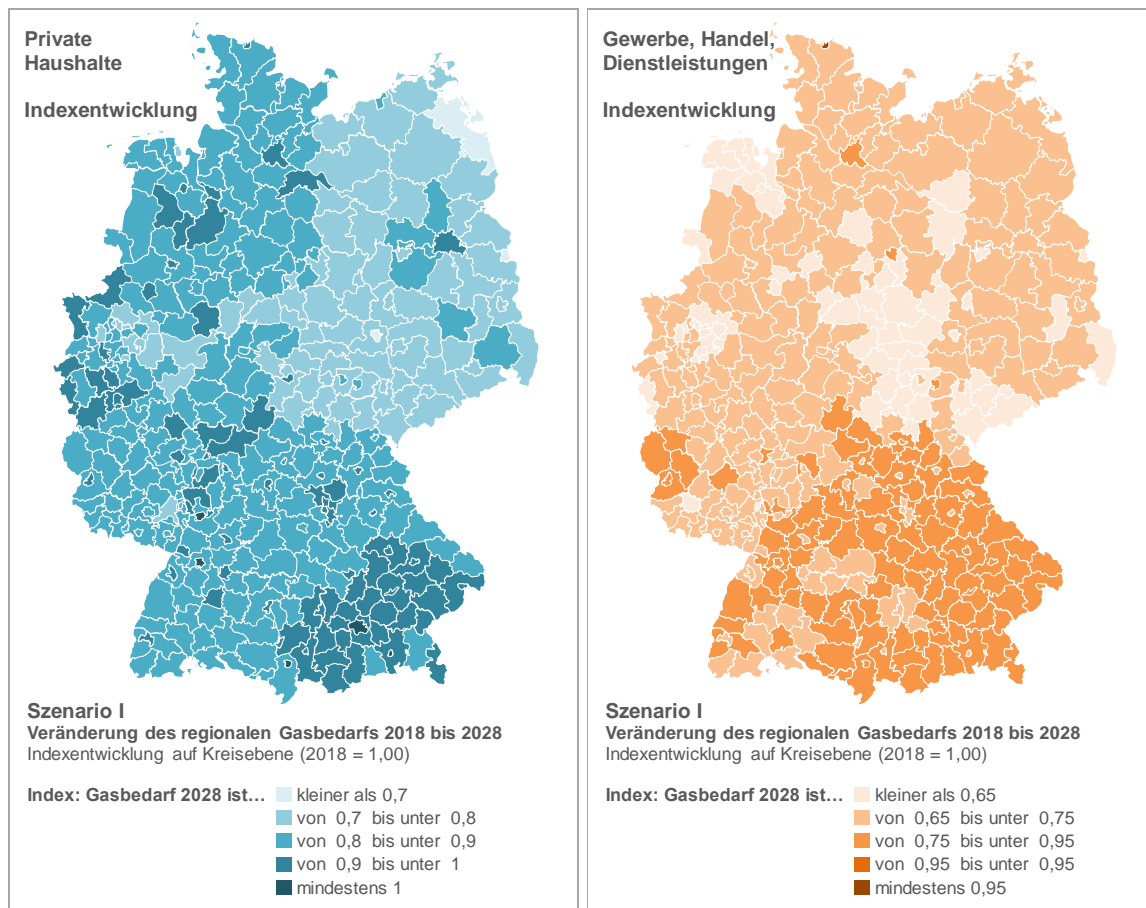
Die Gasbedarfsentwicklung in den Sektoren auf Kreisebene wird in den folgenden Karten in der Regel als Indexentwicklung für den Zeitraum 2018 bis 2028 dargestellt. Ein Index von 1,00 im Jahr 2028 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem, wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt.



Die regionale Entwicklung des Gasbedarfs im Bereich der privaten Haushalte geht im Osten Deutschlands (mit Ausnahme der Berliner Region) relativ am stärksten zurück. Im Süden Deutschlands ist grundsätzlich mit einem geringeren Verbrauchsrückgang zu rechnen. In West- und Norddeutschlands fällt die Entwicklung unterschiedlich aus. Haupttreiber für diese regional differenzierte Entwicklung ist die demografische Entwicklung, aber auch die Verfügbarkeit des Energieträgers Gas in den jeweiligen Kreisen.

Im GHD-Sektor geht der Gasbedarf im Betrachtungszeitraum stärker zurück als bei den privaten Haushalten. Aufgrund der zu erwartenden demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung im Süden Deutschlands fällt hier der Bedarfsrückgang geringer aus als insbesondere in Ostdeutschland.

**Abbildung 6: Szenario I: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 bis 2028 in den Nachfragesektoren private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen; Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00**

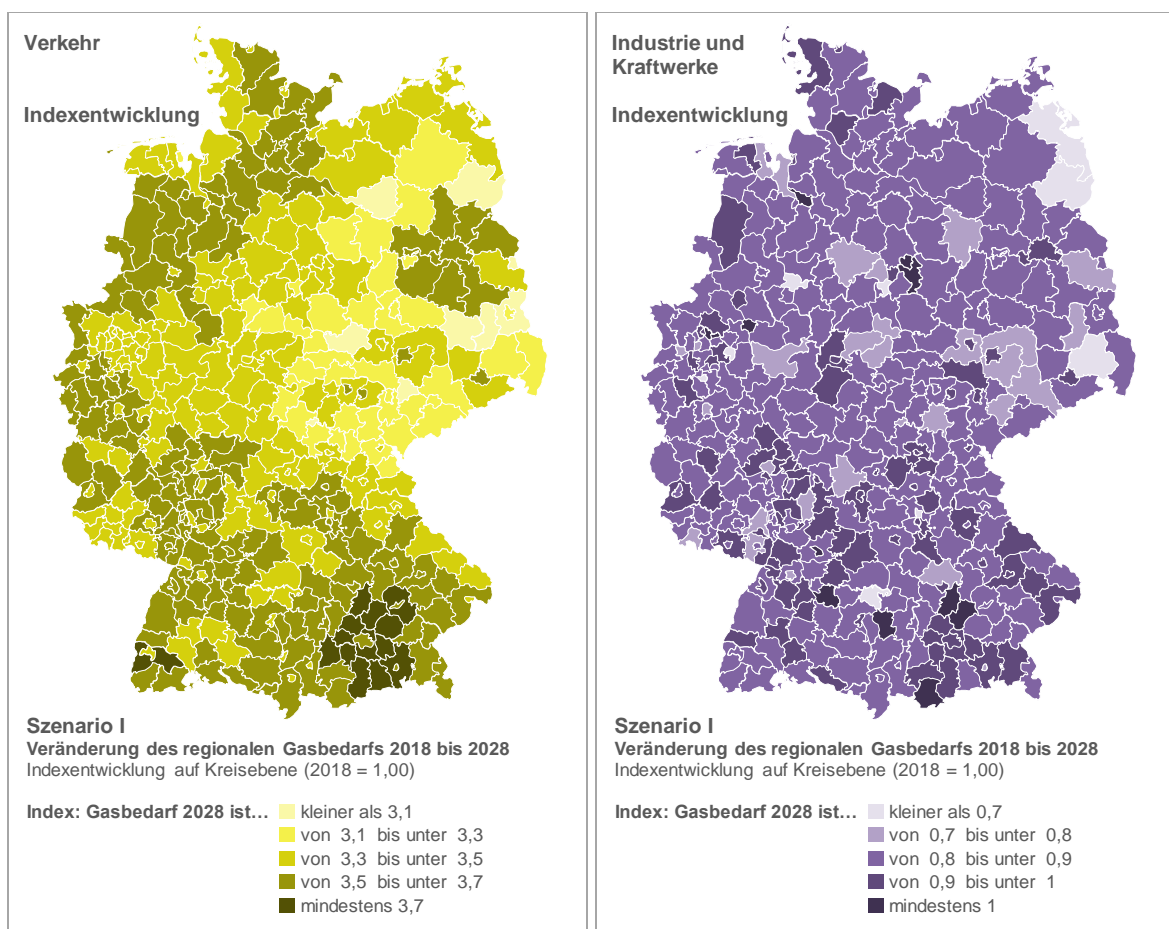


Quelle: Prognos AG

Im Verkehrssektor zeigt sich generell ein Anstieg des Gasbedarfs. Da die zukünftige Entwicklung auch an die regionale Bevölkerungsentwicklung gekoppelt ist, zeigen sich auch hier regionale Unterschiede.

Für den Bereich Industrie/ Kraftwerke zeigt sich ein sehr differenziertes Bild. Die Entwicklung des Gasbedarfs ist hier insbesondere von der regionalen Wirtschaftsstruktur und der zukünftigen Entwicklung der Wirtschaftszweige abhängig. Einen bedeutenden Einfluss haben hier auch die Standorte der Kraftwerke (inkl. der Neubauten bis zum Jahr 2028).

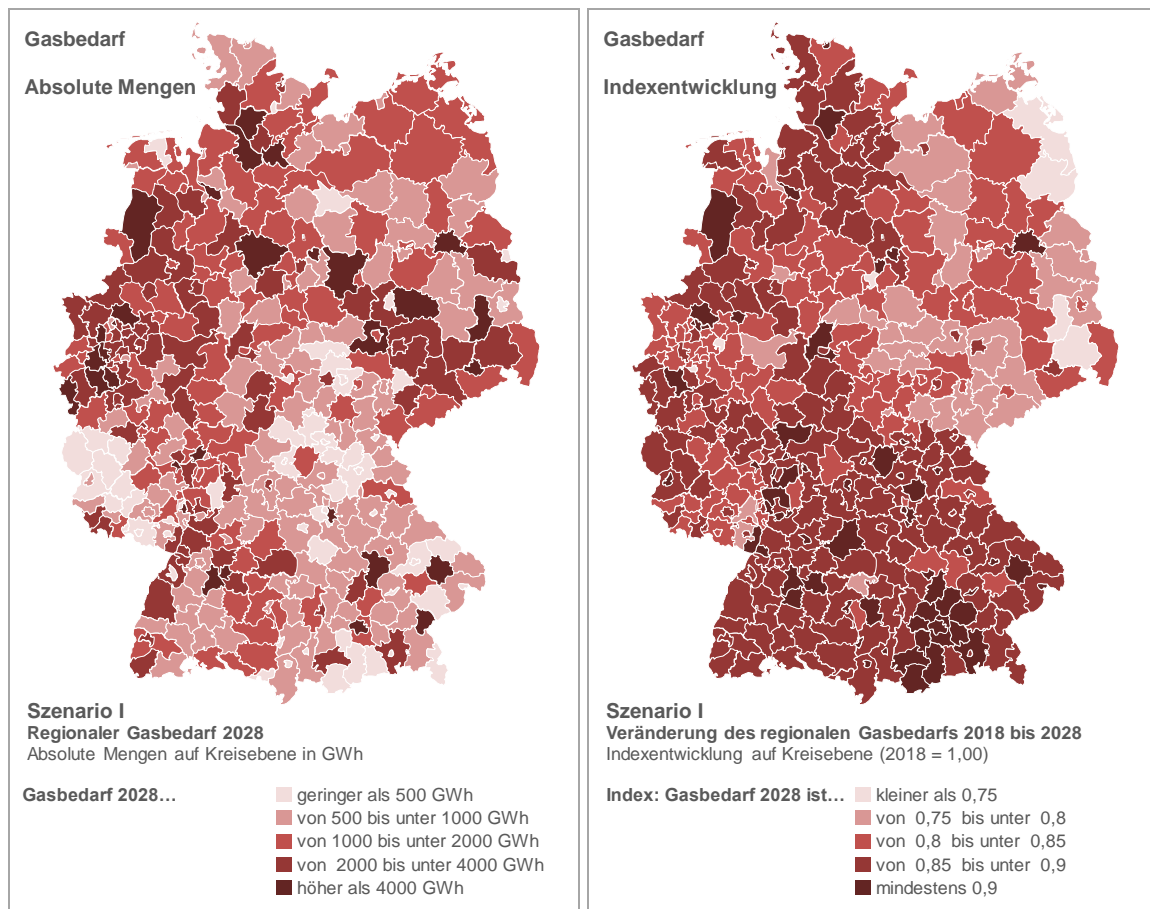
**Abbildung 7: Szenario I: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 bis 2028 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/ Kraftwerke;  
Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00**



Quelle: Prognos AG

Die folgenden Abbildungen zeigen die Zusammenfassung der zuvor beschriebenen Gasbedarfsentwicklung in den Verbrauchssektoren private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/ Kraftwerke. Abbildung 8 zeigt auf der linken Karte den absoluten Gasbedarf im Referenzszenario. Die rechte Karte verdeutlicht die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2028.

**Abbildung 8:** Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2028 insgesamt (absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert  $H_s$ ) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 bis 2028 insgesamt; Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00



Quelle: Prognos AG

## 8 Gasaufkommen

### 8.1 Vorgehensweise

Für das Gasaufkommen in Deutschland werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biogas berücksichtigt. Hierfür stehen folgende Quellen zur Verfügung:

- **Inlandsförderung Erdgas:**  
Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG, ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, WEG) übernommen [BVEG 2017a].
- **Einspeisung Biogas:**  
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2016 der BNetzA [BNetzA Monitoringbericht 2016], der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2017] sowie auf eigenen Prognos-Abschätzungen.

### 8.2 Erdgasförderung

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung bis zum Jahr 2028 beruht auf der aktuellen Vorausschau des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems ohne „Ostfriesland“) sowie Deutschland gesamt.

**Tabelle 12:** Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

<b>Erdgasförderung in Deutschland und den Hauptfördergebieten</b>								
<b>- Szenario I und II</b>								
Jahr	Deutschland insgesamt*, davon...		...Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			...Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)		
	Produktion	Kapazität	Produktion	Kapazität	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität	Kapazität mit Sicherheitsabschlag
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup> /h
2017	7,13	0,92	3,17	0,41	0,39	3,62	0,47	0,44
2018	6,46	0,84	2,88	0,37	0,35	3,33	0,43	0,40
2019	6,03	0,78	2,62	0,34	0,32	3,17	0,41	0,38
2020	6,18	0,78	2,41	0,31	0,29	3,22	0,42	0,39
2021	5,93	0,75	2,26	0,29	0,27	3,05	0,39	0,37
2022	5,77	0,73	2,26	0,29	0,27	2,84	0,37	0,34
2023	5,59	0,70	2,16	0,28	0,26	2,70	0,35	0,32
2024	5,10	0,64	1,91	0,25	0,23	2,45	0,32	0,29
2025	4,64	0,58	1,73	0,22	0,20	2,21	0,29	0,26
2026	4,23	0,53	1,59	0,21	0,18	2,00	0,26	0,23
2027	3,83	0,48	1,49	0,19	0,17	1,75	0,23	0,20
2028	3,47	0,43	1,36	0,18	0,15	1,56	0,20	0,18

\* Deutschland insgesamt beinhaltet die beiden Hauptfördergebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) sowie die Produktion und Kapazität weiterer kleiner Gebiete.

Quelle: BVEG 2017a

Die Angaben zur Produktion und zur „Kapazität gemäß Planung“ beruhen auf den Angaben des BVEG. Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren nicht erreicht wurde, stellt die vom BVEG erstellte Tabelle für die Gebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ dar.

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen ist das Erdgasaufkommen in Deutschland gering. Zu den weiteren Förderregionen zählen „Zwischen Oder/ Neiße und Elbe“, „Nördlich der Elbe“, „Westlich der Ems“, „Thüringer Becken“, „Oberrheintal“ und „Alpenvorland“. Die zukünftige gesamte Gasproduktion dieser Gebiete ergibt sich aus der deutschen Gesamtförderung abzüglich der Produktion der Gebiete „Elbe-Weser“ und „Weser-Ems“. Die Verteilung dieser Restsumme bis zum Jahr 2028 auf die kleineren Förderregionen erfolgte anhand ihres heutigen Produktionsanteils (Stand 2016). Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern. Zur besseren Vergleichbarkeit erfolgt im Szenariorahmen eine Umrechnung in TWh.

**Tabelle 13: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten**

Erdgasförderung in Deutschland						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Szenario I und II	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m³]*	8,56	6,46	5,59	3,47	-59%	-46%	-38%
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>s</sub> ]**	84	63	55	34			

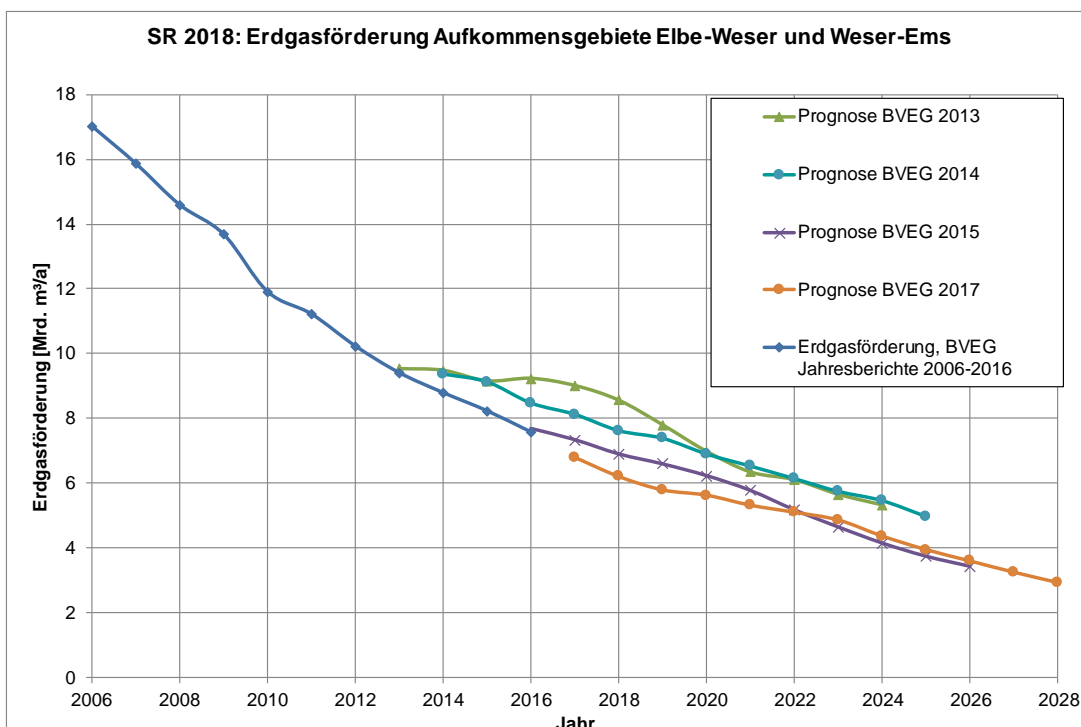
\* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H<sub>s</sub>) von 9,7692 kWh/m³

\*\* Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m³), Brennwert (H<sub>s</sub>)

Quelle: Prognos AG, BVEG 2017a, BVEG 2017b

Abbildung 9 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2028 für die Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems.

**Abbildung 9: Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis von BVEG 2007-2017, BVEG 2017a



Die Produktionsdaten der Jahre 2006 bis 2016 basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007-2017] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2017 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG bis zum Jahr 2028. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2028 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben.

In den L-Gas-Mengenbilanzen der bisher veröffentlichten Netzentwicklungspläne wurde die deutsche Produktion mit den Prognosen des BVEG für die Erdgasförderung der Aufkommensgebiete Elbe-Weser und Weser-Ems berücksichtigt, auch wenn ein Anteil der prognostizierten Produktionsmengen in der Vergangenheit als H-Gas bereitgestellt wurde.

Die Auswirkungen des erneuten Rückgangs der Produktionsprognose des BVEG werden von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 analysiert. Des Weiteren wird u. a. der im USB 2017 vorgenommene Abschlag von 25 % für die in der Vergangenheit im H-Gas zur Verfügung gestellte Produktion überprüft.

Im Sinne einer schonenden Nutzung der L-Gas-Ressourcen sollte ein möglichst hoher Anteil der deutschen Produktion als L-Gas bereitgestellt werden. Die Sicherstellung dieses Ziels liegt nicht im direkten Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender zusätzlicher Instrumente bzw. Marktanreize. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten zeitnahe Diskussionen auf politischer und regulatorischer Ebene für erforderlich und stehen hierfür gerne zur Verfügung.

### 8.3 Biogaseinspeisung

Die Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biogaseinspeisung erfolgte unter Verwendung des aktuellen Monitoringberichts 2016 der BNetzA und des Bundeskartellamts [BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2016] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2017]. Für die Szenarien I und II wird eine einheitliche zukünftige Entwicklung unterstellt.

Die heute bereits bekannten Projekte zur Biogaseinspeisung konnten auf Basis der dena-Projektliste [dena 2017] regionalisiert werden. Hierin finden sich auch derzeit im Bau und in der Planung befindliche Anlagen sowie Projekte, welche in der Zwischenzeit gestoppt wurden. Für die künftige Entwicklung wird davon ausgegangen, dass die aktuell geplanten und gebauten Anlagen realisiert werden und langfristig eine etwas verbesserte Auslastung der Biogaseinspeiseanlagen erreicht wird. In Summe bleibt der Zuwachs aber auch aufgrund der letzten EEG-Novellierungen sehr gering. Inwieweit hier zukünftige EEG-Reformen Einfluss nehmen werden, bleibt abzuwarten.

**Tabelle 14:** *Biogaseinspeisung in Deutschland*

Biogaseinspeisung in Deutschland						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Szenario I und II	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Darstellung Brennwert (H <sub>s</sub> )	TWh H <sub>s</sub>	9.2	9.6	9.9	10.2	11%	6%	3%

Quelle: Prognos AG, dena 2017, BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2016

## 8.4 Nicht-konventionelles Erdgas

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat eine Gesamtaberschätzung der nicht-konventionellen Ressourcen an Erdöl und Erdgas (Schieferöl und Schiefergas) in Deutschland vorgenommen [BGR 2016a]. Laut BGR liegen die ermittelten technisch förderbaren Schiefergasressourcen in einer Tiefe von eintausend bis fünftausend Metern zwischen 320 Mrd. m<sup>3</sup> und 2.030 Mrd. m<sup>3</sup>. Das insgesamt förderbare Schiefergaspotenzial erhöht sich auf 380 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2.340 Mrd. m<sup>3</sup>, wenn Tiefenlagen zwischen fünfhundert und eintausend Metern in die Betrachtung einbezogen werden. Zusätzlich wird in Kohleflözen ein Potenzial an Erdgasressourcen von rund 450 Mrd. m<sup>3</sup> vermutet [BGR 2016b].

Die technisch gewinnbaren Schiefergasressourcen liegen somit um ein Vielfaches höher als die konventionellen Erdgasressourcen und -reserven in Deutschland. Im europäischen Vergleich verfügt Deutschland auf Basis der ermittelten Ressourcen über die viertgrößten Schiefergasvorkommen. Es wird zudem darauf hingewiesen, dass sich Deutschland erst am Anfang der Erkundung dieser Vorkommen befindet, was sich beispielsweise auch in der Spannweite der BGR-Abschätzung ausdrückt. Es ist unsicher, welcher Anteil der potenziellen Ressourcen sich letztendlich in Reserven überführen ließe. Eine Förderung der nicht-konventionellen Gasressourcen wäre auch aus technischer Sicht kurzfristig nicht möglich [BGR 2016a]. Eine Erschließung und Förderung der Schiefergasvorkommen in Deutschland ist zudem aufgrund der aktuellen Gesetzeslage nicht realistisch [BGR 2016b].

Daher erfolgt in den Szenarien zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 keine Berücksichtigung der Förderung nicht-konventioneller Gase.

## 8.5 Power-to-Gas

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Ansicht, dass die bestehende Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem einen bedeutenden und ökonomisch wertvollen Beitrag leisten kann. Neben CO<sub>2</sub>-neutralem synthetischem Methan wird auch Wasserstoff eine wichtige Alternative darstellen. Insbesondere das Verfahren „Power-to-Gas“ (Gas aus Strom) bietet ein großes, bislang noch nicht umgesetztes Potenzial für die als Sektorenkopplung bezeichnete intelligente Verbindung von Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastrukturen. Die Sektorenkopplung ist eine der entscheidenden Stellschrauben für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Die Gasinfrastruktur eröffnet die Chance, sehr große Energiemengen sowohl zu transportieren als auch zu speichern.

Mit Power-to-Gas kann Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder, in einem weiteren Verfahrensschritt unter Zuführung von Kohlenstoffdioxid, in synthetisches Methan umgewandelt werden. Diese Umwandlung ist vor allem dann nachhaltig und zielführend, wenn ein Überangebot an Strom besteht, welches maßgeblich durch die schwankende regenerative Energieproduktion verursacht wird. Gerade synthetisches Methan ist gleichwertig zu fossilem Erdgas und eignet sich somit nicht nur als alternativer Kraftstoff im Mobilitätssektor, sondern findet als Substitutionsprodukt in der Industrie und vor allem in der Wärmeversorgung für gewerbliche und private Nutzer direkte Anwendung. Die Einsatzgebiete von Wasserstoff sind ebenfalls der Mobilitätssektor und die Industrie.



Aufgrund der großen Speicherkapazität des Erdgasnetzes und der angeschlossenen Erdgasspeicher bietet die Power-to-Gas-Technologie auch ein hohes Potential, große Mengen dieser erzeugten Energie zu speichern und flexibel einsetzbar zu halten. Bei Bedarf kann das synthetische Methan in Blockheiz- oder Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken erneut in elektrische Energie umgewandelt und dem Strommarkt zugeführt werden. Dies schafft zusammen mit Gaskraftwerken die notwendige Versorgungssicherheit bei länger anhaltenden, sogenannte Dunkelflauten, also dann, wenn weder Sonne noch Wind zur Stromerzeugung beitragen.

Wasserstoff kann aktuell nur in begrenztem Maße in die vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist werden, da sich durch dessen Einspeisung die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches ändern und sich Auswirkungen auf angeschlossene kritische Gasanwendungen ergeben.

Die Einspeisung von Wasserstoff wird von den Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung der Verträglichkeit mit der gesamten Gasnetzinfrastruktur konstruktiv begleitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten in den Verbänden und Gremien daran mit, weitere Lösungen für die Verträglichkeit von Wasserstoffeinspeisungen in die Gasnetze zu finden.

Die Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens bildet somit aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und vieler anderer Marktteilnehmer eine vielversprechende und realistische Option, welche insbesondere die dringend erforderliche Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem und somit das Gelingen der Energiewende ermöglichen kann.

Aus diesem Grund begrüßen die Fernleitungsnetzbetreiber die Erstellung des Power-to-Gas-Potenzialatlases der Deutschen Energie-Agentur (dena). Aktuell listet die dena 28 Forschungs- und Pilotanlagen in 10 Bundesländern auf, welche sich der Forschung und Weiterentwicklung dieses Verfahrens widmen und in Betrieb sind. Weitere 4 Anlagen befinden sich derzeit im Bau bzw. in der Planungsphase.

Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen diese intensiven Forschungsaktivitäten und wirken inhaltlich an entsprechenden Entwicklungsvorhaben mit, um die Einspeisung von größeren Mengen an synthetischem Methan und Wasserstoff in den kommenden Jahren zu ermöglichen [dena 2016].

Eine Auswertung der für Deutschland erarbeiteten Studien zum Thema Power-to-Gas weist langfristig eine große Bedeutung für diese Technologie aus. [AEE 2016] Hiernach sehen die meisten Szenarien erst ab ca. 2030 den Einsatz von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen zur wirtschaftlichen Nutzung der anfallenden Stromüberschüsse. Im Ergebnispapier Strom 2030 [BMW 2017] hebt auch das BMW die Bedeutung von Power-to-Gas als Langfristspeicher hervor, die bei hohen Anteilen erneuerbaren Energien sinnvoll und notwendig werden.

Daher tragen die Fernleitungsnetzbetreiber durch Mitwirkung an den o. g. und weiteren Studien dazu bei, den theoretischen Vorlauf und eine belastbare Grundlage dafür zu schaffen, die bisher für Erdgas ausgelegten Gasnetze auf den Transport wasserstoffhaltiger Gase oder reinen Wasserstoffs schrittweise umzurüsten. Eine Studie, die von den Fernleitungsnetzbetreibern, bei frontier.economics in Auftrag gegeben wurde, und deren Abschluss für Herbst 2017 erwartet wird, untersucht den Beitrag der Gasinfrastruktur 2050 zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende und insbesondere die Rolle von

Power-to-Gas. Ausgehend von den Ergebnissen der Studie wollen die Fernleitungsnetzbetreiber die Diskussion mit allen Marktteilnehmern und den politischen Entscheidungsträgern zur Zukunft dieser Technologie forcieren.

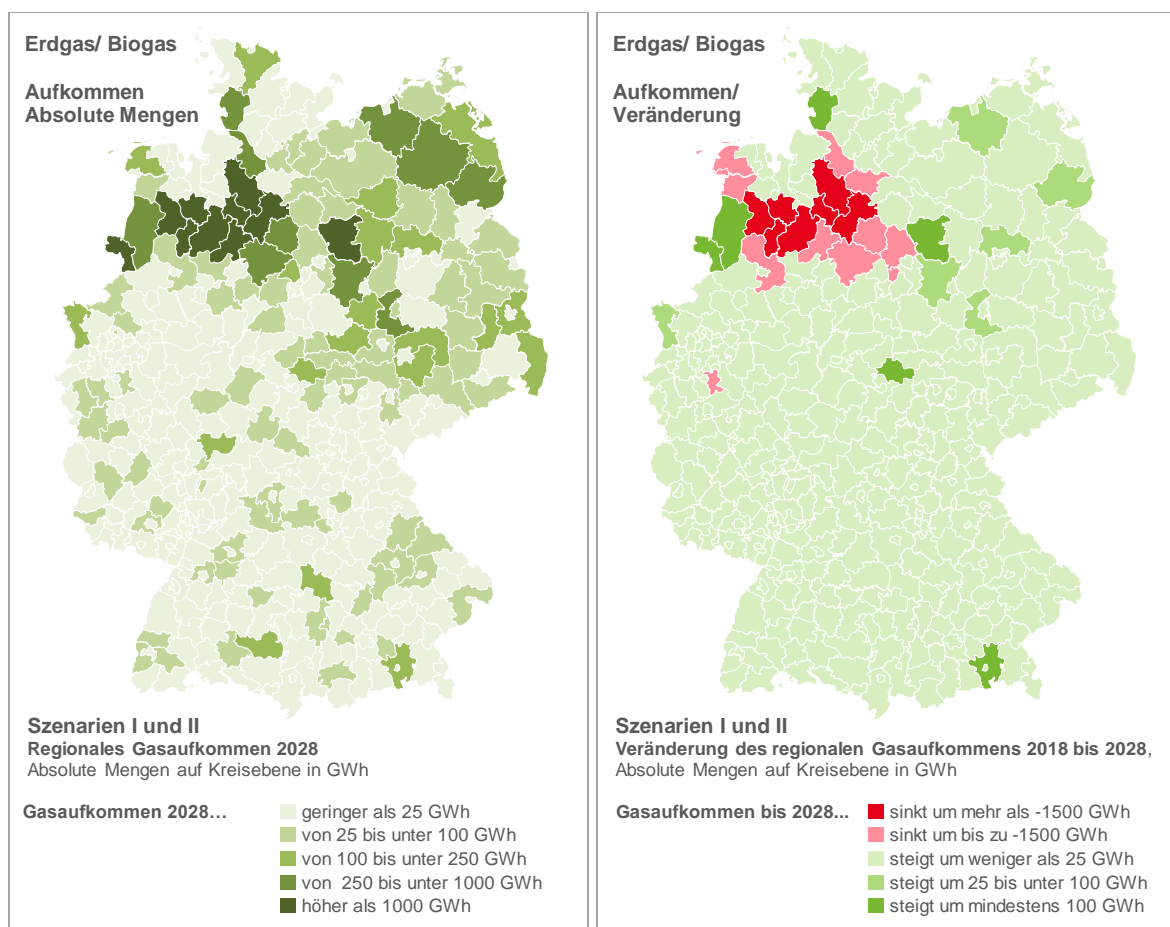
Für eine rasche Marktreife und industrielle Einführung von Power-to-Gas müssen die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Daher gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 belastbarere quantitative Aussagen zum Umfang des Beitrags von Power-to-Gas zur Energieversorgung möglich werden.

## 8.6 Gesamtgasaufkommen

Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung und Biogas-Produktion im Jahr 2028 und deren Veränderung gegenüber dem Jahr 2018 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 10, in der die absolute Veränderung des Gasaufkommens dargestellt ist, deutlich.

*Abbildung 10: Szenarien I und II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2028 und Veränderung gegenüber 2018 (absolut in GWh, H<sub>t</sub>)*



Quelle: Prognos AG

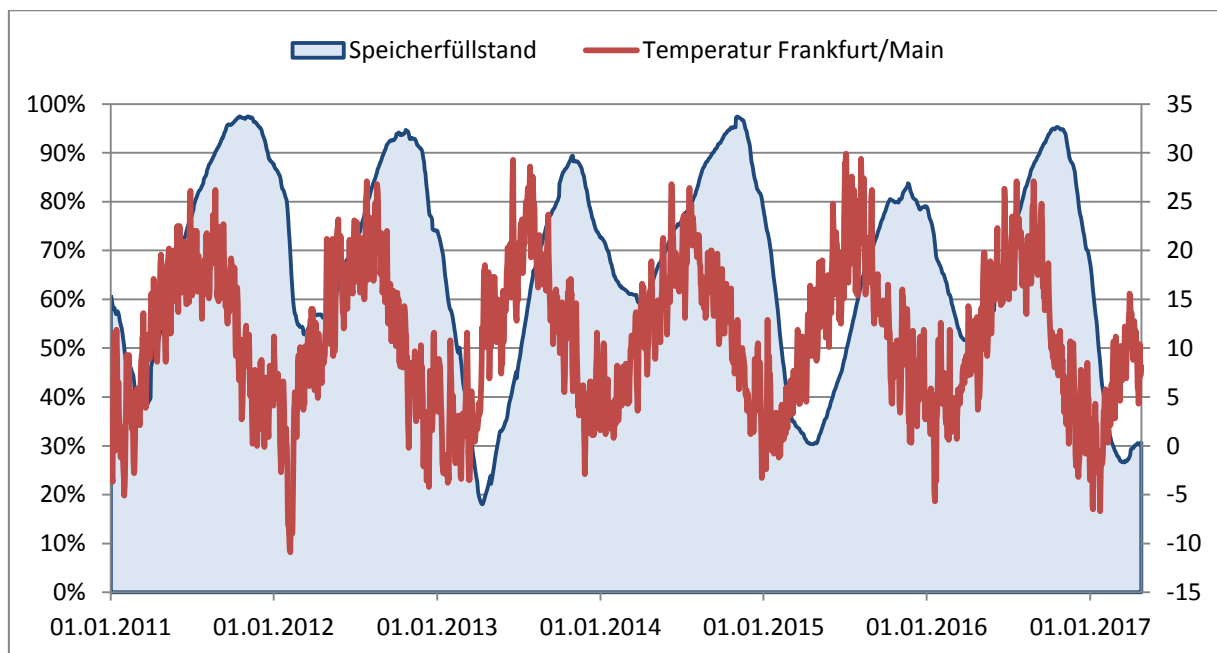
## 9 Erdgasspeicher in Deutschland

### 9.1 Rolle der Gasspeicher in der Energiewirtschaft

Gasspeicher haben in der Energiewirtschaft eine Doppelrolle:

- Die Erdgasspeicher dienen primär dem Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten und der Produktion und einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher. Durch den Einsatz der Speicher kann eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung des Transportsystems erreicht und das Gesamtsystem hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden. Darüber hinaus sind sie technisch in der Lage, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen (Regelenergie) und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität.
- In den letzten Jahren wurden die Speicher auch zunehmend unter kommerziellen Gesichtspunkten im Handelsbereich vermarktet. Neben der Strukturierung der schwankenden Lieferverpflichtungen an die Endkunden werden sie immer stärker auch zur Optimierung des Handelsgeschäfts eingesetzt.

Abbildung 11: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2011



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis GIE 2017

Die Anteile dieser beiden Elemente können aus dem in Abbildung 11 dargestellten Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland abgelesen werden:

- Überwiegend saisonale Nutzung in einem Bereich von etwa 35 % bis über 90 % des Arbeitsgasvolumens.
- Die überlagerten kurzfristigen Handelsaktivitäten sind in dieser gesamtdeutschen Übersicht allenfalls als kleinere Effekte erkennbar, die weiterhin nicht zu einer nachhaltigen Umkehr der saisonalen temperaturabhängigen Speichernutzung führen.

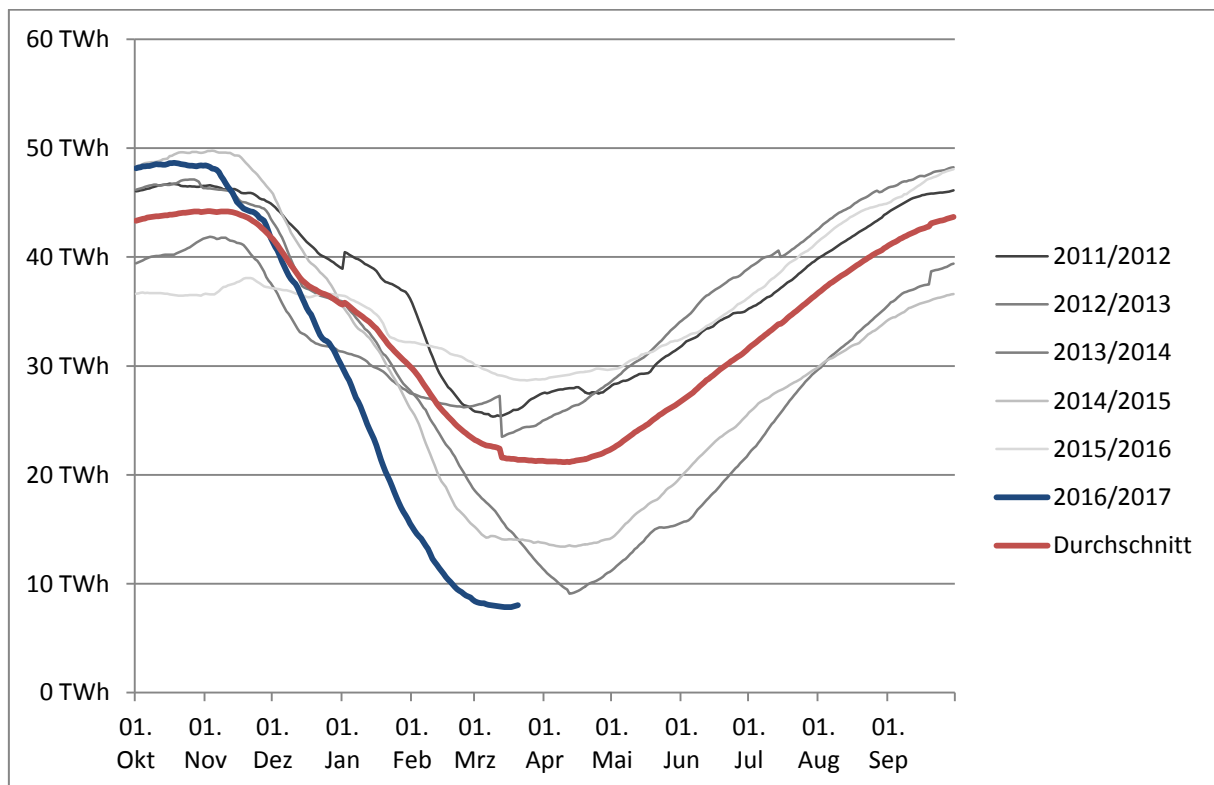
Insgesamt ist zu erkennen, dass die temperaturabhängige saisonale Nutzung in dem Zeitraum von Januar 2011 bis April 2017 bei Weitem überwog.

## 9.2 Rolle der Gasspeicher im Winter 2016/17<sup>2</sup>

Der Winter 2016/2017 war in Deutschland durch vergleichsweise niedrige Temperaturen und einen hohen Absatz geprägt. Die Speicherfüllstände waren zu Winterbeginn sehr hoch und ließen auf eine hohe Verfügbarkeit von Erdgasmengen schließen. Insbesondere in der Region Süddeutschland des Marktgebietes der Net Connect Germany (NCG) begann die Ausspeicherung jedoch bereits Mitte November (blaue Linie Abbildung 12) und damit deutlich früher als in allen Vorjahren.

Der Abruf von Erdgas aus den Südspeichern setzte sich kontinuierlich fort, so dass Anfang Februar schon ein so niedriger Füllstand erreicht war, wie er sonst erst am Ende des Winters erreicht wurde. Eine ähnliche Entwicklung war an den L-Gas-Speichern sowie einigen H-Gas-Speichern im GASPOOL-Marktgebiet zu beobachten.

Abbildung 12: Entwicklung der Speicherfüllstände im H-Gas-Süd-Gebiet der NCG



Quelle: FNB Gas Winterrückblick 2016/17

Zu begründen ist die starke Inanspruchnahme der Gasspeicher in den Monaten Dezember 2016 und Januar 2017 nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber primär mit den hohen Gasverbräuchen und Absatzmengen in den Marktgebieten. Die niedrigen Temperaturen in Deutschland führten in diesen Monaten zu einem Anstieg des Verbrauchs. Weitere indirekte Treiber waren die Wind- bzw. Dunkelflaute im Januar 2017 und

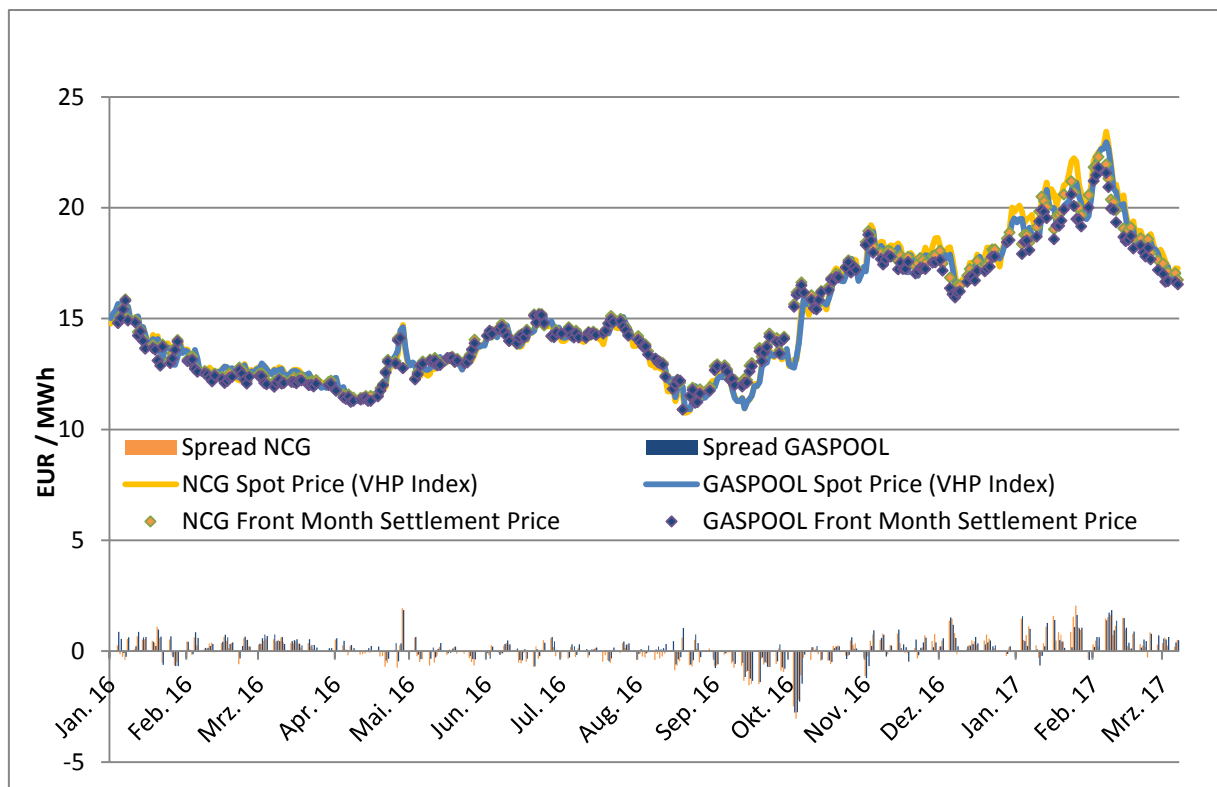
<sup>2</sup> Siehe auch FNB Gas Winterrückblick 2016/17 [FNB Gas 2017b].

die Abschaltung von fünf französischen Nuklearreaktoren, die die französische Atomaufsichtsbehörde Mitte 2016 angeordnet hatte. Die fehlenden Strommengen und damit einhergehend hohen Marktpreise für Strom führten zu einer hohen Stromerzeugung aus Erdgas.

Die hohen Gasverbräuche in Deutschland im Winter 2016/2017 sind jedoch nicht der alleinige Grund für die hohen Ausspeicherungsmengen. Ein weiterer Grund dafür, dass dieser erhöhte Gasabsatz durch Gasmengen aus den Speichern und nicht durch zusätzliche Importe aus benachbarten Märkten bedient wurde, spiegelt sich in der Preisentwicklung an den europäischen Kurzfrist- und Terminmärkten wider.

Wie in Abbildung 13 dargestellt, lagen die Langfristpreise für den jeweiligen Folgemonat im Zeitraum von Dezember 2016 bis einschließlich Februar 2017 bis zu 2,00 EUR/MWh unter den Preisen am Kurzfristmarkt. Händler, die in diesem Zeitraum noch über Flexibilität in Speichern verfügten, hatten somit einen Anreiz, ihre Gasmengen am Kurzfristmarkt zu veräußern und auszuspeichern.

Abbildung 13: Preisspread zwischen Spot und Folgemonat



Quelle: FNB Gas Winterrückblick 2016/17

Lieferverpflichtungen in den Folgemonaten konnten gleichzeitig günstiger am Terminmarkt abgedeckt werden, weshalb ein Zurückhalten von Gasmengen für den weiteren Verlauf des Winters wirtschaftlich nicht sinnvoll war. Verstärkend wirkt an dieser Stelle, dass die Gaspreise im vergangenen Sommer 2016 deutlich niedriger als im Winter 2016/2017 waren. Die Gasmengen in den Speichern konnten daher im Sommer 2016 zu deutlich niedrigeren Kosten eingekauft werden, wodurch bei steigenden Gaspreisen zusätzliche Gewinne der Händler durch eine Veräußerung am Kurzfristmarkt generiert werden konnten.

### 9.2.1 Besonderheiten L-Gas

Durch die qualitätsübergreifenden Marktgebiete unterliegen die L-Gas Speichermengen den gleichen kommerziellen Optimierungsmechanismen wie die H-Gas Speichermengen und somit auch den Preissignalen auf den internationalen H-Gas geprägten Gasmärkten. Aus Sicht von Handelsportfolien kann ein L-Gas Bedarf in späteren Winterzeiten auch durch H-Gas Importe gedeckt werden, so dass für L-Gas Speichernutzer bei entsprechenden Preissignalen eine starke frühzeitige Ausspeicherung lohnenswert sein kann. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn der Arbitrageeffekt durch eine frühe Ausspeicherung (Day-ahead Preis deutlich höher als Forward Preise für den weiteren Winter) die potentiellen Kosten, die durch eine bilanzielle H zu L-Gas Konvertierung verursacht würden (Konvertierungsentgelt), übersteigen. Genau eine solche Preiskonstellation lag an vielen Tagen im Dezember 2016 und Januar 2017 vor.

Insbesondere im Marktgebiet GASPOOL kam es im Dezember und Januar zu starken Entleerungen der L-Gas Speicher. Für die Speicher Lesum und Empelde lagen die Füllstände zum 01.02.2017 bei deutlich unter 30 % und somit an einem Punkt, an dem eine Einschränkung der Ausspeicherleistung aufgrund des niedrigen Füllgrades beginnt. Kommt es in diesem Füllstandsbereich durch eine mehrtägige Kältewelle zu hohen Auslastungen, so nimmt die Ausspeicherleistung weiter rapide ab.

Im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 (S. 97-100) wird dargestellt, dass die Ausspeicherleistung der L-Gas Speicher für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in Spitzenlastszenarien elementar ist. Für den Fall, dass es dann noch zu Ausfällen, z. B. größerer L-Gas Produktionseinheiten kommt, ist die Leistungsbilanz noch stärker unterdeckt und das Netz kann nur durch Verbraucherabschaltungen stabil gehalten werden.

Da die L-Gas Aufkommen begrenzt sind (Produktion DE, NL) und aufgrund der eingeleiteten Marktraumumstellung kommt einem vorsorgeorientierten Speichermanagement im L-Gas in den nächsten Jahren bis zu einer signifikanten Umsetzung der Marktraumumstellung eine sehr hohe Bedeutung zu.

Durch das schon im FNB Gas Winterausblick 2016/17 [FNB Gas 2017b] angesprochene enge Monitoring der L-Gas Speicherfüllstände konnte im Laufe des Januars 2017 durch regelmäßige Leistungsbilanzüberprüfungen im Marktgebiet GASPOOL festgestellt werden, dass bei gleichbleibender Ausspeicherrate wie im Dezember/ Januar ab Anfang Februar eine Unterdeckung der L-Gas Leistungsbilanz gedroht hätte. Aus diesem Grund hat sich GASPOOL entschieden, eine Sonderausschreibung von Long Term Options (LTO) dediziert an Speicheranschlusspunkten durchzuführen, um entsprechend notwendige Speicherleistung zu sichern. Da die im Oktober für den Zeitraum Dezember 2016 bis März 2017 kontrahierten LTO ausschließlich an Grenz- und Marktübergangspunkten lagen, waren diese zur Sicherung der für die Leistungsbilanz im Spitzenlastfall notwendigen Ausspeicherleistungen nicht geeignet.

Insgesamt wurden 750 MW an den beiden am stärksten entleerten L-Gas Speichern Lesum und Empelde ausgeschrieben, in Summe wurden allerdings nur 480 MW angeboten. Die Leistungspreise für einige Lose der Sonderausschreibung lagen bei mehr als dem Vierfachen der maximal angebotenen Leistungspreise der Ausschreibung vor dem Winter 2016. Beides ein Zeichen dafür, dass die starke Entleerung der Speicher bereits zu einer erheblichen Leistungsverknappung geführt hatte. Die angebotene Leistung wurde vollständig für den Zeitraum 15.2.2017 bis 15.3.2017 kontrahiert.



### 9.2.2 Besonderheiten H-Gas Süd (NCG)

Die Transportsituation im Süden des H-Gas-Gebietes des NCG-Marktgebietes war in weiten Teilen des Winters durch hohe Transitflüsse auf der MEGAL und der TENP geprägt. Zusätzlich wurden die Speicher in dieser Region bereits ab November mit hohen Ausspeicherleistungen eingesetzt. Durch die im Vergleich zu den Vorjahren relativ hohen Entry-Leistungen und -Mengen im Süden war der Nord-Süd-Transport meist nicht voll ausgelastet. Diese Situation wurde nur durch die Kälteperiode im Januar unterbrochen, die durch sehr hohe Abnahmen der Letztverbraucher in Süddeutschland und gleichzeitig hohe Flüsse in die Nachbarländer geprägt war. Während dieser Periode waren an einigen Tagen Engpassmaßnahmen (Swaps und Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazität) erforderlich.

Die Speicherbeschäftigung war im Durchschnitt des Winters im Süden deutlich höher als im Norden, so dass die großen Speicher dort überdurchschnittlich stark entleert wurden.

Durch die im Vergleich zu den Vorjahren deutlich niedrigeren Speicherfüllstände insbesondere im Süden des NCG-Marktgebietes (durchschnittlicher Füllstand am 31.01.2017 lag bei 31 %) reduzierte sich die verfügbare Ausspeicherleistung bereits Ende Januar auf ca. 55 % der Maximalleistung. Bei einem erneuten Kälteeinbruch im Februar wäre bei weiter anhaltender Ausspeicherung eine deutliche Reduzierung der insgesamt verfügbaren Einspeiseleistung für Süddeutschland die Folge gewesen. Um eine dadurch entstehende Unterspeisung abzuwenden, wurde Anfang Februar eine Sonderausschreibung von langfristig zu kontrahierenden Regelerzeugungsprodukten (LTOs an Speichern oder Demand Side Management (DSM)-Produkte in der Zone Süd der NCG) mit der Leistung von 4 GW für den Zeitraum 15.02. bis 28.02.2017 durchgeführt.

Die Produkte konnten an den Speichern Inzenham und Bierwang nur zu deutlich erhöhten Leistungspreisen gegenüber den Ausschreibungen im Herbst kontrahiert werden. Dadurch konnten zumindest Teilmengen im Speicher zur Aufrechterhaltung der kontrahierten Leistung zurückgehalten werden. Aufgrund des relativ warmen Februars wurde ein Abruf der kontrahierten Mengen nicht notwendig.

### 9.2.3 Fazit

Die Wintersituation 2016/17 hat gezeigt, dass

- Erdgasspeicher noch immer eine zentrale Säule der Versorgungssicherheit unter extremen Temperaturbedingungen darstellen,
- Erdgasspeicher zunehmend zum preisoptimierten Portfoliomanagement eingesetzt werden,
- regulatorische Rahmenbedingungen zur Sicherung benötigter Speicherleistung auch zum Ende einer Winterperiode weiter entwickelt werden sollten,
- der im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 unterstellte, durchschnittliche Speicherfüllstand von 35 % als Planungsprämisse in der Spitzenlastsituation aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sachgerecht ist.



### 9.3 Zusätzliche Speicherprojekte

Zusätzlich zu den Bestandsspeichern existieren Planungen zu Erweiterungen bestehender und zum Bau neuer Speicher. Bei den Fernleitungsnetzbetreibern liegen mehrere Netzausbaubegehren nach § 39 GasNZV für Speicherprojekte vor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen die Kapazitäten für neue und geplante Speicher folgendermaßen:

Kapazitäten für Speicher und Speichererweiterungen, für die ein Realisierungsfahrplan zwischen Speicherbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber vereinbart wurde und für die der Netzanschluss an das Fernleitungsnetz bereits erfolgte, werden wie Bestandsspeicher behandelt und gemäß den Eintragungen in der NEP Gas-Datenbank berücksichtigt.

Vorliegende „Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV“ werden in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt, wenn der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist, oder wenn zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Verhandlungen über den Realisierungsfahrplan und den Netzanschluss führen und der Anschlusspetent einen konkreten Planungsfortschritt seines Projektes nachgewiesen hat. Diese werden in der NEP Gas-Datenbank mit Status „§ 39 gestellt“ geführt.

Für die in den folgenden Tabellen dargestellten Projekte wurden bis zum 18.04.2017 Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt. Diese Speicherprojekte in Tabelle 15 werden neben den Bestandsspeichern in den Modellierungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt.

**Tabelle 15: Berücksichtigte Speicherprojekte am Fernleitungsnetz**

Lfd. Nr.	Speicher/ Speicheranschlusspunkt	Fernleitungs- netzbetreiber	Entry/ Exit	Gasart	Status	Angefragte Kapazität in MWh/h
1	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Entry	H-Gas	§ 39 gestellt	648
1	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Exit	H-Gas	§ 39 gestellt	432
2	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Entry	H-Gas	§ 39 gestellt	346
2	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Exit	H-Gas	§ 39 gestellt	230
3	Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	§ 39 gestellt	1.635
4	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Entry	H-Gas	Bestand	675
4	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Exit	H-Gas	Bestand	675
5	Haidach	OGE	Entry	H-Gas	Bestand	4.731
5	Haidach	OGE	Exit	H-Gas	Bestand	4.361

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 16 zeigt die Speicherprojekte, welche nicht in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt werden. Die entsprechenden Speicherkapazitäten sind dementsprechend nicht in der NEP Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – SR“) enthalten.

**Tabelle 16:** Nicht berücksichtigte Speicherprojekte am Fernleitungsnetz

Lfd. Nr.	Speicher/ Speicheranschlusspunkt	Fernleitungs- netzbetreiber	Entry/ Exit	Gasart	Status	Angefragte Kapazität in MWh/h
1	Inzenham-West	bayernets	Entry	H-Gas	§ 39 gestellt, Verhandlungen ausgesetzt	223
1	Inzenham-West	bayernets	Exit	H-Gas	§ 39 gestellt, Verhandlungen ausgesetzt	223
2	Kiel Rönne	GUD	Entry	H-Gas	§ 39 gestellt, derzeit keine konkreten Verhandlungen	1.800
2	Kiel Rönne	GUD	Exit	H-Gas	§ 39 gestellt, derzeit keine konkreten Verhandlungen	1.260

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

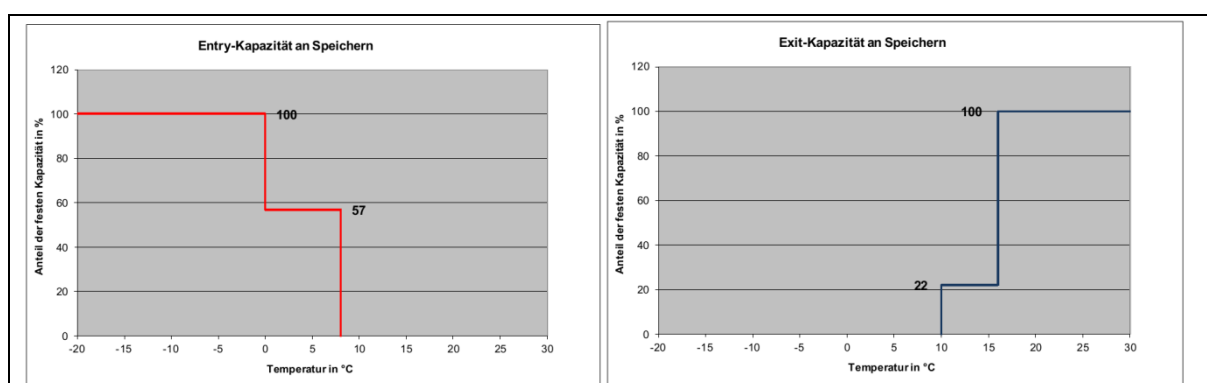
Die Ausbaubegehren gemäß § 39 GasNZV für den Speicher Kiel Rönne am Netz der GUD vom 30.03.2012 und den Speicher Inzenham West am Netz der bayernets vom 14.08.2015 werden im Zuge des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 keine Berücksichtigung in der Modellierung finden, da zum aktuellen Zeitpunkt keine konkreten Verhandlungen zwischen den Parteien zur Realisierung der Projekte stattfinden.

## 9.4 Modellierung der Speicher in der Basisvariante

Aus den vorgenannten Gründen schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 vor, bei der Modellierung von Gasspeichern temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) einzuplanen. TaK ermöglicht es, in bestimmten Temperaturbereichen auf fester Basis ein- bzw. auszuspeichern (Abbildung 14).

- Die Einspeisekapazität (die Ausspeicherung aus dem Speicher) wird bei einer Temperatur von 0°C und darunter als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 0°C und 8°C wird die angefragte Einspeisekapazität zu 57 % als fest berücksichtigt.
- Die Ausspeisekapazität (die Einspeicherung in den Speicher) wird bei einer Temperatur von 16°C und darüber als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 10°C und 16°C wird die angefragte Ausspeisekapazität zu 22 % als fest berücksichtigt.
- Die Auswertung der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Temperaturzeitreihen hat ergeben, dass in diesen Zwischentemperaturbereichen mehr als die von der BNetzA vorgegebenen 92 Vollbenutzungstage erreicht werden.

**Abbildung 14:** Anteile an fester Einspeise- und Ausspeisekapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundlage der Modellierungen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 sind die heute bestehenden bzw. im Bau befindlichen Speicher sowie die bis zum Ende der Konsultationsphase des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 am 14.07.2017 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV.

Die entsprechenden Einspeise- und Ausspeisekapazitäten der heute bestehenden/ im Bau befindlichen Speicher und der mit Stand vom 18.04.2017 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind der Speicherliste in der NEP Gas-Datenbank zu entnehmen.

Da es sich bei dem Kapazitätsprodukt TaK um ein festes Kapazitätsprodukt handelt, wird mit der Vorhaltung von TaK besonders dem Aspekt Rechnung getragen, dass Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen erneut ausdrücklich darauf hin, dass zurzeit für die Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV noch keine verbindlichen langfristigen Buchungen der Speicherbetreiber bzw. der Speicherkunden bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegen, die einen wirtschaftlichen und effizienten Ausbau rechtfertigen würden.

## **9.5 Vorschlag der BNetzA zur Weiterentwicklung des Konzepts temperaturabhängig fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (TaK) an Gasspeichern im Prozess der Netzentwicklungsplanung**

Am 26.04.2017 hat die BNetzA dem BDEW einen *"Vorschlag [...] zur Weiterentwicklung des Konzepts temperaturabhängig fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (TaK) an Gasspeichern im Prozess der Netzentwicklungsplanung"* übermittelt und dem Verband Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten darauf konkret eingehen und im nächsten Unterkapitel eine Modellierungsvariante vorschlagen, die das Thema Speicher aus einem ihrer Ansicht nach versorgungssicherheitsrelevanterem Aspekt beleuchtet.

Die BNetzA hat hinsichtlich der Berücksichtigung von Bestandsspeichern mitgeteilt, dass im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 eine eigene Modellierungsvariante mit TaK-Ansatz für Bestandsspeicher durchgeführt werden solle.

Als Begründung wird seitens der BNetzA im vorliegenden Vorschlag aufgeführt, dass so eine *„Gleichbehandlung“* und *„eine effiziente, sowie gesamtwirtschaftlich angemessene Netzplanung“* durch eine eigene Modellierungsvariante mit der Kapazitätsart TaK für Bestandsspeicher sichergestellt werden würde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen bezüglich der Gleichbehandlung bestehender Speicher gegenüber neuen Speichern erneut darauf hin, dass eine bevorzugte Behandlung von neuen Speichern fest in der aktuell gültigen GasNZV verankert ist – die §§ 38, 39 der GasNZV haben dies explizit zum Ziel. Auch die vorgesehene Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) enthält diesbezüglich keine Änderungen.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sollte für die Ein- und Ausspeicherung im Bestand auf ein bedarfsgerechtes Maß an Ein- und Ausspeicherkapazität abgestellt werden. Hierdurch sollte kein zusätzlicher Ausbaubedarf hervorgerufen werden. Der aktuelle Vorschlag der BNetzA hätte jedoch genau dies zur Folge und würde damit der von der BNetzA angestrebten effizienten Planung von Netzen zuwiderlaufen. Die Erdgasinfrastruktur wurde systematisch im Hinblick auf das Zusammenspiel der Komponenten Transportfähigkeit der Netze, Leistungsübernahme an Grenzübergängen und in Bedarfszeiten Leistungsübernahme an Speichern entwickelt. Eine Dimensionierung von Speicherleistungen, die bezüglich der räumlichen Bedarfsdeckung unangemessen hoch wäre, würde zu einem ineffizienten und damit gesamtwirtschaftlich unangemessenen Ausbau der Netze führen.

Insbesondere stellen die Fernleitungsnetzbetreiber infrage, inwiefern das BNetzA-Ziel einer Gleichbehandlung erreicht werden kann, wenn in Einzelfällen Ausnahmen von den angedachten Regelungen möglich sein sollen, um individuellen Gegebenheiten gerecht zu werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen jedoch grundsätzlich das Ziel, die Versorgungssicherheit zu stärken. Allerdings sind die aktuell relevanten Versorgungssicherheitsthemen aus gutem Grund primär auf die Verfügbarkeit von Erdgas in den Speichern bezogen, damit eine Ausspeicherung bei Bedarf am Ende eines Winters noch gewährleistet werden kann (vgl. Kapitel 9.2). Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist der Vorschlag der BNetzA eine vielmehr vermarktungsrelevante Frage – nicht zwangsläufig ein Versorgungssicherheitsthema. Das lässt sich direkt aus der folgenden Aussage der BNetzA selbst ableiten: *„Insbesondere soll somit vermieden werden, dass es ungenutzte feste Kapazität an Punkten zu Bestandsspeichern gibt, während an anderer Stelle benötigte feste Kapazität einzig auf unterbrechbarer Basis zur Verfügung gestellt werden können.“* Für den Fall, dass feste und ungenutzte Kapazität an Speichern brach läge und diese noch dazu an einem benachbarten Punkt nutzbar wäre, würde diese Nichtnutzung ihre Wirkung auch auf den unterbrechbaren Punkt entfalten – denn dieser würde nicht unterbrochen.

Um den von der BNetzA vermuteten Effekt zu erreichen, dass ungenutzte Kapazität an Punkte verlagert werden kann, an denen sie genutzt würde, ist es erforderlich, Überlegungen zur Umwandlung von FZK an Speichern in TaK anzustellen und die Wirkung der hierdurch temperaturabhängig freiwerdenden festen Kapazitäten in den jeweiligen Netzbereichen zu analysieren.

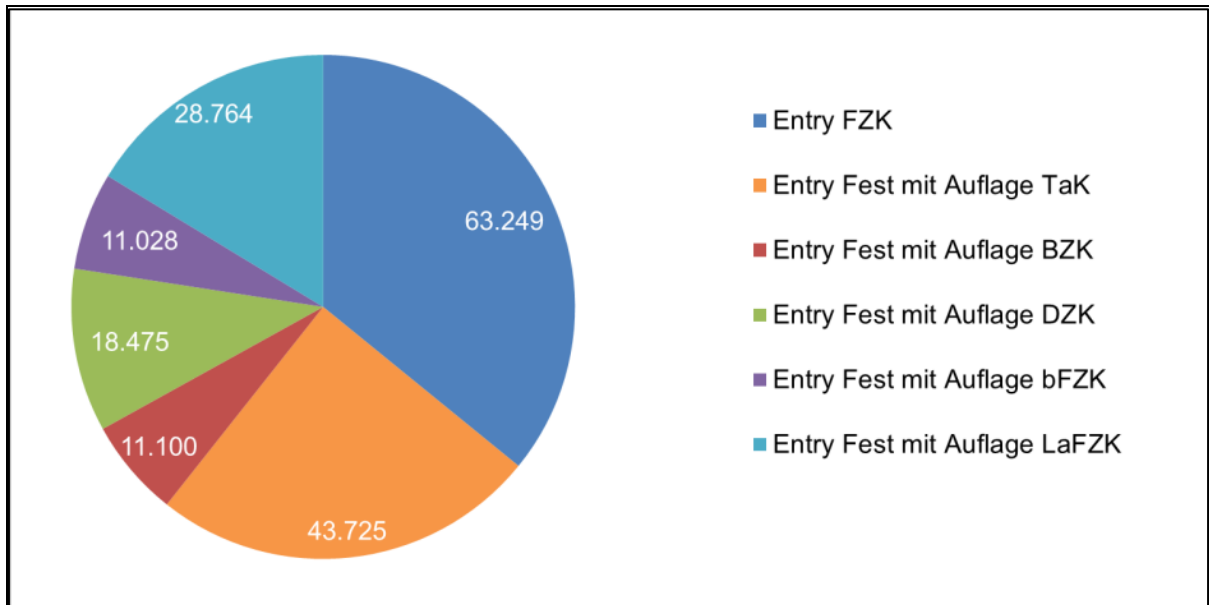
Gegebenenfalls bietet eine Umwandlung von FZK – nur Ausspeisung (Einspeicherung) – an Speichern in TaK in den Räumen, in denen die Speicher gelegen sind, ein geringes Potenzial zur Bereitstellung zusätzlicher Leistungen für Verteilernetzbetreiber. In einer deutschlandweiten Betrachtung ist jedoch festzustellen, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber im Wesentlichen in Regionen besteht, in welchen keine nutzbringend umwandelbare FZK an Speichern vorhanden ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bezüglich der Umwandlung der Kapazitäten mit Nutzungsaufgaben (LaFZK, bFZK, BZK und DZK) in TaK u. a. bereits im Rahmen der durch die BNetzA durchgeführten Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2015 (Stand: 01.04.2015) Stellung genommen und eine Auswertung der Eingangsgrößen für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 vorgenommen. Wie dem nachfolgenden Diagramm zu entnehmen

ist, werden darin rund 36 % (63.249 MW) als FZK-Kapazitäten allokiert – die übrigen Kapazitäten besitzen bereits eine Nutzungsaufgabe.

Die Aufnahmefähigkeit des jeweiligen lokalen Netzes bzw. die Anbindungen an den weiteren Partner in den jeweiligen Marktgebieten bedingen die Aufnahme von solchen Nutzungsaufgaben.

Abbildung 15: Erdgasspeicher: Aufteilung der Entry-TVK nach Kapazitätsart gemäß Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 (MW)



Quelle: Anlage 1 „Eingangsgrößen für die Modellierung“ Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2015

Die Fernleitungsnetzbetreiber führten bereits damals aus, dass eine Umwandlung dieser Kapazitäten nach erster Betrachtung der Netzsituation zu erheblichen Ausbaumaßnahmen in den Netzen der Fernleitungsnetzbetreiber führen würde. Mit einer Höhe von rund 70 GW Leistung haben diese Kapazitäten mit Nutzungsaufgabe einen enormen Einfluss auf die Ausbaumaßnahmen im Falle einer Umstellung auf TaK. Je nach Wirkung müssten Ausbaumaßnahmen in einer Größenordnung im dreistelligen Millionen Euro Bereich erfolgen.

Aus diesem Grund sind aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin Kapazitäten für die bereits eine Nutzungsaufgabe besteht, als solche in der Planung zu berücksichtigen, da so ein ineffizienter und damit gesamtwirtschaftlich unangemessener Ausbau der Netze vermieden werden kann.

Ferner führt die BNetzA folgendes aus: „Die Bundesnetzagentur beabsichtigt im Vergleich zu den Vorgaben zur TaKSi-Modellierung eine Anpassung der Vorgaben für die Bestandsspeicher, an denen Kapazitäten mit Auflage angeboten werden. Hier soll wie für die Speicher, an denen u. a. fFZK angeboten wird, ebenfalls eine Betrachtung der speicherindividuellen Buchungssituation und dann ggf. eine Umwandlung in TaK erfolgen. Mit dieser Modifikation der Kriterien soll dem Ergebnis der TaKSi-Modellierung Rechnung getragen werden, dass die FNB den signifikanten zusätzlichen Netzausbau der Umwandlung von zuordnungsbeschränkten Kapazitäten und der Aufhebung von konkurrierend angesetzten Kapazitäten an Bestandsspeichern zuschreiben.“



Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist es nicht zielführend eine Umwandlung von Kapazitäten mit Auflage in TaK vorzunehmen, wenn diese nicht gebucht wurde. Das führt gegebenenfalls zu Ausbauverordnungen zur Schaffung von Kapazität (TaK), die aufgrund fehlender Buchungen in der Vergangenheit anscheinend auch künftig nicht benötigt wird.

Weiterhin wird die von der BNetzA gegenüber der ursprünglichen TaKSi-Modellierungsvariante geänderte Vorgabe, dass 92 Vollbenutzungstage erreicht werden sollen, dazu führen, dass es zu möglicherweise mehr Ausbau kommen kann als in der am 01.07.16 vorgelegten TaKSi-Modellierungsvariante. Dies lässt sich wiederum durch die Aussagen der BNetzA selbst begründen: *„Im Vergleich zur TaKSi-Modellierungsvariante entfallen somit die Verpflichtung zur Ermittlung einer Gasbedarfsfunktion und die Prämisse, bei der Ermittlung der Modellierungsfunktion auf ein Flächenkriterium in Bezug auf eine extrapolierte Gasbedarfsfunktion abzustellen. Diese Vorgaben setzten voraus, dass die Speicher unmittelbar in dem Netzgebiet dienlich sind, in dem sie geographisch liegen. Dies ist jedoch nicht für alle betrachteten Speicher der Fall, weshalb es die Bundesnetzagentur nach eigenen Auswertungen für sachgemäßer hält, durch Vorgabe der zu erreichenden 92 Vollbenutzungstage ein signifikantes Nutzungsmaß für die Speicher zu erzielen.“*

Die Absicht, Speicher über ihr netzdienliches Potenzial hinaus mit Ausspeicherleistung zu versehen, führt zwangsläufig zu erhöhten Netzausbaumaßnahmen.

Abschließend möchten die Fernleitungsnetzbetreiber noch auf die von der BNetzA aufgeführten Aspekte bzw. Hintergründe für ihre Entscheidung eingehen, die sich auf die Herleitung, die Höhe des zu modellierenden TaK-Anteils auf mindestens 50 % der maximalen Ausspeicherleistung festzulegen, beziehen.

Hier führt die BNetzA aus: *„Hintergrund für die Entscheidung, die Höhe des zu modellierenden TaK-Anteils auf mindestens 50 % der maximalen Ausspeicherleistung festzulegen, ergab sich insbesondere aus Aspekten der Versorgungssicherheit. Die Bundesnetzagentur hat geprüft, zu welchem Zeitpunkt in der Vergangenheit es einen Versorgungsengpass gab. Hier wurde dem Beitrag, den die Speicher am 07.02.2012 zur Versorgungssicherheit geleistet haben, eine referenzielle Bedeutung beigemessen. Unsere Auswertungen beziffern diesen Beitrag auf einen Wert in Höhe von 3,5 TWh/d, was ungefähr 50 % der heutigen maximalen Ausspeicherleistung aller Speicher zusammengefasst entspricht.“*

Die seitens der Behörde angewandte Summenbetrachtung ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht sachgerecht, da in der beschriebenen Wintersituation Februar 2012 einige Speicher überdurchschnittlich zur Versorgung des bestehenden Ausspeisebedarfs beigetragen haben, während andere Speicher eher zur Versorgung ihres netzdienlich sinnvollen Versorgungsgebietes beigetragen haben.

Die BNetzA führt weiter aus: *„Die zusätzlich in der TaKSi-Modellierungsvariante angesetzte Kapazität an Speicheranschlusspunkten in Folge der Vorgaben der Bundesnetzagentur beträgt 13,5 GWh/h, verglichen mit den Werten der NEP-Modellierungsvariante Q.1, jeweilig für das Zieljahr 2026. Es erfolgte somit aus kapazitativer Sicht eine stärkere Berücksichtigung der Speicher als in der regulären NEP-Modellierung, hier beträgt die angesetzte technisch verfügbare Kapazität (TVK) für das Zieljahr 2026 in Summe 163,9 GWh/h“.*

Vergleicht man die 3,5 TWh/d (ca. 146 GWh/h) vom Februar 2012 mit dem Wert der NEP-Modellierungsvariante Q.1, so kann festgestellt werden, dass bereits in der regulären Modellierung mit 163,9 GWh/h eine höhere Leistung für die Speicher aus rein kapazitiver Sicht berücksichtigt wurde als im Februar 2012 erforderlich war.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die neuen Vorgaben der BNetzA zu einem weiteren Netzausbau führen würden, der sich von dem in der TaKSi-Modellierungsvariante vom 01.07.2016 unterscheiden kann. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass gegenüber der gerechneten TaKSi-Variante das Kriterium der 92 Vollbenutzungstage wieder aufgenommen wurde. Das Ziel der BNetzA, eine Gleichbehandlung zu erreichen, ist im Lichte der vorgesehenen möglichen Sonderbehandlung einzelner Speicher per se nicht gegeben. Die BNetzA-Vorgaben widersprechen dem EnWG-Ziel eines effizienten, volkswirtschaftlich sinnvollen Netzausbaus. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten die Berücksichtigung der BNetzA-Vorgaben als generellen Ansatz zur Speichermodellierung für nicht sachgerecht. Die Modellierung der Speicher sollte aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 analog zur Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 in der Basisvariante erfolgen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen daher im nächsten Kapitel eine näher erläuterte Modellierungsvariante mit Fokus auf Speicher vor.

## **9.6 Ermittlung der erforderlichen Ausspeicherleistungen unter Versorgungssicherheitsaspekten**

Im Kapitel 9.2 haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf die besondere Situation des letzten Winters hingewiesen. Vor diesem Hintergrund und durch die Veränderungen infolge der geplanten Netzausbaumaßnahmen und netzstrukturellen Änderungen infolge der L-H-Gas-Umstellung sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als notwendig an, das Thema Leistungsbereitstellung durch Speicher in der Spitzenlastsituation – insbesondere am Ende einer Kälteperiode – im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zu untersuchen.

Speicher werden von Händlern zunehmend unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eingesetzt. Diese Nutzung durch die Händler kann den Versorgungssicherheitsgesichtspunkten zuwider laufen. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit den Aspekt der Speicherfüllstände bzw. Ausspeicherleistungen zu untersuchen.

In der hier von den Fernleitungsnetzbetreibern beschriebenen Modellierungsvariante wird die erforderliche Ausspeicherleistung bzw. der Füllstand von Speichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Abhängigkeit von der Netzentwicklung ermittelt. Die Untersuchung der erforderlichen Leistungsbereitstellung erfolgt in der Spitzenlastsituation für die Jahre 2023 bzw. 2028 und soll insbesondere mit einer regional aggregierten Unterscheidung erfolgen. Die Betrachtungen werden nicht speicherindividuell, sondern für Speicherwirkungsbereiche durchgeführt.



Das Vorgehen im Detail:

1. Ermittlung und Definition von Speicherwirkungsbereichen
2. Ermittlung der notwendigen Einspeiseleistung je Speicherwirkungsbereich für ein Spitzenlastszenario für eine Dauer von 14 Tagen
3. Ermittlung des notwendigen mittleren Füllstands für die Speicherwirkungsbereiche anhand einer mittleren Speicherkurve

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Auffassung, dass eine Versorgungssicherheitsvariante im Rahmen der Netzentwicklungsplanung nicht zwangsläufig Netzausbaumaßnahmen ausweisen muss. Die beschriebene Modellierungsvariante stellt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber einen wichtigen Schritt in Richtung eines volkswirtschaftlich sinnvollen Einsatzes der zur Verfügung stehenden Komponenten des Gasversorgungssystems dar. Auf diese Weise können Kosten vermieden werden, die sonst in Form von überbezahlten Ergebnissen von Ausschreibungen zu einer Belastung des Endverbrauchers führen.

Darüber hinaus wird auf die Ergänzungen zu diesem Thema in Kapitel 3 verwiesen.

## 10 LNG-Anlagen in Deutschland

Erstmalig sind zwei unterschiedliche Anfragen bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen, demnach sollen LNG-Anlagen in Brunsbüttel und in Wilhelmshaven errichtet werden.

Für das Projekt LNG-Anlage in Brunsbüttel wurde ein Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bei GUD gestellt. Die geplante LNG-Anlage kann in verschiedenen Ausbaustufen realisiert werden. Neben dem Bau einer Regasifizierungsanlage zur Einspeisung in die Gas-Netze ist die Verteilung von LNG über ein Small Scale Terminal zur Nutzung in der Schifffahrt sowie im Schwerlastverkehr vorgesehen. Die erste Gaseinspeisung ist für 2022 vorgesehen.

Für das Projekt LNG-Anlage in Wilhelmshaven wurde ein Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV fristgerecht bis zum 14.07.2017 bei OGE gestellt.

Die LNG-Projekte in Brunsbüttel und Wilhelmshaven werden im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt (vgl. auch Kapitel 3).

*Tabelle 17: LNG-Projekte*

Lfd. Nr.	LNG-Projekt	Fernleitungsnetzbetreiber	Gasart	Status	Angefragte Gasanschlusskapazität in MWh/h
1	LNG-Anlage in Brunsbüttel	GUD	H-Gas	§ 38 gestellt	8.700
2	LNG-Anlage Wilhelmshaven	OGE	H-Gas	§ 38 bestätigt	10.000

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

## 11 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

### 11.1 Ergebnisse more capacity

Um den Bedarf an Erdgastransportkapazitäten in den kommenden Jahren zu ermitteln, fand im Sommer 2015 eine europaweite Marktabfrage (**more capacity**) statt. Die durchgeführte Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber GASCADE Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und der ONTRAS Gastransport GmbH (Stand: 2015)<sup>3</sup> hatte zum Ziel, den künftigen Bedarf neuer Transportkapazitäten für H-Gas an den Grenzen des Marktgebietes GASPOOL zu ermitteln und so die Gasinfrastruktur zur Stärkung des europäischen Binnenmarkts langfristig weiter bedarfsgerecht zu entwickeln.

Hinsichtlich der im Rahmen der unverbindlichen Abfrage eingereichten Anfragen wurde in der Nachfrageanalyse ermittelt, ob der angemeldete Bedarf eine weitergehende Planung neuer Ausbauvorhaben grundsätzlich notwendig macht. Soweit dies der Fall war, wurden die gesammelten Anfragen über technische Studien je Marktraumgrenze GASPOOL für die Dimensionierung verschiedener Angebotslevel, die später zur Auktion angeboten wurden, verwendet.

Im Rahmen dieser Analysen wurde ein zusätzlicher Bedarf an Erdgastransportkapazitäten festgestellt. Im Zuge der Jahresauktionen am 6. März 2017 auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA, wurden die entsprechenden Angebotslevel vermarktet. Die bisher unverbindlichen Nachfragen nach Transportkapazitäten wurden somit durch verbindliche Buchungen der Marktteilnehmer im Wesentlichen bestätigt.

Am neuen Einspeisepunkt Lubmin II wurden Einspeisekapazitäten gebucht, die unter Berücksichtigung der gesetzlichen Reservierungsquoten ca. 55 bcm/a entsprechen. Für die Übergabe der in Lubmin II eingespeisten Gasmengen an das tschechische Transportsystem, wurden aus dem GASPOOL-Marktgebiet Ausspeisekapazitäten gebucht, die unter Berücksichtigung der gesetzlichen Reservierungsquoten ca. 45,1 bcm/a entsprechen. Diese teilen sich in 35,4 bcm/a am neuen Ausspeisepunkt Deutschneudorf-EUGAL und in 9,7 bcm/a an den bestehenden Ausspeisepunkten der ONTRAS und der GASCADE auf. In der Tschechische Republik wurden in der gleichen Jahresauktion die korrespondierenden Einspeisekapazitäten in das tschechische Transportsystem vermarktet. Der weitere Transport Richtung Südosteuropa ist somit gesichert. Aus den Auktionsergebnissen ergibt sich außerdem ein zusätzlicher Transportbedarf, der unter Berücksichtigung der gesetzlichen Reservierungsquoten ca. 9,9 bcm/a in Richtung Niederlande und in das Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) entspricht.

Die auktionierten Kapazitäten sind zum 1. April 2017 in die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs gemäß § 17 GasNZV der Fernleitungsnetzbetreiber eingeflossen [FNB Gas 2017a]. Um den ermittelten zukünftigen Transportbedarf decken zu können, ist die Errichtung zusätzlicher Erdgastransportinfrastruktur grundsätzlich erforderlich. Der detaillierte Ausbaubedarf wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ermittelt.

---

<sup>3</sup> Stand 2017: GASCADE Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Fluxus Deutschland GmbH, NEL Gastransport GmbH

## 11.2 Incremental Capacity

Parallel zum laufenden Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber im April 2017 erstmals den europäischen Incremental-Capacity-Prozess gestartet. Dieser ist wesentlicher Bestandteil der Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM), die am 06.04.2017 in Kraft getreten ist. Über dieses neue Instrument sollen die Anforderungen der Transportkunden in einem marktorientierten Verfahren frühzeitig in eine nachhaltige Weiterentwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur eingehen.

Bis zum 01.06.2017 hatten alle Marktteilnehmer die Möglichkeit, ihren Bedarf an neuen Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten unverbindlich anzufragen. Die Netznutzer wurden darauf hingewiesen, dass die unverbindlichen Marktanfragen für neue Kapazitäten an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten, die vor Inkrafttreten des NC CAM an einen oder mehrere Fernleitungsnetzbetreiber gestellt wurden, in diesem Prozess erneut anzuzeigen waren, um in der Nachfrageanalyse berücksichtigt zu werden.

Die für den Incremental-Capacity-Prozess notwendigen Netzberechnungen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern parallel und unabhängig von den Berechnungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 durchgeführt. Bestätigte Kapazitätsanforderungen aus dem in diesem Jahr gestarteten Incremental-Capacity-Prozess gehen erst über den entsprechenden Szenariorahmen in den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ein.

## 11.3 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Da die deutsche Fernleitungsinfrastruktur traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt ist, ist zu erwarten, dass die Anforderung im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

Um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 erstmals erstellte und in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickelte Modell aktualisiert.

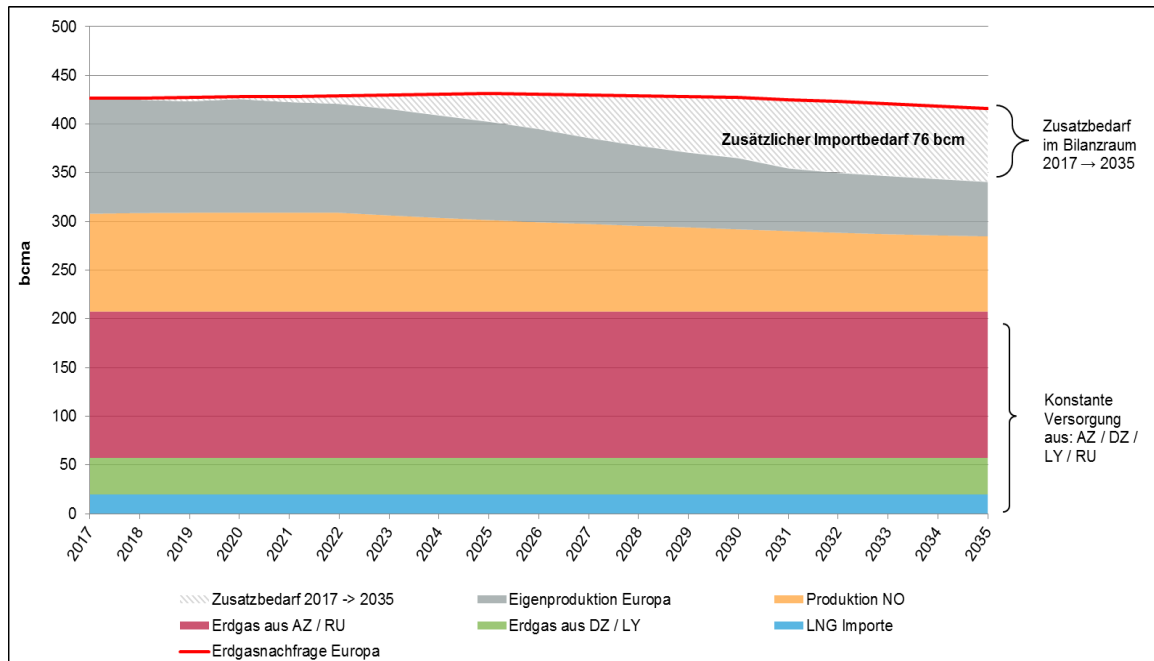
Grundsätzlich haben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 folgende Änderungen bei der Erstellung der H-Gas-Quellenverteilung ergeben:

- TYNDP: Verwendung des TYNDP 2017 anstatt des TYNDP 2015.
- more capacity: Berücksichtigung der Auktionsergebnisse.
- LNG: Berücksichtigung von Neubauterminals nur bei Vorliegen einer FID.
- Leitungen: Berücksichtigung von neuen Leitungsprojekten nur bei Vorliegen einer FID (zusätzlich Berücksichtigung des Projektes Eastring I vor dem Hintergrund einer möglichen Aufspeisung durch TurkStream).
- Gasbedarf: Berücksichtigung einer zukünftigen West-Belieferung der Ukraine.

### 11.3.1 Erdgasbedarf Europa

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2017 ergibt sich bis zum Jahr 2035 ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 76 bcm/a (vgl. Abbildung 16).

Abbildung 16: Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2017, Annex C2 und C5.

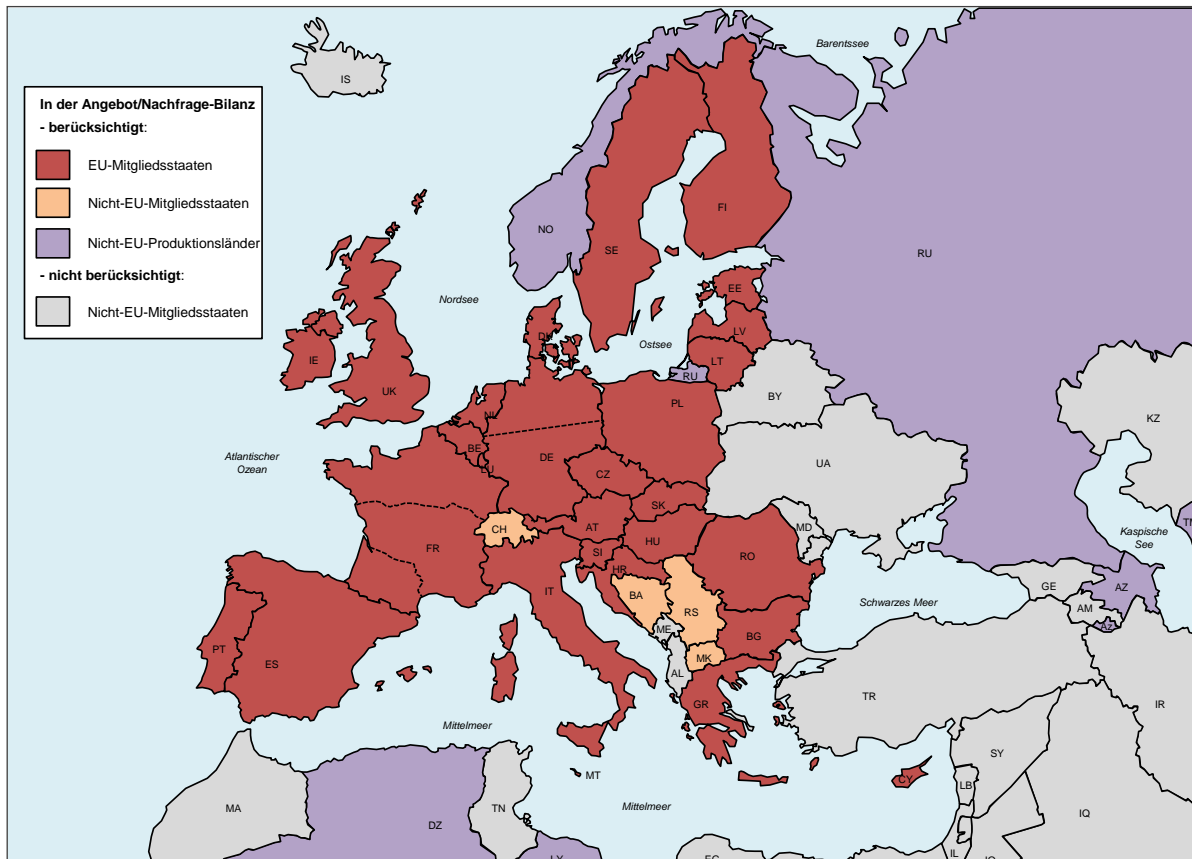
Für die Angebotsseite sind die Erdgasmengen, die über bestehende Leitungen aus Algerien (DZ), Libyen (LY), Russland (RU), Aserbaidschan (AZ) und Turkmenistan (TM) sowie über LNG-Bestandsanlagen geliefert werden, auf dem Niveau von 2017 konstant über alle Jahre angenommen. Die innereuropäischen und norwegischen Produktionsmengen sind dagegen rückläufig. Sie werden mittels TYNDP 2017 Annex C5 über den Mittelwert aus Minimum- und Maximum-Szenario bezogen auf die jährliche Durchschnittsmenge ermittelt. Auf der Angebotsseite ist im TYNDP 2017 ab dem Jahr 2022 eine signifikante Eigenproduktion Zyperns unterstellt (rund 11 bcm/a), die über noch zu realisierende Infrastrukturprojekte (EastMed) dem europäischen Markt zur Verfügung gestellt werden könnte. Da es sich hierbei um ein Projekt mit Status „Less-Advanced Non-FID“ handelt, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber diese Produktionsmengen nicht. Die im TYNDP 2017 angegebenen Angebotsmengen aus Algerien und Norwegen enthalten zum Teil erhebliche LNG-Produktionsmengen (im Jahr 2016 ca. 23 bcm/a), die dem Weltmarkt zur Verfügung gestellt werden können. Die LNG-Produktionsmengen aus diesen beiden Ländern stellen damit eine weitere Unsicherheit für das prognostizierte Angebot dar, da diese nicht zwingend dem europäischen Markt zur Verfügung stehen. Das Verbrauchsszenario basiert auf den Länderbedarfswerten der jährlichen Durchschnittsmengen im Szenario GREEN EVOLUTION des TYNDP 2017 Annex C2.

Der Raum, über den die Bilanz erstellt ist, ist in Abbildung 17 dargestellt. Er umfasst auf der Nachfrageseite neben den EU28-Staaten zusätzlich die Schweiz, Bosnien-Herzegowina, Serbien und Mazedonien. Sonstiger, zusätzlicher Gasbedarf zur Versorgung von nicht-EU-Gebieten (Montenegro, Albanien und Kaliningrad) wurde nicht berücksichtigt, da

er mengenmäßig nicht bedeutsam (Montenegro, Albanien) bzw. nicht relevant ist (Kalininograd wird direkt über eine Transleitung durch Weißrussland und Litauen versorgt).

Für die Angebotsseite werden neben der Eigenproduktion und den LNG-Terminals der oben genannten Länder auch die Lieferländer Norwegen, Russland, Algerien, Libyen, Aserbaidshan und Turkmenistan berücksichtigt.

Abbildung 17: Bilanzraum der Erdgasbilanz Europa



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2017

### 11.3.2 Transportwege und Infrastrukturprojekte

Grundsätzlich gehen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 davon aus, dass die neuen Erdgasmengen über zwei Transportmittel nach Europa gelangen werden. Zum einen wird zusätzliches Erdgas über neue Leitungen aus Russland, Afrika und dem kaspischen Raum nach Europa transportiert, zum anderen werden Mengen per Tankschiff als LNG (Liquefied Natural Gas) zur Verfügung gestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass auf Grund des im Vergleich zum TYNDP 2015 deutlich gesunkenen, zusätzlichen Importbedarfs in Europa (76 bcm/a im Jahr 2035 im Vergleich zu 170 bcm/a im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026) wesentlich weniger Infrastrukturprojekte für die Versorgung Europas benötigt werden, als noch vor einigen Jahren angenommen wurde.

Daher werden im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 grundsätzlich nur Projekte mit finaler Investitionsentscheidung (sog. FID-Projekte) im Zeitraum von

2017 bis 2035 berücksichtigt. Zusätzlich wird das Leitungsprojekt Eastring I (19 bcm/a) berücksichtigt, da dieses Projekt über die im Bau befindliche TurkStream-Pipeline (geplant mit 32 bcm/a, davon 16 bcm/a für die Türkei) aufgespeist werden kann.

Als Datengrundlage für die in der Betrachtung berücksichtigten LNG-Terminals dienen die Annexe A und D des TYNDP. Zusätzlich wurde die GIE Investment Database (Stand: Dezember 2016) zur Bestimmung der aktuellen technischen Kapazitäten der LNG Terminals herangezogen. Tabelle 18 gibt einen Überblick über die für die H-Gas-Quellenverteilung potenziell relevanten und im TYNDP 2017 aufgeführten Infrastrukturprojekte mit ihren technischen Kapazitäten und Inbetriebnahmezeitpunkten sowie der Zuordnung zu den betrachteten Regionen.

*Tabelle 18: Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung*

Typ	Infrastrukturprojekt	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung	Region
Leitung	NORD STREAM 2 <sup>4</sup>	2019	19,60	-	Nordost
<b>Summe Leitungen Nordost</b>			<b>19,60</b>	<b>-</b>	<b>Nordost</b>
Leitung	NORD STREAM 2	2019	35,40	35,40	Süd
Leitung	TAP	2019	10,00	10,00	Süd
Leitung	GALSI	2019	8,00	-	Süd
Leitung	TESLA	2020	41,00	-	Süd
Leitung	EASTMED	2020	12,00	-	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe I)	2021	19,25	19,25	Südost
Leitung	WHITE STREAM	2022	17,00	-	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe II)	2025	19,25	-	Südost
Leitung	AGRI	2026	8,00	-	Südost
<b>Summe Leitungen Süd/Südost</b>			<b>169,90</b>	<b>64,65</b>	
LNG	Klaipeda	2014	4,00	4,00	Nordost
LNG	Swinoujscie	2015	5,00	5,00	Nordost
LNG	Muuga (Neuanlage)	2019	4,00	-	Nordost
LNG	Paldiski (Neuanlage)	2020	0,40	-	Nordost
LNG	Swinoujscie (Erweiterung)	2020	5,00	-	Nordost
LNG	FSRU Baltic Sea (Neuanlage)	2020	9,00	-	Nordost
LNG	Göteborg (Neuanlage)	2020	0,50	-	Nordost
LNG	Klaipeda (Erweiterung)	2024	4,00		Nordost
<b>Summe LNG Nordost</b>			<b>31,90</b>	<b>9,00</b>	
LNG	Fos-Tonkin	1972	3,40	3,40	West
LNG	Montoir	1980	10,00	10,00	West
LNG	Zeebrugge	1987	9,00	9,00	West

4 Die in der Region Nordost gelegene Leitung NORD STREAM 2 hat eine technische Kapazität von 55 bcm/a. Da allerdings bei der Jahresauktion 2017 35,4 bcm/a zum Transport in Richtung Tschechien über den neuen Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL gebucht wurden, wird die Gesamtleistung in der H-Gas-Quellenverteilung auf die Regionen Nordost und Süd aufgeteilt. Die Berücksichtigung der restlichen 19,6 bcm/a wird im folgenden Unterkapitel erläutert.



LNG	Isle of Grain	2005	19,50	19,50	West
LNG	Teesside LNG port	2007	4,20	4,20	West
LNG	Milford Haven - Dragon	2009	21,00	21,00	West
LNG	Milford Haven - South Hook	2009	7,60	7,60	West
LNG	Fos Cavaou	2010	8,25	8,25	West
LNG	Gate Terminal	2011	12,00	12,00	West
LNG	Dunkerque	2015	13,00	13,00	West
LNG	Zeebrugge (Erweiterung)	2019	4,00	4,00	West
LNG	Fos Cavaou (Erweiterung)	2020	8,25	-	West
LNG	Montoir (Erweiterung)	2020	2,50	-	West
LNG	Gate Terminal (Erweiterung)	2020	4,00	-	West
LNG	Shannon (Neuanlage)	2021	2,70	-	West
<b>Summe LNG West</b>			<b>129,40</b>	<b>111,95</b>	
LNG	Barcelona	1968	17,10	17,10	Südwest
LNG	Huelva	1988	11,80	11,80	Südwest
LNG	Cartagena	1989	11,80	11,80	Südwest
LNG	Bilbao	2003	8,80	8,80	Südwest
LNG	Sines	2004	7,90	7,90	Südwest
LNG	Sagunto	2006	8,80	8,80	Südwest
LNG	Mugardos	2007	3,60	3,60	Südwest
LNG	Gijón (Musel)	2014	7,00	7,00	Südwest
LNG	Mugardos (Erweiterung)	2023	3,60	-	Südwest
LNG	Gijón (Musel) (Erweiterung)	2026	7,00	-	Südwest
<b>Summe LNG Südwest</b>			<b>87,40</b>	<b>76,80</b>	
LNG	Panigaglia	1971	3,40	3,40	Süd
LNG	Porto Levante LNG terminal	2009	7,56	7,56	Süd
LNG	Toscana	2013	3,75	3,75	Süd
LNG	Krk Island (Neuanlage)	2018	4,00	-	Süd
LNG	Trieste (Neuanlage)	2021	8,00	-	Süd
LNG	Porto Empedocle (Neuanlage)	2021	8,00	-	Süd
<b>Summe LNG Süd</b>			<b>34,71</b>	<b>14,71</b>	
LNG	Revithoussa	2000	5,00	5,00	Südost
LNG	Revithoussa (Erweiterung)	2017	2,40	2,40	Südost
LNG	Alexandroupolis (Neuanlage)	2018	6,10	-	Südost
<b>Summe LNG Südost</b>			<b>13,50</b>	<b>7,40</b>	
<b>Summe Leitungen</b>			<b>189,50</b>	<b>34,65<sup>5</sup></b>	
<b>Summe LNG</b>			<b>296,91</b>	<b>219,86</b>	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2017 Annex A und Annex D. Umrechnungsfaktor gemäß TYNDP 2017, Annex C5.

<sup>5</sup> Bei Berücksichtigung der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit (30 bcm/a).

### 11.3.3 Versorgungsvariante für Europa

Im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung werden die Auswirkungen der Infrastrukturprojekte auf Deutschland ermittelt. Zwar sind gemäß EnWG für den Netzentwicklungsplan Gas die nächsten zehn Jahre durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu betrachten, Projekte mit internationaler Größenordnung und vor allem deren Auswirkung auf die deutsche Erdgasinfrastruktur sind erfahrungsgemäß aber längerfristig zu berücksichtigen. Wegen der erheblichen Auswirkung auf den langfristigen Netzausbau in Deutschland ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch weiterhin den Zeitraum bis 2035 heran.

Für das Jahr 2035 ergibt sich bei Unterstellung der in Kapitel 11.3.1 aufgeführten Prämissen ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 76 bcm/a, der über LNG und zusätzliche Pipeline-Projekte gedeckt werden muss.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass über die FID-Projekte Nord Stream 2 (55 bcm/a) und TAP (10 bcm/a) und die im Bau befindliche TurkStream via Eastring I (19 bcm/a) zusätzliche Gasmengen für Europa zur Verfügung stehen<sup>6</sup>.

Für das Leitungsprojekt Nord Stream 2 wurden im Rahmen von more capacity in einem mehrstufigen Prozess Transportkapazitäten auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA angeboten und in gut 400 Jahresauktionen erstanden. Die Buchungen beziehen sich auf die Marktraumübergänge zwischen GASPOOL und Russland sowie GASPOOL und der Tschechische Republik und beinhalten dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK), die bis ins Jahr 2039 reichen.

Die Ergebnisse der Auktionen werden nun einer wirtschaftlichen Prüfung unterzogen. Sie dienen als Basis für einen wirtschaftlichen und nachhaltigen Ausbau des Fernleitungsnetzes und sind als festgestellter Kapazitätsbedarf in den vorliegenden Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 aufgenommen worden (siehe NEP Gas-Datenbank, Kapazitäten an Grenzübergangspunkten).

Da die Auktionsergebnisse als verbindliche Buchungen in die H-Gas-Bilanz aufgenommen werden, muss dies in der H-Gas-Quellenverteilung entsprechend berücksichtigt werden:

- Gemäß Auktionsergebnis werden rund 35,4 bcm/a vom Anlandepunkt Lubmin II über den neuen Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL in die Tschechische Republik transportiert und stehen damit in der Region Süd/ Südost zusätzlich zur Verfügung.
- Die verbleibenden rund 19,6 bcm/a sind auf der Einspeiseseite ebenfalls gebucht und stehen dem deutschen bzw. westeuropäischen Markt zur Verfügung. Von diesen 19,6 bcm/a werden zwar 9,7 bcm/a als DZK zu bestehenden Grenzübergangspunkten in die Tschechische Republik transportiert, allerdings werden diese Exits bisher von Entry-Punkten im Westen und über den Grenzübergangspunkt Mallnow versorgt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen es als gesichert an, dass diese Einspeisekapazitäten auch in der Zukunft als Quelle für Deutschland zur Verfügung stehen. Darum werden sie durch die neuen DZK aus Lubmin II lediglich von den Grenzübergangspunkten in die Tschechische Republik zu anderen Exit-Punkten

---

<sup>6</sup> Alternativ zum Leitungsprojekt Eastring I könnten die zusätzlichen Gasmengen auch über das Leitungsprojekt TESLA dem europäischen Markt zur Verfügung gestellt werden.

„verdrängt“. Deshalb werden die kompletten 19,6 bcm/a als zusätzlicher Entry angesetzt.

In der H-Gas-Quellenverteilung werden daher die Transite in die Tschechische Republik in Höhe von rund 35 bcm/a in der Region Süd/Südost zusätzlich berücksichtigt, wobei hiervon allerdings nur rund 5 bcm/a als potenziell zusätzlich zur Verfügung stehendes Erdgas für Deutschland bzw. Westeuropa angenommen wird. Die restlichen Mengen werden analog zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 als Substitution für einen Teil der Liefermengen aus Russland via Ukraine berücksichtigt.

Da die verbleibenden rund 20 bcm/a aus der Nord Stream 2 einspeiseseitig verbindlich gebucht sind, muss die Wirkung nicht über die H-Gas-Quellenverteilung ermittelt werden. Dadurch reduziert sich der über die H-Gas-Quellenverteilung zu berücksichtigende Importbedarf von rund 76 bcm/a auf rund 56 bcm/a.

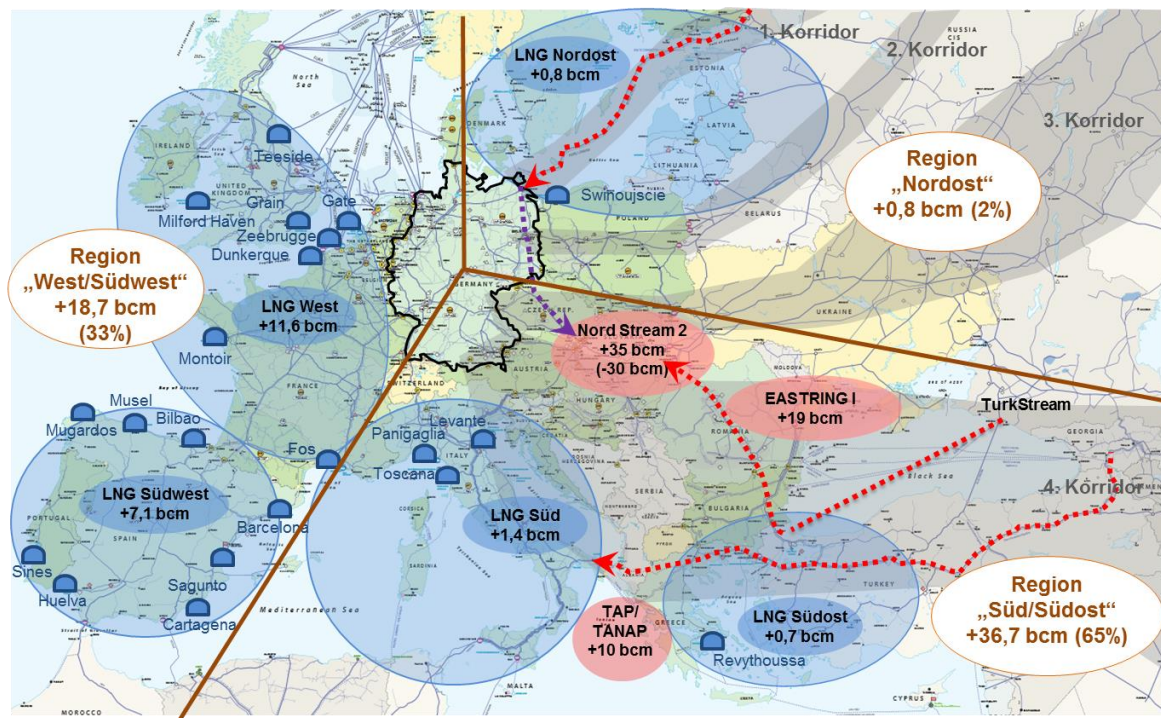
Über die Leitungsprojekte TAP, Eastring I und die Transitmengen der Nord Stream 2 stehen damit abzüglich der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit rund 35 bcm/a in der Region Süd/Südost zusätzlich zur Verfügung. Da diese Mengen nicht zur Deckung des Zusatzbedarfs von rund 56 bcm/a in 2035 ausreichen, müssen zusätzliche LNG-Mengen in Höhe von rund 21 bcm/a angestellt werden. Unter Berücksichtigung des erwarteten LNG-Bedarfs in 2017 von rund 20 bcm/a beläuft sich der gesamte LNG-Bedarf im Jahr 2035 auf 41 bcm/a, was zu einer ratierten Auslastung aller Neu- und Bestandsanlagen von rund 19 % führt.

Das Ergebnis für die zusätzlichen Leitungs- und LNG-Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs sowie die Verteilung der Mengen auf Regionen und Teilregionen ist in Abbildung 18 dargestellt.

Insgesamt ergibt sich folgende regionale Aufteilung:

- Anteil Region Nordost: 2 %
- Anteil Region West/ Südwest: 33 %
- Anteil Region Süd/ Südost: 65 %

Abbildung 18: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die zusätzlich benötigten Mengen aus der Region Nordost von 2 % über die H-Gas-Quellenverteilung stammt von LNG-Anlagen. Die Möglichkeit einer Nutzung für Deutschland wird im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 geprüft.

## 11.4 Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten

### 11.4.1 Region West-/ Südwesteuropa

#### Norwegen

*Grenzübergangspunkte Dornum und Emden EPT*

Das norwegische Export-System ist an den Grenzübergangspunkten Dornum und Emden EPT mit dem NCG-Marktgebiet und mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Diese Grenzübergangspunkte dienen der Übernahme von H-Gas aus Norwegen.

Aufgrund der Aufkommensentwicklung in Norwegen werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### Niederlande

Das niederländische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Bunde/ Oude Statenzijl, Vreden, Elten/ Zeevenar, Tegelen, Haanrade, Bocholtz-Vetschau und Bocholtz mit dem NCG-Marktgebiet und am Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

#### *Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl*

Der Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl dient zur Übernahme von L-Gas ins Marktgebiet GASPOOL sowie von H-Gas in die Gebiete GASPOOL und NCG. Die H-Gas-Grenzübergangspunkte werden zurzeit bidirektional betrieben.

Die Bereitstellung von zusätzlichen Transportkapazitäten im H-Gas wurde von GTS im niederländischen Netzentwicklungsplans 2015 (NOP) vorgesehen [GTS 2015]. Insbesondere durch den Ausbau von LNG-Terminals entstehen zusätzliche Potenziale, die in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt werden können. Durch die Maßnahme „Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas (ID 300-02)“ sowie „Leitung Oude Statenzijl/ Bunde-Leer Mooräcker, inkl. GDRM-Anlage Bunde (ID 432-01)“ steigen die H-Gas Import Kapazitäten an dem Grenzübergangspunkt parallel zur fortschreitenden L-H-Gas-Umstellung an.

Daher werden die Grenzübergangspunkte Bunde/ Oude Statenzijl in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

#### *Grenzübergangspunkt Vreden*

Der Grenzübergangspunkt Vreden dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der aktuellen Planung der Umstellung von L-Gas auf H-Gas wird das an den Grenzübergangspunkt Vreden angeschlossene Transportsystem erst 2030 auf H-Gas umgestellt.

Ab 2030 kann über den Grenzübergangspunkt Vreden H-Gas übernommen werden.

#### *Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar*

Der Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar dient derzeit der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

#### *Grenzübergangspunkt Tegelen*

Der Grenzübergangspunkt Tegelen dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden. Am Grenzübergangspunkt Tegelen ist lediglich ein kleineres, regionales L-Gas-Transportsystem angeschlossen.

Eine Erhöhung der Import-Leistungen am Grenzübergangspunkt Tegelen würde daher einen sofortigen Netzausbaubedarf des angeschlossenen regionalen Transportsystems bzw. Investitionen in den Anschluss an andere, weiterführende Transportsysteme nach sich ziehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber favorisieren die an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkte für die Übernahme von Gasmengen.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.



#### *Grenzübergangspunkt Haanrade*

Der Grenzübergangspunkt Haanrade ist an das niederländische Regionalnetz angeschlossen und dient derzeit der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Das nachgeschaltete Inselnetz wird bis auf weiteres mit L-Gas betrieben. Erst mit einer auf niederländischer Seite vollzogenen L-H-Gas-Umstellung kann in diesem Netzbereich ebenfalls eine Umstellung erfolgen. Nach bisherigem Planungsstand ist dies frühestens 2031 der Fall. Die Fernleitungsnetzbetreiber favorisieren die an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkte für die Übernahme von Gasmengen.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### *Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau*

Der Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau dient der Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden.

Er bildet zusammen mit dem Grenzübergangspunkt Lichtenbusch und dem Marktgebietsübergangspunkt Broichweiden Süd einen Einspeiseverbund in das angeschlossene Leitungssystem, das bereits ausgelastet ist.

Jede weitere Erhöhung der Transportkapazitäten an dieser Stelle zieht die Notwendigkeit eines Systemausbaus zur Schaffung der dann erforderlichen Abtransportkapazitäten nach sich.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### *Grenzübergangspunkt Bocholtz*

Der Grenzübergangspunkt Bocholtz dient heute der Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden.

Die aktuell am Grenzübergangspunkt Bocholtz anstehenden H-Gas-Importkapazitäten sind vollständig verplant. Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Bocholtz würde einen sofortigen Netzausbaubedarf des nördlichen TENP-Transportsystems nach sich ziehen. Die bestehenden Einspeisekapazitäten an den anderen, heute noch mit L-Gas aufgespeisten Grenzübergangspunkten, sollen nach Umstellung auf H-Gas effizient weiterbetrieben werden.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

### **Belgien**

#### *Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch*

Das belgische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch mit dem NCG-Marktgebiet und an dem Grenzübergangspunkt Eynatten mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Diese Grenzübergangspunkte werden zurzeit bidirektional betrieben.



Bereits in den vergangenen Jahren haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch als Importpunkt mit hohem Potenzial an zusätzlich möglichen Einspeisekapazitäten identifiziert und entsprechend in den Quellenverteilungen angesetzt. Der belgische Transportnetzbetreiber Fluxys Belgium SA hat mehrfach bestätigt, dass Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten Gasmengen bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den LNG-Anlagen in Zeebrügge und Dünkirchen (Frankreich) bereitstellen kann.

Daher werden der Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch und der Grenzübergangspunkt Eynatten in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

## **Luxemburg**

### *Grenzübergangspunkt Remich*

Das luxemburgische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Remich mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt Remich handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Versorgung von Luxemburg.

Im TYNDP 2017 ist eine Beibehaltung der bisherigen Kapazität angesetzt.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

## **11.4.2 Region Süd-/ Südosteuropa**

### **Frankreich**

#### *Grenzübergangspunkt Medelsheim*

Das französische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Medelsheim mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Medelsheim dient heute der Übergabe von H-Gas nach Frankreich.

Gemäß der Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG steht die Ausspeise-FZK nach Frankreich am Punkt Medelsheim grundsätzlich in Konkurrenz zur Inlandsnachfrage an internen Bestellungen bzw. für systemrelevante Kraftwerke in der betroffenen Region. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion 2018 an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim im Verlauf des Jahres 2018 wegverlagert werden kann.

GRTgaz Frankreich hat das Projekt „Reverse capacity from France to Germany at Obergaillbach“ erneut in den TYNDP 2017 eingebracht (TRA-N-047). Mit diesem Projekt, welches den PCI-Status erhalten hat, soll ab 2023 am Grenzübergangspunkt Medelsheim die Übergabe von H-Gas in Höhe von 100 GWh/d von Frankreich nach Deutschland geschaffen werden. Derzeit wird die technische Realisierbarkeit einer industriellen Deodorierungsanlage sowie die Projekt-Wirtschaftlichkeit von GRTgaz Frankreich untersucht. Eine endgültige Investitionsentscheidung ist noch nicht getroffen.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Medelsheim in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

## **Schweiz**

Das schweizerische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Wallbach sowie RC Thayngen-Fallentor und RC Basel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden.

### *Grenzübergangspunkt Wallbach*

Das schweizerische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Wallbach mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Wallbach dient heute der Übergabe von H-Gas in die Schweiz und weiter nach Italien.

Gemäß den Stellungnahmen der FluxSwiss Sagl und der Snam S.p.A. zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie basierend auf den Angaben im TYNDP 2017 werden an der italienisch-schweizerischen Grenze in Passo Gries Ausspeisekapazitäten von bis zu 18 GWh/h zum Weitertransport in Richtung Deutschland und Frankreich geschaffen. Es handelt sich dabei um ein gemeinsames Projekt von Snam Rete Gas und FluxSwiss im Status FID. Die für Deutschland bestimmten Leistungen i. H. v. 10 GWh/h, bzw. 13 GWh/h ab dem Jahr 2025, können durch die Reversierung des Transportsystems TENP über den Grenzübergangspunkt Wallbach abtransportiert werden. Dieses gemeinsame Projekt von Fluxys TENP und OGE wurde bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2015 bestätigt, und ist im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 (ID 305-02) sowie im TYNDP 2017 (TRA-F-208) enthalten.

Somit wird erwartet, dass es zu einer Flussumkehr durch zusätzliche Gasmengen aus der Region Süd/ Südost kommen kann.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Wallbach in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

### *Grenzübergangspunkt RC Basel*

Bei dem Grenzübergangspunkt RC Basel handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt für das Stadtgebiet Basel. Da es sich um ein odoriertes Netz handelt und keine adäquate Anbindung zum Fernleitungsnetz der Schweiz besteht, ist eine Reversierung nicht vorgesehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Basel nicht zur Verfügung.

### *Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor*

Bei dem Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt für die Ostschweiz. Da es sich um ein odoriertes Netz handelt und keine adäquate Anbindung zum Fernleitungsnetz der Schweiz besteht, ist eine Reversierung nicht vorgesehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor nicht zur Verfügung.

## Österreich

Das österreichische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten RC Lindau, Pfronten, Kiefersfelden, Überackern, Überackern 2 und Oberkappel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden.

Darüber hinaus sind die in Österreich gelegenen Speicher Haidach und 7Fields an den Speicheranschlusspunkten USP Haidach bzw. Haiming 2-7F und Haiming 2-RAGES direkt mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden. Zudem ist der Speicher 7Fields am österreichischen Speicheranschlusspunkt Überackern 7Fields indirekt über die Penta West bei Überackern mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden.

### *Grenzübergangspunkt RC Lindau*

Bei dem Grenzübergangspunkt RC Lindau handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Versorgung Vorarlbergs, Liechtensteins und Graubündens.

Diese Gebiete haben keine adäquate Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Lindau nicht zur Verfügung.

### *Grenzübergangspunkt Pfronten*

Das österreichische Verteilergebiet des Marktgebiets Tirol ist an dem Grenzübergangspunkt Pfronten mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt Pfronten handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zu einem Verteilernetzbetreiber im österreichischen Marktgebiet Tirol. Dieses Verteilergebiet hat keine Verbindung mit anderen Netzen.

Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden (bayernets) und Pfronten sind von der bayernets zu der Ausspeisezone Kiefersfelden-Pfronten zusammengefasst.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Pfronten nicht zur Verfügung.

### *Grenzübergangspunkt Kiefersfelden*

Das österreichische Verteilergebiet des Marktgebiets Tirol ist bei Kiefersfelden über den Grenzübergangspunkt Kiefersfelden (bayernets) und den Grenzübergangspunkt Kiefersfelden/ Kufstein (OGE) mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden (bayernets) und Pfronten sind von der bayernets zu der Ausspeisezone Kiefersfelden-Pfronten zusammengefasst. OGE vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Kiefersfelden-Kufstein“.

Bei dem Grenzübergangspunkt Kiefersfelden handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zu einem Verteilernetzbetreiber des österreichischen Marktgebiets Tirol. Dieses Verteilernetz hat keine Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen an dem Grenzübergangspunkt Kiefersfelden nicht zur Verfügung.

### *Grenzübergangspunkt Überackern*

Das österreichische Transportsystem ist am Grenzübergangspunkt Überackern mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. bayernets vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter

Verwendung der Bezeichnung „Überackern/ ABG“. OGE vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Überackern“.

Der Grenzübergangspunkt Überackern ist ein reiner Einspeisepunkt nach Deutschland.

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2017-2026 [KNEP 2016] eine technische Ausspeisekapazität (Exit Österreich/ Entry Deutschland) am Grenzübergangspunkt Überackern von rund 7,3 GWh/h aus.

Der Grenzübergangspunkt Überackern wird in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

#### *Grenzübergangspunkt Überackern 2*

Das österreichische Transportsystem ist am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (bayernets) mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Überackern 2 wird bidirektional betrieben.

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017-2026 [KNEP 2016] stellt Gas Connect Austria GmbH (GCA) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) einen Zusatzbedarf an FZK (Exit Deutschland/ Entry Österreich) in Höhe von 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (rund 2.800 MWh/h) dar. Dieser Zusatzbedarf wird durch aktuelle Transportanfragen bei bayernets bestätigt und kann ohne Netzausbau als beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK) dargestellt werden.

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2017-2026 [KNEP 2016] eine technische Einspeisekapazität (Exit Deutschland/ Entry Österreich) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 von rund 4,75 GWh/h (Stichtag 28.04.2016) aus. Nach Umbau der GDRM-Anlage Überackern 2 durch GCA wurde zum 07.02.2017 von bayernets die technische Ausspeisekapazität (BZK Exit Deutschland/ Entry Österreich) auf 7,0 GWh/h und zum 24.07.2017 auf 9,0 GWh/h erhöht.

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2017-2026 [KNEP 2016] eine technische Ausspeisekapazität (Exit Österreich/ Entry Deutschland) am Grenzübergangspunkt Überackern von rund 7,3 GWh/h aus.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Überackern 2 in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.

#### *Grenzübergangspunkt Oberkappel*

Der Grenzübergangspunkt Oberkappel wird zurzeit bidirektional betrieben.

Im Zusammenhang mit den Diskussionen zur Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber bei sehr kalten Temperaturen in den nächsten Jahren eher Flüsse in Richtung Südosten.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

### **Tschechische Republik**

Das tschechische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Waidhaus mit dem NCG-Marktgebiet und an den Grenzübergangspunkten Brandov-STEGAL, Olbernhau II und Deutschneudorf mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Zusätzlich ist der neue

Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL vorgesehen, der nach derzeitiger Planung Ende 2019 in Betrieb genommen werden soll.

#### *Grenzübergangspunkt Waidhaus*

Der Grenzübergangspunkt Waidhaus dient heute der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Im TYNDP 2017 ist eine Beibehaltung der bisherigen Einspeisekapazitäten vorgesehen.

GRTgaz Deutschland und OGE setzen zurzeit die Maßnahme ID 304-01 zur Erweiterung der bestehenden Verdichterstation und Mess- und Regelanlage der MEGAL des Netzentwicklungsplans Gas 2015 um. Mit dieser Maßnahme wird die technische Möglichkeit einer Flussumkehr von Deutschland in die Tschechische Republik auf unterbrechbarer Basis geschaffen. Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2018 geplant.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### *Grenzübergangspunkt Brandov-STEAL*

Der Grenzübergangspunkt Brandov-STEAL dient der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Im TYNDP 2017 ist eine Beibehaltung der bisherigen Einspeisekapazitäten vorgesehen. Allerdings wurde eine Genehmigung der polnischen Regulierungsbehörde für konkurrierende Entry-Kapazitäten zwischen dem Grenzübergangspunkt Brandov-STEAL und dem Grenzübergangspunkt Mallnow noch nicht erteilt.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### *Grenzübergangspunkt Olbernhau II*

Der Grenzübergangspunkt Olbernhau II dient der Übergabe von H-Gas in die Tschechische Republik.

In der Jahresauktion 2017 wurden am neuen Grenzübergangspunkt Lubmin II Einspeisekapazitäten mit einer Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Olbernhau II und die angebotenen Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Olbernhau II langfristig gebucht. Deshalb ist weiterhin von einer hohen Auslastung des Grenzübergangspunktes Olbernhau II auszugehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Olbernhau II nicht zur Verfügung.

#### *Grenzübergangspunkt Deutschneudorf*

Der Grenzübergangspunkt Deutschneudorf wird bidirektional betrieben.

Es sind weder aus der Region Nordost noch aus der Region Süd/ Südost Ausbaumaßnahmen geplant.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### *Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL*

Der Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL soll der Übergabe von H-Gas aus dem russischen Export-System Nord Stream 2 über EUGAL in die Tschechische Republik dienen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL nicht zur Verfügung.

### **11.4.3 Region Nordosteuropa**

#### **Polen**

Das polnische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS und Mallnow mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Die ehemaligen Grenzübergangspunkte Lasow, Gubin und Kamminke wurden zum Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS zusammengefasst.

#### *Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS*

Der Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS wird bidirektional betrieben.

ONTRAS und GAZ-SYSTEM verhandeln bzgl. der Weiterentwicklung der Transportkapazität in Ost-West-Richtung, um den Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS mittelfristig weiter als zusätzliche physische H-Gas-Quelle für Deutschland zu etablieren.

In der Jahresauktion 2017 wurden im Rahmen der angebotenen Kapazitäten von more capacity keine zusätzlichen Einspeisekapazitäten gebucht.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### *Grenzübergangspunkt Mallnow*

Der Grenzübergangspunkt Mallnow wird bidirektional betrieben.

Im TYNDP 2017 war als Teil des Projekts EUGAL (TRA-N-763) eine Erhöhung der Exit-FZK am Grenzübergangspunkt Mallnow um bis zu 14 GWh/h geplant. Diese Ausbauvariante basierte auf der unverbindlichen Marktabfrage im Rahmen von more capacity. In der Jahresauktion 2017 wurden an diesem Punkt jedoch keine neuen technischen Kapazitäten gebucht.

Im TYNDP 2017 ist eine Beibehaltung der bisherigen Einspeisekapazitäten vorgesehen.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

#### **Russische Föderation**

Das russische Export-System Nord Stream ist an dem Grenzübergangspunkt Greifswald mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Zusätzlich ist der neue Grenzübergangspunkt Lubmin II vorgesehen, der nach derzeitiger Planung Ende 2019 in Betrieb genommen werden soll. Über Lubmin II wird das russische Export-System Nord Stream 2 ebenfalls mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.



### *Grenzübergangspunkt Greifswald*

Der Grenzübergangspunkt dient der Übernahme von H-Gas aus der Nord Stream.

Über den Grenzübergangspunkt Greifswald kann kurzzeitig eine erhöhte Leistung aus dem System Nord Stream abtransportiert werden. Dies kann die Austauschbarkeit zwischen der bestehenden Leitung Nord Stream und der geplanten Leitung Nord Stream 2 stärken.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

### *Grenzübergangspunkt Lubmin II*

Der Grenzübergangspunkt Lubmin II soll der Übernahme von H-Gas aus der russischen Föderation dienen.

Die zusätzlichen gebuchten Einspeisekapazitäten der Jahresauktion 2017 werden gemäß der NEP-Gas-Datenbank im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 berücksichtigt.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

## **Dänemark**

### *Grenzübergangspunkt Ellund*

Das dänische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Ellund mit dem NCG-Marktgebiet und dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Dieser Grenzübergangspunkt wird bidirektional betrieben.

Die dänische Gasproduktion in der Nordsee hat in der Vergangenheit den Markt in Dänemark und Schweden versorgt, Exporte gingen nach Deutschland und über eine Offshore-Leitung in die Niederlande. Die dänische Gasproduktion ist seit einigen Jahren rückläufig. Das größte Gas-Feld in der dänischen Nordsee ist das Tyra Feld, das seit 1984 den Hauptbeitrag zu den dänischen Gasförderungen geliefert hat. Die Offshore Produktionsanlagen des Tyra-Feldes, die die wichtigste Drehscheibe für die Gasproduktion und Verarbeitung in der dänischen Nordsee darstellen, werden nach Ankündigung der Maersk Oil im Zeitraum von Dezember 2019 bis März 2022 außer Betrieb genommen. Die Infrastruktur für die zukünftige weitere Förderung aus dem Tyra Feld soll in diesem Zeitraum komplett erneuert werden [Maersk Oil 2017].

Durch den temporären Wegfall der dänischen Eigenförderung wird der Export in Richtung Dänemark am Grenzübergangspunkt Ellund den wesentlichen Beitrag der Versorgung von Dänemark im Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 darstellen. Die energinet.dk befindet sich in enger Abstimmung mit GUD und OGE. Nach Auswertung der energinet.dk ist die Versorgung Dänemarks über die vorhandenen Kapazitäten in Ellund und die Nutzung der dänischen Speicher gewährleistet.

Daher wird in den Spitzenlastszenarien kein Gasfluss von Dänemark nach Deutschland angesetzt und es werden keine zusätzlichen Einspeiseleistungen aus Dänemark in der Quellenverteilung berücksichtigt.

## 12 Versorgungssicherheit

Entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen.

- Im Netzentwicklungsplan Gas 2012 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Ausfall des größten Gasimportpunkts (H-Gas) und eine Reduzierung der inländischen Produktion (L-Gas) modelliert.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde die angespannte Gasliefersituation der ersten Februarhälfte 2012 analysiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zu diesen Versorgungsstörungen wurden auch in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 berücksichtigt.
- In den Netzentwicklungsplänen Gas 2014 und 2015 wurde der Umgang mit der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit unter Einbeziehung der fortschreitenden Marktraumumstellungsplanung bis 2030 dargestellt.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 wurde sowohl die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 fortgesetzt und konkretisiert, als auch die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer detaillierteren H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 dargestellt.

Das BMWi hat in seinem Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland von Dezember 2016 [BWi 2016] die Risikobewertung gemäß Art. 9 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (SoS-VO) für Deutschland in Zusammenarbeit mit der BNetzA und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchgeführt. Der darauf aufbauende Risikobericht über die Folgen potenzieller Störungen der Gasinfrastruktur für die Versorgungslage in Deutschland wurde im September 2016 bei der EU-KOM notifiziert. In den Schlussfolgerungen wird zu den Ergebnissen der Risikobewertung insbesondere Folgendes aufgeführt [BWi 2016, Kapitel 4.3, Abs. 1]:

*"Die Risikoanalyse zeigt, dass alle Vorgaben der SoS-VO in Deutschland erfüllt werden. D. h. die deutschen Gasversorgungsunternehmen wurden nicht nur zur Sicherstellung des Versorgungsstandards verpflichtet, sondern sie sind mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in der Lage ihn zu erfüllen; **zur Erfüllung der beiden vorgegebenen Standards sind keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich.**"*

Dieses Ergebnis stimmt nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber mit den Ergebnissen der entsprechenden Untersuchungen des Monitoring-Berichts 2016 der BNetzA und des Bundeskartellamts von November 2016 [BNetzA/ BKartA 2016] überein.

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, aufgrund der zukünftig reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit für den deutschen Markt, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 fortzusetzen und weiter zu konkretisieren. Darüber hinaus soll im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 dargestellt werden. Hierbei werden u. a. die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

## 12.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung

### 12.1.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern hochkalorisches Erdgas (H-Gas). Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffengrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen ab Oktober 2020 angekündigt, mit dem Verständnis, dass mit der Leistungsreduktion auch eine Mengenreduktion verbunden ist. Seitdem führen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber regelmäßig Gespräche mit GTS mit dem Ziel, die Planungsannahmen für die zukünftigen L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Die Vorbereitung der L-H-Gas-Umstellung ist in den letzten Jahren sehr weit fortgeschritten. Die gesamte L-H-Gas-Umstellung ist für alle Beteiligten eine große Herausforderung und komplexe Aufgabe. Hierzu gehören auch die folgenden Aktivitäten, die auf dem Netzentwicklungsplan Gas und dessen Umsetzungsbericht aufbauen:

- Intensive bilaterale Gespräche mit L-Gas-Verteilernetzbetreibern,
- Veröffentlichung der monatscharfen L-H-Gas-Umstellungsplanung für die angekündigten Umstellungsbereiche auf der Internetseite des FNB Gas,
- Ergänzung/ Anpassung der für die Marktraumumstellung relevanten Regelungen der Kooperationsvereinbarung und Überarbeitung des Leitfadens Marktraumumstellung (KoV IX),
- Abstimmung und Abschluss der Umstellungsfahrpläne,
- Planung und Umsetzung von technischen Maßnahmen für die ersten Umstellungsbereiche,
- Ankündigung weiterer Umstellungen für die Jahre bis 2021,
- Erhebung einer deutschlandweiten Marktraumumstellungsumlage seit dem 01.01.2017.

### **12.1.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden**

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Die Ursachen für die Erdbeben wurden in Studien analysiert und Maßnahmen zur Minderung benannt. Aufgrund der Erkenntnisse aus der Erdbebenstudie zum Groningen-Feld [NL 2014] wurde bereits Ende 2014 vom niederländischen Wirtschaftsministerium die Entscheidung gefällt, die Jahresproduktionsmenge des Feldes abzusenken. Die Auswirkungen der Produktionsmengenreduktion auf die Versorgung der L-Gas-Kunden in und außerhalb der Niederlande wurden in verschiedenen Studien untersucht. Der Produktionsrückgang kann über eine verstärkte Nutzung von Konvertierung in den Niederlanden ausgeglichen werden.

Das oberste Verwaltungsgericht in Den Haag [NL 2015] hat am 18.11.2015 die Förderung aus dem Groningen-Feld zur Reduktion zukünftiger Erdbebenrisiken auf eine Menge von 27 bcm für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2015/16 beschränkt, wobei diese Fördermenge in einem kalten Jahr oder bei eingeschränkter Verfügbarkeit der Konvertierung überschritten werden darf (bis 33 bcm). In den Planungen der GTS [GTS 2015] wurde bereits eine reduzierte Jahresfördermenge angenommen, die zu den Mengenvorgaben der Gerichtsentscheidung passten.

Im Juni 2016 hat das niederländische Wirtschaftsministerium über eine erneute Reduktion der Erdgasförderung aus dem Groningen-Feld von derzeit 27 bcm/a auf 24 bcm/a informiert. Diese Reduktion gilt ab Oktober 2016 für die nächsten fünf Gaswirtschaftsjahre und kann lediglich in Jahren, in denen die Temperatur unter die eines Durchschnittsjahres fällt oder in absolut notwendigen Situationen, in Abhängigkeit von den vorliegenden Temperaturen, um maximal 6 bcm/a auf 30 bcm/a angehoben werden. Die in 2016 festgelegte Begrenzung ist jährlich neu zu überprüfen. Als Begründung führt das Ministerium analog zu den vorherigen Reduktionen die anhaltenden Erdbebenaktivitäten im Raum Groningen an [NL 2017]. Die Differenz der Produktionsmengen wird durch eine zusätzliche Beschäftigung der Konvertierung durch GTS und der Annahme eines geringeren Exportbedarfs nach Frankreich und Belgien kompensiert. Im April 2017 wurde eine weitere Produktionskürzung auf 21,6 bcm/a angekündigt. Eine Information, ob und in welcher Größenordnung dies Auswirkungen auf Deutschland hat, wird im Sommer 2017 erwartet und im Rahmen der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen fortwährend Gespräche mit der GTS zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland. GTS und die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden die Abstimmungsgespräche in regelmäßigem Turnus fortführen, um harmonisierte Planungsannahmen auch in Zukunft zu gewährleisten.

### **12.1.3 L-Gas-Einspeisekapazitäten 2030**

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es auch weiterhin aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbie-tungsseite für erforderlich, mit der Aufstellung einer L-Gas-Bilanz die Umstellung bis in das Jahr 2030 zu untersuchen. Dies wird insbesondere durch die Entwicklungen der jüngsten Vergangenheit, wie z. B. weitere Produktionseinschränkungen in den Niederlanden, unterstrichen.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030 werden im Folgenden näher erläutert. Die dazugehörige L-Gas Leistungsbilanz wird dann im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erstellt.

### Inländische Produktion

Der BVEG hat im Mai 2017 seine aktuelle Prognose zur inländischen Produktion den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt. Die vorhergehenden Prognosewerte aus dem Jahr 2015 wurden mit der aktuellen Veröffentlichung erneut nach unten korrigiert.

Die in Tabelle 19 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG. Die Produktionskapazitäten sind durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2028 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben.

*Tabelle 19: Kapazitätsprognose gemäß BVEG*

Angaben in Mio. m <sup>3</sup> /h	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG	Summe beide Gebiete mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG	Summe beide Gebiete mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG
	Mio. m <sup>3</sup> /h			GWh/h
2017	0,39	0,44	0,83	8,1
2018	0,35	0,40	0,75	7,4
2019	0,32	0,38	0,70	6,8
2020	0,29	0,39	0,68	6,6
2021	0,27	0,37	0,64	6,2
2022	0,27	0,34	0,61	6,0
2023	0,26	0,32	0,58	5,7
2024	0,23	0,29	0,52	5,0
2025	0,20	0,26	0,46	4,5
2026	0,18	0,23	0,41	4,1
2027	0,17	0,20	0,37	3,6
2028	0,15	0,18	0,33	3,2

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von BVEG 2017a*

Der deutlich stärkere Rückgang der inländischen Erdgasproduktion insbesondere in den Jahren bis 2022 stellt die L-Gas-Fernleitungsnetzbetreiber vor eine anspruchsvolle Aufgabe. Die bisher angenommenen Kapazitäten für die Einspeiseleistung müssen nach unten korrigiert, sowie daraus resultierende Planungen im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt werden. Hieraus ergeben sich sowohl aus Sicht der Netzplanung, als auch aus regulatorischer Sicht neue Aufgaben zur langfristigen Gewährleistung ausreichender Einspeisekapazitäten und Mengen im L-Gas.

Insbesondere die Auswirkungen im Netzbereich der Nowega, auf den ein Großteil der deutschen Produktion entfällt, sind detailliert zu prüfen. Durch die in den letzten Jahren stetig nach unten korrigierten Prognosewerte des BVEG sind ggf. weitere Maßnahmen abzuleiten.

## Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden. In den Jahren bis 2020 stellt die Import-Leistung rund 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar. Die in Tabelle 20 aufgezeigte Import-Leistung in Höhe von 47,7 GWh/h ist der in den Jahren 2010-2013 zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar. Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten (auf deutscher Seite) zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

GTS hat in 2012 als Konsequenz aus dem Produktionsrückgang in den Niederlanden die Reduktion der L-Gas-Export-Kapazitäten in Richtung Deutschland, Belgien und Frankreich angekündigt. Dies führt zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01.10.2020 sind keine Exportleistungen nach Deutschland mehr eingeplant. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz und in den Netzplanungen die Leistung bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2019/20 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/30. Die Planungsvorgaben der GTS bezüglich der Kapazität sind seit dem Jahr 2012 unverändert.

Die bis zum 01.10.2020 konstant angesetzte Import-Leistung aus den Niederlanden von 47,7 GWh/h wird anfänglich mit 10,3 GWh/h über Oude Statenzijl und mit 37,4 GWh/h über Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar berücksichtigt. Die Aufteilung der verbleibenden Importleistung auf die Importpunkte Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar ändert sich im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 nicht.

**Tabelle 20:** Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte

Angaben in GWh/h	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
2017/18	10,3	37,5	47,7
2018/19	10,3	37,5	47,7
2019/20	9,0	38,7	47,7
2020/21	7,3	35,7	43,0
2021/22	7,0	31,2	38,2
2022/23	7,0	26,4	33,4
2023/24	7,0	21,6	28,6
2024/25	7,0	16,9	23,9
2025/26	7,0	12,1	19,1
2026/27	3,0	11,3	14,3
2027/28	2,2	7,3	9,5
2028/29	2,2	2,6	4,8
2029/30	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Aufteilung auf die beiden Marktgebiete erfolgt mit dem Ziel, die Sicherheit der L-Gas-Versorgung in beiden Marktgebieten zu gewährleisten und die Flexibilität über die Grenzübergangspunkte auch zukünftig nutzen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben



Leistungs- und Mengenbilanzen je Marktgebiet aufgestellt, um die Auswirkungen der Leistungsaufteilung an den Importpunkten bewerten zu können.

## L-Gas-Speicher

Bei einem 50 %-igen Füllstand liegt die Ausspeicherleistung bei 25,9 GWh/h. Davon werden nur die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind (21,9 GWh/h). Diese Werte setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 21:** Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz im Jahr 2016

Angaben in GWh/h	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
50 % Füllstand	2,2	9,7	2,1	11,9	25,9
Transporttechnisch realisierbare Leistung	1,6	9,0	2,1	9,2	21,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede darüber hinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. ggf. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder Marktgebietsübergangspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen.

Die Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern. Sofern ein Speicher sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Fernleitungsnetz angeschlossen ist, wird in Absprache mit dem jeweiligen Speicherbetreiber nur die für den deutschen Markt gesichert verfügbare Ausspeicherleistung berücksichtigt.

Die Tabelle 22 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelede, Epe, Lesum und Nüttermoor/Huntorf.

**Tabelle 22:** Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

Angaben in GWh/h	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2017/18	1,6	9,0	2,1	9,2	21,9
2018/19	1,6	9,0	2,1	9,2	21,9
2019/20	1,6	9,0	2,1	9,1	21,7
2020/21	1,6	9,0	2,1	8,6	21,3
2021/22	1,6	9,0	0,0	8,6	19,2
2022/23	1,6	9,0	0,0	7,4	18,0
2023/24	1,6	7,0	0,0	5,8	14,4
2024/25	1,6	5,5	0,0	4,7	11,7
2025/26	1,6	5,0	0,0	3,2	9,8
2026/27	1,6	3,5	0,0	0,0	5,1
2027/28	1,6	2,5	0,0	0,0	4,1
2028/29	1,6	2,0	0,0	0,0	3,6
2029/30	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Gespräche der Fernleitungsnetzbetreiber mit den Speicherbetreibern sollen auch zukünftig fortgeführt werden mit dem Ziel, ein gemeinsam entwickeltes Umstellungskonzept für die L-Gas-Speicher abzustimmen.

### **Konvertierung**

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

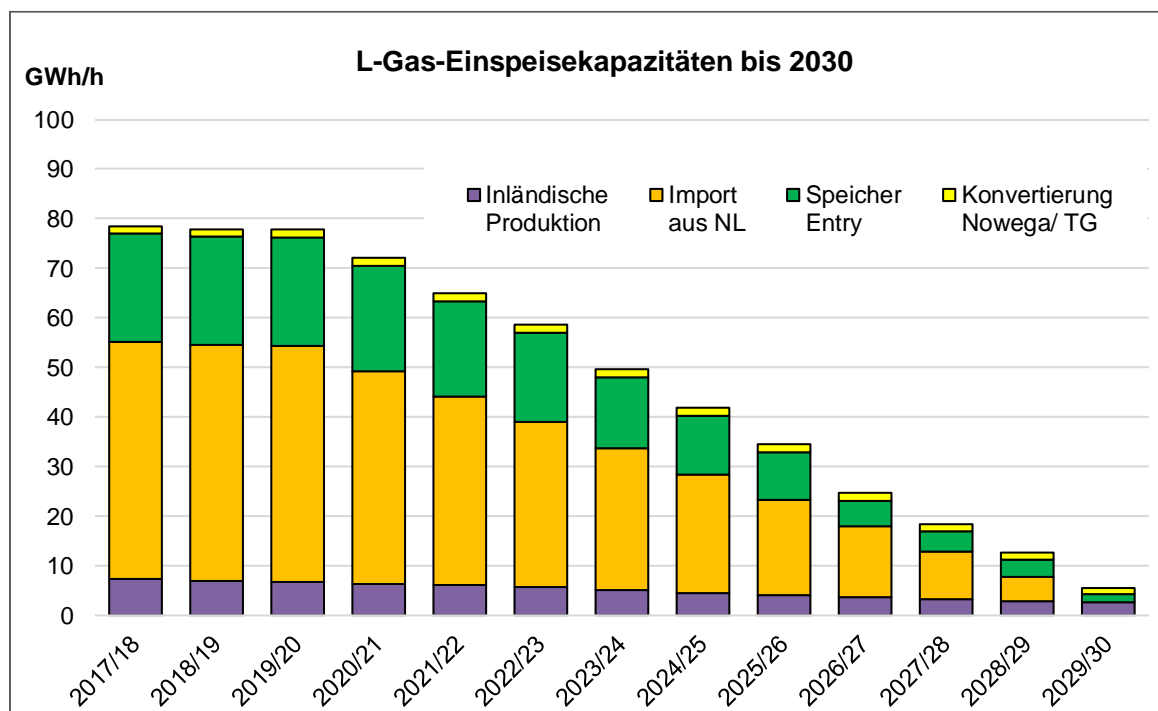
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeisekapazitäten eingeplant:

- Konvertierungsanlage Nowega in Rehden, 1,4 GWh/h
- Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden, 0,25 GWh/h

### 12.1.4 Zusammenfassende Darstellung der L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030

Die L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030 sind in Abbildung 19 und Tabelle 23 dargestellt.

Abbildung 19: L-Gas-Einspeisekapazitäten bis zum Jahr 2030 (Angaben in GWh/h)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Daten zu den L-Gas-Einspeisekapazitäten (Angaben in GWh/h)

Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung
2017/18	7,4	47,7	21,9	1,4	78,4
2018/19	6,8	47,7	21,9	1,4	77,8
2019/20	6,6	47,7	21,7	1,7	77,7
2020/21	6,2	43,0	21,3	1,7	72,1
2021/22	6,0	38,2	19,2	1,7	65,0
2022/23	5,7	33,4	18,0	1,7	58,7
2023/24	5,0	28,6	14,4	1,7	49,7
2024/25	4,5	23,9	11,7	1,7	41,8
2025/26	4,1	19,1	9,8	1,7	34,6
2026/27	3,6	14,3	5,1	1,7	24,7
2027/28	3,2	9,5	4,1	1,4	18,2
2028/29	2,9	4,8	3,6	1,4	12,6
2029/30	2,5	0,0	1,6	1,4	5,5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 12.1.5 Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 die folgenden Punkte darstellen:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und Mengenbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030
- Weiterentwicklung der im Umsetzungsbericht 2017 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2030
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden aktuellen Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Gasgeräte
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung
- Fortsetzung der Abstimmungen zur Umstellung von Speichern
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes sowie der benötigten Strukturierungsinstrumente

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen in den Niederlanden, sowie der deutschen Produktion nachdrücklich auf die hieraus entstehenden Risiken für die L-Gas-Versorgung hin. Diese kurzfristigen Änderungen und Entwicklungen können nicht Bestandteil der langfristigen Netzentwicklungsplanung (Modellierungsjahre 2023 und 2028 im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028) sein. Sofern technisch umsetzbar, muss hierauf kurzfristig reagiert werden und die entsprechenden Planungen müssen in den nächsten Netzentwicklungsplan eingehen.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird der aktuelle L-H-Gas-Umstellungsprozess dargestellt. Stichtag für die Abstimmungen der Umstellungskonzepte zwischen den Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern ist hierfür der 01.10.2017. Nach dem 01.10.2017 eingehende Umstellungsänderungen können erst im Umsetzungsbericht 2019 berücksichtigt werden.

## 12.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

### Beschreibung der Situation

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit bis 2030, auch die H-Gas-Verfügbarkeit weiterhin zu untersuchen. Daher möchten die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 die folgenden Punkte darstellen:

- Erläuterung der Berücksichtigung der Einspeisekapazitäten (Grenzübergangspunkte, Speicher, Konvertierung, Produktion)
  - Wesentliche Annahmen sind dabei, dass Grenzübergangspunkte grundsätzlich im Rahmen der technisch verfügbaren Kapazitäten berücksichtigt werden und dass für Speicher eine saisonale Beschäftigung angenommen wird, wobei im Spitzenlastfall eine Auslagerung unterstellt wird.
- Aufschlüsselung der Ausspeisekapazitäten auf Bedarfsgruppen (Kraftwerke, Industrie, Verteilernetzbetreiber, Grenzübergangspunkte)
- Abgleich der Kapazitäten an Grenzübergangspunkten mit den veröffentlichten Daten des TYNDP 2017
- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
- Ermittlung des Zusatzbedarfs
- Aufteilung des Zusatzbedarfs sowie Erläuterungen zur Vorgehensweise der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 11) auf einzelne Grenzübergangspunkte

## 13 Modellierung und Modellierungsvarianten

### 13.1 Übersicht der Modellierungsvarianten

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen zwei Modellierungsvarianten vor. Die Basisvariante (BV) hat den Fokus auf die H-Gas-Quellenverteilung. Die zweite Modellierungsvariante beschäftigt sich mit den an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossenen Speichern (Speichervariante, SV).

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vor der Herausforderung, einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf ein im gegebenen Zeitrahmen erfüllbares Maß zu beschränken. Die Modellierung von Lastflussszenarien und die Bestimmung des hierdurch ausgelösten Ausbaubedarfs ist ein hoch komplexes, aufwendiges und zeitintensives Verfahren. Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber es für sachgerecht an, die Modellierung auf der Gasbedarfs-Entwicklung gemäß des Szenarios I aufzusetzen. Dieses Szenario berücksichtigt den schon seit mehreren Jahren zu beobachtenden Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland und die damit verbundene Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 im Vergleich zu 1990 um rund 43 % und bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber einen realistischen Entwicklungspfad ab.

Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vor (vgl. Tabelle 24).



**Tabelle 24: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028**

	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend
Szenario	Szenario I	Szenario I	Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030	Versorgungssicherheits-Szenario H-Gas 2030
Modellierungsvariante	Basisvariante	Speichervariante	L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	BV	SV	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig 2023 / 2028		Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
Stichtag	31.12.2023 / 31.12.2028		01.10.2030	01.10.2030
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2018, Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2023, danach konstante Fortschreibung		Analyse der langfristigen  L-Gas-Bilanzen  bis zum Jahr 2030	Analyse der langfristigen  H-Gas-Leistungsbilanz  bis zum Jahr 2030
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 11.3 des Szenariorahmens			
GÜP	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - SR", Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 11 des Szenariorahmens unter Berücksichtigung des TYNDP			
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung			
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen des Jahres 2029 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31.12.2028			
Untergrundspeicher	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - SR", § 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK	Ermittlung der erforderlichen Ausspeicherleistungen unter Versorgungssicherheitsaspekten gemäß Kapitel 3 und 9.6		
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - SR", heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke entsprechend Tabelle 3, Kapitel 6.1: 100 % fDZK, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben, Neubau entsprechend Tabelle 4, Kapitel 6.2: 100 % fDZK			
LNG	Neubau entsprechend Tabelle 17, Kapitel 10, feste Kapazitäten (z.B. konkurrierend zu GÜP)			
Industrie	konstanter Kapazitätsbedarf, Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs			

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 13.2 Erläuterung der Basis- und Speichervariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

- Gasbedarf gemäß Szenario I (Entwicklung gemäß EUCO 30, vgl. Kapitel 5-7)
- Vollständige Berechnung für die Jahre 2023 und 2028
- Stichtag für die Berechnung ist der 31.12. des jeweiligen Jahres
- Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber:

Die BNetzA hat mit Ihrer Entscheidung vom 11.12.2015 zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, Tenor 6a. die Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber verpflichtend vorgegeben. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 eine entsprechende Berücksichtigung vor. Mit der Entscheidung der BNetzA entfällt der direkte Bezug zu einem Gasbedarfsszenario des Szenariorahmens. Die dort angesetzten politischen Vorgaben und hier insbesondere die Klimaschutzziele werden somit nicht in vollem Umfang berücksichtigt.

- Startwert: Interne Bestellungen des Jahres 2018; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2023, danach konstante Fortschreibung

Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:

- Liegt der Prognosewert für 2023 über dem Bestellwert für das Jahr 2018, so ist eine nachvollziehbare Begründung seitens des Verteilernetzbetreibers hierzu erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilernetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV IX § 16 Absatz 3 den Verteilernetzbetreiber kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es zu keiner gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einbeziehung der BNetzA erforderlich.
- In allen anderen Fällen werden die Prognosen der Verteilernetzbetreiber bis zum Jahr 2023 unverändert in die Modellierung übernommen.
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen:
  - Bestandskapazitäten gemäß NEP Gas-Datenbank-Zyklus „2018 - SR“.
  - Bestimmung des geänderten Bedarfs entsprechend Kapitel 11.3 des Szenariorahmens 2018 unter Berücksichtigung des TYNDP 2017.

- Analyse auf Basis des von ENTSOG ausgewiesenen zusätzlichen Importbedarfs für Europa unter Einbeziehung der Leitungsprojekte Nord Stream II, TAP und EASTRING sowie Unterstellung einheitlicher Auslastungsraten für LNG-Bestands- und Neuanlagen (nur FID-Projekte).
- Verteilung des Zusatzbedarfs nach H-Gas-Quellenverteilung auf Grenzübergangspunkte (vgl. Kapitel 11.3).
- Marktgebietsübergangspunkte:  
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung.
- Untergrundspeicher:
  - Modellierungsvariante „Basis“  
Berücksichtigung der Bestandsspeicher gemäß Datenbank-Zyklus „2018 – SR“.
  - Berücksichtigung von neuen Speichern bzw. Speichererweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (vgl. Tabelle 15) mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK). Die TaK-Funktion wird in Kapitel 9.4 erläutert.
  - Modellierungsvariante „Speicher“  
Ermittlung der erforderlichen Ausspeicherleistungen unter Versorgungssicherheitsaspekten gemäß den Erläuterungen in Kapitel 3 und 9.6.
- Kraftwerke:
  - Berücksichtigung der Bestandskraftwerke gemäß Datenbank-Zyklus „2018 – SR“.
  - Berücksichtigung von neuen Kraftwerken entsprechend Tabelle 4 in Kapitel 6.2 zum Stichtag 14.07.2017 mit 100 % fDZK.
  - Berücksichtigung von heute unterbrechbar direkt angeschlossenen systemrelevanten Gaskraftwerken mit 100 % fDZK bis 2028, sofern kein Stilllegungsbeschluss entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste vorliegt bzw. zu diesem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten ist.
- LNG-Anlagen:
  - Berücksichtigung gemäß Tabelle 17, Ansatz fester Kapazitäten (z. B. konkurrierend zu GÜP).
- Industrie:
  - Fortschreibung der Bestandskapazitäten (konstanter Kapazitätsbedarf).
  - Berücksichtigung des von Industriekunden angefragten verbindlichen Zusatzbedarfs, soweit die Anfrage bis zum Ende der Konsultation des Szenariorahmens (Stichtag 14.07.2017) bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen ist.

### **13.3 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028**

Das Startnetz bildet die Basis für die Modellierungen der Fernleitungsnetze zur Ermittlung des zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarfs.

Das für die Modellierung der Fernleitungsnetze definierte Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas, sowie im Bau befindliche Maßnahmen.

Neue Maßnahmen erreichen im Laufe Ihres Planungs- und Genehmigungsprozesses Projektmeilensteine, die ein Festschreiben der Planungsparameter (Design Freeze) erforderlich machen. Sollten sich nach dem Erreichen dieser Meilensteine Projektparameter ändern, würde dies zu gravierenden Auswirkungen bezüglich der Projektkosten und der Projektfertigstellungstermine führen.

Beispielsweise werden bei der Planung von Verdichteranlagen Projektmeilensteine erreicht, bei denen die Auslegungsparameter der Anlage für die Genehmigungsverfahren definiert und beschrieben sind. Überwiegend wird dieser Stand mit dem Abschluss des Basic Engineerings erreicht. Darauf aufbauend werden die Arbeiten des Detail Engineering begonnen und u. a. die erforderlichen öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen beantragt bzw. eingeholt. Eine spätere Änderung der Auslegungsparameter würde zwangsläufig zu einer Rekursionsschleife der Planungsaktivitäten und ggf. der Neubearbeitung von bereits eingeleiteten Genehmigungsverfahren führen. Folgen wären voraussichtlich Kostensteigerungen und Verschiebungen des Fertigstellungstermins. Spätestens mit der Bestellung der Verdichtermaschinen gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch erhebliche finanzielle Verpflichtungen ein. Da die Lieferfristen von Komponenten wie z. B. den Verdichtermaschinen lang sind, müssen diese Bestellungen zur Einhaltung der Fertigstellungstermine häufig bereits vor dem Erhalt sämtlicher, für das Projekt erforderlicher öffentlich-rechtlicher und privat-rechtlicher Genehmigungen ausgelöst werden. Bei Leitungsprojekten stellt sich diese Problematik ebenfalls.

Vor diesem Hintergrund haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Vermeidung von Änderungen der Designparameter bei laufenden Projekten für die Netzentwicklungspläne Gas 2015 und 2016-2026 weitere ausgewählte Maßnahmen aus den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas in das Startnetz aufgenommen. Für die Auswahl von zusätzlichen Maßnahmen für das Startnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 sollen die folgenden unveränderten Kriterien des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 zum Stichtag 01.01.2018 verwendet werden:

- Die finale Investitionsentscheidung (FID) durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist getroffen.
- Die für die Maßnahme erforderlichen, öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen liegen vor.

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes.

## Auswertung der Stellungnahmen

Tabelle 25: Stellungnahmen zur Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Kap.	Inhalt	Stellungnahmen-Häufigkeit		
		selten (bis 5)	häufig (6-10)	sehr häufig (>10)
0	<b>Übergeordnete Themen</b>		x	
	<u>Marktgebietszusammenlegung</u>	x		
1.	<b>Einleitung</b>	x		
2.	<b>Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028</b>			
	<u>Analyse der historischen Unterbrechungen</u>			x
3.	<b>Beschreibung der Szenarien</b>			
	<u>Auswahl der Gasbedarfsszenarien</u>			x
	<u>Transparenz</u>			x
4.	<b>Endenergiebedarf Gas</b>			
5.	<b>Gaskraftwerke</b>			
	<u>Berücksichtigung neuer Gaskraftwerke allgemein</u>	x		
	<u>Konkrete Gaskraftwerksprojekte</u>	x		
6.	<b>Gasbedarf</b>			
	<u>Ist-Analyse</u>	x		
	<u>Regionalisierung der Gasnachfrage</u>	x		
7.	<b>Gasaufkommen</b>			
	<u>Biogas</u>	x		
	<u>Power-to-Gas</u>		x	
8.	<b>Erdgasspeicher in Deutschland</b>			
	<u>Modellierung der Speicher mit TaK (Basisvariante)</u>		x	
	<u>Speicherfüllstandsuntersuchung der FNB</u>		x	
	<u>Rolle der Gasspeicher im Winter 2016/2017</u>		x	
	<u>BNetzA-Vorschlag zur TaK-Entwicklung</u>		x	
9.	<b>LNG-Anlagen in Deutschland</b>		x	
10.	<b>Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern</b>			
	<u>More Capacity/ IC/ H-Gas-Quellenverteilung</u>			x
	<u>Entwicklungen an Grenzübergangspunkten</u>		x	
11.	<b>Versorgungssicherheit</b>			
	<u>L-Gas-Versorgung/ L-H-Gas-Umstellung</u>			x
	<u>Inländische Produktion</u>	x		
	<u>Importe aus den Niederlanden</u>	x		
12.	<b>Modellierung und Modellierungsvarianten</b>		x	
	<b>Anlagen</b>			
	<u>Anlage 1 - NEP Gas-Datenbank - Inhalte</u>	x		
	<u>Anlage 1 - NEP Gas-Datenbank - Weiterentwicklung</u>	x		
	<u>Anlage 2 - Gaskraftwerksliste</u>			
	<u>Anlage 3 - Nicht berücksichtigte Kraftwerksplanungen</u>	x		

## Anlage 1 – NEP Gas-Datenbank

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die Datenbank beinhaltet für den Zyklus des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 (Name des Zyklus in der NEP Gas-Datenbank: „2018 – SR“) folgende Informationen:

- Kapazitäten (Grenzübergangspunkte, Speicher, Kraftwerke, LNG-Anlagen, Industrie, Produktion, Biogas/ Wasserstoff)

In der NEP Gas-Datenbank werden die Kapazitäten jeweils zum 01.01. des jeweiligen Jahres dargestellt. So sind beispielsweise für das Jahr 2028 die Kapazitäten zum 01.01.2028 ausgewiesen. In der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden für das Jahr 2023 Ausbaumaßnahmen ermittelt, die zum Teil erst zum Jahresende 2023 abgeschlossen sein können (Realisierungszeiträume von bis zu sechs Jahren). Aus Konsistenzgründen wird daher für das Modellierungsjahr 2028 ebenfalls der 31.12.2028 zugrunde gelegt. Deshalb ist es geplant, die Kapazitäten für den 01.01.2029 in der Modellierung anzusetzen.

Im Zyklus „2018 – SR“ wurden folgende Ergänzungen vorgenommen:

- Erweiterung der Kachel „Kapazitäten“ um das Jahr 2029
- Ergänzung der Punktart „LNG“ sowie aller dazugehörigen Informationen



## Anlage 2 – Gaskraftwerksliste

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettoleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA0005	Ahrensfelde	Brandenburg	LK Barnim	1990	in Betrieb	37,5		
BNA0006	Ahrensfelde	Brandenburg	LK Barnim	1990	in Betrieb	37,5		
BNA0007	Ahrensfelde	Brandenburg	LK Barnim	1990	in Betrieb	37,5		
BNA0008	Ahrensfelde	Brandenburg	LK Barnim	1990	in Betrieb	37,5		
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Niedersachsen	LK Hildesheim	1947	in Betrieb	20,0		x
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	Baden-Württemberg	LK Esslingen	1997	in Betrieb	65,0	x	
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	Baden-Württemberg	LK Esslingen	1971	in Betrieb	50,0	x	
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	Baden-Württemberg	LK Esslingen	1973	in Betrieb	57,0	x	
BNA0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	Baden-Württemberg	LK Esslingen	1975	in Betrieb	81,0	x	
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik	Mecklenburg-Vorpommern	LK Vorpommern-Greifswald	1993	in Betrieb	15,1		
BNA1458	Buchmann GmbH	Rheinland-Pfalz	LK Südliche Weinstraße	1975	in Betrieb	28,0		x
BNA1337e	GuD-Anlage	Bayern	SK Aschaffenburg	2013	in Betrieb	47,0		
BNA1103	UPM Augsburg	Bayern	SK Augsburg	1966	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	29,0		x
BNA0033	Gasturbine	Bayern	SK Augsburg	2004	in Betrieb	28,8		
BNA1104	Heizkraftwerk Inchinn-Kernwerke AG & Co. KGaA	Bayern	SK Augsburg	1976	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	18,0		x
BNA1507	Standard Bad Kreuznach	Rheinland-Pfalz	LK Bad Kreuznach	2006	in Betrieb	10,7		
BNA1105	HKW Bad Salzungen	Thüringen	LK Wartburgkreis	1994	in Betrieb	9,7		
BNA0051	KWK-Anlage Barby	Sachsen-Anhalt	LK Salzlandkreis	2013	in Betrieb	17,8		
BNA0059b	GuD Baunatal, VW Werksgelände	Hessen	LK Kassel	2013	in Betrieb	78,0		
BNA1293c	Kraftwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Rhein-Erft-Kreis	1995	Vorläufig Stillgelegt (ohne StA)	3,0		
BNA0073	Mitte	Berlin	SK Berlin	1996	in Betrieb	444,0		
BNA0074	Charlottenburg	Berlin	SK Berlin	1975	in Betrieb	211,0		x
BNA0075	Lichterfelde	Berlin	SK Berlin	1972	in Betrieb	144,0		
BNA0076	Lichterfelde	Berlin	SK Berlin	1974	in Betrieb	144,0		
BNA1821	Energieversorgung Wedding	Berlin	SK Berlin		in Betrieb			x
BNA0088a	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)	Sachsen-Anhalt	LK Salzlandkreis	1994	in Betrieb	66,0		
BNA0098	HKW Schildescher Straße	Nordrhein-Westfalen	SK Bielefeld	1978	Sonderfall	23,0		x
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen	Nordrhein-Westfalen	SK Bielefeld	2005	in Betrieb	37,5		
BNA0101	HKW Schildescher Straße	Nordrhein-Westfalen	SK Bielefeld	1966	Sonderfall	41,0		x
BNA0105	GuD Bitterfeld	Sachsen-Anhalt	LK Anhalt-Bitterfeld	2000	in Betrieb	106,0		
BNA0110	Bochum	Nordrhein-Westfalen	SK Bochum	2004	in Betrieb	20,7		
BNA0111	HKW Hiltrop	Nordrhein-Westfalen	SK Bochum	2014	in Betrieb	44,0		
BNA1524	Heizkraftwerk Bomlitz	Niedersachsen	LK Soltau-Fallingb.ostel	1912	in Betrieb	22,1		x

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	Nordrhein-Westfalen	SK Bonn	2013	in Betrieb	95,0		
BNA0129	HKW	Brandenburg	SK Brandenburg an der Havel	1997	in Betrieb	36,0		
BNA0130	Kirchmöser	Brandenburg	SK Brandenburg an der Havel	1994	in Betrieb	160,0		
BNA0135	HKW-Mitte	Niedersachsen	SK Braunschweig	1971	in Betrieb	20,0		x
BNA0136	HKW-Mitte	Niedersachsen	SK Braunschweig	2010	in Betrieb	74,0		
BNA0137	HKW-Nord	Niedersachsen	SK Braunschweig	1965	in Betrieb	25,0		x
BNA0140	KW Hastedt	Bremen	SK Bremen	1972	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	155,0		
BNA1334	KWK-Anlage	Bremen	SK Bremen	1993/ 2002	in Betrieb	14,8		
BNA1820	KW Mittelsbüren	Bremen	SK Bremen	2016	in Betrieb	444,5		
BNA1671	Kronos Titan GmbH	Niedersachsen	SK Bremerhaven	2014	in Betrieb	17,1		
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg	Hessen	LK Odenwaldkreis	1999	in Betrieb	11,4		
BNA0156b	Egger Kraftwerk Brilon	Nordrhein-Westfalen	LK Hochsauerlandkreis	1996	in Betrieb	13,5		
BNA0172a	Dampfkraftwerk BGH - O1	Bayern	LK Altötting	2001	in Betrieb	120,0	x	
BNA0172b	Wacker Chemie AG	Bayern	LK Altötting	1977	in Betrieb	50,0	x	
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf	Bayern	LK Altötting	2002	in Betrieb	47,5		
BNA1120	Energiezentrale	Nordrhein-Westfalen	LK Recklinghausen	1991	in Betrieb	10,2		
BNA1121	Energiezentrale	Nordrhein-Westfalen	LK Recklinghausen	2005	in Betrieb	0,9		
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	Sachsen	SK Chemnitz	1986	in Betrieb	57,2		
BNA1487	GTKW Darmstadt	Hessen	SK Darmstadt	2013	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	94,6	x	
BNA1125	Heizkraftwerk	Hessen	SK Darmstadt	1999	in Betrieb	10,0		
BNA1127	GHD	Bayern	LK Dingolfing-Landau	1998	in Betrieb	6,7		
BNA1128	GHD	Bayern	LK Dingolfing-Landau	1998	in Betrieb	6,7		
BNA0199	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	LK Rhein-Kreis Neuss	2000	in Betrieb	586,3		
BNA0202	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	SK Dortmund	2004	in Betrieb	26,0		
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	Sachsen	SK Dresden	1995	in Betrieb	263,0		
BNA0213	HKW III/A	Nordrhein-Westfalen	SK Duisburg	2002	in Betrieb	40,0		
BNA0214	HKW III/B	Nordrhein-Westfalen	SK Duisburg	2005	in Betrieb	234,0		
BNA1131	MT, Düren	Nordrhein-Westfalen	LK Düren	2011	in Betrieb	14,0		
BNA1511b	Kessel 2	Nordrhein-Westfalen	LK Düren	1967	in Betrieb	2,9		x
BNA0220	GuD	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	2000	in Betrieb	100,0		
BNA0221a	GT	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	1974	in Betrieb	64,7		
BNA0221b	GT	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	1974	in Betrieb	66,7		
BNA0221c	Gasblock	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	1976	in Betrieb	293,0		x
BNA1336	Holthausen	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	1948	in Betrieb	84,0		x

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA1503	BHKW H.120	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	2012	in Betrieb	16,9		
BNA1817	GuD Lausward	Nordrhein-Westfalen	SK Düsseldorf	2016	in Betrieb	595,0		
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen	Baden-Württemberg	LK Alb-Donau-Kreis	1976	in Betrieb	4,0		x
BNA0233	Kombikraftwerk	Sachsen	LK Nordsachsen	1993	in Betrieb	46,6		
BNA1505	HKW Wiesengrund	Thüringen	SK Eisenach	1993	in Betrieb	22,1		
BNA0239	Huntorf	Niedersachsen	LK Wesermarsch	1978	in Betrieb	321,0		
BNA0243	HKW Eltmann	Bayern	LK Haßberge	2008	in Betrieb	57,0	x	
BNA0245a	Emden Gas	Niedersachsen	SK Emden	1973	in Betrieb	52,0		
BNA0245b	Emden Gas	Niedersachsen	SK Emden	1973	Vorläufig Stillgelegt (ohne StA)	433,0		
BNA0255	HKW Iderhoffstraße	Thüringen	SK Erfurt	1996	in Betrieb	11,0		
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost	Thüringen	SK Erfurt	2000	in Betrieb	76,5		
BNA0256b	HKW Erfurt-Ost	Thüringen	SK Erfurt	2014	in Betrieb	32,6		
BNA1138	BHKW an Klinkerweg	Nordrhein-Westfalen	LK Mettmann	2000	in Betrieb	10,2		
BNA0261a	HKW Erlangen	Bayern	SK Erlangen	2005	in Betrieb	21,6		
BNA0261c	HKW Erlangen	Bayern	SK Erlangen	2014	in Betrieb	6,7		
BNA1023	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	LK Region Aachen	2006	Vorläufig Stillgelegt (ohne StA)	272,0		
BNA1024	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	LK Region Aachen	2006	Vorläufig Stillgelegt (ohne StA)	272,0		
BNA1819	Heizkraftwerk FL	Schleswig-Holstein	SK Flensburg	2016	in Betrieb	75,0		
BNA0285	HKW Niederrad	Hessen	SK Frankfurt am Main	2005	in Betrieb	70,0	x	
BNA0286	HKW West	Hessen	SK Frankfurt am Main	1994	in Betrieb	99,0	x	
BNA0288	HKW Niederrad	Hessen	SK Frankfurt am Main	1973	in Betrieb	56,0	x	
BNA1541	HKW Freiberg	Sachsen	LK Mittelsachsen	2013	in Betrieb	13,4		
BNA0293	GuD Anlage WVK	Baden-Württemberg	SK Freiburg im Breisgau	1998	in Betrieb	60,1	x	
BNA1315	HKW	Baden-Württemberg	SK Freiburg im Breisgau	2001	in Betrieb	27,0		
BNA1492a	Kraftwerk 3	Hessen	LK Fulda	1990	in Betrieb	26,2		
BNA1492b	Kraftwerk 2	Hessen	LK Fulda	2012	in Betrieb	8,0		
BNA0343	Heizkraftwerk Gera-Nord	Thüringen	SK Gera	1996	in Betrieb	74,0		
BNA0354	HKW Göttingen	Niedersachsen	LK Göttingen	1998	in Betrieb	18,8		
BNA0360	HKW "Helmshäger Berg"	Mecklenburg-Vorpommern	LK Vorpommern-Greifswald	1996	in Betrieb	14,7		
BNA0361	Kraftwerk Grenzach-Wyhlen	Baden-Württemberg	LK Lörrach	2004	in Betrieb	40,0		
BNA0374	Staudinger	Hessen	LK Main-Kinzig-Kreis	1977	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	622,0	x	
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media	Nordrhein-Westfalen	LK Gütersloh	1994	in Betrieb	22,0		
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	Nordrhein-Westfalen	SK Hagen	1980	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	230,0		
BNA0392a	HKW Halle Trotha	Sachsen-Anhalt	SK Halle (Saale)	2005	in Betrieb	97,0		

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA0392b	HKW Halle Trotha	Sachsen-Anhalt	SK Halle (Saale)	2013	in Betrieb	54,0		
BNA0400	GuD Tiefstack	Hamburg	SK Hamburg	2009	in Betrieb	127,0		
BNA0401	Heizkraftwerk	Hamburg	SK Hamburg	1992	in Betrieb	22,5		
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk	Nordrhein-Westfalen	SK Hamm	2008	in Betrieb	417,1		
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk	Nordrhein-Westfalen	SK Hamm	2008	in Betrieb	420,9		
BNA0418	GKL	Niedersachsen	LK Region Hannover	1998 / 2013	in Betrieb	230,0		
BNA0419	KWH	Niedersachsen	LK Region Hannover	1975	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	102,0		
BNA1810	Exxon Mobil Production Deutschland G	Niedersachsen	LK Region-Hannover	2014	in Betrieb	30,2		
BNA1151	KWKK Heidelberg	Baden-Württemberg	SK Heidelberg	2002	in Betrieb	13,5		
BNA1292a	IHKW Heidenheim	Baden-Württemberg	LK Heidenheim	1983	in Betrieb	11,1		x
BNA1292b	IHKW Heidenheim	Baden-Württemberg	LK Heidenheim	2014	in Betrieb	18,9		
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	Nordrhein-Westfalen	LK Ennepe-Ruhr-Kreis	2007	in Betrieb	417,0		
BNA0444	Wintershall	Hessen	LK Hersfeld-Rotenburg	1967	in Betrieb	109,5		x
BNA1463	Smurfit Kappa Herzberger Papierfabrik G	Niedersachsen	LK Osterode am Harz	1978	in Betrieb	19,5		x
BNA1499	Werk Clauen	Niedersachsen	LK Peine	1945 / 2000	Sonderfall	15,8		
BNA0548a	Knapsack Gas I	Nordrhein-Westfalen	LK Rhein-Erft-Kreis	2006	in Betrieb	800,0		
BNA0548b	Knapsack Gas II	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	2013	in Betrieb	430,0		
BNA0497	ADS-Anlage	Hessen	SK Frankfurt am Main	2012	in Betrieb	96,5	x	
BNA0499	Heizkraftwerk	Hessen	SK Frankfurt am Main	2003	in Betrieb	86,0	x	
BNA0504	HKW Jena	Thüringen	SK Jena	1996	in Betrieb	182,0		
BNA0510a	HKW Karcherstr.	Rheinland-Pfalz	SK Kaiserslautern	1989	in Betrieb	11,6		
BNA1165	P&L Werk Appeldorn	Nordrhein-Westfalen	LK Kleve	2004	in Betrieb	11,4		
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	Baden-Württemberg	SK Karlsruhe	1998	in Betrieb	353,0	x	
BNA0515	Heizkraftwerk West	Baden-Württemberg	SK Karlsruhe	1984	in Betrieb	37,0		
BNA0521	Kombi-HKW	Hessen	SK Kassel	1987	in Betrieb	50,0		
BNA1528	Stadtwerke Kempen GmbH	Nordrhein-Westfalen	LK Viersen	1990	in Betrieb	13,2		
BNA0527	HKW Humboldtstr.	Schleswig-Holstein	SK Kiel	1970	in Betrieb	31,0		
BNA0531	KW Kirchlegern	Nordrhein-Westfalen	LK Herford	1980	in Betrieb	201,5		
BNA1506	Werk Klein Wanzleben	Sachsen-Anhalt	LK Börde	1994	Sonderfall	23,4		
BNA0544	HKW Südstadt	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	1994	in Betrieb	35,0		
BNA0545	HKW Niehl 2	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	2005	in Betrieb	413,0		
BNA0546	HKW Merkenich	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	2004	in Betrieb	108,0		
BNA1182	HKW Merkenich	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	1965	in Betrieb	15,5		x
BNA1183	HKW Merheim	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	2001	in Betrieb	15,8		

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettoleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA1818	Niehl 3	Nordrhein-Westfalen	SK Köln	2016	in Betrieb	459,9		
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT	Nordrhein-Westfalen	SK Krefeld	2005	in Betrieb	25,8		
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	Nordrhein-Westfalen	SK Krefeld	1995	in Betrieb	14,0		
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld	Nordrhein-Westfalen	SK Krefeld	1990 / 2013	in Betrieb	12,6		
BNA1329	K&N PFK AG EV	Sachsen	LK Mittelsachsen	1993	in Betrieb	12,8		
BNA1450	GUD-Anlage DREWSEN	Niedersachsen	LK Celle	2000	in Betrieb	13,0		
BNA1187	P&L Werk Lage	Nordrhein-Westfalen	LK Lippe	1980	in Betrieb	10,2		x
BNA0574a	Landesbergen Gas	Niedersachsen	LK Nienburg (Weser)	1973	in Betrieb	56,0		
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord	Sachsen	SK Leipzig	1996	in Betrieb	167,0		
BNA1658	HKW-Mitte	Nordrhein-Westfalen	LK Lippe	1980	in Betrieb	11,3		x
BNA1193	HKW-West	Nordrhein-Westfalen	LK Lippe	2001	in Betrieb	12,8		
BNA1556	Sachsenmilch Leppersdorf GmbH	Sachsen	LK Bautzen	2014	in Betrieb	36,0		
BNA0592	GuD Leuna	Sachsen-Anhalt	LK Saalekreis	1998	in Betrieb	52,0		
BNA0593	ILK-GuD	Sachsen-Anhalt	LK Saalekreis	1994	in Betrieb	35,0		
BNA0594	ILK-GuD	Sachsen-Anhalt	LK Saalekreis	1994	in Betrieb	35,0		
BNA0595	ILK-GuD	Sachsen-Anhalt	LK Saalekreis	1994	in Betrieb	37,0		
BNA0600a	X-Kraftwerk	Nordrhein-Westfalen	SK Leverkusen	1981	in Betrieb	27,0		x
BNA0602	Emsland	Niedersachsen	LK Emsland	2011	in Betrieb	116,0		
BNA0603	Emsland	Niedersachsen	LK Emsland	2011	in Betrieb	116,0		
BNA0604	Emsland	Niedersachsen	LK Emsland	1973	in Betrieb	359,0		x
BNA0605	Emsland	Niedersachsen	LK Emsland	1974	in Betrieb	359,0		x
BNA0606	Emsland	Niedersachsen	LK Emsland	2010	in Betrieb	887,0		
BNA1509	BP Werk Lingen	Niedersachsen	LK Emsland	1996	in Betrieb	66,0		
BNA1531	Industriekraftwerk Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	LK Vorpommern-Greifswald	2014	in Betrieb	37,7		
BNA0614a	KW Mitte	Rheinland-Pfalz	SK Ludwigshafen am Rhein	1992	Sonderfall	43,0		
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	Rheinland-Pfalz	SK Ludwigshafen am Rhein	2005	in Betrieb	490,0	x	
BNA0615	Kraftwerk Süd	Rheinland-Pfalz	SK Ludwigshafen am Rhein	1997	in Betrieb	390,0	x	
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	SK Ludwigshafen am Rhein	2008	in Betrieb	12,5		
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	SK Ludwigshafen am Rhein	2003	in Betrieb	12,0		
BNA0626	Kraftwerk Mainz	Rheinland-Pfalz	SK Mainz	2001	in Betrieb	434,2	x	
BNA0627	Kraftwerk Mainz	Rheinland-Pfalz	SK Mainz	1977	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	335,0	x	
BNA1200	GuD-Kraftwerk	Baden-Württemberg	SK Mannheim	2005	in Betrieb	17,2		
BNA0658	Kraftwerk III	Nordrhein-Westfalen	LK Recklinghausen	1973	in Betrieb	61,1		x
BNA0659	Kraftwerk III	Nordrhein-Westfalen	LK Recklinghausen	1974	in Betrieb	77,6		x

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA1676	Kraftwerk IV	Nordrhein-Westfalen	LK Recklinghausen	2016	In Betrieb	60,6		
BNA1523a	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Rheinland-Pfalz	LK Mayen-Koblenz	1992	in Betrieb	42,0		
BNA1523b	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Rheinland-Pfalz	LK Mayen-Koblenz	2013	in Betrieb			
BNA1523d	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Rheinland-Pfalz	LK Mayen-Koblenz	1971	Vorläufig Stillgelegt (ohne StA)			
BNA1332	INEOS Kraftwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Wesel	1995	in Betrieb	24,0		
BNA1396	EVC / GLOBALFOUNDRIES	Sachsen	LK Meißen	1998	in Betrieb	34,3		
BNA0683a	Süd DT1	Bayern	SK München	1980	in Betrieb	79,7	x	
BNA0683b	Süd GT3	Bayern	SK München	1980	in Betrieb	97,9	x	
BNA0683c	Süd GT2	Bayern	SK München	1980	in Betrieb	97,9	x	
BNA0684a	Süd GT 61	Bayern	SK München	2004	in Betrieb	124,9	x	
BNA0684b	Süd GT 62	Bayern	SK München	2004	in Betrieb	123,9	x	
BNA0684c	Süd DT60	Bayern	SK München	2004	in Betrieb	127,6	x	
BNA1327a	Energiezentrale 1992	Bayern	LK Freising	1992	Sonderfall	11,1		
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003	Bayern	LK Freising	2003	in Betrieb	7,4		
BNA1678	Energiezentrale 2016	Bayern	LK Freising	2015	in Betrieb	17,2		
BNA0685	Heizkraftwerk Hafen	Nordrhein-Westfalen	SK Münster	2005	in Betrieb	100,2		
BNA0688	GuD-HKW Neubrandenburg	Mecklenburg-Vorpommern	LK Mecklenburgische Seenplatte	1997	in Betrieb	75,0		
BNA1406	FS-Karton	Nordrhein-Westfalen	LK Rhein-Kreis Neuss	1992	in Betrieb	18,9		
BNA0702	Cogeneration	Bayern	LK Kelheim	1996	Sonderfall	25,4		
BNA1498	Werk Nordstemmen	Niedersachsen	LK Hildesheim	1945 / 1953	Sonderfall	30,6		x
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik	Niedersachsen	LK Osnabrück	1995	in Betrieb	18,1		
BNA0734	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1989	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	37,5		
BNA0738	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1987	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	36,5		
BNA0739	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1987	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	36,5		
BNA0740	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1987	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	36,5		
BNA0741	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1987	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	36,5		
BNA0742	HKW Sandreuth	Bayern	SK Nürnberg	2005	in Betrieb	75,0	x	
BNA0743	HKW Sandreuth	Bayern	SK Nürnberg	2005	in Betrieb	75,0	x	
BNA0744	Franken 1	Bayern	SK Nürnberg	1973	in Betrieb	383,0	x	
BNA0745	Franken 1	Bayern	SK Nürnberg	1976	in Betrieb	440,0	x	
BNA1444a	GT1	Bayern	SK Nürnberg	1993	in Betrieb	4,2		
BNA1444b	GT2	Bayern	SK Nürnberg	1993	in Betrieb	4,2		
BNA1444c	GT3	Bayern	SK Nürnberg	1994	in Betrieb	5,1		
BNA1444d	GT4	Bayern	SK Nürnberg	1995	in Betrieb	5,1		



BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA0752	HKW 1	Nordrhein-Westfalen	SK Oberhausen	1972	in Betrieb	23,1		x
BNA0753	HKW 2	Nordrhein-Westfalen	SK Oberhausen	1995	in Betrieb	24,5		
BNA0755a	Obernburg	Bayern	LK Miltenberg	1920	in Betrieb	36,0		x
BNA0755b	Obernburg	Bayern	LK Miltenberg	1995	in Betrieb	64,0	x	
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein	Rheinland-Pfalz	LK Bad Dürkheim	1992	in Betrieb	30,0		
BNA1225	PWG	Bayern	LK Weilheim-Schongau	1989	Sonderfall	5,3		
BNA1226	PWG	Bayern	LK Weilheim-Schongau	1987	Sonderfall	5,3		
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Baden-Württemberg	SK Pforzheim	1980	in Betrieb	41,2		x
BNA0804a	Hattorf	Hessen	LK Hersfeld-Rotenburg	1962	in Betrieb	35,0		x
BNA0804b	Hattorf	Hessen	LK Hersfeld-Rotenburg	2013	in Betrieb	17,3		
BNA0805	Kraftwerk Plattling	Bayern	LK Deggendorf	2010	in Betrieb	97,9	x	
BNA0814	HKW Potsdam-Süd	Brandenburg	SK Potsdam	1996	in Betrieb	81,8		
BNA1328	HBB	Bayern	LK Rosenheim	2001	in Betrieb	24,0		
BNA1238	Kraftwerk Meggle	Bayern	LK Rosenheim	2000	in Betrieb	15,1		
BNA0832	BHKW-Hauffstraße	Baden-Württemberg	LK Reutlingen	2011	in Betrieb	9,8		
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden	Baden-Württemberg	LK Lörrach	1980	in Betrieb	16,0		x
BNA0842a	Gasmotore	Bayern	SK Rosenheim	2011	in Betrieb	9,8		
BNA0842b	Gasmotor 4	Bayern	SK Rosenheim	2013	in Betrieb	9,2		
BNA0843	Gasmotor 5	Bayern	SK Rosenheim	2012	in Betrieb	4,3		
BNA0848	GuD Marienehe	Mecklenburg-Vorpommern	LK Rostock	1996	in Betrieb	108,0		
BNA0856	HKW Schwarza	Thüringen	LK Saalfeld-Rudolstadt	1936	in Betrieb	26,5		x
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	Hessen	LK Groß-Gerau	1999	in Betrieb	112,1	x	
BNA0861a	HKW Römerbrücke	Saarland	Regionalverband Saarbrücken	2005 / 2012	in Betrieb	75,0	x	
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum	Saarland	Regionalverband Saarbrücken	2012	in Betrieb	38,6		
BNA1248a	UPM Schongau	Bayern	LK Weilheim-Schongau	1969	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	82,0	x	
BNA1248b	HKW3 UPM Schongau	Bayern	LK Weilheim-Schongau	2015	in Betrieb	65,0	x	
BNA0893	GuD Schwarzheide	Brandenburg	LK Oberspreewald-Lausitz	1994	in Betrieb	122,0		
BNA0896	HKW Schwerin Süd	Mecklenburg-Vorpommern	SK Schwerin	1994	in Betrieb	44,9		
BNA0897	HKW Schwerin Lankow	Mecklenburg-Vorpommern	SK Schwerin	1994	in Betrieb	23,0		
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	Baden-Württemberg	LK Böblingen	1980 / 2013	in Betrieb	95,0	x	
BNA0918b	Dow Stade	Niedersachsen	LK Stade	2014	in Betrieb	173,0		
BNA1437	KWK AOS GmbH	Niedersachsen	LK Stade	2012	in Betrieb	30,7		
BNA0922	GuD-Ikw Staßfurt	Sachsen-Anhalt	LK Salzlandkreis	1996	in Betrieb	123,0		
BNA1403	Steinitz	Sachsen-Anhalt	LK Altmarkkreis Salzwedel	1995	in Betrieb	11,4		

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal	Sachsen-Anhalt	LK Stendal	1994	in Betrieb	22,0		
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	Baden-Württemberg	SK Stuttgart	1988	in Betrieb	12,2		
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	Baden-Württemberg	SK Stuttgart	1969	in Betrieb	11,3		
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	Baden-Württemberg	SK Stuttgart	1968	in Betrieb	11,6		
BNA1264	HKW Bohrhügel	Thüringen	SK Suhl	1995	in Betrieb	13,5		
BNA0957	BHKW Obere Viehweide	Baden-Württemberg	LK Tübingen	2000	in Betrieb	13,4		
BNA1271	Unterbreizbach	Thüringen	LK Wartburgkreis	1965	in Betrieb	33,6		x
BNA1335a	PKV Kraftwerk	Niedersachsen	LK Friesland	1989	in Betrieb	58,1		
BNA1335b	PKV Kraftwerk	Niedersachsen	LK Friesland	1968	in Betrieb	0,5		x
BNA0993	Irsching	Bayern	LK Pfaffenhofen a.d.Ilm	1974	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	415,0	x	
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Bayern	LK Pfaffenhofen a.d.Ilm	2010	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	846,0	x	
BNA0995	Umkehrkraftwerk Irsching	Bayern	LK Pfaffenhofen a.d.Ilm	2011	Gesetzlich an Stilllegung gehindert	545,0	x	
BNA1407	STW	Sachsen	LK Mittelsachsen	2007	in Betrieb	13,5		
BNA1039	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	in Betrieb	55,0		
BNA1040	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	in Betrieb	55,0		
BNA1041	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	in Betrieb	55,0		
BNA1042	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	in Betrieb	55,0		
BNA1043	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	355,0		
BNA1044	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	355,0		
BNA1045	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1973	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	355,0		
BNA1046b	Gersteinwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Unna	1984	in Betrieb	112,0		
BNA1279	Gasturbine	Nordrhein-Westfalen	LK Rhein-Erft-Kreis	1996	in Betrieb	51,9		
BNA1056	Wi-Biebrich	Hessen	SK Wiesbaden	2003 / 2006	in Betrieb	25,0		
BNA1465b	Gaskraftwerk	Hessen	LK Werra-Meißner-Kreis	1975	Sonderfall	13,2		x
BNA1504	BHKW	Rheinland-Pfalz	LK Germersheim	2013	in Betrieb	13,0		
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen	Sachsen-Anhalt	LK Anhalt-Bitterfeld	1997	in Betrieb	40,0		
BNA1677	BHKW Braunschweig	Niedersachsen	SK Wolfsburg	2015	in Betrieb	10,4		
BNA1284	Co-Generation	Rheinland-Pfalz	SK Worms	1991	in Betrieb	11,5		
BNA1078	HKW Wörth	Rheinland-Pfalz	LK Germersheim	2008	in Betrieb	59,0	x	
BNA1285	Sigmundshall	Niedersachsen	LK Region Hannover	1974	in Betrieb	19,0		x
BNA1082	HKW Barmen	Nordrhein-Westfalen	SK Wuppertal	2005	in Betrieb	82,0		
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	Bayern	SK Würzburg	1971	in Betrieb	23,0	x	
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	Bayern	SK Würzburg	1993	in Betrieb	25,0	x	
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	Bayern	SK Würzburg	2009	in Betrieb	29,5	x	

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	Bayern	SK Würzburg	2005	in Betrieb	44,5	x	
BNA1089	Zielitz	Sachsen-Anhalt	LK Börde	1996	in Betrieb	52,0		
BNA1094	Gaskraftwerk	Nordrhein-Westfalen	LK Rhein-Sieg-Kreis	1966	in Betrieb	15,1		x
BNA1557	Volkswagen Sachsen GmbH	Sachsen	LK Zwickau	2014	in Betrieb	12,9		
BNA0574b	Landesbergen Gas	Niedersachsen	LK Nienburg (Weser)	1973	Vorläufig Stillgelegt (mit StA)	431,0		
	Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW	ohne Zuordnung			in Betrieb	2.752,0		
BNA1337a	Heizkraftwerk	Bayern	SK Aschaffenburg		Endgültig Stillgelegt 2012 (ohne StA)	27,0		
BNA0118	Heizkraftwerk Süd	Nordrhein-Westfalen	SK Bonn	1969	Endgültig Stillgelegt 2012 (ohne StA)	14,4		
BNA0913	GuD Anlage Spreetal	Sachsen	LK Bautzen	2009	Endgültig Stillgelegt 2012 (ohne StA)	50,0		
BNA0059a	HKW Kassel	Hessen	LK Kassel	1961	Endgültig Stillgelegt 2013 (ohne StA)	12,2		
BNA1275	Kraftwerk Freudenberg Weinheim	Baden-Württemberg	LK Rhein-Neckar-Kreis	2005	Endgültig Stillgelegt 2013 (ohne StA)	21,0		
BNA1276	Kraftwerk Freudenberg Weinheim	Baden-Württemberg	LK Rhein-Neckar-Kreis	1982	Endgültig Stillgelegt 2013 (ohne StA)	21,0		
BNA0918a	Dow Stade	Niedersachsen	LK Stade	1972	Endgültig Stillgelegt 2014 (mit StA)	190,0		
BNA0933	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	Baden-Württemberg	SK Stuttgart	1973	Endgültig Stillgelegt 2014 (ohne StA)	55,0		
BNA0099	Gasturbinenkraftwerk Bielefeld Ummeln	Nordrhein-Westfalen	SK Bielefeld	1975	Endgültig Stillgelegt 2015 (mit StA)	55,0		
BNA0810	Kraftwerk Veltheim	Nordrhein-Westfalen	LK Minden-Lübbecke	1974	Endgültig Stillgelegt 2015 (mit StA)	65,0		
BNA0811	Kraftwerk Veltheim	Nordrhein-Westfalen	LK Minden-Lübbecke	1975	Endgültig Stillgelegt 2015 (mit StA)	335,0		
BNA0681	Freimann GT 1	Bayern	SK München	1975	Endgültig Stillgelegt 2015 (mit StA)	80,0		
BNA0682	Freimann GT 2	Bayern	SK München	1975	Endgültig Stillgelegt 2015 (mit StA)	80,0		
BNA0922a	GuD-Ikw Staßfurt	Sachsen-Anhalt	LK Salzlandkreis	1996	Endgültig Stillgelegt 2015 (ohne StA)	9,0		
BNA0080	Lichterfelde	Berlin	SK Berlin	1973	Endgültig Stillgelegt 2016 (mit StA)	144,0		
BNA0799	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Baden-Württemberg	SK Pforzheim	1969	Endgültig Stillgelegt 2016 (mit StA)	11,3		
BNA0735	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1989	Endgültig Stillgelegt 2016 (mit StA)	37,5		
BNA0736	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1989	Endgültig Stillgelegt 2016 (mit StA)	37,5		
BNA0737	Thyrow	Brandenburg	LK Teltow-Fläming	1989	Endgültig Stillgelegt 2016 (mit StA)	37,5		
Zubau	Klingenberg	Berlin	SK Berlin	2017	in Betrieb	164,0		
Zubau	Mahrzahn	Berlin	SK Berlin	2020	in Planung	260,0		
Zubau	KW Zolling*	Bayern	LK Freising	2021	in Planung	700,0		
Zubau	Kraftwerk Gladbeck	Nordrhein-Westfalen	LK Recklinghausen	2020	in Planung	30,0		
Zubau	Klein KWK-Anlagen	ohne Zuordnung		2025	in Planung	4.493,0		
Zubau	Kraftwerk Scholven	Nordrhein-Westfalen	SK Gelsenkirchen	2020	in Planung	80,0		
Zubau	Kraftwerk Gundelfingen*	Bayern	LK Dillingen	2021	in Planung	600,0		
Zubau	Kraftwerk Gundremmingen*	Bayern	LK Günzburg	2020/2021	in Planung	674,0		
Zubau	Kraftwerk Leipheim*	Bayern	LK Günzburg	2019	in Planung	670,0		

BNetzA ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 31.03.2017)	Nettleistung in MW <sub>el</sub>	System- relevant	KWK- Ersatz
Zubau	GHKW VW I	Niedersachsen	SK Wolfsburg	2018	in Planung	100,0		
Zubau	GHKW VW II	Niedersachsen	SK Wolfsburg	2021	in Planung	424,0		
Zubau	Kraftwerk Heilbronn*	Baden-Württemberg	SK Heilbronn	2021	in Planung	600,0		
Zubau	Kraftwerk Altbach*	Baden-Württemberg	LK Esslingen	2021	in Planung	600,0		
Zubau	GuD-KW Herne	Nordrhein-Westfalen	SK Herne	2020	in Planung	753,0		
Zubau	Kiel Gasmotoren	Schleswig-Holstein	SK Kiel	2018	in Bau	190,0		
Zubau	Lichterfelde	Berlin	SK Berlin	2017	in Bau	300,0		
Zubau	Ford Saarlouis	Saarland	LK Saarlouis	2017	in Bau	22,0		
Zubau	HKW West 5 (neue Dampfturbine)	Hessen	SK Frankfurt am Main	2017	in Bau	39,2		
Zubau	HKW Gaisburg	Baden-Württemberg	SK Stuttgart	2018	in Bau	30,5		
	Hagen-Kabel	Nordrhein-Westfalen	SK Hagen	2014	in Betrieb	55,0		
Zubau	Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S)*	Baden-Württemberg	SK Karlsruhe	2019	in Planung	450,0		
Zubau	KW Infrasis Griesheim*	Hessen	SK Frankfurt am Main	2018	in Planung	600,0		

\* In den Gasbedarfsszenarien werden diese Kraftwerke in Summe nur mit einer Gesamtleistung von 1,2 GW<sub>el</sub> einbezogen.

Hinweis: Stillgelegte Kraftwerke wurden nicht in die Gasbedarfsmodellierung einbezogen.

## Anlage 3 – Nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen

FNB	Anschlusspetent	Projektname	Standort	Kraftwerks- nummer	Angefragte Kapazität in MWh/h	Begründung
bayernets	OMV Kraftwerk Haiming GmbH	CCPP Haiming 0	Haiming	BNAP050	1.649	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
Fluxys TENP/ GASCADE/ OGE	Trianel GmbH und MIRO GmbH (Projektgesellschaft wird noch gegründet)	GuD Oberrhein	Karlsruhe, Raffinerie MIRO	BNAP097	2.400	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
GASCADE	Repower GuD Leverkusen GmbH Co.KG	GuD Kraftwerk Leverkusen	Chempark Leverkusen	BNAP041	1.181	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, Kapazitätsreservierung abgelaufen
GASCADE	Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft mbH	Chempark Krefeld-Uerdingen	Krefeld-Uerdingen	BNAP065	2.300	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
GASCADE	RheinEnergie AG	Netzanschluss Merkenich 2 an KW-Park	Köln-Niehl		1.000	§ 38-Anfrage bisher unvollständig
GUD	Vattenfall Europe Wärme AG	GHKW Wedel	Wedel	BNAP060	865	Planungen eingestellt
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	GuD Werne	Werne	BNAP058	1.328	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016 und Anfrage zurückgezogen
OGE	PQ Energy	KW Schweinfurt	Schweinfurt, Industriepark Maintal		2.750	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016 und Anfrage zurückgezogen
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Karlstein I	Zeche Gustav 8, Karlstein		600	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Karlstein II	Zeche Gustav 8, Karlstein		1.200	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Biblis I	Kraftwerkstraße, Biblis		600	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Biblis II	Kraftwerkstraße, Biblis		1.200	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren

FNB	Anschlusspetent	Projektname	Standort	Kraftwerks- nummer	Angefragte Kapazität in MWh/h	Begründung
OGE	PQ Energy	KW Schweinfurt	Schweinfurt, Industriepark Maintal		2.800	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016 und Anfrage zurückgezogen
OGE	Stadtwerke Duisburg AG	GuD Duisburg-Wanheim	Duisburg-Wanheim		1.200	§ 39-Ausbaubegehren vor dem 19.06.2016 und Anfrage zurückgezogen
OGE	VSE AG	Gaskraftwerk Ens Dorf	Ens Dorf	BNAP100	590	§ 39-Ausbaubegehren vor dem 19.06.2016 und Anfrage zurückgezogen
OGE	E.ON Kraftwerke	Kraftwerk Scholven	Gelsenkirchen		1.114	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE/ Thyssengas	RWE Supply & Trading GmbH	VGT Weisweiler	Weisweiler		750	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE/ Thyssengas	RWE Supply & Trading GmbH	Weisweiler GuD	Eschweiler- Weisweiler, Am Kraftwerk		1.360	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE/ Thyssengas	E.ON Kraftwerke	Kraftwerk Scholven	Gelsenkirchen		866	§ 39-Ausbaubegehren vor dem 19.06.2016 und Anfrage zurückgezogen
terraneis bw	EnBW	KW Stuttgart	Stuttgart/ Gaisburg	BNAP150	715	§ 38 Anfrage vor dem 19.06.2016, das Projekt wird im Verteilnetz der Netze BW realisiert



## Glossar

### Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

### Sonstige Abkürzungen

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
bar	Druck bezogen auf Normalnull
bcm	Billion cubic metres of natural gas
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG)
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)

DSM	Demand Side Management
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEV	Endenergieverbrauch
Entry	Einspeisung
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
ENTSOG TYNDP	ENTSOG Ten-Year Network Development Plan
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert ( <i>high calorific value</i> )
H <sub>o</sub> , H <sub>s</sub>	oberer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum unteren Heizwert rund 0,902
H <sub>u</sub> , H <sub>i</sub>	unterer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum oberen Heizwert rund 1,109
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas
LaFZK	lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist.
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert ( <i>low calorific value</i> )
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)

m <sup>3</sup>	Kubikmeter, sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische. Erdgastransportgesellschaft
NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
NOP	Netzwerk Entwicklungs Plan (niederländischer NEP)
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
PN	Normdruck
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergroundspeicher
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEDAL	West-Deutschland-Anbindungs-Leitung

## Literatur

- [AEE 2016] Agentur für Erneuerbare Energien, Forschungsradar Energiewende: Metaanalyse - Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr, download unter (Download am 14.06.2017):  
[http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta\\_sektorkopplung\\_042016/AEE\\_Metaanalyse\\_Flexibilitaet\\_Sektorkopplung\\_apr16\\_fixed.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_sektorkopplung_042016/AEE_Metaanalyse_Flexibilitaet_Sektorkopplung_apr16_fixed.pdf)
- [AG Energiebilanzen 2017] Energiebilanz bis 2015 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 22.05.2017):  
<http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html>
- [BDEW 2017] BDEW Gaszahlen 2017: Verbrauch 2016, sektoraler Verbrauch 2016 (z. T. durch FNB geschätzt) und Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland - Zeitreihen ab 1991 (Mitgliederbereich): Marktanteile Neubau, Wohnungsbestand
- [BGR 2016a] Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte, download unter (Download am 05.05.2017):  
[https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abchlussbericht\\_13MB\\_Schieferoelgaspotenzial\\_Deutschland\\_2016.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abchlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- [BGR 2016b] Deutschland – Rohstoffsituation 2015, download unter (Download am 05.05.2017):  
[https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min\\_rohstoffe/Downloads/Rohsit-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/Rohsit-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [BMUB 2016] Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, download unter (Download am 05.05.2017):  
[http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf)
- [BMWi 2016] Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 31.05.2017):  
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/praeventionsplan-gas-fuer-die-bundesrepublik-deutschland.html>
- [BMWi 2017] Ergebnispapier Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, download unter (Download am 02.07.2017): [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=26](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=26)

- [BNetzA 2016] Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030, download unter (Download am 10.05.2017):  
[https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen\\_2030\\_Genehmigung.pdf](https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf)
- [BNetzA 2017a] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, download unter (Download am 05.05.2017):  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)
- [BNetzA 2017b] Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 10.05.2017):  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante\\_KW/Systemrel\\_KW\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html)
- [BNetzA 2017c] Netzreserve, download unter (Download am 22.05.2017):  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html)
- [BNetzA 2017d] Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 22.05.2017):  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante\\_KW/Systemrel\\_KW\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html)
- [BNetzA 2017e] Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG, download unter (Download am 31.05.2017):  
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/BNetzA\\_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2016] Monitoringbericht 2016, download unter (Download am 04.05.2017):  
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

[BVEG 2007-2017]	Zahlen und Fakten – Jahresberichte BVEG 2006-2016, download unter (Download am 22.05.2017): <a href="http://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte">http://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte</a>
[BVEG 2017a]	Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2017-2028
[BVEG 2017b]	Die E&P-Industrie in Zahlen – Statistischer Bericht 2016, download unter (Download am 16.05.2017): <a href="http://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte">http://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte</a>
[dena 2016]	Potenzialatlas Power to Gas. Regionale Wertschöpfung durch innovative Technologien, download unter (Download am 31.05.2017): <a href="https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf">https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf</a>
[dena 2017]	Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 04.05.2017): <a href="http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html">http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html</a>
[EC 2016a]	European Commission: EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions, Trends to 2050, download unter (Download am 05.05.2017): <a href="https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf">https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf</a>
[EC 2016b]	European Commission: Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios, download unter (Download am 05.05.2017): <a href="https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf">https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf</a>
[EWI/ Prognos/ GWS 2014]	Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose, Juli 2014, download unter (Download am 05.05.2017): <a href="http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energierferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf">http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energierferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf</a>
[FNB Gas 2015]	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 der Fernleitungsnetzbetreiber, download unter (Download am 05.05.2017): <a href="http://www.fnb-gas.de/files/2015_09_04_nep_gas_2016_szenariorahmen.pdf">http://www.fnb-gas.de/files/2015_09_04_nep_gas_2016_szenariorahmen.pdf</a>



- [FNB Gas 2017a] Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 01.04.2017, Download unter (Download am 30.05.2017): [http://www.fnb-gas.de/files/2017\\_03\\_31\\_ermittlung\\_des\\_langfristigen\\_kapazitaetsbedarfs\\_2017\\_1.pdf](http://www.fnb-gas.de/files/2017_03_31_ermittlung_des_langfristigen_kapazitaetsbedarfs_2017_1.pdf)
- [FNB Gas 2017b] Winterrückblick 2016/2017 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, Download unter (Download am 30.05.2017): [http://www.fnb-gas.de/files/fnb\\_gas\\_winterrueckblick\\_2016\\_2017.pdf](http://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_winterrueckblick_2016_2017.pdf)
- [GTS 2015] Niederländischer Netzentwicklungsplan, download unter (Download am 16.07.2015): <http://www.gasunietransportservices.nl/en/transportinformation/network-development-plan-nop>
- [Maersk Oil 2017] Maersk Oil welcomes agreement encouraging a full redevelopment of the Tyra field, Quelle (letzter Abruf am 01.06.2017): <http://www.maerskoil.com/media/newsroom/pages/Maerskoilwelcomesagreementencouraginga-fullredevelopmentofthetyrafield.aspx>
- [KNEP 2016] Koordinierter Netzentwicklungsplan 2017-2026, download unter (Download am 22.05.2017): <http://www.gasconnect.at/de/Marktgebietsmanager/Koordinierter-Netzentwicklungsplan/Coordinated%20Network%20Development%20Plan%202016>
- [NL 2014] Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, Quelle (letzter Abruf am 30.05.2017): <http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html>
- [NL 2015] Entscheidung oberstes Verwaltungsgericht Den Haag, Quelle (letzter Abruf am 30.05.2017): <http://uitspraken.rechtspraak.nl/inzien-document?id=ECLI:NL:RVS:2015:3578>
- [NL 2017] Maßnahmen Gas Groningen, Quelle (letzter Abruf am 30.05.2017): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/inhoud/kabinetsbeleid-gaswinning-groningen>
- [Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015] Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht, download unter (Download am 05.05.2017): <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>

[TYNDP 2015]

Ten-Year Network Development Plan 2015 (inkl. Addendum), download unter (Download am 08.07.2015):  
<http://www.entsog.eu/publications/tyndp/2015#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2015>

[TYNDP 2017]

Ten-Year Network Development Plan 2017, download unter (Download am 22.05.2017):  
<https://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017>

## Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigene Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.