



Az. 8615-NEP Gas 2015 - Bestätigung Szenariorahmen

### **Entscheidung**

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung Gas 2015  
gemäß § 15a Abs.1 S. 7 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Poccistraße 7, 80336 München  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -
2. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -
3. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten die Geschäftsführung,  
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -
4. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -
5. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
An der Großen Wisch 9, 26133 Oldenburg (Oldb.)  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

7. Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) –

9. jorgasTransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Promenade Am Alten Binnenhafen 6, 26721 Emden

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) –

10. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Norbertstraße 85, 45131 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) –

11. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Nevinghoff 20, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

13. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) –

14. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

17. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kampstraße 49, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 17) -

im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,  
gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 06.11.2014

den Szenariorahmen nach § 15a Abs.1 S. 7 EnWG wie folgt bestätigt:

1. Dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 sind die im **Anhang 1** zu dieser Entscheidung enthaltenen Annahmen und Szenarien zugrunde zu legen.
2. Bei der Netzmodellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die im **Anhang 2** zu dieser Entscheidung tabellarisch aufgeführten Szenarien und Modellierungsvarianten anzuwenden.

Bei der Durchführung der Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Variante II.A. den Ausbaubedarf vollständig für die Jahre 2020 und 2025 mit der plausibilisierten Zehnjahresprognose der Verteilernetzbetreiber (VNB) anzusetzen.

Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, die Variante „VNB-Prognose bis 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II“ zu berechnen, wird bestätigt. Diese ist in Variante II.B. umzubenennen. Weiterhin kann optional die Variante

II.C. mit der plausibilisierten Zehnjahresprognose der VNB bis 2020 und danach mit einer konstanten Fortschreibung bis 2025 zusätzlich modelliert werden. Die zur optionalen Betrachtung vorgeschlagene Variante „Ansatz der Ergebnisse der FNB/VNB-Studie über die Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“ wird nicht bestätigt.

3. a) Die Beteiligte zu 15. hat bei der Modellierung des gemeinsamen Netzentwicklungsplans wie die übrigen Netzbetreiber auch für nicht fest gebuchte Bestandsspeicheranschlusspunkte für den Netzentwicklungsplan 2015 noch einmal fest frei zuordenbare Kapazitäten den Netzberechnungen zugrunde zu legen. Dies betrifft die folgenden, in der Anlage 2 markierten Speicherpunkte bei der Beteiligten zu 15: Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 4 (Exit), Speicher Eschenfelden (Exit), Speicher Gronau-Epe H1 (Exit) und Speicher Gronau-Epe L2 (Entry).

b) Den Fernleitungsnetzbetreibern wird aufgegeben, Kriterien zum Modellierungsansatz der temperaturabhängig festen Kapazität (TaK) für Bestandsspeicheranschlusspunkte zu entwickeln, die ab dem Szenariorahmen 2016 einheitlich unter allen Fernleitungsnetzbetreibern angewendet werden sollen. Dabei ist sowohl die Gruppe der Speicherpunkte einzubeziehen, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen fest frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) nicht gebucht sind, als auch die Gruppe der Punkte, bei denen die Fernleitungsnetzbetreiber bisher nur unterbrechbare Kapazitäten für Speicher anbieten. Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien sind der Bundesnetzagentur bis zum 16. Januar 2015 vorzulegen und im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG der Branche zur Konsultation zu stellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 3 EnWG alle zur Bewertung dieser Kriterien notwendigen Daten zur Verfügung zu stellen.

c) Den Fernleitungsnetzbetreibern wird aufgegeben, Kriterien für die Modellierung der Netzanschlusspunkte zu Bestandskraftwerken mit dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) zu entwickeln, die ab dem Szenariorahmen 2016 einheitlich unter allen Fernleitungsnetzbetreibern angewendet werden sollen. Dabei ist sowohl die Gruppe der Gaskraftwerksanschlusspunkte einzubeziehen, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen fest frei zuordenbaren Kapazitäten nicht gebucht werden, als auch die Gruppe der Punkte, an denen nur unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden. Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien sind der Bundesnetzagentur bis zum 16. Januar 2015 vorzulegen und im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015

gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG der Branche zur Konsultation zu stellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 3 EnWG alle zur Bewertung dieser Kriterien notwendigen Daten zur Verfügung zu stellen.

4. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 von wie folgt geänderten Kapazitäten an den folgenden Grenzübergangspunkten (GÜP) (vgl. Markierung in Anlage 3) auszugehen:

- a. Einspeise-Kapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach (Entry) im Netz der Beteiligten zu 2. in Höhe von 0 MWh/h
- b. Ausspeise-Kapazität am Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren (Exit) im Netz der Beteiligten zu 2. in Höhe der derzeitigen Bestandskapazität von 3.396 MWh/h
- c. Am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl (H104 - OUDE STATENZIJL H Entry und H095 - OUDE STATENZIJL H Exit) im Netz der Beteiligten zu 6. ist die als in Planung ausgewiesene Einspeise-Kapazität in Höhe von 3.500 MWh/h und die Ausspeise-Kapazität in Höhe von 8.500 MWh/h nicht in der Modellierung anzusetzen. Die Beteiligte zu 6. hat stattdessen nur die derzeit am Punkt Oude Statenzijl ausgewiesene Bestandskapazität in Höhe von 2.678 MWh/h (Einspeise-Kapazität) und in Höhe von 1.491 MWh/h (Ausspeise-Kapazität) bei der Modellierung anzusetzen.

Die Bundesnetzagentur behält sich vor, diese Entscheidungen jeweils für den Fall, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bis spätestens vier Wochen nach Zustellung dieser Entscheidung, die im Szenariorahmen ursprünglich angesetzt, bzw. angepasste Werte an den o. a. Punkten nachvollziehbar und plausibel begründen, zu widerrufen.

Bei der Begründung haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf Indikatoren abzustellen, die den Bedarf nach Kapazitäten und folglich eine Erhöhung der Kapazitäten an den GÜPs nachweisen können. Insbesondere folgende, nicht abschließend genannte Indikatoren sind zu untersuchen: Buchungs- und Nominierungsverhalten am jeweiligen GÜP, Netzzugangsverweigerungen, Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten, Lastflüsse, Auktionsaufschläge bei Primärkapazitätsauktionen auf der Plattform PRISMA und gegebenenfalls Netzentwicklungspläne angrenzender Fernleitungsnetzbetreiber.

Sofern und soweit die Bundesnetzagentur von ihrem Widerrufsrecht keinen Gebrauch macht, bleibt es den Fernleitungsnetzbetreibern als Option überlassen, die ursprüng-

lich im Szenariorahmen angesetzten Kapazitäten bzw. angepasste Kapazitäten in einer zusätzlichen alternativen Variante zum Netzentwicklungsplan zu modellieren.

5. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur Veränderungen der Eingangsgrößen der Modellierung bei den technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK) an allen Netzanschlusspunkten (insbesondere an Grenzübergangspunkten und Speichern), die sich nach der Bestätigung des Szenariorahmens ergeben, unverzüglich anzuzeigen und zu begründen. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, diese Änderungen zu überprüfen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, im künftig vorzulegenden Szenariorahmen Abweichungen der technisch verfügbaren Kapazitäten an allen Netzanschlusspunkten (insbesondere zu Grenzübergangspunkten und Speichern) in Höhe von mehr als 5% zum Kapazitätsausweis im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan nachvollziehbar zu erläutern und daraus resultierende Änderungen auf den Kapazitätsausweis an anderen Punkten nachvollziehbar darzulegen. Die Veränderungen sind konkret und punktspezifisch anzugeben.

6. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, in den Fällen, in denen eine Änderung der Eingangswerte der Verteilernetzbetreiber aufgrund der Plausibilisierung der Langfristprognose stattgefunden hat, die ursprünglichen Werte der betroffenen Netzbetreiber einzeln aufzuführen.
7. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, in der Darstellung der Netzausbaumaßnahmen Aussagen über die kapazitiven Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen zu treffen. Dabei muss so konkret wie möglich angegeben werden, welche Maßnahmen bei Unterstellung einer plangemäßen Realisierung des Netzentwicklungsplans zu welchem Zeitpunkt in welcher Höhe Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung an den jeweiligen Netzkoppelungspunkten haben werden.
8. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 den angesetzten Kapazitätsbedarf an Grenzübergangspunkten nachvollziehbar und transparent zu begründen. Insbesondere müssen sie erläutern, wie sie die Daten aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) abgeleitet haben. Sofern abweichende Daten übernommen wurden, sind die Entscheidungskriterien und die konkreten Hintergründe zu den Entscheidungen zu begründen. Ferner ist transparent zu erläutern, wie konkurrierende Maßnahmen in der europäischen Netzentwick-

lungsplanung im Hinblick auf mögliche Transportalternativen bewertet wurden und daraufhin Eingang in die nationale Netzentwicklungsplanung gefunden haben.

9. Bei der Analyse von Kapazitätseinschränkungen anhand historischer Flüsse sind von den Fernleitungsnetzbetreibern die in der Vergangenheit vorgenommenen Unterbrechungen bis einschließlich 30. September 2014 zugrunde zu legen und die in der **Anlage 6** zu dieser Entscheidung enthaltene Unterbrechungsliste insoweit zu ergänzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den notwendigen Ausbaubedarf zur Beseitigung der relevanten Unterbrechungen einschließlich der hieraus resultierenden Kapazitätserhöhung punktscharf zu ermitteln und auszuweisen.
10. Bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 ist die im **Anhang 3** zu dieser Entscheidung aufgeführte Gasversorgungsstörung zu berücksichtigen.
11. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die an die Beteiligte zu 15. gerichtete Anfrage nach § 39 GasNZV für das in Anlage 2 enthaltene Kraftwerksprojekt BNAPXX8 bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 weiterhin zu berücksichtigen.

Zur besseren Übersicht wird der Entscheidung eine Gliederung vorangestellt.

## **Gliederung**

I. Gesetzliche Grundlagen der Entscheidung.....	11
1. Gesetzlich vorgesehene Verfahren zur Erstellung eines Szenariorahmens .....	11
2. Bedeutung des Szenariorahmens für den anschließenden Netzentwicklungsplan.....	11
II. Sachverhalt .....	12
1. Gegenstand des Verfahrens.....	12
2. Inhalte des Szenariorahmens .....	12
3. Bisheriger Verfahrensablauf .....	13
III. Entscheidungsgründe.....	22
1. Formelle Voraussetzungen der Entscheidung .....	22
1.1. Zuständigkeit .....	22
1.2. Verfahren.....	22
2. Adressaten der Entscheidung.....	22
3. Materielle Voraussetzungen der Entscheidung.....	22
3.1. Gegenstand der Entscheidung .....	22
3.2. Rechtliche Anforderung an angemessene Annahmen bei Prognosen.....	23
3.3. Annahmen zur Entwicklung des Verbrauchs.....	24
3.3.1. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen .....	25
3.3.2. Entwicklung des Gasverbrauchs der Endverbraucher.....	25
3.3.3. Entwicklung des Gasverbrauchs zur Strom- und KWK-Erzeugung .....	27
3.3.3.1. Methodisches Vorgehen zur Berechnung des Gasverbrauchs .....	27
3.3.3.2. Berücksichtigung der Anfrage des Kraftwerks Scholven .....	29
3.3.3.4. Allgemeine Kriterien zur Zuordnung von Kraftwerken zu den Szenarien .....	30
3.4. Szenarien .....	32
3.4.1. Szenario I.....	32
3.4.1.1. Annahmen zum Gasverbrauch der Endverbraucher.....	32
3.4.1.2. Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs für die Strom- und KWK- Erzeugung .....	33
3.4.2. Szenario II.....	34
3.4.2.1. Annahmen zum Gasverbrauch der Endverbraucher.....	34
3.4.2.2. Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs für die Strom- und KWK- Erzeugung .....	34
3.4.3. Szenario III.....	35
3.4.3.1. Annahmen zum Gasverbrauch der Endverbraucher.....	35

3.4.3.2. Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs für die Strom- und KWK- Erzeugung .....	36
3.4.4. Sonstiger Gasverbrauch .....	36
3.5. Regionalisierung des Gasverbrauchs .....	36
3.6. Annahmen zur Entwicklung der Gewinnung von Erdgas, der Einspeisung von Biogas sowie Power-to-Gas .....	38
3.6.1. Inländische Förderung .....	38
3.6.2. L-Gas-Aufkommen und L-Gas-Bilanz.....	38
3.6.3. Einspeisung von Biogas.....	39
3.6.4. Erdgasförderung unkonventionell / Power-to-Gas .....	40
3.7. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung (Gasbilanz).....	40
3.8. Gasaustausch mit anderen Ländern sowie Berücksichtigung von Investitionsvorhaben in die gemeinschaftsweite Infrastruktur .....	41
3.8.1. Systematik der Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des H-Gas- Importbedarfs.....	42
3.8.2. Annahmen zum Gasaustausch zwischen Deutschland und anderen Ländern .42	
3.8.2.1. Nachvollziehbare Änderungen bei Kapazitätswerten an Grenzübergangspunkten.....	44
3.8.2.2. Derzeit nicht nachvollziehbare Änderungen bei Kapazitätswerten an Grenzübergangspunkten.....	45
3.8.2.3. Widerrufsvorbehalt und zusätzliche optionale Modellierung mit den vorgesprochenen Kapazitätswerten an den Grenzübergangspunkten .....	49
3.8.3. Geplante Investitionsvorhaben in die benachbarte Infrastruktur .....	51
3.9. Berücksichtigung von geplanten Investitionsvorhaben in die Speicherinfrastruktur sowie Kapazitätsplanung für Bestandsspeicher.....	52
3.9.1. Investitionsvorhaben in die Speicherinfrastruktur .....	52
3.9.2. Modellierungsansatz der Bestandsspeicherkapazitäten im Szenariorahmen ...	52
3.10. Modellierungsvarianten und Ansatz von Kapazitätsprodukten der Netznutzer .....	57
3.10.1. Kapazitäten und Kapazitätsprodukte als wesentliche Faktoren für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs .....	57
3.10.2. Modellierungsvarianten .....	58
3.10.2.1. Berücksichtigung der Gaskraftwerke bei der Modellierung .....	59
3.10.2.2. Berücksichtigung der Speicher bei der Modellierung.....	63
3.10.2.3. Berücksichtigung der internen Bestellung bei der Modellierung.....	65
3.10.2.4. Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte bei der Modellierung.....	70
3.10.3. Ermittlung des Netzausbaubedarfs ohne Berücksichtigung von nicht kontrahierten Lastflusszusagen.....	71

3.10.4. Analyse der historischen Unterbrechungen.....	71
3.11. Berücksichtigung denkbarer Störungen der Erdgasversorgung .....	73
3.12. Anforderungen in Bezug auf die Transparenz im Netzentwicklungsplan .....	75
3.12.1. Darstellung der Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten VNB.....	75
3.12.2. Aussagen über die kapazitativen Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen ..	76
3.12.3. Grundsätzliche Erhöhung der Transparenz bei Veränderungen der Eingangsgroößen der Kapazitäten .....	77
3.12.3.1. Fallgestaltungen und Kapazitätsveränderungen in relevantem Ausmaß .....	78
3.12.3.2. Kapazitätsverlagerungen.....	81
3.12.4. Nachvollziehbarkeit der Übernahme von Kapazitätsdaten aus den jeweils gültigen TYNDP im NEP .....	82
3.12.5. Anpassungen von tabellarischen und kartografischen Darstellungen im Dokument zum NEP, in den Maßnahmentabellen, im Maßnahmenvorschlag und in den Inputtabellen .....	86
3.12.5.1. Verbesserung des Netzentwicklungsplan-Dokuments und des Maßnahmenvorschlags .....	86
3.12.5.2. Verbesserungen der Inputlisten zum Netzentwicklungsplan.....	89
III. Rechtsmittelbelehrung.....	92
Anhänge zur Entscheidung .....	93
Anhang 1: Annahmen zu Gasverbrauch, -gewinnung und –versorgung .....	93
Anhang 2: Szenarien und Modellierungsvarianten.....	96
Anhang 3: Versorgungssicherheitsszenario.....	97
Anlagen zur Entscheidung.....	1
Anlage 1: Eingangsgroößen für die Modellierung – Gaskraftwerke .....	1
Anlage 2: Eingangsgroößen für die Modellierung – Speicher .....	2
Anlage 3: Eingangsgroößen für die Modellierung – Grenzübergangspunkte .....	3
Anlage 4: Eingangsgroößen für die Modellierung – Produktion .....	4
Anlage 5: Eingangsgroößen für die Modellierung – Biogas .....	5
Anlage 6: Vorläufige Liste historischer Unterbrechungen .....	6

## Gründe:

### **I. Gesetzliche Grundlagen der Entscheidung**

#### **1. Gesetzlich vorgesehene Verfahren zur Erstellung eines Szenariorahmens**

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen den Netzentwicklungsplan Gas<sup>1</sup> auf der Grundlage eines sogenannten Szenariorahmens zu erarbeiten. In diesem Szenariorahmen haben sie angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern zu treffen, vgl. Ziffer 3.3., 3.6. und 3.8. dieser Entscheidung. Außerdem müssen sie geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur, in Bezug auf Speichereinrichtungen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen berücksichtigen, vgl. Ziffer 3.9. und 3.8.3 dieser Entscheidung. Schließlich sind die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung zu berücksichtigen, vgl. Ziffer 3.11. dieser Entscheidung. Nach § 15a Abs. 2 S. 7 EnWG hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der von den Fernleitungsnetzbetreibern zuvor durchgeführten öffentlichen Konsultation zum Szenariorahmen bei der Bestätigung des Szenariorahmens zu berücksichtigen. Die Erstellung und Konsultation des Szenariorahmens durch die Fernleitungsnetzbetreiber und dessen Bestätigung durch die Bundesnetzagentur stellen den ersten Verfahrensabschnitt im Rahmen der Aufstellung des gemeinsamen Netzentwicklungsplans der Fernleitungsnetzbetreiber dar.

#### **2. Bedeutung des Szenariorahmens für den anschließenden Netzentwicklungsplan**

Nach Maßgabe der im behördlich bestätigten Szenariorahmen getroffenen Annahmen werden die Fernleitungsnetzbetreiber im nachfolgenden Schritt den Entwurf des gemeinsamen Netzentwicklungsplans ausarbeiten.

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG hat der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Zur Identifizierung dieser Maßnahmen verlangt § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans eine Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze durchzuführen.

---

<sup>1</sup> Im Folgenden wird auf den Zusatz Gas verzichtet.

Hierzu sind zunächst die im Szenariorahmen angegebenen Energiemengen (Arbeit) in Leistungswerte zu übersetzen, damit im Rahmen der Modellierung Schlussfolgerungen für die technische Auslegung des Fernleitungsnetzes getroffen werden können. Die gemeinsame Modellierung umfasst eine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Simulation der erwarteten Lastflüsse und hierauf aufbauend eine abgestimmte Ausweisung der künftig erforderlichen Transportkapazitäten im Fernleitungsnetz sowie entsprechend notwendiger Netzausbaumaßnahmen.

Mit dem zum 01.04.2015 gem. § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG vorzulegenden Netzentwicklungsplan soll zugleich die nach § 17 GasNZV zu erfüllende Berichtspflicht über den zukünftigen Kapazitätsbedarf umgesetzt werden.

## **II. Sachverhalt**

### **1. Gegenstand des Verfahrens**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Bestätigung des Szenariorahmens der Fernleitungsnetzbetreiber, den diese im Zuge der Aufstellung des gemeinsamen Netzentwicklungsplans Gas 2015 erarbeitet und der Bundesnetzagentur in überarbeiteter Fassung am 08.09.2014 zur Bestätigung vorgelegt haben.

### **2. Inhalte des Szenariorahmens**

Der Szenariorahmen 2015 wurde auf Basis der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne der Jahre 2012, 2013 und 2014 erstellt und benennt die Unterschiede zu den früheren Szenariorahmen. Unverändert gegenüber dem Szenariorahmen 2014 ist die Auswahl der Datenquellen zur Erzeugung von Erdgas und Biogas in Deutschland. Unverändert sind auch die Datenquellen zur Einbindung des deutschen Fernleitungsnetzes in den europäischen Gastransport. Weiterhin wurde das abgestimmte Vorgehen bei der Festlegung der Szenarien zur Gasverstromung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und der Bundesnetzagentur und die eigenständige Modellierung der Strommärkte aus dem Szenariorahmen 2014 übernommen. Das Aufstellen der vollständigen Gasbilanzen für Deutschland aus Gasbedarf (Gasverbrauch) und Gasaufkommen (Erdgasförderung, Biogaseinspeisung) in den drei Szenarien als Basis für die im Netzentwicklungsplan vorzunehmenden Kapazitätsberechnungen wurde aus dem Vorjahr übernommen. Insgesamt wurden wieder drei Szenarien vorgelegt. Sie bilden einen breit gezogenen Korridor künftiger Verbrauchspfade ab, der zwischen einer „Obergrenze“ (Szenario I „hohes Gasbedarfsszenario“) und einer „Untergrenze“ (Szenario III „niedriges Gasbedarfsszenario“) des zu erwartenden Gasbedarfs aufgespannt wird. Ein

mittlerer Entwicklungspfad (Szenario II „mittleres Gasbedarfsszenario“) nimmt eine zentrale Referenzposition für die Prognose der Gasbedarfsentwicklung ein.

Die wesentlichen Aktualisierungen im Szenariorahmen 2015 betreffen die Auswahl der Datenquellen und der Szenarien zum Gasbedarf der Endverbraucher in privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie die Anpassung der Ausgangswerte der Gasbilanz auf das Jahr 2012. Daraus folgt eine Aktualisierung der Daten für den Gasbedarf der Endverbrauchersektoren (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr) und die Neuberechnung der Gasverstromung. Die Tabellen weisen die Ergebnisse für die Jahre 2012, 2015, 2020 und 2025 aus. Die grafischen Übersichten zur Veranschaulichung der regionalen Entwicklung wurden aktualisiert. Ebenfalls für die deutsche Erdgasförderung und Biogaseinspeisung wurden aktualisierte Prognosen verwendet. Zudem wurden aktuelle Anschluss- und Ausbaubegehren nach §§ 38, 39 GasNZV, KraftNAV-Anfragen und neue Erkenntnisse aus dem BNetzA-Kraftwerks-Monitoring berücksichtigt und neue Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten aufgezeigt. Ferner wurden die Entwicklungen der Kapazitäten der an die Fernleitungsnetze angeschlossenen Biogaserzeugungsanlagen neu in der Inputliste dargestellt.

Wiederum wurden unterschiedliche Modellierungsvarianten zur Kapazitätsberechnung aufgenommen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben verschiedene Varianten vorgeschlagen, in denen in ähnlicher Weise dem Vorgehen im Szenariorahmen 2014 nur noch die Höhe des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber variiert wurde.

### **3. Bisheriger Verfahrensablauf**

Die Bundesnetzagentur hatte bereits im Zuge der Konsultation des Netzentwicklungsplans 2014 konkrete Fragen zu neuen Modellierungsvorgaben für den Szenariorahmen 2015 gestellt und diese in einem Dialogtermin mit den Verteilernetzbetreibern am 13.05.2014 und in einem öffentlichen Workshop am 21.05.2014 mit allen Marktteilnehmern diskutiert.

Am 28.07.2014 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationspapier „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite <http://www.fnb-gas.de>. Dieses ist im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber maßgeblich durch das Wirtschaftsforschungsinstitut Prognos erstellt worden.

Am 05.08.2014 fand ein begleitender Workshop zur Konsultation in Berlin statt, an dem die Fernleitungsnetzbetreiber Verbandsvertretern sowie den Marktteilnehmern den Szenariorahmen vorstellten.

Bis zum 15.08.2014 hatten die Marktteilnehmer und die Öffentlichkeit Gelegenheit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen abzugeben.

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern gingen insgesamt 14 Stellungnahmen von den folgenden Institutionen oder Unternehmen ein:

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)

E.ON SE

EFET Deutschland Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)

Energienetze Bayern GmbH

Fluxys Belgium SA

GRTgaz SA

N.V. Nederlandse Gasunie / Gasunie Transport Services B.V.

INES Initiative Erdgasspeicher e.V.

RWE Deutschland AG

Stadtwerke Kiel AG / SWKiel Netz GmbH

Trianel GmbH

VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Wingas GmbH

Grundsätzlich kritisierten einige Konsultationsteilnehmer die Frist zur Stellungnahme als zu kurz. Eine Harmonisierung des Entstehungsprozesses des NEP mit dem Strombereich und eine Anpassung des § 15a Abs.1 EnWG auf einen zweijährigen Zyklus wurde gefordert.

#### *Annahmen zur Gasbedarfsentwicklung*

Einige Teilnehmer begrüßten die Berücksichtigung aktueller Studien in den Szenarien zum zukünftigen Gasbedarf, wie z.B. der Referenzprognose für das Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) oder auch der Shell BDH Hauswärme Studie. Es wurde aber kritisiert, dass Letztere nur im nicht zu berechnenden Szenario I Eingang fand. Einige forderten daher, die Studie auch in Szenario II – mittlerer Gasbedarf – bei der Berechnung zu berücksichtigen.

Einige Konsultationsteilnehmer zweifelten die Annahme der Fernleitungsnetzbetreiber zu einer „grundsätzlich rückläufigen Tendenz“ der Gasbedarfsentwicklung an. Aus dem Anstieg des Verbrauchs von 2012 auf 2013 sei ein möglicher Trend zu einer gegensätzlichen Entwicklung zu erkennen. Diese Schlussfolgerung spreche für die Entwicklung zu einem konstanten Gasverbrauch und sei in den Folgejahren weiter zu beobachten.

#### *Modellierungsvarianten*

Grundsätzlich wurde die Modellierung mehrerer Varianten vor dem Hintergrund der Vergleichbarkeit der Netzausbaumaßnahmen und der anfallenden Investitionskosten erneut als sinnvoll beurteilt. Es wurde vereinzelt kritisiert, dass die Modellierungsvarianten gerade nicht die Gasbedarfsszenarien abbilden, sondern lediglich Varianten von Modellierungsansätzen basierend auf einem Gasbedarfsszenario (Szenario II) darstellen. Einige forderten, den Szenariorahmen dadurch zu verschlanken, dass die Anzahl der Szenarien reduziert wird. Andere sprachen sich für eine Verlängerung des Erstellungsintervalls des NEP auf zwei Jahre aus. So könne auch eine entsprechend breitere Datenbasis Berücksichtigung finden.

Prinzipiell begrüßten die meisten Teilnehmer die Einhaltung des sog. Trennungsmodells. Zusätzlich verlangten einige Stellungnehmer eine Modellierung mit fest frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) und Lastflusszusagen (LFZ) für den Kraftwerks- und Speicherkapazitätsbedarf. Dabei wurde vereinzelt auch eine Einbeziehung potenzieller noch nicht kontrahierter LFZ gefordert.

Mehrere Teilnehmer kritisierten die erneute unzulängliche Berücksichtigung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber. Überdies wurden eine konsequente Umsetzung der Langfristprognose der VNB sowie die verbesserte Berücksichtigung regionaler Besonderheiten zu nachgelagerten Netzbetreibern gefordert.

#### *TaK (temperaturabhängig feste Kapazität) für Speicher und DZK (dynamisch zuordenbare Kapazität) für Gaskraftwerke*

Als Planungsansatz wird TaK weiterhin von den meisten Teilnehmern befürwortet. Zum Ausdruck kam, dass ein einheitlicher Planungsansatz auch für Bestandsspeicher erforderlich ist, um eine Ungleichbehandlung zwischen neuen und bestehenden Speichern zu vermeiden. Es wurde mehrfach angemerkt, dass eine Modellierung von neuen Speichern und nur vereinzelt Bestandsspeichern mit TaK im Vergleich zu dem Rest der Bestandsspeicher zu einer unangemessen Benachteiligung der Letzteren führe. Auch wurde vereinzelt vorgebracht, dass die Rolle von Speichern nicht fehlverstanden werden solle. Die Sicherstellung der Versorgung sei originäre Aufgabe des Netzbetreibers und nicht des Speicherbetreibers, weshalb die Verantwortung zur Versorgungssicherheit nicht auf die

Speicher abgewälzt werden dürfe. Vielmehr solle es vorrangiges Ziel sein, Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasfernleitungsnetzes auch ohne Speicherkapazitäten zu gewährleisten.

Positiv von einigen Stellungnehmern hervorgehoben wurde das Vorhaben der Fernleitungsnetzbetreiber, im Rahmen der Erstellung des NEP 2015 den möglichen Beitrag der Erdgasspeicher zum Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten und der Produktion sowie einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher vertiefend zu untersuchen.

Auch DZK wird als Planungsansatz weitgehend befürwortet. Einige Teilnehmer haben aber weiterhin Zweifel bezüglich der Vermarktbarkeit des Produktes DZK. Es mangle an Angaben zur konkreten Ausgestaltung des Kapazitätsproduktes sowie an Ausführungen zu geeigneten Zuordnungspunkten und Auswahlkriterien zur Bestimmung dieser Punkte.

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

##### *Gasquellen/ Importe Grenzübergangspunkte (GüPs)*

Bei der Wahl der H-Gasquellen Verteilung wurde die statische Herangehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber und die daraus resultierende Beeinflussung bei der langfristigen Planung von Infrastruktur kritisiert. Konkrete Vorschläge für eine andere Quellenverteilung wurden jedoch nicht gemacht.

Teilweise wurde die Befürchtung vorgebracht, dass die Wertigkeit der unterbrechbaren Kapazität an Grenzpunkten sinken könnte, weil feste frei zuordenbare Ein- und Auspeisekapazitäten an Grenzpunkten sukzessive reduziert würden, mit dem Ziel feste Kapazitäten an den internen Bestellpunkten bereit stellen zu können.

Einige Teilnehmer forderten, den internationalen Kontext bei der Planung des deutschen Fernleitungsnetzes stärker zu berücksichtigen. Fraglich sei, in wie weit vorhandene oder geplante Infrastruktur von Nachbarländern bei der deutschen Netzausbauplanung Berücksichtigung finden müsse und wie mit alternativen Planungsvorschlägen von europäischen Nachbarländern umzugehen sei. Bezüglich der Kapazitätsänderungen an Grenzübergangspunkten wurde grundsätzlich mehr Transparenz verlangt.

##### *Interne Bestellung/ VNB Prognose*

Die Teilnehmer befürworteten eine Berücksichtigung des Bedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber in den Modellierungsvarianten. Zur Ermittlung einer Prognose des Kapazitätsbedarfs der VNB solle der Einfluss aller drei Größen „Gasmengenentwicklung“, „Interne Bestellungen“ und „Langfristprognose für interne Bestellungen“ plausibilisiert werden.

Vorwiegend kritisiert wurde, dass die Langfristprognose der VNB nicht über den gesamten Modellierungszeitraum hinweg zugrunde gelegt werden soll. Es war nahezu allen Teilnehmern unverständlich, weshalb die Langfristprognose zwar für die nächsten 5 Jahre als eine plausible Indikation des Leistungsbedarfs qualifiziert wird, ab 2020 aber auf die plausibilisierten Langfristprognosen der VNB, welche überdies einen höheren Detaillierungsgrad als der Prognos-Ansatz aufweisen, verzichtet wurde. Daher sprach sich die Mehrheit der Teilnehmer dafür aus, die Daten der VNB bis 2025 zugrunde zu legen.

Diesbezüglich wurde auch vermehrt kritisiert, dass die Prognos-Annahmen eines sinkenden Gasbedarfs/ Gasabsatzes denklogisch nicht zu einem sinkenden Kapazitätsbedarf führt. Es wurde fast einheitlich die verpflichtende Berechnung einer Modellierungsvariante, die zwischen 2020 und 2025 zumindest eine konstante Fortschreibung der internen Bestellungen vorsieht, verlangt. Dies stelle aber vor dem Hintergrund, dass eine Berücksichtigung der VNB Langfristprognose über die vollen 10 Jahre der sinnvollste Ansatz sei, bereits eine Kompromissvariante dar.

Positiv werteten es die Teilnehmer, dass die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber eine Studie zu „Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der VNB“ durchführen. Die Stellungnehmer kritisierten aber, dass die Fernleitungsnetzbetreiber eine optionale Modellierungsvariante mit den Studienergebnissen vorgeschlagen haben, obwohl derzeit noch nicht absehbar ist, dass die Ergebnisse zeitgerecht vorliegen. Auch seien diese zunächst zu diskutieren.

Grundsätzlich blieb die Forderung nach mehr Transparenz im Hinblick auf die Bereitstellung der Kapazitäten für die VNB und die Frage, ob das Ziel, die Engpasslage bis 2019 zu beenden, erreicht werden kann.

#### *Ansatz von Lastflusszusagen*

Lastflusszusagen (LFZ) sind in den Modellierungsvarianten nur berücksichtigt, soweit sie bereits kontrahiert sind. Einzelnen Bedenken begegnete dieser Ansatz vor dem Hintergrund, dass die Fernleitungsnetzbetreiber LFZ nur noch rollierend für das Folgejahr beschaffen und daher für die Berechnungsjahre 2020 und 2025 kaum noch kontrahierte LFZ existieren. Es wurde daher vorgeschlagen, die LFZ auch da zu berücksichtigen, wo bisher regelmäßig LFZ von unterschiedlichen Parteien angeboten wurden.

#### *L-H-Gas Umstellung*

Von den Teilnehmern wird befürwortet, dass die Umstellgeschwindigkeit bei der Markt-raumumstellung als relevanter Faktor berücksichtigt wird. Es wurde gefordert, eine transparente, jahresscharfe H-Gas-Leistungsbilanz darzustellen, weil unklar sei, zu welchen

Zeitpunkten und mit welcher Leistung die von L-Gas umgestellten Speicher im H-Gas Markt berücksichtigt werden. Insgesamt wurde diesbezüglich mehr Transparenz gefordert.

#### *Power-to-Gas*

Die zukünftige Option von Power-to-Gas- wurde durchweg begrüßt, ebenso wie die Erstellung eines entsprechenden Potenzialatlases. Dabei wurde auch angeregt, die Aufnahmefähigkeit bezüglich Methan und Wasserstoff, insbesondere im Hinblick auf Speicher- und Verdichteranlagen weiter zu untersuchen.

#### *Unterbrechungsliste*

Bezüglich der Unterbrechungsliste gab es nur vereinzelte Anmerkungen. Vorrangig aber wurde zur Erhöhung der Transparenz und zur Einschätzung des Unterbrechungsrisikos gefordert, im Falle von Unterbrechungen die konkreten Netzengpässe und Netzsituationen nachvollziehbar zu veröffentlichen. Überdies hielt ein Teilnehmer es für notwendig, die an den Grenzübergangspunkten unterstellten zukünftigen Lastflüsse, Kapazitätsprodukte und Unterbrechungsrisiken auszuweisen. Die neue Berechnungsmethode, wonach auch Renominierungen berücksichtigt werden, wurde im Allgemeinen begrüßt.

#### *Sonstiges*

Es wurde teilweise weiterhin verlangt, die Gasbedarfsprognose insgesamt auf Grundlage einer ausgewogeneren Datenbasis zu erstellen. Dazu wurde vereinzelt die Einbeziehung weiterer Studien gefordert. Ein Teilnehmer kritisierte, dass die negative Entwicklung des regionalen Gasbedarfs in den Nachfragesektoren GHD als Erläuterung für durchgehend negative Entwicklung nicht befriedigend sei. Überdies seien regionale Entwicklungen, wie z.B. der Bevölkerungszuwachs in Oberbayern bis 2030 oder die „Umsteller“ von Öl auf Gas in den Augen einzelner Teilnehmer nicht ausreichend gewürdigt worden.

Auch die Tatsache, dass Industriekunden, die am Fernleitungsnetz direkt angeschlossen sind, hinsichtlich der Einschätzung ihrer Bedarfsentwicklung anders behandelt werden als die am Verteilernetz angeschlossenen Industriekunden, wurde kritisiert.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation und des Informationsaustauschs zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern zur Kraftwerksliste überarbeiteten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument. Der überarbeitete Szenariorahmen wurde der Bundesnetzagentur am 08.09.2014 in neuer Fassung eingereicht. Folgende wesentlichen Anpassungen sind vorgenommen worden:

### **Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung**

In Kapitel 3 haben die Fernleitungsnetzbetreiber erörtert, wie sie mit den Stellungnahmen aus der Konsultation verfahren sind. Außerdem haben sie eine Übersicht der eingereichten Stellungnahmen zum Szenariorahmen-Konsultationsdokument ergänzt.

#### **- Klarstellungen bei den Annahmen zur Gasbedarfs- und Aufkommensentwicklung**

Die Hinweise aus der Konsultation aufgreifend, haben die Fernleitungsnetzbetreiber klar gestellt und jeweils in den Tabellen bzw. Schaubildern angegeben, dass sie bei den Gasbedarfs- und Gasaufkommenszahlen üblicherweise den „unteren Heizwert“ verwenden.

#### **- Aktualisierung der Tabellen und Listen**

Änderungen ergaben sich hinsichtlich der zu berücksichtigenden Gaskraftwerksprojekte. So sind auf Grund der Kriterien die Kraftwerksprojekte Biblis GuD, Kraftwerk Gundremmingen GuD und Kraftwerk Karlstein im Szenario I berücksichtigt, da jeweils die Kraft-NAV-Anfrage fehlt. Das Kraftwerk Ens Dorf wurde – entsprechend dem Status quo aus dem letztjährigen Szenariorahmen und der aktuellen Eingaben des potentiellen Betreibers – wieder in das Szenario II aufgenommen. In der Überarbeitung der Kraftwerksliste (Tabelle 3, S. 11 des Szenariorahmens) sind nur noch Kraftwerke am Fernleitungsnetz aufgeführt. In dieser haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Kraftwerksprojekt Scholven (laufende Nr. 14; BNAPXX8) im Gegensatz zur Konsultationsversion nur noch der Beteiligten zu 17. zugeordnet und nicht mehr der Beteiligten zu 17. und der Beteiligten zu 15. gemeinsam.

#### **- Ergänzung einer Variante “Langfristprognose der VNB bis 2025“**

In Reaktion auf die deutliche Kritik der Verteilernetzbetreiber in der Konsultation haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine weitere Modellierungsvariante zur optionalen Berechnung vorgeschlagen. In dieser Variante soll die Prognose des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber auf der Langfristprognose bis zum Jahr 2025 beruhen.

Die bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen und inzwischen veröffentlichten<sup>2</sup> Stellungnahmen wurden der Bundesnetzagentur als Entscheidungsgrundlage für die Bestätigung des Szenariorahmens übergeben. Gleichmaßen hat die Bundesnetzagentur Äußerungen aus dem Konsultationsprozess zum Netzentwicklungsplan 2014 zu Fragen über künftige Modellierungsvarianten als Entscheidungsgrundlage herangezogen. Hierauf

---

<sup>2</sup> Siehe hierzu die Internetseite der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber e.V. (FNB Gas) unter <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015/nep-2015.html>

wird jeweils gesondert Bezug genommen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur eigene Analysen zur Bedarfsermittlung an den Grenzübergangspunkten durchgeführt.

### **Anhörung der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber**

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden durch Schreiben vom 10.10.2014 zur beabsichtigten Entscheidung über die Bestätigung des Szenariorahmens 2015 angehört. Die Unternehmen haben am 17.10.2014 über die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) eine Stellungnahme eingereicht. Außerdem hat die Beteiligte zu 6. eine eigenständige Stellungnahme eingereicht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber fordern, anstelle der zunächst als verpflichtend zu rechnenden Variante II.B. die Variante II.C. als verpflichtende Modellierungsvariante aufzugeben. Dies diene der Darstellung und Betrachtung einer angemessenen Bandbreite an Entwicklungspfaden. Darüber hinaus weisen sie darauf hin, dass es im Netzentwicklungsplan 2014 keine Maßnahme gegeben habe, die aufgrund rückläufigen Gasbedarfs im Vergleich 2019/2024 nicht mehr erforderlich sei. Für den Fall, dass sich durch Modellierung der Variante II.C. für 2020 solche Maßnahmen ergeben sollten, würden die Fernleitungsnetzbetreiber eine eingehende Prüfung auf Nachhaltigkeit des spezifischen Ausbaubedarfs vornehmen.

Die Fernleistungsnetzbetreiber bewerten die – von der Bundesnetzagentur erwogene – zukünftige Modellierung mit TaK an Speichern mit ungenutzter FZK übereinstimmend als sinnvoll und legten in der Stellungnahme folgende Kriterien zur Bewertung des Buchungsverhaltens vor:

- Keine Buchung zum Stichtag 02.01.2014
- Keine vorliegende Buchung in der Zukunft (Zeitpunkt des Blickes in die Zukunft 01.07.2014)
- Im Buchungszeitraum vom 02.01.2014 bis 01.07.2014 sollte eine Vollnutzung von 10% nicht überschritten worden sein (Vollbenutzung ist hierbei die Summe der Buchungen über den Zeitraum geteilt durch die Summe der TVK über den Zeitraum)

Sie erbitten sich die Möglichkeit, auf eine Umwandlung zu verzichten, sofern sich eine solche in Einzelfällen nicht als sinnvoll herausstellt. Die Beteiligte zu 6. regt darüber hinaus an, die Bewertung auf der Basis des Buchungs- und Nutzungsverhaltens der Trans-

portkunden an dem jeweiligen Speicherpunkt bereits in der Netzplanung vorzunehmen und zu prüfen.

Die Beteiligte zu 6. weist in Bezug auf die Streichung des Ansatzes am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl darauf hin, dass an diesem Punkt vorwiegend nur noch kurzfristige Kapazitätsbuchungen erfolgen würden. Im Hinblick auf die verschiedenen Aufkommensszenarien im Rahmen der L-H-Gas Umstellung seien die Projekte an diesem Punkt für die Versorgungssicherheit erforderlich.

In Abstimmung mit den anderen Fernleitungsnetzbetreibern sei außerdem vorgesehen, dass zumindest bei der bilanziellen Betrachtung der H-Gas Ein- und Ausspeisesituation eine Variante mit und eine Variante ohne die in Ziffer 4. des Tenors betroffenen Maßnahmen durchgeführt werden solle. Dies erfordere nur einen geringen zusätzlichen Zeitbedarf.

Weiterhin äußern die Fernleitungsnetzbetreiber die Ansicht, die umfangreiche Bereitstellung der angefragten Daten im Zusammenhang mit dem Netzentwicklungsplan, wie sie in Ziffer 5. des Tenors aufgegeben wurde, erfordere einen Mehraufwand, dem kein Mehrwert gegenüber stehe. Aktuelle Informationen zum Stand der Internen Bestellungen würden ohnehin laut Kooperationsvereinbarung zum 15.11. eines Jahres auf den Internetseiten der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber meinen darüber hinaus, dass die Erfüllung der Verpflichtung, Aussagen über kapazitative Auswirkungen einzelner Maßnahmen zu treffen, nicht möglich sei.

Die Beteiligte zu 6. begrüßt die geforderte länderübergreifende Betrachtung von Transportalternativen.

Schließlich weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass aufgrund der tenorierten Komponenten und Auflagen eine Übergabe des Netzentwicklungsplans 2015 an die Bundesnetzagentur zum 01.04.2015 deutlich gefährdet sei.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

### III. Entscheidungsgründe

Die formellen und materiellen Voraussetzungen der Entscheidung sind erfüllt.

#### 1. Formelle Voraussetzungen der Entscheidung

##### 1.1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1, Abs. 3 EnWG.

##### 1.2. Verfahren

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden gemäß § 28 Abs. 1 VwVfG mit Schreiben vom 10.10.2014 schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung angehört.

#### 2. Adressaten der Entscheidung

Das Verfahren richtet sich gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG an die Betreiber von Fernleitungsnetzen, die in § 3 Nr. 5 EnWG legal definiert sind. Bei den Verfahrensbeteiligten 1 bis 17 handelt es sich um Fernleitungsnetzbetreiber.

#### 3. Materielle Voraussetzungen der Entscheidung

In materieller Hinsicht erfüllt die Entscheidung die Anforderungen des § 15a Abs. 1 Satz 4 EnWG. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Szenariorahmen ist nach Maßgabe von § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG nur mit Änderungen und Auflagen zu bestätigen, um sicherzustellen, dass die Anforderungen, die § 15a Abs. 1 S. 4 und 6 EnWG an die Erstellung des Szenariorahmens stellt, erfüllt werden. Der Widerrufsvorbehalt in Ziffer 4. bezüglich der Ziffern 4.a), 4.b) und 4.c) des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Ziffer 3 VwVfG (dazu unter 3.8.).

Dazu im Einzelnen:

##### 3.1. Gegenstand der Entscheidung

Gegenstand der Entscheidung sind die in § 15a Abs. 1 S. 4 und 6 EnWG genannten gasbezogenen Annahmen und Anforderungen an den Szenariorahmen. Ferner sind **Anlage 2** (Speicherliste) und die **Anlage 3** (Liste zu den Grenzübergangspunkten) Gegenstand der Entscheidung.

Nicht Gegenstand der Entscheidung sind alle sonstigen im eingereichten Szenariorahmen enthaltenen nicht unmittelbar gasbezogenen Annahmen, etwa zum Strombedarf und zur Stromerzeugung, zur Entwicklung des Kraftwerksparks im Bereich der Erneuerbaren

Energien oder auch vorgelagerte Annahmen und Prämissen wie etwa zur möglichen Entwicklung von Brennstoff- oder CO<sub>2</sub>-Preisen bzw. zur Energieintensität oder der Bevölkerungsentwicklung. Ebenso wenig ist naturgemäß ein bestimmtes Strommarktrechnungsmodell Gegenstand der Entscheidung. Zur Klarstellung wird im Tenor zur Entscheidung auf den **Anhang 1** verwiesen, in dem dargestellt wird, auf welche im Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber vom 08.09.2014 enthaltenen Annahmen sich die Entscheidung erstreckt. Zudem sind die Modellierungsvorgaben und Szenarien im **Anhang 2** und im **Anhang 3** Gegenstand der Entscheidung.

Die **Anlagen 1** und **4 bis 6** zur Entscheidung sind nicht unmittelbarer Entscheidungsgegenstand. Die Anlage 1 gibt vielmehr den aktuellen Kenntnisstand zu bestehenden und geplanten Gaskraftwerken, jeweils bestimmten Szenarien zugeordnet, wieder, die Grundlage für die Netzmodellierung sein sollen. Ferner sind nicht unmittelbar Gegenstand der Entscheidung die Listen der Kapazitäten an den Produktionspunkten, Biogaspunkten und die Liste der in der Vergangenheit vorgenommenen Unterbrechungen (Anlagen 4, 5 und 6). Auch diese Listen sind Grundlage für die Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber und sollen die Berücksichtigung der Kapazitäten an den einzelnen Netzkoppelpunkten in den jeweiligen Szenarien transparent machen.

### **3.2. Rechtliche Anforderung an angemessene Annahmen bei Prognosen**

Damit eine Prognose als angemessen beurteilt werden kann, müssen die ihr zugrundeliegenden Umstände inhaltlich zutreffen, sachliche Gründe für die Auswahl bestimmter Entscheidungsprämissen (und spiegelbildlich für die Nichtberücksichtigung bestimmter Umstände) geltend gemacht werden können und die Prognose von einem „verobjektivierten“ Standpunkt aus als realistisch bewertet werden können.<sup>3</sup> Vor dem Hintergrund des zehnjährigen Prognosezeitraums und der damit verbundenen Unsicherheiten bezüglich des Eintritts der angenommenen Gasverbräuche und der Gasgewinnung hat die Bundesnetzagentur nicht die Richtigkeit der von den Fernleitungsnetzbetreibern getroffenen Zukunftsannahmen überprüft. Hierzu eignet sich der Prüfungsgegenstand bereits nicht, da es sich bei der Aufstellung von Prognosen nicht um einen rein logischen Entscheidungsfindungsprozess handelt, sondern in nicht unerheblichem Umfang – wie bei allen Prognoseentscheidungen – um einen mit erheblichen Unsicherheiten behafteten Ausblick auf zukünftige Entwicklungen. Dieser entzieht sich ex-ante einer exakten Beurteilung und damit auch einer exakten Vorhersage und erfordert immer eine prognostische Beurteilung

---

<sup>3</sup> Vgl. für Prognoseentscheidungen der Verwaltung: Kopp/Ramsauer, Kommentar VwVfG, § 40 Rn. 18f.

und Wertung<sup>4</sup>. Es muss sich auf jeden Fall um eine realistische Prognose handeln, die auf einer sorgfältigen Erhebung der zugrunde liegenden Daten beruht (Prognosegrundlage) und die Verwendung eines dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Berechnungsmodells beinhaltet (Prognosemethode)<sup>5</sup>.

### 3.3. Annahmen zur Entwicklung des Verbrauchs

Die Fernleitungsnetzbetreiber treffen in dem vorgelegten Szenariorahmen angemessene Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs in den nächsten zehn Jahren.

Der vorgelegte Szenariorahmen enthält drei Szenarien zur Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland (siehe Abbildung 1). Diese drei Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der **Annahmen zum Gasbedarf der Endverbraucher** und zum **Gasbedarf zur Strom- und KWK-Erzeugung**. Die Annahmen spiegeln dabei die möglichen unterschiedlichen Entwicklungstendenzen wider und führen im Ergebnis zu den Szenarien I, II und III. Diese drei Szenarien bilden einen breit gezogenen Korridor künftiger Verbrauchspfade ab, der zwischen einer Obergrenze (Szenario I, „hohes Gasbedarfsszenario“) und einer Untergrenze (Szenario III, „niedriges Gasbedarfsszenario“) des zu erwartenden Gasbedarfs aufgespannt wird. Ein mittlerer Entwicklungspfad (Szenario II, „mittleres Gasbedarfsszenario“) nimmt eine zentrale Referenzposition für die Prognose der Gasbedarfsentwicklung ein.

		Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas		
		Szenario I - Gaskapazitäten stark wachsend - FNB-Szenario hohe Gasnetzbelastung	Szenario II - Gaskapazitäten in etwa konstant, leicht steigend - Orientierung an ÜNB Szenario B***	Szenario III - Gaskapazitäten zurückgehend - Orientierung an ÜNB-Szenario A***
Szenarien zum Gas Endenergiebedarf				
Szenario I - Hoher Gasbedarf - Shell BDH 2013*, Referenzprognose 2014**		<b>Szenario I Hohes Gasbedarfsszenario</b>		
Szenario II - Mittlerer Gasbedarf - Referenzprognose 2014**			<b>Szenario II Mittleres Gasbedarfsszenario</b>	
Szenario III - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2014**				<b>Szenario III Niedriges Gasbedarfsszenario</b>

Quelle: \* Shell/ BDH 2013, \*\* EWI/ Prognos/ GWS 2014, \*\*\* ÜNB 2014

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

<sup>4</sup> Vgl. Kopp/Ramsauer, Kommentar VwVfG, § 40 Rn. 18.

<sup>5</sup> Vgl. Kopp/Ramsauer, Kommentar VwVfG, § 40 Rn. 19.

Basisjahr für den Netzentwicklungsplan Gas ist das Jahr 2012. Dafür wurde auf die aktuelle Energiebilanz des Jahres 2012 der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zurückgegriffen.

Im Vergleich zur vorgelegten Konsultationsversion des Szenariorahmens wurden die Ist-Werte für das Jahr 2012 entsprechend der Energiebilanz 2012 und der temperaturbereinigten Werte in den Tabellen und Abbildungen aktualisiert, angepasst und Fehler korrigiert.

### **3.3.1. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen**

Die genehmigten Szenarien decken die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen ab. Ein Szenario ist als wahrscheinlich zu erachten, wenn es mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist und somit das zu entwickelnde Gasnetz in der Zukunft den Anforderungen dieses Szenarios mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit genügen muss.

Bei der Ermittlung der Szenarien sind die Fernleitungsnetzbetreiber von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen, da die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2025 ebenso wenig vorhersehbar ist wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien.

Die Szenarien I, II und III bilden einen "Szenario-Trichter". Das Szenario II 2025 stellt die zentrale Referenzentwicklung dar, die durch einen realitätsnahen mittleren Gasbedarf gekennzeichnet ist. Dieses Leitszenario flankieren einerseits Szenario III mit einem sinkenden Gasbedarf sowie andererseits Szenario I mit einem ansteigenden Gasbedarf.

### **3.3.2. Entwicklung des Gasverbrauchs der Endverbraucher**

Die Annahme der Fernleitungsnetzbetreiber, bis zum Jahr 2025 von einem sinkenden Gasverbrauch der Endverbraucher auszugehen, ist nicht zu beanstanden.

Terminologisch sprechen die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen nicht vom Gasverbrauch der Endverbraucher, sondern gebrauchen insoweit den Begriff des Gas-Endenergiebedarfs. In Anlehnung an den gesetzgeberischen Wortlaut des § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG ist im Folgenden vom Gasverbrauch der Endverbraucher die Rede. Der Gasverbrauch der Endverbraucher setzt sich zusammen aus dem Verbrauch der privaten Haushalte, der Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie dem Verbrauch in der Industrie und im Bereich des Verkehrssektors.

Die Auswahl der von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogenen wissenschaftlichen Untersuchungen, auf deren Grundlage die Annahmen zum künftigen Gasverbrauch der Endverbraucher formuliert werden, ist für den Szenariorahmen 2015 nicht zu beanstanden. So ist die Anforderung der Vollständigkeit der Entscheidungsgrundlage durch die Auswahl der Untersuchungen gewahrt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen auch die Prognoseunsicherheit in ausreichender Weise. Unzulässig wäre es, die Auswahl möglicher Entscheidungsfaktoren, wie etwa Annahmen zum Wirtschaftswachstum, zur Bevölkerungsentwicklung oder zur Verwirklichung umweltpolitischer Ziele so eng zu fassen, dass sich hieraus nur ein möglicher Entwicklungspfad schlussfolgern lässt. Da die Untersuchungen hingegen von jeweils unterschiedlichen Entwicklungsfaktoren im Hinblick auf den künftigen Gasverbrauch ausgehen, können die Fernleitungsnetzbetreiber unterschiedliche Entwicklungsalternativen darstellen. Anhand der ausgewählten wissenschaftlichen Studien ist es den Fernleitungsnetzbetreibern möglich, hinsichtlich der prognostizierten Verbrauchsentwicklung eine Ober- und Untergrenze festzulegen. Die auf diese Weise bestimmten Extrempunkte der prognostizierten Gasnachfrage liegen so weit voneinander entfernt, dass vom heutigen Standpunkt aus eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit besteht, dass die tatsächliche Verbrauchsentwicklung innerhalb der so gezogenen Grenzen anzusiedeln sein wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Annahmen und Prognosen zum Gasverbrauch der Endverbraucher im Vergleich zu den drei vergangenen Netzentwicklungsplänen entsprechend der Vorgaben von § 15a Abs. 6 EnWG überarbeitet.

Für die Szenarien zum Gasverbrauch der Endverbraucher haben sie zwei Studien zugrunde gelegt. Die Energiereferenzprognose 2014<sup>6</sup> ist eine im Juni 2014 veröffentlichte Studie zur Entwicklung der Energiemärkte im Auftrag des BMWi. Daraus wurden sowohl die Energiereferenzprognose 2014 (im Folgenden: „Referenzszenario“) als auch das Zielszenario 2014 (im Folgenden: „Zielszenario“) berücksichtigt. Letzteres legt ambitioniertere, dem Energiekonzept entsprechend definierte energie- und Klimaschutzpolitische Ziele, zugrunde. Die Referenzprognose stellt die wahrscheinliche zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung dar, ergänzt um ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario, und berücksichtigt eine weiter verschärfte Energie- und Klimaschutzpolitik ebenso wie bestehende Hemmnisse für deren Umsetzung.

---

<sup>6</sup> Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Endbericht Projekt 57/12 Studie im Auftrag des BMWi.: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html>

In der Referenzprognose und im Trendszenario werden die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung jedoch überwiegend nicht erreicht. Das Zielszenario hingegen zeigt, was erforderlich wäre, um die im Energiekonzept definierten energie- und Klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen.

Weiterhin wurde die Shell BDH Hauswärme-Studie (im Folgenden „Shell Studie 2013“)<sup>7</sup> berücksichtigt, die im Mai 2013 veröffentlicht wurde. Die Shell Studie 2013 besteht aus 2 Szenarien. Relevant für den Szenariorahmen Gas 2015 ist dabei das Trendszenario. Darin wird angenommen, dass wie bisher 1% aller Wohngebäude pro Jahr energetisch saniert werden; 2030 bleiben noch ca. 50% aller Wohngebäude unsaniert. Bei Fortschreibung der aktuellen Modernisierungsrate von Heizanlagen (3%) wird die Zahl der effizienten Heizungen wie Brennwertkessel bis 2030 von 4,1 auf 10,6 Mio. zunehmen. Alternative Heizsysteme wie Elektrowärmepumpe und Holzkessel wachsen überdurchschnittlich. 2030 entsprechen jedoch noch ca. 7,6 Mio. Heizanlagen nicht dem Stand der heutigen Technik.

Welche Studien und Referenzprognosen den jeweiligen Szenarien zur Entwicklung des Gasverbrauchs der Endverbraucher im Einzelnen zugrunde liegen, findet sich jeweils in den Abschnitten 3.4.1.1. (Szenario I); 3.4.2.1. (Szenario II) und 3.4.3.1. (Szenario III).

### **3.3.3. Entwicklung des Gasverbrauchs zur Strom- und KWK-Erzeugung**

Die Fernleitungsnetzbetreiber treffen in allen Szenarien angemessene Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Gasverbrauchs zur Strom- und KWK-Erzeugung in den nächsten zehn Jahren.

#### **3.3.3.1. Methodisches Vorgehen zur Berechnung des Gasverbrauchs**

Als Basisjahr/Referenzjahr wird der Bestand an Gaskraftwerken aus dem Jahr 2013 herangezogen. Bis Ende 2013 waren 26,8 GW installierte Gaskraftwerksleistung an das Strom- und Gasnetz angeschlossen.

Es liegen keine Umstände vor, nach denen das methodische Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber zur Berechnung des Gasverbrauchs zur Strom- und KWK-Erzeugung offensichtlich ungeeignet oder das Berechnungsergebnis selbst offensichtlich fehlerhaft ist. Eingangsgrößen der Modellierung des Strommarktes bilden neben den aus den Szenari-

---

<sup>7</sup> Shell Wärmestudie 2014:  
[http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/Shell\\_BDH\\_Hauswaerme\\_Studie\\_II.pdf](http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/Shell_BDH_Hauswaerme_Studie_II.pdf)

en der Übertragungsnetzbetreiber übernommenen Annahmen zur installierten Gaskraftwerksleistung zudem Annahmen zu Brennstoffpreisen, zur Nutzungsdauer von Kraftwerken und zu CO<sub>2</sub>-Preisen. Auch die zuletzt genannten Eingangsgrößen erscheinen mit den in Tabelle 1 des Szenariorahmens aufgeführten Werten angemessen und entsprechen den Annahmen im Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber vom 30.04.2014. In einem zweiten Schritt wird die im Rahmen der Strommarktmodellierung jeweils identifizierte Strommenge, die durch Gaskraftwerke produziert wird (angegeben in TWh<sub>e</sub>), in den für die Stromerzeugung erforderlichen Gasbedarf in TWh<sub>th</sub> umgerechnet. Diese Umrechnung erfolgt unter Berücksichtigung der maximalen Anschlussleistung an das Gasnetz (Gaskapazität in GW). Diese Kapazität ermittelt sich aus der Summe der installierten elektrischen und thermischen Kraftwerksleistung der einzelnen Kraftwerke und des dem jeweiligen Kraftwerk zugeordneten Wirkungsgrad.

Die Fernleitungsnetzbetreiber leiten den mittleren Gasbedarf (Szenario II) und die Untergrenze (Szenario III „niedriger Gasbedarf“) des prognostizierten Gasverbrauchs für die Strom- und KWK-Erzeugung aus der zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Auflistung der Bestands- und Ersatzkraftwerke sowie der in Bau und in Planung befindlichen Gaskraftwerke ab, die auch Eingang gefunden hat in die von den Übertragungsnetzbetreibern der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegten Prognosen zur künftig installierten Gaskraftwerksleistung<sup>8</sup>. Die drei Szenarien zum Gaskraftwerksbestand unterscheiden sich dahingehend, dass aus dieser abgestimmten Liste im Szenario I alle in Planung befindlichen Anlagen, in Szenario II nur ein Teil der in Planung befindlichen Anlagen und in Szenario III keine der in Planung befindlichen Gaskraftanlagen zusätzlich zu den Bestands-, Ersatz- und in Bau befindlichen Gaskraftwerken ausgewählt wurden (vgl. **Anlage 1** Gaskraftwerksliste). Die Gaskraftwerkskapazitäten in den jeweiligen Szenarien werden wie folgt bestimmt:

In Bestand 2013

- rechnerische Außerbetriebnahme bis 2025

+ in Bau 2014

+ Planung (abhängig vom Szenario)

= Installierte Leistung in 2025

<sup>8</sup> Siehe Szenariorahmen und beigefügte Kraftwerksliste der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplans Strom:

[http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Kraftwerksliste2025.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Kraftwerksliste2025.pdf?__blob=publicationFile)

Auf Grundlage der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zu Bestandskraftwerken und Kraftwerken in Planung bzw. in Rückbau (Stand Juli 2014<sup>9</sup>) wurde in einem umfangreichen Abstimmungsprozess mit den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern eine Aktualisierung sowohl der Zuordnung der Kraftwerke in Planung zu den jeweiligen Szenarien als auch der Leistungs- und der Energieträgerangaben vorgenommen. So lange es kein allgemeines Anlagenregister der Energieerzeugung gibt, existiert in Deutschland keine Kraftwerksliste, die den Bestand an Kraftwerken jeglicher Größenordnung immer vollständig erfasst. Aus diesem Grund sind gewisse Unschärfen bei der Ausweisung des Bestandes an installierter Leistung auch aufgrund eines zu wählenden Stichtages unvermeidbar. In der Kraftwerksliste sind Anpassungen noch möglich, wenn sich im Zuge des weiteren Prozesses Informationen als nachweisbar falsch erweisen sollten. Davon unberührt gilt das Enddatum der Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber zum Entwurf des Szenariorahmens als Stichtagsdatum (15.08.2014), wie es auch in der Konsultationseröffnung angekündigt worden ist.

In der Konsultation konnten verschiedene Kraftwerke identifiziert werden, bei denen Fehler entweder bei der Zuordnung zu den Szenarien und/oder des Inbetriebnahmedatums oder bei der Energieträgerzuordnung unterlaufen waren und folglich korrigiert wurden. Für die Zuordnung der Kraftwerke zu den Szenarien sind Kriterien definiert (siehe 3.3.4.).

### **3.3.3.2. Berücksichtigung der Anfrage des Kraftwerks Scholven**

Gemäß Tenor zu 11. wird den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, die an die Beteiligten zu 15. gerichtete Anfrage der E.ON Kraftwerke nach § 39 GasNZV für das Projekt Scholven (BNAPXX8) bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 weiterhin zu berücksichtigen.

In dem Konsultationsdokument des Szenariorahmens vom 28.07.2014 war dieses Projekt – genauso wie im Netzentwicklungsplan Gas 2014 – noch der Beteiligten zu 17. und der Beteiligten zu 15. zugeordnet. Auf Hinweise der E.ON Kraftwerke GmbH hat die Bundesnetzagentur festgestellt, dass es gemäß der Tabelle 3 in dem zur Bestätigung vorgelegten Szenariorahmen (Stand 08.09.2014, S. 11, lfd. Nr. 14) nur noch im Netzgebiet der Beteiligten zu 17. in der Modellierung berücksichtigt werden soll, obwohl auch ein Antrag nach § 39 GasNZV bei der Beteiligten zu 15. gestellt wurde. Auf Nachfrage wurde dargelegt, dass bei der Beteiligten zu 17. eine positiv beschiedene Anfrage nach § 38 GasNZV vor-

---

<sup>9</sup>[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

liege. Nach den Aussagen der Anschlusspetentin und der Beteiligten zu 15. ist aber gleichermaßen noch die Anfrage nach § 39 GasNZV bei der Beteiligten zu 15. in der Prüfung.

Entsprechend dem Vorgehen der Netzbetreiber im Netzentwicklungsplan 2014, wonach die angefragte Ausspeisekapazität für dieses Kraftwerk sowohl von der Beteiligten zu 15. nach Umstellung des Marktraums Marl ab 2019, als auch von der Beteiligten zu 17. ab 2018 ausbaufrei als DZK dargestellt werden könne (vgl. NEP 2014 vom 01.04.2014, S. 103), ist die Anfrage bei der Beteiligten zu 15. auch für den Netzentwicklungsplan 2015 zu berücksichtigen.

Solange über die Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV noch nicht final entschieden ist, entweder über die Rücknahme im Einvernehmen zwischen den beteiligten Petenten und Netzbetreibern oder durch entsprechende regulatorische Verfahren, haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der unten genannten allgemeinen Kriterien dieses Projekt auf Basis der noch schwebenden Anfrage nach § 39 GasNZV bei der Beteiligten zu 15. zu berücksichtigen. Daher ist das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber an dieser Stelle zu beanstanden.

Den Ansprüchen der Transparenz des Verfahrens ist nicht Genüge getan, wenn in dem Konsultationsdokument des Szenariorahmens vom 28.07.2014 dieses Projekt noch beiden Fernleitungsnetzbetreibern zugeordnet wird und ohne sachliche Gründe im der Bundesnetzagentur vorgelegten Szenariorahmen eine Änderung erfolgt, ohne dass der Betroffene hiervon Kenntnis erlangt. So wird der Eindruck geweckt, dass sich keine Veränderungen ergeben. Außerdem wird dem Betroffenen eine Stellungnahme hierzu faktisch verwehrt.

Es sei allerdings klargestellt, dass mit dieser Anordnung noch nicht das Ergebnis der mit den schwebenden Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV einher gehenden tatsächlichen Anschlussmöglichkeit entweder bei der Beteiligten zu 15. oder zu 17. vorweg genommen wird. Diese ist im Dialog mit allen Beteiligten noch final zu klären.

#### **3.3.4. Allgemeine Kriterien zur Zuordnung von Kraftwerken zu den Szenarien**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern ausgewählten Entscheidungskriterien, anhand derer sie die Zuordnung des Gaskraftwerksbestand für die Jahre 2025 prognostiziert und vorgenommen haben, sind sachgerecht. Sie sind geeignet, um die Annahme zu begründen, dass ein bestimmtes Kraftwerksprojekt tatsächlich

realisiert wird. Zur Bestimmung der installierten Gaskraftwerksleistung in den Jahren 2025 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zu den Bestands- und Ersatzkraftwerken die Erzeugungsleistung solcher Kraftwerke hinzugerechnet, deren Bau aufgrund der im Folgenden genannten Umstände möglich erscheint. So wurde darauf abgestellt, ob Anfragen auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bzw. auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern gestellt worden sind und ob Anfragen auf Netzanschlussbegehren gem. § 9 KraftNAV bei den Übertragungsnetzbetreibern vorlagen. Stichtag war der 15.08.2014.

Die Bundesnetzagentur kritisiert erneut, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die im Szenariorahmen dargestellten Kriterien nicht zeitnah und transparent auf ihrer jeweiligen Internetseite und der Internetseite der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. mit den jeweiligen Stichtagen veröffentlicht haben. Dies ist im Hinblick auf zukünftige Konsultationen zu verbessern.

Sachgerecht ist, dass im gegenwärtigen Szenariorahmen die Kriterien im Vergleich zum Vorjahr leicht verändert wurden. So wurde die Frist, nach der bei einer abgelehnten Anfrage nach § 38 GasNZV eine Anfrage nach § 39 GasNZV gestellt werden muss, auf ein Jahr verkürzt, um im Szenario II Eingang zu finden (siehe näher unter 3.4.2.2.). Bei positiv beantworteten Anfragen nach § 38 GasNZV musste für die Berücksichtigung im Szenario II innerhalb eines Jahres eine Kapazitätsreservierung erfolgen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben mit der Veränderung sichergestellt, dass Projekte, bei denen sich über den Zeitverlauf überhaupt kein weiterer Projektfortgang zeigte, nicht unnötig in der Modellierung angesetzt werden und möglicherweise Netzausbau verursachen. Unter welchen Voraussetzungen eine spezifische Zuordnung der Kraftwerksvorhaben zu den jeweiligen Szenarien erfolgt, findet sich jeweils in den Abschnitten 3.4.1.2. (Szenario I); 3.4.2.2. (Szenario II) und 3.4.3.2. (Szenario III).

Festzuhalten ist, dass die Fernleitungsnetzbetreiber hierbei keine Aussage über die Realisierungswahrscheinlichkeit eines bestimmten, in Planung befindlichen Kraftwerksprojekts getroffen haben.

Ferner erfolgte eine Berücksichtigung von systemrelevanten Gaskraftwerken. Übertragungsnetzbetreiber haben Gaskraftwerke in ihrer Regelzone als systemrelevant ausgewiesen, sofern eine Einschränkung der Gasversorgung dieser Kraftwerke mit hinreichen-

der Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde.<sup>10</sup>

Systemrelevante Kraftwerke sind auch im Jahr 2025 zu berücksichtigen, wenn sie das Ende der Lebensdauer von 45 Jahren noch nicht überschritten haben oder – wenn am Standort eine Fernwärmeversorgung besteht – baugleich ersetzt werden, es sei denn, sie können bivalent befeuert werden.

Den aktuellen Stand der systemrelevanten Gaskraftwerke haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 2 auf S.10 des Szenariorahmens aufgelistet.

### 3.4. Szenarien

#### 3.4.1. Szenario I

##### 3.4.1.1. Annahmen zum Gasverbrauch der Endverbraucher

Die Annahmen zur Obergrenze der möglichen Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern sind Bestandteil des **Szenarios I („hohes Gasbedarfsszenario“)**. Diese Verbrauchsprognose basiert auf der Kombination zweier Studien. Für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Haushaltsbereich wurde – mit geringfügigen Anpassungen für die Anwendungen für Backen und Kochen (Gasanteil (0,4 % im Jahr 2012)) – die Shell BDH Hauswärme-Studie zugrunde gelegt. Diese Studie legt ihren Fokus auf den Wohnungssektor. Für alle anderen Endverbrauchssektoren wird das Referenzszenario 2014 verwendet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber prognostizieren, dass selbst der maximal zu erwartende Gasverbrauch der Endverbraucher für das Jahr 2025 unter den heutigen Verbrauchswerten liegen wird. Hiernach wird für das Jahr 2025 ein jährlicher Verbrauch von 509 TWh vorhergesagt. Bezogen auf das Jahr 2012, für das der Jahresverbrauch mit 575 TWh angegeben wird, beträgt die Differenz 66 TWh. In relativen Zahlen ausgedrückt bedeutet dies einen Verbrauchsrückgang von ca. 12% bezogen auf die kommenden zehn Jahre. Im Szenariorahmen 2014 wurde für das Jahr 2024 noch 527 TWh an Verbrauch prognostiziert. Dies entspricht einer Reduktion von 3,5% innerhalb eines Jahres, was auf die Aktualisierung der Studien zurückzuführen ist.

---

<sup>10</sup> Vgl. Entscheidungen der BNetzA über systemrelevante Kraftwerke vom 18.11.2013: [http://www.bundesnetzagentur.de/cn\\_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante\\_GasKW/Systemrel\\_GasKW\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_GasKW/Systemrel_GasKW_node.html)

### **3.4.1.2. Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs für die Strom- und KWK-Erzeugung**

In dem Szenario I („hohes Gasbedarfsszenario“) unterstellen die Fernleitungsnetzbetreiber eine maximale Verbrauchsentwicklung („Gasbelastungsszenario“), wonach sich der Gasbedarf zur Strom- und KWK-Erzeugung auf 198 TWh im Jahr 2025 beläuft. Bezogen auf das Jahr 2012, in dem der Gasverbrauch für die Strom- und KWK-Erzeugung 165 TWh betrug, bedeutet dies einen Verbrauchsanstieg um 20%. Diese Prognose geht auf die von den Fernleitungsnetzbetreibern im „Gasbelastungsszenario“ getroffene Annahme schnell wachsender Gaskraftwerkskapazitäten zurück, die für das Jahr 2025 eine installierte Gaskraftwerksleistung von 40,1 GW vorhersagt.

Die Gasverbrauchsannahmen zur Strom- und KWK-Erzeugung im Szenario I leiten sich im Unterschied zu den Szenarien II und III nicht aus den Vorgaben des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber ab. Das Szenario I bildet ein Gasnetzbelastungsszenario ab, das eine hohe Prognose des Gasbedarfs zur Strom- und KWK-Erzeugung zugrunde legt. Zur Berechnung des in Szenario I prognostizierten Gasbedarfs für die Jahre 2025 haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage sämtlicher Kenntnisse über den möglichen Gaskraftwerksbestand im Jahr 2025 Annahmen getroffen, bei denen insbesondere sämtliche Neubauplanungen unabhängig von ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit einbezogen worden sind.

Im Szenario I sind entsprechend der Kriterien alle geplanten Gaskraftwerksvorhaben berücksichtigt, die bereits im Szenario II aufgenommen wurden (siehe dazu unter 3.4.2.2.). Zusätzlich sind im Szenario I die Vorhaben enthalten, die bis zum oben genannten Stichtag Anfragen nach § 38 GasNZV oder § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern gestellt haben, bei denen aber kein Netzanschlussbegehren auf der Stromseite nach § 9 KraftNAV gestellt worden ist.

Vice versa wurden im Szenario I auch geplante Anlagen aufgenommen, die zwar im Kraftwerks-Anschlussregister gemäß § 9 KraftNAV aufgeführt sind, für die aber auf der Gasseite weder eine Kapazitätsreservierung gemäß § 38 GasNZV vorliegt, noch ein Kapazitätsreservierungsanspruch wirksam geltend gemacht worden ist, oder auch nicht durch interne Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber dokumentiert sind. Weiterhin wurden jene Vorhaben in das Szenario I aufgenommen, bei denen die Anfrage nach § 38 GasNZV abgelehnt worden ist und bei denen innerhalb von einem Jahr ab Zeitpunkt der Ablehnung keine Statusänderung erfolgt ist (wie z.B. Anfrage nach § 39 GasNZV gestellt oder die Anfrage zurück gezogen wurde). Positiv beantwortete Anfragen nach § 38 GasNZV, in denen nicht innerhalb eines Jahres eine Kapazitätsreservierung erfolgte,

werden auch im Szenario I aufgenommen. Schließlich sind auch solche Vorhaben im Szenario I aufgenommen worden, die aufgrund entsprechender öffentlich-rechtlicher Planungsverfahren öffentlich bekannt sind.

### **3.4.2. Szenario II**

#### **3.4.2.1. Annahmen zum Gasverbrauch der Endverbraucher**

Die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zur möglichen Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern im **Szenario II („mittleres Gasbedarfsszenario“)** basieren im Gegensatz zum Szenario I nur auf dem aktualisierten Referenzszenario 2014.

Aus dieser Untersuchung lässt sich ein Entwicklungspfad ableiten, der sich zwischen den maximalen und minimalen Abschätzungen der Fernleitungsnetzbetreiber zum künftigen Gasbedarf bewegt. Im Unterschied zum Ergebnis aus der Kombination der Shellstudie 2013 und des Referenzszenarios 2014 geht die Berücksichtigung der Einzelstudie (Referenzszenario 2014) im Ergebnis von einer Reduzierung des Gasbedarfs bis 2025 aus. Bemerkenswert ist jedoch, dass bis 2015 die Prognosen unter der alleinigen Berücksichtigung der Referenzprognose zu einem deutlich höheren Gasbedarf als bei der kombinierten Variante führen.

Im Ergebnis liegt der mit 489 TWh prognostizierte Gasverbrauch der Endverbraucher im Jahr 2025 um 15 % unter dem Verbrauchswert des Jahres 2012 mit 575 TWh. Im Szenariorahmen 2014 wurde für das Jahr 2024 noch ein ca. 2 % niedriger Gasverbrauch in Höhe von 479 TWh an Verbrauch prognostiziert.

#### **3.4.2.2. Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs für die Strom- und KWK-Erzeugung**

Das Szenario II („mittleres Gasbedarfsszenario“) beschreibt einen Verbrauchspfad, der von einem moderaten Rückgang des Gasbedarfs zur Strom- und KWK-Erzeugung auf 164 TWh im Jahr 2025 ausgeht. Bezogen auf das Jahr 2012 bedeutet dies einen Rückgang um 1 % im Jahr 2025. Für das Jahr 2025 wird von einer installierten Gaskraftwerksleistung von 29,5 GW ausgegangen.

In diesem Szenario sind bei der Netzmodellierung zunächst solche in Planung befindlichen Kraftwerke zu berücksichtigen, für die entweder eine Reservierungsanfrage gemäß § 38 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegt (entweder positiv beschieden, in Bearbeitung befindlich oder abgelehnt) oder ein Kapazitätsausbauanspruch gemäß § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern beantragt worden ist. Die Zahlung einer Planungspauschale nach § 39 Abs. 3 GasNZV ist dabei nicht Voraussetzung für die Aufnah-

me in das Szenario. Zusätzliche Voraussetzung ist, dass ein Anschlussbegehren bei den Übertragungsnetzbetreibern nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (§ 9 KraftNAV) gestellt worden ist. In Einzelfällen kann eine Anfrage nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung entbehrlich sein, entweder bei Unterschreitung der Anschlussleistung von 100 MW<sub>el</sub> oder sofern die Kraftwerksvorhaben eine bereits bestehende Anschlusszusage eines bestehenden Kraftwerks am Standort ersetzen (aktueller Stichtag 15.08.2014).

Eine weitere Gruppe setzt sich aus Anlagen zusammen, über deren Planungen ein Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis hat, z.B. an Hand von Anschlussbegehren ans Stromnetz (KraftNAV) und für deren Zugang zu Gaskapazitäten interne Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers bei einem Fernleitungsnetzbetreiber vorliegen.

Im Gegensatz zu den vergangenen Szenariorahmen sind Vorhaben nicht mehr im Szenario II enthalten, in denen die Anfrage nach § 38 GasNZV vom Fernleitungsnetzbetreiber abgelehnt wurde und bei denen innerhalb von einem Jahr ab dem Zeitpunkt der Ablehnung keine Änderung des Status erfolgt ist (wie z.B. Anfrage nach § 39 GasNZV). Sie finden stattdessen Eingang in das Szenario I. Ferner sind die positiv beantworteten Anfragen nach § 38 GasNZV nur noch im Szenario II berücksichtigt, wenn die Zusage des Fernleitungsnetzbetreibers nicht länger als ein Jahr zurück liegt. Hat der Anschlusspetent nach Ablauf eines Jahres keine Kapazitätsreservierung vorgenommen, wird das Projekt stattdessen im Szenario I aufgenommen.

### **3.4.3. Szenario III**

#### **3.4.3.1. Annahmen zum Gasverbrauch der Endverbraucher**

Das **Szenario III („niedriges Gasbedarfsszenario“)** basiert auf einem weiteren Entwicklungspfad zur Verbrauchsentwicklung der Endverbraucher. Dieser baut ebenso auf der aktualisierten „Energierferenzprognose 2014“ auf, bezieht sich dort jedoch auf das Zielszenario, welches ambitioniertere, dem Energiekonzept entsprechend definierten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele, zugrunde legt als das Referenzszenario. Im Zielszenario wird beispielsweise von einer deutlich höheren Sanierungsrate von Gebäuden ausgegangen, was zu einem signifikant geringeren Gasverbrauch im Haushaltsbereich führt. Ferner werden überdurchschnittliche Steigerungsraten in den Bereichen Energieproduktivität und -effizienz angelegt.

Im „Zielszenario 2014“ werden insoweit so hohe Steigerungsraten angenommen, dass für das Jahr 2025 ein Gasverbrauch bei den Endverbrauchern von nur noch 446 TWh prog-

nostiziert wird, was einen Verbrauchsrückgang von 23% gegenüber dem Verbrauchswert des Jahres 2012 bedeuten würde.

Im Szenariorahmen 2014 wurde für das Jahr 2024 ein deutlich geringerer Endenergieverbrauch in Höhe von nur noch 428 TWh prognostiziert. Dies entspricht einer Anpassung von plus 4,2 %, was ebenso auf die Aktualisierung der Studien zurückzuführen ist.

### **3.4.3.2. Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs für die Strom- und KWK-Erzeugung**

Die in Szenario III („niedriges Gasbedarfsszenario“) von den Fernleitungsnetzbetreibern für das Jahr 2025 getroffene Verbrauchsannahme von 122 TWh bildet eine taugliche Untergrenze bei der Prognose der künftigen Verbrauchsentwicklung. Verglichen mit dem Jahr 2012 bedeutete dies einen Verbrauchsrückgang um 26%.

Die Verbrauchsannahmen des Szenario III basieren für das Jahr 2025 auf einer installierten Gaskraftwerksleistung von 24 GW. Hier sind neben den Bestands- und Ersatzkraftwerken lediglich die aktuell im Bau befindlichen Neuanlagen eingeflossen.

### **3.4.4. Sonstiger Gasverbrauch**

Der sonstige industrielle Gasbedarf umfasst den Verbrauch für Fernheizwerke, den nicht-energetischen Verbrauch (z.B. in der industriellen Herstellung von Wasserstoff) und den Verbrauch im Umwandlungssektor, wie z.B. in Raffinerien und Kokereien. Die Prognosen zum sonstigen Gasverbrauch werden anhand der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie und des nichtenergetischen Verbrauchs in den jeweiligen Szenarien fortgeschrieben.

## **3.5. Regionalisierung des Gasverbrauchs**

Wie im Szenariorahmen 2014 wurden umfangreiche Untersuchungen und Kartendarstellungen zur Visualisierung des Gasbedarfs für private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleitungen, Verkehr, Industrie und Kraftwerke nach demselben Darstellungsprinzip vorgenommen<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Vgl. Bestätigung Szenariorahmen 2014 S. 39ff.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cn\\_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan\\_Gas\\_2014\\_Szenariorahmen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_Szenariorahmen_node.html)

Ähnlich wie im Vorjahr können aus diesen kartografischen Darstellungen keine Erkenntnisse abgeleitet werden. Die ungleiche Entwicklung des deutschlandweiten Gasbedarfs ist erneut auf die stark heterogen ausgeprägte demographische und wirtschaftliche Entwicklung zurückzuführen.

In Abbildung 2 des Szenariorahmens stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland seit dem Jahr 2000 dar. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen mit dieser Grafik auf einen stark rückläufigen Erdgasverbrauch hin. Als Referenzjahr wurde das Spitzenjahr 2006 gewählt. Betrachtete man hingegen weiter oder kürzer zurückliegende Jahre als Referenzjahr, bliebe der Erdgasverbrauch konstant oder sogar leicht steigend.

Erneut als nicht sachgerecht ist die Ableitung des rückgängigen Gasverbrauchs auf die zukünftig ab 2020 benötigte netzseitige Leistung bei den Endverbrauchern (private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) zu bewerten.

Die Annahme, dass die bei den Endverbrauchern bereitzustellende Leistung in ähnlicher Weise wie der Gasverbrauch sinken wird und dies per se eine niedrigere anzusetzende Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber rechtfertigt, wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern noch nicht mit Studien oder anderweitigen Datengrundlagen belegt. Deswegen kann nicht unbedingt aus dem Rückgang des Gasverbrauchs auf den Rückgang der Leistung geschlossen werden. Darüber soll das derzeit sich in Erstellung befindliche, jedoch zum Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens noch nicht vorliegende Gutachten der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) Klarheit bringen.

Die Konsultationsteilnehmer unterstützen auch in diesem Konsultationsverfahren diese Zweifel und halten es nicht für sachgerecht, aus dem Rückgang des Gasverbrauchs auf den Rückgang der benötigten Leistung zu schließen und hieraus Folgerungen für den Modellierungsansatz abzuleiten. Diese greift die Bundesnetzagentur im Weiteren auf (siehe unter 3.10.2.3.).

Für den zukünftigen Netzausbau sind neben der Regionalisierung der Leistung an den Punkten zu nachgelagerten Verteilernetzbetreibern insbesondere die Standorte (zukünftiger) Gaskraftwerke und Speicher relevant. Die in der **Anlage 1 und 2** enthaltenen Gaskraftwerke und Speicher entsprechen dem aktuellen Kenntnisstand und sind mit ihren Standorten der Entwicklung des Netzentwicklungsplans zugrunde zu legen.

### **3.6. Annahmen zur Entwicklung der Gewinnung von Erdgas, der Einspeisung von Biogas sowie Power-to-Gas**

Es bestehen keine Bedenken gegenüber den in allen drei Szenarien identischen Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zur künftigen Entwicklung der Erdgasgewinnung (L- und H-Gas).

Bei der Aufstellung des Szenariorahmens sind gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG Annahmen zur Erdgasgewinnung zu treffen. Dies umfasst neben der inländischen Förderung und der Biogaseinspeisung auch Power-to-Gas.

Einer Prognoseunsicherheit unterliegen die Aussagen zur Entwicklung der Inlandsförderung von Erdgas sowie der künftigen Einspeisung von Biogas in den nächsten zehn Jahren. Beide Entwicklungspfade sind in nicht unerheblichem Umfang wirtschaftlichen und gesetzgeberischen Einflussfaktoren unterworfen, über deren Eintritt wiederum erhebliche Unsicherheiten bestehen. So hat insbesondere im Bereich der Inlandsförderung die künftige Gaspreisentwicklung Einfluss auf die Entscheidung der Produzenten zur Umsetzung produktionssteigernder Maßnahmen.

#### **3.6.1. Inländische Förderung**

In zutreffender Weise stützen die Fernleitungsnetzbetreiber die Prognose zur Entwicklung der Inlandsförderung bis zum Jahr 2025 auf die Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) für die Jahre 2014 bis 2025. Danach wird die inländische Erdgasfördermenge im Jahr 2025 etwa 5,1 Mrd. m<sup>3</sup> betragen, was bezogen auf das Jahr 2012 (ca. 10,8 Mrd. m<sup>3</sup>) einen Rückgang um 53% bedeutet.

Dies ist sachgerecht, da die Vorhersagen des WEG einer ständigen Aktualisierung unterliegen.

Die in der **Anlage 4** enthaltenen inländischen Produktionsanschlusspunkte sind mit der Entwicklung der angenommenen Produktionskapazitäten dem Netzentwicklungsplan 2015 zugrunde zu legen.

#### **3.6.2. L-Gas-Aufkommen und L-Gas-Bilanz**

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen zutreffend von der auf die Prognose des WEG gestützten Annahme aus, dass das inländische L-Gas-Aufkommen in Deutschland in den nächsten Jahren kontinuierlich zurückgehen wird.

Auch die Annahmen zum Rückgang der Importleistung von L-Gas aus den Niederlanden sind eine geeignete Planungsgrundlage. Der niederländische Transportnetzbetreiber GTS hat diese Annahmen bestätigt.

Das Verfahren, mittels einer nationalen L-Gas-Leistungsbilanz Lösungen zur Deckung der Leistungslücke aus dem L-Gas-Rückgang (wie technische Konvertierung und Umstellung von Netzbereichen von L- auf H-Gas) zu ermitteln, ist sachgerecht. Bezüglich der L-Gas-Bilanz haben sich seit dem Netzentwicklungsplan 2014 die Erkenntnisse der Fernleitungsnetzbetreiber nicht grundlegend geändert. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist es gerechtfertigt, dass in der inländischen Produktionsprognose ein Sicherheitsabschlag gemacht wurde. Gerechtfertigt ist auch der Abzug der H-Gas-Produktionsleistungen für die Erstellung der L-Gas-Bilanz.

### **3.6.3. Einspeisung von Biogas**

Es ist nicht ersichtlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Auswahl der Erkenntnismittel, auf welche sie ihre Annahmen zur Entwicklung der Biogaseinspeisung stützen, fehlerhaft vorgegangen sind. Die aus dem Vorjahr übernommenen Annahmen zur künftigen Entwicklung bei der Biogaseinspeisung sind trotz fehlender aktueller Datengrundlagen derzeit nicht zu beanstanden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Biogaseinspeisung von 4 TWh im Jahr 2012 auf 18 TWh im Jahr 2025 ansteigen wird. Im vergangenen Szenariorahmen wurde noch von 21 TWh für das Jahr 2024 ausgegangen.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern schon in den vergangenen Jahren herangezogene Datengrundlage des „Basisszenarios 2011 A“ aus der „Leitstudie 2011“ des Bundesumweltministeriums bildet eine derzeit noch geeignete Prognosegrundlage. Zutreffend weisen die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 14 auf S. 24 im Szenariorahmen 2015 daraufhin, dass die Auswirkungen aus der Novellierung des EEG 2014 noch nicht berücksichtigt worden seien.

Die Zielvorgabe des § 31 GasNZV, wonach im Jahr 2020 sechs Milliarden Kubikmeter Biogas in das Erdgasnetz eingespeist werden sollten, wurde erst kürzlich im Rahmen der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (vom 21.07.2014) gestrichen. Daher mangelt es derzeit an aktuellen Annahmen zur Biogaseinspeisung, zumal im EEG ein biogasspezifischer Ausbaukorridor für Anlagen, die Elektrizität aus Biomasse gewinnen, eingeführt wurde, welcher zwar noch keine unmittelbaren Auswirkungen auf derzeit in der

Realisierung befindlichen Projekte haben sollte, den künftigen Zubau neuer Biogaseinspeiseanlagen jedoch deutlich beeinflussen dürfte.

Dies ist gegebenenfalls im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2015, spätestens aber bis zur Erstellung des Szenariorahmens Gas 2016, durch geeignete Annahmen zu ersetzen.

#### **3.6.4. Erdgasförderung unkonventionell / Power-to-Gas**

Eine Nichtberücksichtigung von potentiell (Erd-)Gas aus unkonventionellem Gas (z.B. Fracking) ist sachgerecht. Sofern 2015 neue Erkenntnisse aus dem gegenwärtig durch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erstellten Gutachten vorliegen, ist deren Berücksichtigung zu prüfen.

Die Erzeugung von Gas aus Strom (Power-to-Gas) wurde im Netzentwicklungsplan 2012 eingehend behandelt. Power-to-Gas bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und vieler Marktteilnehmer eine vielversprechende und verfügbare Option zur beabsichtigten Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Es ist auf Grund der Langfristigkeit des Themas nicht zu beanstanden, dass eine weitere Analyse zur künftigen Nutzung von Power-to-Gas und eine Quantifizierung von Einspeisemengen nicht in dem Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan 2015 erfolgen, sondern erst wieder aufgegriffen werden soll, wenn es Netzausbau-relevante Neuerungen gibt. Positiv gewertet wurde von einzelnen Konsultationsteilnehmern der Vorschlag eines Potentialatlasses für Power-to-Gas-Anlagen inklusive einer Zeitachse und einer konkreten Auskunft, wann Ergebnisse in einen Netzentwicklungsplan einfließen sollen. Die Weiterverfolgung dieses Projektes durch die Fernleitungsnetzbetreiber außerhalb des Netzentwicklungsplans wird weiterhin von der Bundesnetzagentur ausdrücklich begrüßt.

#### **3.7. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung (Gasbilanz)**

Die Annahmen, die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Hinblick auf die Entwicklung der Erdgasversorgung getroffen werden, begegnen keinen Bedenken. Es liegen keine Anhaltspunkte vor, die den Schluss zulassen, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern getroffenen Prognosen auf einer sachlich unzutreffenden oder unvollständigen Entscheidungsgrundlage aufbauen oder die für das Prognoseergebnis relevanten Umstände offensichtlich unzutreffend gewichtet wurden.

Zukünftig ergibt sich insbesondere aufgrund der rückläufigen deutschen Eigenproduktion und der Reduzierung der L-Gas-Importe aus den Niederlanden ein erhöhter H-Gas-Importbedarf für Deutschland.

Hinter der in § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG enthaltenen Vorgabe, Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung aufzustellen, verbirgt sich die Anforderung an die Fernleitungsnetzbetreiber, Aussagen zur prognostizierten Entwicklung des Importbedarfs von Erdgas zu treffen. In methodischer Hinsicht haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Importbedarf durch die Bildung einer Differenz zwischen dem prognostizierten nationalen Gasbedarf und dem voraussichtlich verfügbaren Erdgasangebot aus nationaler Gewinnung sowie der Einspeisung von Biogas bestimmt.

In den Szenarien II und III gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass der deutsche Importbedarf (Summe aus L- und H-Gas) ausgehend von 707 TWh im Jahr 2012 bis zum Jahr 2015 auf 635 TWh in Szenario II („mittleres Gasbedarfsszenario“) und 630 TWh in Szenario III („niedrigeres Gasbedarfsszenario“) sinken wird. Im Szenario I („hohes Gasbedarfsszenario“) wird bis zum Jahr 2015 ein sinkender Gasverbrauch angenommen (629 TWh), der jedoch bis zum Jahr 2025 wieder auf 714 TWh ansteigt. Im Szenario II („mittleres Gasbedarfsszenario“) wird für das Jahr 2025 ein Importbedarf von 660 TWh prognostiziert, worin bezogen auf das Jahr 2012 ein Rückgang um 47 TWh liegt (minus 7%). Gemäß des Szenarios III wird aufgrund des geringen Gasbedarfs für die Stromerzeugung für das Jahr 2025 nur noch ein Importbedarf von 571 TWh vorhergesagt, worin bezogen auf das Jahr 2012 ein Verbrauchsrückgang von 136 TWh liegt (=19%).

### **3.8. Gasaustausch mit anderen Ländern sowie Berücksichtigung von Investitionsvorhaben in die gemeinschaftsweite Infrastruktur**

Die Annahme der Fernleitungsnetzbetreiber, der zusätzliche H-Gas-Bedarf werde ratiertlich in Abhängigkeit der jeweils verfügbaren zusätzlichen Gasmenge pro Einspeiserichtung gedeckt, ist derzeit angemessen (dazu 3.8.1.).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben allerdings nicht nachvollziehbar dargelegt, wie sich dieser Bedarf in Kapazitätsveränderungen an den einzelnen GÜPs abbildet. Die Kapazitätsveränderungen an einzelnen Grenzübergangspunkten sind nur teilweise nachvollziehbar begründet. Konkret fehlt an einzelnen Grenzübergangspunkten eine Auseinandersetzung mit bedarfsgetriebenen Indikatoren (dazu 3.8.2.).

Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber geplante Investitionsvorhaben in die gemeinschaftsweite Infrastruktur nicht in ausreichendem Umfang berücksichtigt (dazu 3.8.3.).

### **3.8.1. Systematik der Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des H-Gas-Importbedarfs**

Es ist sachgerecht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber sich für eine rationelle Verteilung der Quellen entschieden haben, um von der tatsächlichen Realisierung einzelner Infrastrukturmaßnahmen für die Bereitstellung zusätzlicher Gasmengen in Europa weitestgehend unabhängig zu sein. Aufgrund der Komplexität und der unsicheren und nur schwer prognostizierbaren Gasströme gibt es kein sichereres und damit geeigneteres Verfahren, nach welchem exakte Gasmengen für die Deckung des deutschen H-Gas-Bedarfs richtungsabhängig ermittelt werden können.

Auch die meisten Stellungnahmen in der Konsultation halten das Vorgehen für sachgerecht. Lediglich zwei Stellungnahmen haben sich gegen die angewandte Methodik ausgesprochen: EFET Deutschland e.V. und N.V. Nederlandse Gasunie zusammen mit Gasunie Transport Services B.V. (gemeinsame Stellungnahme). Entgegen des Vorbringens von EFET Deutschland e.V., die Herangehensweise sei zu statisch, ist diese derzeit in Ermangelung von Alternativen nicht zu beanstanden.

### **3.8.2. Annahmen zum Gasaustausch zwischen Deutschland und anderen Ländern**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kapazitätsveränderungen an einzelnen Grenzübergangspunkten nur teilweise nachvollziehbar begründet.

Die Erhöhungen der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten Oude Statenzijl (Exit/Entry) der Beteiligten zu 6. sowie Eynatten/Raeren (Exit) und Wallbach (Entry) der Beteiligten zu 2. sind hingegen nicht nachvollziehbar. Deshalb ordnet die Bundesnetzagentur an, den Netzentwicklungsplan Gas 2015 ohne die angesetzten Erhöhungen ausweislich des Tenors zu modellieren (vgl. Tenor zu 4.).

Um den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern Gelegenheit zu geben, die Nachvollziehbarkeit darzulegen, hat sich die Bundesnetzagentur gemäß § 36 Abs. 2 Ziffer 3 VwVfG den Widerruf dieser Entscheidungen vorbehalten.

Die Bundesnetzagentur wird von dem Widerrufsvorbehalt Gebrauch machen, sofern und soweit die Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb einer Frist von vier Wochen nach Zustellung dieser Entscheidung eine nachvollziehbare und plausible Begründung für die Erhöhungen nachliefern.

Die Bundesnetzagentur hat die Fernleitungsnetzbetreiber explizit in einem Schreiben vom 25.08.2014 aufgefordert, ergänzende Erläuterungen zu den Veränderungen an Grenzübergangspunkten vorzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Erläuterungen

gegenüber der Bundesnetzagentur nachgereicht. Bezüglich der oben genannten Punkte waren diese jedoch nicht ausreichend, um eine Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten. Damit sind sie ihrer Verpflichtung aus § 15a Absatz 2 S. 3 und S. 4 EnWG, alle zur Überprüfung des NEP erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen, nicht nachgekommen.

Bei der Prüfung der Kapazitätserhöhungen hat die Bundesnetzagentur neben den Begründungen der Fernleitungsnetzbetreiber folgende Indikatoren, die den Bedarf nach Kapazitäten und folglich eine Erhöhung der Kapazitäten an den GÜPs nachweisen können, zur Plausibilisierung herangezogen:

- Buchungs- und Nominierungsverhalten am jeweiligen Grenzübergangspunkt, sofern die Bundesnetzagentur diese Daten über die Kapazitätsplattform PRISMA oder über andere Wege einsehen konnte (z. B. Transparenzplattformen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber);
- Netzzugangsverweigerungen, die der Bundesnetzagentur gemeldet wurden;
- Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten, sofern sie in den Unterbrechungslisten und/oder über die Netzzugangsverweigerungsmeldungen ersichtlich wurden;
- Steigerungs- oder Reduktionsmöglichkeiten von aktuellen Exit/Entry-Lastflüssen;
- Auktionsaufschläge bei Primärkapazitätsauktionen auf der Plattform PRISMA,
- (einseitig) bindende längerfristige Buchungsanfragen von Transportkunden, wenn der Bundesnetzagentur Informationen hierüber vorlagen;
- und gegebenenfalls Indikationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Fernleitungsnetzbetreiber.

Sofern zumindest eine der genannten Quellen hinreichend valide Aussagen liefern konnte, die die Begründung der FNB zu einer planerischen Kapazitätserhöhung gemäß Szenariorahmen 2015 an einem Grenzübergangspunkt hätte stützen können, ist die Erhöhung der Kapazitätswerte als angemessen bewertet worden. Sofern keine der genannten Quellen eine planerische Kapazitätserhöhung rechtfertigen konnte, ist die Kapazitätserhöhung als nicht ausreichend gewertet worden.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur oben aufgeführte Indikatoren mit den ihr zur Verfügung stehenden Mitteln und auf Grundlage öffentlich zugänglicher Daten herangezogen hat. Dies schließt nicht aus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber

treiber zukünftig auch weitere Informationen vorlegen können, die den Bedarf an den Grenzübergangspunkten sachlich begründen können.

### **3.8.2.1. Nachvollziehbare Änderungen bei Kapazitätswerten an Grenzübergangspunkten**

Die im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 im Szenariorahmen identifizierten Erhöhungen der technisch verfügbaren Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten Überackern 2/SÜDAL (Exit) sowie Kiefersfelden/Pfronten der Beteiligten zu 1. sind sachgerecht.

Am Punkt Überackern 2/SÜDAL (Exit) plant die Beteiligte zu 1. zumindest eine BZK zu schaffen. Im koordinierten Netzentwicklungsplan Gas 2015 der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber hat Gas Connect Austria GmbH (GCA) einen zusätzlichen Bedarf an fZK (Exit Deutschland/Entry Österreich) in Höhe von 2.400 MWh/h für den Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) genannt.

An dem Punkt Überackern 2/SÜDAL bestehen ferner laut Analysen der Netzbetreiber Unterbrechungen, welche aufgrund ihres Ausmaßes in der Auswertung der Unterbrechungsanalyse im NEP Gas 2014 eingegangen sind. Zumindest aus dieser historischen Betrachtung lässt sich ein ungesättigter Bedarf für den Grenzübergangspunkt festmachen. Die Auktionen auf der Primärkapazitätsplattform PRISMA geben ein weiteres Indiz für die Kapazitätsauslastung am Übergangspunkt Überackern 2/SÜDAL: In den Monaten Oktober 2013 bis Februar 2014 und September und Oktober 2014 gab es an mehreren Tagen Auktionsaufschläge aufgrund einer im Vergleich zum Angebot höheren Nachfrage. Dies gilt für die angebotenen fZK, DZK und BZK.

Demzufolge ist es nicht zu beanstanden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ankündigen, diesen Zusatzbedarf in den nächsten TYNDP einzubringen und ihn im darauffolgenden Netzentwicklungsplan 2016 zu berücksichtigen.

Die neu angesetzte Kapazität an der Ausspeisezone Kiefersfelden/Pfronten ist ebenfalls angemessen. Zur unterbrechungsfreien Versorgung des Marktgebietes Tirol ist laut österreichischem Netzbetreiber TIGAS Erdgas Tirol GmbH ein zusätzlicher Bedarf an fZK (Exit Deutschland/Entry Österreich) für 2015 in Höhe von 85 MWh/h und für die Jahre 2016 bis 2024 von weiteren 130 MWh/h gegeben. Diese Aufspeisung kann einzig und allein über die Ausspeisezone Kiefersfelden/Pfronten erfolgen.

### 3.8.2.2. Derzeit nicht nachvollziehbare Änderungen bei Kapazitätswerten an Grenzübergangspunkten

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Begründung für die Kapazitätserhöhung an den Grenzübergangspunkten Wallbach (Entry) und Eynatten/Raeren (Exit) der Beteiligten zu 2. sowie Oude Statenzijl (Exit/Entry) der Beteiligten zu 6. ist unzureichend. Sie werden daher gemäß Tenor zu 4. derzeit nicht bestätigt.

Zu den Grenzübergangspunkten im Einzelnen:

#### **Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten Wallbach und Eynatten/Raeren**

Der Kapazitätsansatz an den Punkten Wallbach Entry und Eynatten/Raeren Exit der Beteiligten zu 2. kann nicht wie vorgelegt bestätigt werden. Die Einspeise-Kapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach (Entry) ist ohne die geplante Erhöhung anzusetzen und wird auf 0 MWh/h festgelegt. Die Ausspeise-Kapazität am Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren (Exit) wird in Höhe der derzeitigen Bestandskapazität von 3.396 MWh/h festgelegt (vgl. in Anlage 3 markierte Punkte).

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen im Szenariorahmen an, dass für den Grenzübergangspunkt Wallbach durch die Beteiligte zu 2. ein Teilprojekt zur Reversierung der TENP geplant ist, mit dem Ziel, den physikalischen Gasfluss von Süden nach Norden zu ermöglichen. Dieser soll ausweislich der Darstellung im Szenariorahmen „nach derzeitigem Kenntnisstand in Abhängigkeit vom Marktbedarf eine Gesamtleistung von 6.000 bis 14.900 MWh/h als feste **Einspeisekapazität** mit Auflage in Wallbach zur Verfügung stellen“. Im Vergleich mit der Eingangsgrößenliste zu den Grenzübergangspunkten hat die Beteiligte zu 2. diese Spannbreite mit der Aufnahme einer Ausbaualternative mit der Bezeichnung „Min Case“ in Höhe zusätzlich zu schaffender fester Einspeisekapazität von 6.000 MWh/h als bFZK (TVK in Höhe von 6.000 MWh/h) und einer Ausbaualternative „Mid Case“ von insgesamt 14.900 MWh/h (TVK) mit jeweils 6.000 MWh/h als bFZK und 8.900 MWh/h als BZK angegeben. In Ergänzung hierzu wurde seitens der Beteiligten zu 2. am 06.10.2014 schriftlich vorgetragen, dass beabsichtigt sei, mindestens 6.000 MWh/h zu schaffen.

Ferner wurden im Szenariorahmen Bedingungen zur technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit und das Treffen einer Investitionsentscheidung aufgenommen, die in der Ergänzung der Beteiligten zu 2. relativiert wurden.

Auch die neuere Ergänzung und die Formulierung „mindestens 6.000 MWh/h“ zu schaffen, lässt Raum für Varianten. Bei der Netzmodellierung ist jedoch von festen Eingangs-

größen auszugehen. Aus der Annahme einer Bandbreite würde folgen, dass eine unüberschaubare Anzahl an zusätzlichen Netzmodellierungen durchgeführt werden müssten.

Im Gegensatz zum Vorjahr sind die jeweiligen Ausbaualternativen nicht den Szenarien (I, II oder III) zugeordnet. Dies ist insofern konsequent, als dass sich die Annahmen zu den Kapazitätsbedarfen an den Grenzübergangspunkten in den jeweiligen Szenarien ansonsten nicht unterscheiden und sich aus den drei Szenarien keine unterschiedlichen Annahmen zum Bedarf an den Grenzübergangspunkten ableiten lassen.

Auch die Annahme einer Grenzübergangskapazität unter Vorbehalt, sei dieser technischer, wirtschaftlicher oder marktbedarfsabhängiger Natur, ist nicht geeignet, um als Eingangsparameter in den Szenariorahmen aufgenommen zu werden. Erst wenn der Bedarf an dem Grenzübergangspunkt zweifelsfrei festgestellt und der Höhe nach konkretisiert wurde, entspricht er den Erfordernissen des § 15a EnWG und kann der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegt werden.

Die Beteiligte zu 2. hat schließlich auch nicht hinreichend dargelegt, inwieweit und inwiefern der zusätzliche H-Gas-Bedarf maßgeblich für die Erhöhung der Kapazitäten am Einspeisepunkt Wallbach ist. Dies gilt insbesondere für die Frage, warum der Ersatz der rückläufigen deutschen Eigenproduktion importseitig über genau diesen Grenzübergangspunkt erfolgen muss. Die Fehlmenge könnte auch über die anderen von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Quellenverteilung benannten Grenzübergangspunkte gedeckt werden.

Auch das Vorgehen zum Ansatz der **Ausspeisekapazität** in Höhe von bis zu 7.000 MWh/h von Stolberg nach Eynatten wurde vom Marktbedarf abhängig gemacht. Auch auf Nachfragen wurde hierfür keine nachvollziehbare Begründung geliefert.

Die Erhöhung der Ausspeisekapazität in Eynatten scheint zudem im Widerspruch zur Quellenannahme der Fernleitungsnetzbetreiber zu stehen, nach der Erdgasmengen, die in Südwest- oder Westeuropa eingespeist werden, auch an dem Punkt Eynatten zur Erhöhung der Import-Gasströme führen sollen.

Diesen Widerspruch, dass einerseits die Annahme der Quellenverteilung zu einer Erhöhung der Importströme führen soll und andererseits der Export nach Belgien zunehmen wird, haben die Fernleitungsnetzbetreiber nicht ausreichend widerlegt.

Ferner führen die Fernleitungsnetzbetreiber auf Seite 38 des Szenariorahmens aus, dass die technische Realisierbarkeit der industriellen Deodorierungsanlage sowie die Projekt-Wirtschaftlichkeit untersucht werden. Daher stünden die finale Investitionsentscheidung noch aus und die angegebenen Kapazitäten nur vorläufig fest.

Es ist erneut darauf hinzuweisen, dass der Netzentwicklungsplan mit Bekanntgabe des jeweiligen Änderungsverlangens durch die Bundesnetzagentur an die Fernleitungsnetzbetreiber verbindlich wird und die Fernleitungsnetzbetreiber damit die Realisierung der Maßnahme nicht mehr von einer finalen Investitionsentscheidung abhängig machen können. Eine Maßnahme kann nur im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne entfallen, wenn sich bei der Modellierung herausstellt, dass sie nicht mehr bedarfsgerecht ist.

### **Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Oude Stanzijl Entry und Exit**

Der Kapazitätsansatz an dem Grenzübergangspunkt Oude Stanzijl (H104 - OUDE STATENZIJL H Entry und H095 - OUDE STATENZIJL H Exit) der Beteiligten zu 6. kann nicht wie vorgelegt bestätigt werden. An diesen, in der Anlage 3 markierten Punkten sind die ursprünglich **als in Planung** ausgewiesene Einspeise-Kapazität in Höhe von 3.500 MWh/h und die Ausspeise-Kapazität in Höhe von 8.500 MWh/h nicht in der Modellierung anzusetzen. Die Beteiligte zu 6. hat stattdessen nur die derzeit am Punkt Oude Stanzijl ausgewiesene **Bestandskapazität** in Höhe 2.678 MWh/h (Einspeise-Kapazität) und in Höhe von 1.491 MWh/h (Ausspeise-Kapazität) bei der Modellierung anzusetzen.

Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit allein reicht nicht aus, die Erhöhung zu begründen. Eine zusätzliche Kapazitätsbereitstellung zieht diesen Effekt stets nach sich.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zur Begründung der Erhöhung weiter angeführt, dass laut Stellungnahme der N.V. Nederlandse Gasunie und der Gasunie Transport Services B.V. die Notwendigkeit bestehe, die technischen Kapazitäten für den Gasaustausch mit den Niederlanden zu erhöhen. Der Bedarf sei aus Sicht der Beteiligten zu 6. importseitig erforderlich, um einen diversifizierten Ersatz der dänischen Exporte nach Deutschland und insbesondere für die rückläufige deutsche Eigenproduktion zu schaffen. Es handelt sich konkret um eine **Erhöhung der Einspeisekapazität** von 3,5 GWh/h in das System der Beteiligten zu 6., die in Form von fFZK für die Versorgung im Gaspool-Marktgebiet bereitgestellt werden soll.

Eine nachvollziehbare Begründung für den Bedarf der Erweiterung wurde jedoch seitens N.V. Nederlandse Gasunie und Gasunie Transport Service B.V. nicht vorgetragen. Die Gruppe der Fernleitungsnetzbetreiber hat sich diesen in der Stellungnahme vorgebracht.

ten Bedarf zu eigen gemacht und die entsprechenden Werte in den Inputlisten angepasst, ohne ihn nachzuweisen.

Auch aus der derzeitigen Buchungssituation kann kein zusätzlicher Bedarf abgeleitet werden. Der Einspeisepunkt Oude Statenzijl weist einen geringen Buchungsgrad auf. Im aktuellen Gaswirtschaftsjahr sind mindestens 1,5 GWh/h frei verfügbar. Ab Oktober 2015 bis 2025 sind langfristig mindestens 2,4 GWh/h an freien fZK verfügbar.

Die Beteiligte zu 6. hat auch nicht dargelegt, inwieweit und inwiefern der zusätzliche H-Gas-Bedarf maßgeblich für die Erhöhung der Kapazitäten am Einspeisepunkt Oude Statenzijl ist. Sie hat im Einzelnen nicht dargelegt, warum der Ersatz der rückläufigen deutschen Eigenproduktion importseitig über genau diesen Grenzübergangspunkt erfolgen muss. Die Fehlmenge könnte auch über die anderen von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Quellenverteilung benannten Grenzübergangspunkte gedeckt werden.

Gegen die Erhöhung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten haben sich ebenso einige Stellungnehmer ausgesprochen. So bemerkte ein Teilnehmer, dass zusätzliche Importkapazitäten (über das erforderliche Maß zum Ersatz des rückläufigen L-Gas-Aufkommens hinaus) nicht nötig seien. Es seien bereits mit Blick auf die zusätzlichen Flexibilitätsanforderungen in Deutschland und seinen Nachbarländern Speicherkapazitäten geplant und ausgebaut, sodass genügend Leistungsreserven zur Verfügung stünden.

Der Kapazitätsansatz am Punkt Oude Statenzijl Exit ist ebenfalls nicht angemessen. Insbesondere der **Zuwachs des Kapazitätswertes in Ausspeiserichtung** in Höhe von 8,5 GWh/h ab 2019 ist erklärungsbedürftig. Wie bereits bei den Ausführungen zur Einspeiseseite mangelt es an der ausreichenden Begründung und der Erbringung des Nachweises für den angesetzten Kapazitätswuchs. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass gerade auf Grund des Mangels an langfristigen Kapazitätsbuchungswünschen der Transportkunden sich die technische Ausspeisekapazität von fZK zum 01.10.2015 von 4,2 GWh/h auf 1,5 GWh/h reduziert hat<sup>12</sup>, kann eine Erhöhung der Exit-Kapazität in der Netzplanung ab 2019 nicht nachvollzogen werden. Zudem sind trotz dieser Reduzierung weiterhin freie Kapazitäten aktuell buchbar.

Es ist nicht zu beanstanden, dass Untersuchungen stattfinden können, die auch den Bedarf in den Niederlanden mit einbeziehen. Jedoch haben die Untersuchungen dergestalt zu erfolgen, dass eine Auseinandersetzung mit den oben genannten Indikatoren stattfinden

---

<sup>12</sup> Vergl. Transparenzplattform der Beteiligten zu 6. unter <http://transparenz.gasunie.de/mts.web/netzkarte/index?lang=de&inst=gud> (Stand vom Oktober 2014).

det. Darüber hinaus müsste nachvollziehbar begründet werden, dass sich eine Erhöhung der Ausspeisekapazität nicht im Widerspruch zur zusätzlichen Quellenannahme aus den Niederlanden befindet.

### **3.8.2.3. Widerrufsvorbehalt und zusätzliche optionale Modellierung mit den vorgeschlagenen Kapazitätswerten an den Grenzübergangspunkten**

Die Bundesnetzagentur behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziffer 3 VwVfG den Widerruf der in Tenor 4 in den Ziffern 4.a), 4.b) und 4.c) getroffenen Entscheidungen vor. Dieser Vorbehalt soll sicherstellen, dass die Bedarfsbegründung nachgeholt werden kann. Dabei können auch neuere Erkenntnisse berücksichtigt werden. Hiermit soll erreicht werden, dass bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans 2015 eine möglichst realistische Einschätzung der Bedarfe zugrunde gelegt werden kann, um somit eine größtmögliche Bedarfsgerechtigkeit zukünftiger Planungen zu erreichen.

Die Bundesnetzagentur hat auch erwogen, eine Bestätigung der Änderungen unter der Auflage der Nachholung einer nachvollziehbaren Begründung der Erhöhungen oder eine aufschiebend bedingte Bestätigung auszusprechen. Sie hat sich für den Weg eines Widerrufsvorbehalts entschieden, weil damit einerseits ein Ansatz nicht nachvollziehbarer Erhöhungen an den GÜPs sicher ausgeschlossen wird und gleichzeitig eine für alle Fernleitungsnetzbetreiber klare und eindeutige Vorgabe für die anstehenden Netzberechnungen geschaffen wird, damit der Modellierungsprozess umgehend begonnen werden kann. Es bleibt den Fernleitungsnetzbetreibern überlassen, von der Möglichkeit der nachträglichen Darlegung Gebrauch zu machen und sich dem daraus resultierenden Aufwand einer Änderung der Eingangsparameter zu stellen oder diesen Schritt erst für den nachfolgenden Netzentwicklungsplan 2016 zu gehen.

Bei dem vorliegenden Widerrufsvorbehalt handelt es sich nicht um eine belastende, sondern um eine begünstigende Nebenbestimmung. Den Fernleistungsnetzbetreibern soll die Möglichkeit gegeben werden, die Bundesnetzagentur davon zu überzeugen, dass sie zu Recht von den im Szenariorahmen angesetzten Kapazitätswerten an den o. a. Grenzübergangspunkten ausgegangen sind. Dies kann nur erreicht werden, indem sie, wie tenoriert, betreffende Werte nachvollziehbar und plausibel begründen.

Der Widerrufsvorbehalt stellt sich als mildestes Mittel zur Erreichung des gesetzlichen Zieles dar. Denn ohne diesen bestünde erst im nächsten Szenariorahmen (2016) die Möglichkeit, die Bedarfe erneut darzulegen. Sie könnten dann erst im Netzentwicklungsplan 2016 berücksichtigt werden.

Von dem angeordneten Vorbehalt wird das berechnete Bedürfnis der Fernleitungsnetzbetreiber nach Planungssicherheit nicht beeinträchtigt. Im Falle des Widerrufs könnten die ursprünglich angesetzten bzw. angepassten Werte bei der Modellierung verwendet werden. Darin bestünde keinerlei Beschwer für die Fernleitungsnetzbetreiber.

Die angesetzte Frist von vier Wochen ist ebenfalls angemessen. Eine längere Frist wäre vor dem Hintergrund des hohen zeitlichen Aufwandes für die Modellierung und des kurzen Zeitraums bis zur Vorlage des Planes nicht sachgerecht.

Bei der **Begründung** zur Erreichung eines Widerrufs der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber mindestens auf die im Tenor genannten, von der Bundesnetzagentur bei der Prüfung **herangezogenen Indikatoren** abzustellen.

In diesem Zusammenhang ist es den Beteiligten möglich, eventuell angepasste Kapazitätswerte (wie z. B. die Beteiligte zu 2. in Höhe von 6.000 MWh/h) in der Begründung und Darlegung für den Widerruf detailliert, punktscharf sowie bezogen auf die Flussrichtung zu konkretisieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zudem gemeinsam darzulegen, ob und in welcher konkreten Höhe die angesetzten Kapazitäten je Grenzübergangspunkt zur Deckung der H-Gas-Leistungsbilanz für 2020 bzw. 2025 beitragen. Zudem muss dargelegt werden, dass die Erhöhungen der Exit-Kapazitäten dem Deckungsbedarf der H-Gas-Leistungsbilanz nicht entgegenstehen. Darüber hinausgehende Kapazitätsannahmen bedürfen einer zusätzlichen Begründung. Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber es für sinnvoll erachten ist ihnen freigestellt, für diese Fälle Alternativrechnungen durchzuführen.

Sofern und soweit die Bundesnetzagentur von ihrem Widerrufsrecht keinen Gebrauch macht, bleibt es den Fernleitungsnetzbetreibern als Option überlassen, die ursprünglich im Szenariorahmen angesetzten Kapazitäten in einer alternativen Variante zum Netzentwicklungsplan zu modellieren. Dies dient der Möglichkeit der isolierten Betrachtung des Effekts der Kapazitätsveränderung auf den Ausbaubedarf.

Die nicht bestätigten Erhöhungen könnten dann als Parameter für eine zukünftige „Ausbaukapazität“, für die eine Marktabfrage unter Angabe indikativer Ausbaurkosten geplant ist, genutzt werden. Gegenwärtig wird dazu eine Ergänzung der Verordnung (EU) 984/2013 (Incremental Capacity) diskutiert, die eine solche Marktabfrage – die grundsätzlich heute bereits möglich ist – auch innerhalb der jährlichen Kapazitätsauktionen von Jahresprodukten ermöglichen soll. Im Vorgriff auf diesen Prozess soll den Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit erhalten bleiben, die Alternativmodellierungen zur Bestimmung der indikativen Investitionskosten bereits jetzt vornehmen zu können.

### **3.8.3. Geplante Investitionsvorhaben in die benachbarte Infrastruktur**

Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen sich grundsätzlich gemäß Tenor zu 8. mit geplanten Investitionsvorhaben in die gemeinschaftsweite Infrastruktur bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans auseinandersetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben grundsätzlich geplante Investitionsvorhaben in die gemeinschaftsweite Infrastruktur, die einen Einfluss auf den deutschen Netzausbauplan haben, im Sinne des § 15a Absatz 1 Satz 4 EnWG in ausreichendem Umfang zu berücksichtigen. Ihnen wird daher aufgegeben, die derzeit bekannten Projekte bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 zu berücksichtigen. Beispielhaft unberücksichtigt geblieben ist bei der Erstellung des Szenariorahmens die im Rahmen der Konsultation von Gasunie Transport Services B.V. eingebrachte Studie über eine Transportalternative im niederländischen Netz zu den Maßnahmen Zeelink 1 und 2.

Diese ist von den Fernleitungsnetzbetreibern zunächst daraufhin zu prüfen, ob jene Maßnahmen im TYNDP 2015-2024 eingebracht werden. Die aus der Überprüfung gewonnenen Erkenntnisse sind in ihre Erwägungen einzubeziehen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans 2015 ist von den Fernleitungsnetzbetreibern sodann darzulegen, ob der Vorschlag die Erforderlichkeit der eigenen Maßnahme entfallen lassen könnte. Hier ist die Frage zu beantworten, ob die Transportalternative auch die Bedarfe hinreichend abzudecken vermag und ob die von den Fernleitungsnetzbetreiber gewählte Leistungsbereitstellung im Lichte der geplanten Marktraumumstellung hierdurch tangiert wird. In diesem Sinne haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits im Szenariorahmen angekündigt, dass eine solche Auseinandersetzung im Netzentwicklungsplan 2015 geschehen wird.

Durch diese Anforderung wird sichergestellt, dass Investitionen in die gemeinschaftsweite Gasinfrastruktur, die von Dritten durchgeführt werden, bei der Planung des deutschen Fernleitungsnetzes in geeignetem Maße berücksichtigt werden. Damit das Ziel, einen gemeinschaftsweiten Erdgasbinnenmarkt herzustellen, erreicht werden kann, sind die Investitionsvorhaben in die vor- und nachgelagerte Gasinfrastruktur aufeinander abzustimmen. Insbesondere Ausbaumaßnahmen von Netzbetreibern in benachbarten Mitgliedstaaten können Auswirkungen auf die netztechnische Auslegung des deutschen Fernleitungsnetzes haben. Hierbei besteht ein grundsätzliches Interesse, dass derartige Investitionen angemessen im deutschen Fernleitungsnetz berücksichtigt werden, um die infrastrukturbezogenen Bedingungen zu optimieren, unter denen sich der gemeinsame Erdgasbinnenmarkt entwickeln soll.

### **3.9. Berücksichtigung von geplanten Investitionsvorhaben in die Speicherinfrastruktur sowie Kapazitätsplanung für Bestandsspeicher**

Investitionsvorhaben in die Speicherinfrastruktur finden im Szenariorahmen angemessene Berücksichtigung. Nicht sachgerecht ist hingegen der uneinheitliche Ansatz von Bestandsspeichern unter den Fernleitungsnetzbetreibern. Der Ansatz der Beteiligten zu 15., einige Bestandsspeicher, deren Nutzer in höherem Umfang fest frei zuordenbare Kapazitäten (fFZK) gekündigt haben, nunmehr mit temperaturabhängig festen Kapazitäten (TaK) zu modellieren, ist gegenwärtig nicht bestätigungsfähig.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben geeignete Kriterien für die Modellierung der Bestandsspeicheranschlusspunkte mit einer temperaturabhängigen Kapazität zu entwickeln, die der Branche entsprechend des Tenors zu 3. im Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2015 zur Konsultation zu stellen sind.

#### **3.9.1. Investitionsvorhaben in die Speicherinfrastruktur**

§ 15a Abs. 1 S. 4 EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Szenariorahmens, geplante Investitionsvorhaben in die Netz- und Speicherinfrastruktur zu berücksichtigen. Im Hinblick auf Investitionen in die Speicherinfrastruktur haben die Fernleitungsnetzbetreiber nicht nur dem Umstand Rechnung zu tragen, dass Erdgasspeicher an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden. Vielmehr müssen sie sich damit auseinandersetzen, wie eine angemessene Integration von Erdgasspeichern gelingen kann und welche netzseitigen Ausbaumaßnahmen hierzu gegebenenfalls durchzuführen sind. Um dieses Interesse durchzusetzen, hat der Verordnungsgeber für Neuinvestitionen in § 39 GasNZV einen Kapazitätsausbauanspruch zugunsten des Speicherbetreibers normiert, der eingreift, soweit eine vorherige Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV seitens des Fernleitungsnetzbetreibers abgelehnt wird.

Im Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber wurden neben den gegenwärtig bestehenden bzw. im Bau befindlichen Speichern vor allem die bis zum Ende der Konsultation am 15.08.2014 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen und geltend gemachten Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV berücksichtigt.

#### **3.9.2. Modellierungsansatz der Bestandsspeicherkapazitäten im Szenariorahmen**

Der Ansatz der Beteiligten zu 15., einige Bestandsspeicher, deren Nutzer in höherem Umfang feste frei zuordenbare (fFZK) Kapazitäten gekündigt haben, nunmehr mit temperaturabhängig festen Kapazitäten (TaK) zu modellieren, ist gegenwärtig nicht bestätigungsfähig (dazu unter a.). Den Fernleitungsnetzbetreibern wird aufgegeben, gemeinsam für

den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016 anzuwendende Kriterien für die Modellierung der Bestandsspeicheranschlusspunkte mit einer temperaturabhängigen Kapazität zu entwickeln. Dies gilt für alle Bestandsspeicheranschlusspunkte, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern an den entsprechenden Punkten angebotenen festen frei zuordenbaren Kapazitäten nicht gebucht sind und jene, an denen die Speicher nur über eine unterbrechbare Netzanbindung verfügen. Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien sind der Bundesnetzagentur bis zum 16. Januar 2015 vorzulegen und im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG der Branche zur Konsultation zu stellen (dazu unter b.).

a.) Der Ansatz der Beteiligten zu 15., im Szenariorahmen in vier Fällen an Speicherpunkten, an denen im vergangenen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan 2014 feste frei zuordenbare Kapazitäten (fFZK) ausgewiesen und planerisch berücksichtigt wurden, diese als temperaturabhängig feste Kapazitäten (TaK) in der Planung bis 2025 anzusetzen, ist mangels nachprüfbarer Daten zum historischen Buchungsverhalten der Netz- und Speichernutzer, zur Auslastung dieser Speicherpunkte und vor allem zur Prognose der künftigen Nachfrage derzeit nicht bestätigungsfähig. Der Ansatz der Kapazitäten aus dem Netzentwicklungsplan des Jahres 2014 ist fortzuführen.

Die Bundesnetzagentur befürwortet das Vorgehen der Beteiligten zu 15. grundsätzlich, in der Netzplanung in den Fällen, in denen eine mangelnde Marktnachfrage nach fFZK besteht, TaK anzusetzen. Jedoch bedarf es dazu der Festlegung von transparenten Kriterien, die als hinreichender Beleg für eine mangelnde Marktnachfrage gewertet werden können (dazu unter b.). Solche Kriterien sind jedoch im Dokument des Szenariorahmens 2015 weder transparent und nachvollziehbar dargelegt, noch haben die Fernleitungsnetzbetreiber sich untereinander diesbezüglich abgestimmt.

Erst auf weitere Nachfrage im Rahmen der Anhörung, in der die Bundesnetzagentur zunächst gefordert hatte, dass alle Fernleitungsnetzbetreiber nicht mit fFZK gebuchte Speicheranschlusspunkte mit TaK modellieren sollen, haben sie Ansätze zur Bewertung des Buchungsverhaltens skizziert.

Die Netzbetreiber müssen sich bei ihren Prognosen und den in der Planung bzw. Netzmodellierung anzusetzenden Kapazitäten für die Bestandsnetznutzer an § 15 Abs. 3 EnWG messen lassen. Hiernach besteht die Verpflichtung, „dauerhaft die Fähigkeit ihrer Netze sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportdienstleistungen für Gas zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Transportkapazität und Zuverlässigkeit der Netze zur Versorgungssicherheit beizutragen“.

Es wäre verfrüht, auf Grund des Wegfalls der Buchungen von fZK darauf zu schließen, dass die Netzkapazitäten an den Speicheranschlusspunkten nicht mehr benötigt würden. Im Widerspruch zur o. a. Versorgungsaufgabe stünde demzufolge, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber in der Planung nur noch auf unterbrechbare Kapazitäten an Speicherbestandspunkten setzten. Gemessen an diesem Grundsatz ist das Vorgehen der Beteiligten zu 15. nicht zu beanstanden, denn mit einer temperaturabhängigen Kapazität sind die Versorgungsaufgaben der Speicher hinreichend sichergestellt (bei niedrigen Temperaturen in der Winterperiode ist eine Ausspeicherung auf fester Basis möglich und bei entsprechend hohen Temperaturen im Sommer ist eine Einspeicherung auf fester Basis möglich).

Allerdings ist es der Bundesnetzagentur derzeit nicht möglich, valide zu beurteilen, ob in den konkreten Fällen kein nachhaltiges Interesse an fZK mehr besteht. Vielmehr hat die Beteiligte zu 15. nur cursorisch auf Nachfrage die Kriterien dargelegt, die sie für ihre Entscheidungsfindung angewendet hat. Es sei eine Rückgabe von festen Kapazitäten im Wesentlichen zum Jahreswechsel 2013/2014 erfolgt, daher sei der Stichtag des 02.01.2014 als maßgeblich für die Entscheidung der Beteiligten zu 15. anzusehen. Ferner wurde der Buchungszeitraum vom 02.01.2014 bis 02.01.2018 ausgewertet. Im Hinblick auf die historischen Betrachtungen wurden die Buchungen des ersten Halbjahres 2014 herangezogen. In diesem Zeitraum seien keine langfristigen Buchungen erfolgt. Über die Kriterien hinaus fehlen jedoch valide Aussagen zum Buchungsstand, zum Buchungsverhalten an den betreffenden Speicherpunkten und Daten zur Kapazitätsauslastung.

Wenn Punkte sporadisch tagesweise gebucht wurden, wurde dies nicht als Indikation für eine Vorhaltung von fZK gewertet, da diese Buchungen auch nicht von außergewöhnlicher Höhe gewesen seien. Jedoch wurden auch zur Bewertung der Tagesbuchungen keine Daten vorgelegt, die eine Sporadität und eine geringe Höhe nachweisen und so den Ausschluss der kurzfristigen Buchungen per se rechtfertigen könnten.

In der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber wird darauf abgestellt, dass „in Einzelfällen auf eine Umwandlung von ungenutzter fZK in TaK in der Modellierung verzichtet werden solle, da dies keinen Mehrwert für das Netz erzeuge“. Diese Formulierung lässt darauf schließen, dass noch kein einheitliches Verständnis zu einer einheitlichen Anwendung der TaK an Speicheranschlusspunkten und zu dem Kriterium des langfristigen Buchungs- und Nutzungsverhaltens besteht. Im Verfahren der Netzentwicklungsplanung geht es primär um die Frage des Modellierungsansatzes mit TaK und nicht um eine Aufforderung zur Umallokation. Die Frage, ob frei gewordene Kapazitäten sinnvoll verlagert werden können, ist davon unabhängig.

In Würdigung der in der Anhörung vorgebrachten Argumente der Fernleitungsnetzbetreiber wäre es zum derzeitigen Zeitpunkt nicht sachgerecht, in großer Eile nicht mit der Branche und den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmte Kriterien festzulegen, die als Indiz für die mangelnde Marktnachfrage gewertet werden können. Die Beteiligte zu 15. hat die von ihr verwendeten Kriterien auf Nachfrage eingebracht. Sie sind jedoch weder mit den anderen Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt, noch einheitlich den unterschiedlichen Netzgegebenheiten angemessen anzuwenden geeignet.

Vor diesem Hintergrund ist auch eine Anpassung des Tenors nach der Anhörung geboten. Die Anhörung hat gezeigt, dass solch eine grundlegende Änderung der Modellierungsparameter sowohl der Diskussion mit dem Markt als auch einer Abstimmung der Fernleitungsnetzbetreiber untereinander bedarf.

Die Beteiligte zu 15. hat daher bei der Modellierung des gemeinsamen Netzentwicklungsplans wie die übrigen Netzbetreiber auch für nicht fest gebuchte Bestandsspeicheranschlusspunkte für den Netzentwicklungsplan 2015 noch einmal feste frei zuordenbare Kapazitäten den Netzberechnungen zugrunde zu legen. Dies betrifft die folgenden, in der Anlage 2 markierten Speicherpunkte bei der Beteiligten zu 15: Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 4 (Exit), Speicher Eschenfelden (Exit), Speicher Gronau-Epe H1 (Exit) und Speicher Gronau-Epe L2 (Entry).

b.) Den Fernleitungsnetzbetreibern wird aufgegeben, im Netzentwicklungsplan 2015 konkrete Kriterien für die Netzmodellierung mit temperaturabhängiger Kapazität an den Bestandsspeicheranschlusspunkten zu entwickeln, die unter allen Fernleitungsnetzbetreibern einheitlich anzuwenden sind.

Die Bundesnetzagentur greift mit dieser Vorgabe das von den Stellungnehmern vorgebrachte Argument auf, dass die Bestandsspeicher in der Netzentwicklungsplanung auch mit TaK berücksichtigt werden sollten. Der BDEW kritisiert u. a., dass nur einzelne Fernleitungsnetzbetreiber für einzelne Bestandsspeicher TaK in der Modellierung ansetzten. Damit werde eine Ungleichbehandlung geschaffen. Es wird gefordert, die Modellierung für die Bestandsspeicher einheitlich durchzuführen, sofern damit keine Verschlechterung der Kapazitätsausstattung an den Speichern verbunden ist.

Der Planungsansatz TaK bildet die Nutzung der Speicher angemessen ab und ist geeignet, gleichzeitig den Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß zu beschränken. Insbesondere auch aus Gründen der Versorgungssicherheit wird die Modellie-

rung mit einem TaK-Ansatz für energiewirtschaftlich angemessen erachtet. Hiermit ist im Ergebnis ein Ausgleich zwischen einer potentiellen Unterdimensionierung (der Netzbetreiber setzt in seinen Planungen nur noch auf unterbrechbare Kapazitäten) und einer Überdimensionierung (die Planungen basieren auf fFZK, die aber auf Grund des überwiegenden Nutzungsverhaltens nicht genutzt werden) hergestellt.

Dementsprechend werden derzeit schon neue Speicher und Speichererweiterungen mit einer temperaturabhängigen Kapazität in der Modellierung angesetzt. Die Bundesnetzagentur hält es auch aus Gleichbehandlungsgründen für sachgerecht, diesen Ansatz zukünftig auf die Bestandsspeicher zu übertragen, sofern und soweit an den entsprechenden Punkten nicht feste frei zuordenbare Kapazitäten gebucht sind.

Elementarer Grundsatz der Netzplanung ist der der Diskriminierungsfreiheit. Für den Fall des Speicheransatzes ist es konsequentermaßen erforderlich, den einmal angestoßenen und unter Versorgungssicherheitsaspekten sachgerechten Ansatz der TaK auch unterschiedslos gegenüber der übrigen Gruppe der Speicheranschlusspunkte in der Netzplanung anzuwenden. Anderenfalls entstünde eine Schlechterstellung der neuen Speicher bzw. Speichererweiterungen nach § 39 GasNZV, die mit TaK modelliert sind im Vergleich zu den Bestandsspeichern, für deren Anschlusskapazitäten ohne entsprechende Auslastung fFZK Kapazitäten netzplanerisch angesetzt würden.

Auch im Vergleich zu den derzeit nur unterbrechbar angebundenen Speichern entstünde eine Ungleichbehandlung. Hier drängt es sich auch auf, dass eine Verbesserung in der Netzentwicklungsplanung erfolgen muss. Entsprechende Forderungen des Marktes, vertreten durch u.a. INES, nach einer besseren Anbindung der nur unterbrechbar angeschlossenen Speicher werden seit Beginn der Netzentwicklungsplanung adressiert. Diese gehen inzwischen so weit, dass TaK als Mindeststandard angesetzt werden müsse. Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber daher auf, den Kreis der derzeit nur unterbrechbar angebundenen Bestandsspeicher in die oben eingeforderten Bestandsüberlegungen einzubeziehen.

Der Grundsatz der Konsistenz in der Netzplanung und der mit der gemeinsamen Erstellung des Planes einhergehende Grundsatz eines einheitlich zu verwendenden Modellierungsansatzes, erfordert, dass der Ansatz der Bestandsspeicher unter den Fernleitungsnetzbetreibern einheitlich etabliert wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, in Abstimmung mit der den Speicherbetreibern konkrete Kriterien zu entwickeln, wie eine Integration der Bestandsspeicher in

die Netzentwicklungsplanung erfolgen kann. Diese sind dem Markt spätestens mit der Vorlage des Konsultationsdokumentes zum Netzentwicklungsplan 2015 (im Februar 2015) transparent zu machen. Besonderen Augenmerks bedarf die Frage, ab welcher Schwelle von einer „Nicht-Buchung“ bzw. von einer geringeren Auslastung der Anschlusspunkte auszugehen ist. Hier ist zu diskutieren, ob nur langfristige Buchungen wie Jahresbuchungen berücksichtigt werden sollen und welcher Stellenwert Monats- und Tagesbuchungen zugemessen wird. Des Weiteren ist zu diskutieren, wie mit anteiligen Buchungen zu verfahren ist.

Bei historischer Betrachtung stellt sich auch die Frage, welcher Zeitraum für die „Nicht-Buchung“ angesetzt werden muss, um Aussagen für die Netzauslastung generieren zu können.

Relevant ist ferner, dass bei den Kriterien ein konkreter Zeitraum anzugeben ist, der für die Beurteilung der Netzauslastung angegeben wird.

Zu analysieren ist auch, ob die Nicht-Inanspruchnahme eines Punktes (Kündigung der festen Kapazitäten) nur ein einmaliges Ereignis war, das sich im nächsten Jahr anders darstellt oder ob solche Kapazitätsrückgaben einen nachhaltigen Trend darstellen.

Die Bundesnetzagentur behält sich vor, das Buchungsverhalten an den Speicherpunkten parallel zu analysieren. Dazu sind ihr geeignete Daten über die Auslastung der Speicherpunkte zu überlassen.

Es besteht Anlass an dieser Stelle nochmals sehr deutlich auf den Unterschied zwischen den Planungsprämissen und den später tatsächlich anzubietenden Kapazitätsprodukten hinzuweisen (Trennungsmode). Der netzplanerische Ansatz mit TaK für die Bestands-speicherpunkte bedeutet nicht, dass die an jenen Punkten zu vermarktenden Kapazitäten nur noch der TaK entsprechen müssen. Sollten feste frei zuordenbare Kapazitäten an den Speicherpunkten nachgefragt werden, können und müssen die Fernleitungsnetzbetreiber diese weiterhin anbieten, sofern diese netztechnisch realisierbar sind.

### **3.10. Modellierungsvarianten und Ansatz von Kapazitätsprodukten der Netznutzer**

#### **3.10.1. Kapazitäten und Kapazitätsprodukte als wesentliche Faktoren für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs**

Wesentlicher Bestandteil der Annahmen zur künftigen Entwicklung des Erdgasverbrauchs gem. § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG im Kraftwerks- wie auch im Endkundenbereich stellt der

Bedarf nach Kapazitäten dar.<sup>13</sup> Gleichzeitig ist auch für den Zugang von neuen oder erweiterten Speicheranlagen zum Netz die Form der Kapazitätsbereitstellung, also das Kapazitätsprodukt, entscheidend. Um die Frage zu beantworten, ob und inwieweit Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung und zum bedarfsgerechten Ausbau erforderlich sind, muss im Rahmen der Netzmodellierung und dementsprechend bereits in diesem Verfahrensschritt der Erstellung des Szenariorahmens eine kapazitätsbezogene Betrachtung und eine Entscheidung über die in der Modellierung anzuwendenden Kapazitätsprodukte erfolgen.

Die Art der bereitgestellten Kapazitäten (das Kapazitätsprodukt) hat einerseits für den Netznutzer erhebliche Auswirkungen auf die Sicherheit, die Flexibilität und die Wirtschaftlichkeit, mit der dieser seine Kunden mit Erdgas versorgen kann. Andererseits ist das Kapazitätsprodukt für den Netzbetreiber von großer Bedeutung für die Durchführung seiner Netzmodellierung und den hierdurch ermittelten Ausbaubedarf. Je größer die Freiheiten des Netznutzers in der Nutzung der Kapazität sind, desto mehr Aufwand besteht für den Netzbetreiber ggf. in Form von notwendigen Leitungsneubauten und Verdichtern oder anderen Mechanismen zur Erfüllung der Transportwünsche im Einzelfall. Der Modellierungsansatz mit entsprechenden Kapazitäten ist also maßgeblicher Treiber des Netzausbaus. Mit Blick auf den entstehenden Netzausbaubedarf treten die oben diskutierten Szenarien zum Gasbedarf in den Hintergrund.

### **3.10.2. Modellierungsvarianten**

Der im Szenariorahmen eingereichte Vorschlag für die Berechnung verschiedener Modellierungsvarianten enthält ein überwiegend angemessenes Spektrum an Alternativberechnungen. Mit Ausnahme des Bedarfs der Verteilernetzbetreiber, einiger Speicher und einiger Grenzübergangspunkte findet der Bedarf aller kapazitätsnachfragenden Anschlusskunden angemessene Berücksichtigung.

Anhand der unterschiedlichen Varianten können die Bedarfe abgebildet und die gesamtwirtschaftliche Verhältnismäßigkeit des Netzausbaus mittels der Ergebnisse diskutiert werden.

Es ist nicht zu beanstanden, dass von den Fernleitungsnetzbetreibern hinsichtlich der Anzahl der zu berücksichtigenden Modellierungsvarianten eine Auswahl getroffen wurde.

---

<sup>13</sup> Vgl. zum Ansatz, Entscheidung der Bundesnetzagentur zur Bestätigung des Szenariorahmens vom 6.2.2012, S. 21 ff.

[http://www.bundesnetzagentur.de/cn\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NEP\\_2012/NEP2012Szenariorahmen\\_Basepage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NEP_2012/NEP2012Szenariorahmen_Basepage.html)

Dem vom Gesetzgeber vorgegebenen engen zeitlichen Rahmen zur Vorlage des jährlich aufzustellenden Netzentwicklungsplanes ist es immanent, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nur eine begrenzte Anzahl von Modellierungsvarianten durchrechnen können.

Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen nachvollziehbar – und in Übereinstimmung mit den Ergebnissen aus der Konsultation – den Schwerpunkt auf die Gasbedarfsentwicklung im Szenario II gelegt, da es aus heutiger Sicht eine realistische Entwicklung abbildet. Die Gasbedarfsentwicklung im Szenario II bildet auch die Grundlage für die Modellierungsvarianten II.A. bis II.C.

### **3.10.2.1. Berücksichtigung der Gaskraftwerke bei der Modellierung**

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Modellierung der Gaskraftwerke gewählte Ansatz der festen dynamisch zuordenbaren Kapazität für neue Kraftwerke (DZK für Kraftwerke) ist sachgerecht (dazu unter a.). Wie im NEP 2014 sind die Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald nicht als Zuordnungspunkte zu verwenden. Dies ist, entgegen der Bedenken der Fernleitungsnetzbetreiber, auch für den NEP 2015 sachgerecht (dazu unter b.). Für Gaskraftwerke in Planung und als systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke erfolgt die Bestätigung mit der Maßgabe, dass deren Netzmodellierung in allen Varianten für die zu modellierenden Jahre 2020 bzw. 2025 mit dem Kapazitätsprodukt DZK für Kraftwerke erfolgt (dazu unter c.).

Auch in Bezug auf die Modellierung der Gaskraftwerke drängt es sich auf, den Ansatz der DZK auch für Netzanschlusspunkte zu Bestandsgaskraftwerken anzuwenden, sofern an diesen Punkten nicht höherwertige (fFZK) Kapazitäten gebucht werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher aufgefordert, in Abstimmung mit der Branche konkrete Kriterien entwickeln, wie eine Integration der Bestandskraftwerke in die Netzentwicklungsplanung erfolgen soll (dazu unter d.).

a.) In den vorangegangenen Planungsprozessen zur Erstellung der Netzentwicklungspläne haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur ausführlich mit der Entwicklung des DZK-Produktes als Planungsprämisse auseinandergesetzt. Die Erläuterungen beschäftigen sich sowohl mit der inhaltlichen Ausgestaltung des Produktes als auch mit der gesamtwirtschaftlichen Beurteilung. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur sind der Auffassung, dass es sich bei dem DZK-Produkt um ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Kapazitätsprodukt handelt. Der Planungsansatz mit DZK gewährleistet, dass die Ergebnisse dieser Modellierung im Vergleich zu den Ergebnissen der Modellierung auf fFZK-Basis mit gesamtwirtschaftlich angemessenem Kosten- und Ressourcenaufwand zu erreichen ist. Wie die Bundesnetzagentur zudem bereits im

Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan 2013 festgestellt hat, würde ein Ausbau zugunsten von fFZK dazu führen, dass die Kosten des Netzausbaus über die Entgeltsystematik sozialisiert werden und der Nutzen hingegen individualisiert wird, ohne gleichzeitig einen verursachungsgerechten Beitrag von den Kraftwerksbetreibern abzuverlangen.

b.) Die Absicherung der Belieferung erfolgt durch die Buchung fester Transportkapazitäten an Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten oder an Speichern (Zuordnungspunkt der Kraftwerke). Voraussetzung für den jeweils zugeordneten Einspeisepunkt ist daher, dass genügend Liquidität und ausreichend Kapazität hinter den Zuordnungspunkten, auch auf der Länder angrenzenden Seite gegeben sind. Bei der Zuordnung der alternativen Bezugsquellen sind Speicher jedoch lediglich als alternative Bezugsquellen neben einem oder mehreren GÜPs/MÜPs heranzuziehen.

Wie im NEP 2014 sind die Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald nicht als Zuordnungspunkte zu verwenden. Dies ist, entgegen der Bedenken der Fernleitungsnetzbetreiber, auch für den NEP 2015 sachgerecht.

Die Bundesnetzagentur hat bereits im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan 2013 und in der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 ausführlich begründet, warum die Handelspunkte hinter den Grenzübergangspunkten Greifswald und Wallbach mangels Liquidität derzeit keine geeignete Zuordnung für den DZK-Planungsansatz darstellen. Die Bundesnetzagentur wird eine Eignung der beiden betreffenden Importpunkte für die Zuordnung im Rahmen des DZK-Planungsansatzes in den zukünftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen erst dann bestätigen, wenn sich hinter diesen Punkten hinreichend liquide Handelsmärkte entwickeln, die eine kurzfristige, marktbasiertere und sichere Versorgung für Gaskraftwerke gewährleisten können. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die jeweiligen Zuordnungspunkte wie im vergangenen Netzentwicklungsplan konkret aufgeführt werden. Zudem ist aufzuführen, ob die jeweiligen Zuordnungspunkte ab 2020 auch über feste Exit-Kapazitäten in den angrenzenden Ländern verfügen.

c) Für Gaskraftwerke in Planung und als systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke erfolgt die Bestätigung mit der Maßgabe, dass sie in allen Varianten für die Jahre 2020 und 2025 mit dem Kapazitätsprodukt DZK für Kraftwerke in der Netzmodellierung angesetzt werden. So haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Netzmodellierung von der Annahme auszugehen, dass die Ausspeisekapazitäten für alle nach §§ 38 oder 39 GasNZV geltend

gemachten neuen Gaskraftwerke und systemrelevanten Bestandskraftwerke oder deren Ersatzkraftwerke als feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten zu hinterlegen sind.

Über die Privilegierungen der §§ 38,39 GasNZV hinaus muss auch für die heute gemäß § 13c EnWG als systemrelevant ausgewiesenen Gaskraftwerke eine dynamisch zuordenbare Kapazität den Modellierungen zugrunde gelegt werden. Zwar ist die Regelung des § 13c EnWG nur befristet gültig. Darauf kommt es jedoch nicht an. Aus technischen Gründen und aus Gründen der Versorgungssicherheit werden auch nach dem Jahr 2025 selbst nach erfolgter Realisierung der Projekte des Bundesbedarfsplangesetzes weiterhin eine gewisse Menge an Kraftwerken mit großen Synchrongeneratoren benötigt werden. Diese Kraftwerke werden in Süddeutschland aller Voraussicht nach nicht Kohle, sondern Gas als Brennstoff nutzen. Diese systemstützende Dienstleistungen erbringenden Kraftwerke benötigen eine gesicherte Brennstoffversorgung, sollen sie ihrer Funktion nachkommen können.

Die Übertragungsnetzbetreiber unternehmen im Zusammenwirken mit der Bundesnetzagentur jährlich Analysen, bei denen untersucht wird, wie viel Kraftwerksleistung in welcher Region benötigt wird, damit das Übertragungsnetz sicher betrieben werden kann. Bei diesen Analysen der Übertragungsnetzbetreiber wird stets unterstellt, dass bestimmte Leitungsbauprojekte, die nach dem Bundesbedarfsplangesetz fertig gestellt sein sollten, noch nicht fertiggestellt sind. Der Grund hierfür liegt im Vorsorgeprinzip, bei dem aus Sicherheitsgründen davon ausgegangen wird, dass es bei der Realisierung des Netzausbaus zu Verzögerungen kommen kann. Damit in einem solchen Fall die Versorgungssicherheitslage im Strombereich nicht gefährdet wird, besteht die Verpflichtung, eine solche Situation des verzögerten Netzausbaus abzusichern, indem Reservekraftwerke von den Übertragungsnetzbetreibern vorgehalten werden. Darüber hinaus hat die strikte Begrenzung der Netzausbaumaßnahmen auf ein (n-1)-sicheres Übertragungsnetz und dessen weitere Einschränkung durch Mindestauslastungsvorgaben zur Folge, dass die für den späteren tatsächlichen Betrieb des Stromübertragungsnetz anzuwendenden weitergehenden Sicherheitsvorgaben einen dauerhaften Bedarf an Kraftwerken zeigen.

Unabhängig von einer hier nicht vorwegzunehmenden politischen Entscheidung über die Verlängerung der Geltungsdauer der §§ 13a ff EnWG muss deshalb sichergestellt sein, dass das Gasnetz die für die Versorgungssicherheit und Stabilität des Stromnetzes erforderlichen Gaskraftwerke zuverlässig und unterbrechungsfrei mit dem Brennstoff Gas versorgen kann.

Zwar besteht heute noch keine definitive Klarheit darüber, welche Kraftwerke diese systemstützenden Dienstleistungen erbringen werden. Die beste zur Verfügung stehende

Näherung sind aber diejenigen Kraftwerke, die heute als systemrelevant im Sinne von § 13c EnWG bestätigt sind. Für diese Kraftwerksstandorte muss bis 2018 ohnehin eine Gasnetzinfrastuktur, die zumindest feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten ermöglicht, gebaut bzw. aufrecht erhalten bleiben. Diese Kraftwerksstandorte sind darüber hinaus hinreichend gut in das Stromversorgungsnetz eingebunden. Es ist deshalb wenig sinnvoll, angesichts des sicher abzusehenden Kraftwerksbedarfs über die Standortfrage zu spekulieren. Eine planerische Berücksichtigung der vorhandenen Standorte mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten ist insofern zwar eine eher konservative aber vernünftige Abschätzung. Damit ist weder ein individueller Anspruch dieser Kraftwerke auf entsprechende Kapazitätszuweisung noch eine stillschweigende dauerhafte Inpflichtnahme zugunsten des Stromnetzes begründet. Es geht lediglich um eine sinnvolle planerische Abbildung des denkbaren Gaskapazitätsbedarfs.

Sofern die derzeit als systemrelevant ausgewiesenen Gaskraftwerke nur über unterbrechbare Kapazität verfügen, ist aus den oben genannten Gesichtspunkten auch für die Bereitstellung von festen Kapazitäten beim Anschluss an das Gasnetz vorzusorgen. Für solche Kraftwerke ist das bereits bis 2023 angesetzte Kapazitätsprodukt DZK in der Modellierung fortzuführen und auch im Modellierungszieljahr 2025 anzusetzen.

d) In Bezug auf die Modellierung der Gaskraftwerke drängt es sich auf, den Ansatz der DZK auch für Netzanschlusspunkte zu Bestandsgaskraftwerken anzuwenden, sofern an diesen Punkten nicht höherwertige (fFZK) Kapazitäten gebucht werden.

Die Bundesnetzagentur hatte im Zuge der Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2014 bereits gefragt, ob innerhalb eines Zeitraumes von drei Jahren, in denen vorhandene fFZK nicht oder nur anteilig gebucht wird oder die Buchungen nur auf unterbrechbarer Basis erfolgen, die fFZK netzplanerisch nicht mehr fortgeführt werden. Ferner wurde gefragt, ob es aus Sicht des Marktes in einem solchen Fall sachgerecht wäre, im Rahmen der Netzplanung, Bestandskapazität von fFZK in andere Kapazitätsprodukte (z.B. TaK, DZK, unterbrechbare Kapazität) umzuwandeln.

In den Antworten im Konsultationsprozess zum NEP 2014 und Szenariorahmen 2015 verwiesen die Stellungnehmer dazu auf derzeit in der Diskussion und Konsultation befindliche Vorhaben wie z. B. die Festlegung der Beschlusskammer 9 zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (BEATE)<sup>14</sup> und forderten, diesen nicht vorzugreifen. Dementsprechend nimmt die Bundesnetzagentur in der Bestätigung dieses Szenariorahmens

---

<sup>14</sup> Festlegung der BK 9 zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (BEATE), BK9-14/608 [http://www.bundesnetzagentur.de/cn\\_1431/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer9/BK9\\_01\\_Aktuelles/BK9\\_Aktuelles\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1431/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer9/BK9_01_Aktuelles/BK9_Aktuelles_node.html)

noch keine entsprechende Änderung vor. Für den Szenariorahmen 2016 wird bereits jetzt entsprechend des Tenors zu 3c. – analog des Vorgehens zu den Bestandsspeichern – den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, Kriterien zur Modellierung mit DZK für Bestandsnetzanschlusspunkte, die nicht mehr fest gebucht werden und die nur unterbrechbar angebunden sind, zu entwickeln. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher aufgefordert, konkrete Kriterien entwickeln, wie eine Integration der Bestandskraftwerke in die Netzentwicklungsplanung erfolgen soll. Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien sind der Bundesnetzagentur bis zum 16. Januar 2015 vorzulegen und im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG der Branche zur Konsultation zu stellen.

Damit soll eine Gleichbehandlung mit den neuen, bestehenden aber nicht fest gebuchten und nur unterbrechbar angebundenen Kraftwerken erreicht werden. Die frühzeitige Ankündigung dient dazu, dem Markt ausreichend zeitlichen Vorlauf zu geben, sich auf die geplante Änderung einzustellen.

### **3.10.2.2. Berücksichtigung der Speicher bei der Modellierung**

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgesehene Planungsansatz der temperaturabhängig festen Kapazität (TaK) für die hier betrachteten Speicher ist angemessen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dem eingereichten Szenariorahmen vorgeschlagen, die Kapazitäten für neue Speicher oder Speichererweiterungen gem. § 39 GasNZV und für einige in der Vergangenheit mit Lastflusszusagen kombinierten Speicher (vgl. Bestätigung der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen 2014) in allen Modellierungsvarianten zu 100% mit dem Planungsansatz der temperaturabhängig festen Kapazität (TaK) zu modellieren. Begründet wird dies im Wesentlichen mit den massiven Netzausbau-mehrkosten, die durch die Planung mit einer ganzjährigen Bereitstellung von fFZK für die Speicher entstehen würden, sowie mit der energiewirtschaftlichen Angemessenheit des Speicherproduktes TaK insbesondere auch für die Versorgungssicherheit.

Ebenso wie beim DZK-Produkt haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur in den vorangegangenen Planungsprozessen zur Erstellung der Netzentwicklungspläne ausführlich mit der Entwicklung des TaK-Produktes auseinandergesetzt.<sup>15</sup> Die Erläuterungen betreffen sowohl die inhaltliche Ausgestaltung des Produktes als auch die

<sup>15</sup> Siehe bspw. Szenariorahmen 2014, S. 35; Bestätigung des Szenariorahmens 2014, S. 56 ff. [http://www.bundesnetzagentur.de/clin\\_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan\\_Gas\\_2014\\_Szenariorahmen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/clin_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_Szenariorahmen_node.html)

gesamtwirtschaftliche Beurteilung. Der Planungsansatz TaK kommt den Nutzungsinteressen der Speicherkunden und den Speicherbetreibern weitestgehend entgegen und ist geeignet, gleichzeitig den Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß zu beschränken. Insbesondere auch aus Gründen der Versorgungssicherheit wird die Modellierung mit dem TaK-Produkt für angemessen erachtet. Auf die früheren Ausführungen wird an dieser Stelle verwiesen. Gleiches gilt bezüglich der Erläuterungen zur rechtlich unbedenklichen Zulässigkeit des TaK-Produktes.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sich auch beim neuen Szenariorahmen an die Vorgaben der Bundesnetzagentur zu den Temperaturbereichen, innerhalb derer eine Festigkeit der Kapazität besteht, gehalten. Im vorliegenden Szenariorahmen haben sie eine obere Grenztemperatur von 0°C für die feste Einspeisekapazität (= Ausspeicherung aus dem Speicher) angesetzt. Dies bedeutet, dass die Einspeisekapazität bei einer Temperatur von 0°C und darunter zu 100% als fest berücksichtigt wurde. Als Zwischentemperaturgrenze wählten die Fernleitungsnetzbetreiber die Temperatur von 8°C. Folglich wurde die angefragte Einspeisekapazität zwischen 0°C und 8°C zu 57% als fest berücksichtigt.

Für die feste Ausspeisekapazität (= Einspeicherung in den Speicher) haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach Vorgabe der Bundesnetzagentur eine untere Grenztemperatur von 16°C angesetzt. Daraus folgt, dass die Ausspeisekapazität bei 16°C und darüber zu 100% als fest berücksichtigt wurde. Als Zwischentemperaturgrenze wählten sie die Temperatur von 10°C. Damit wurde die angefragte Ausspeisekapazität zwischen 16°C und 10°C zu 22% als fest berücksichtigt.

Die oben dargelegten, von den Fernleitungsnetzbetreibern verwendeten Zwischentemperaturbereiche erfüllen das von der Bundesnetzagentur aufgestellte Erfordernis der 92 Vollbenutzungstage. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Vorgaben eingehalten, dass die Einspeisekapazität netzseitig im Durchschnitt in mehr als der Hälfte des üblichen Ausspeicherzeitraums vom 01.10. bis zum 01.04. des Folgejahres auf fester Basis ermöglicht werden sollte. Entsprechendes gilt auch für die Ausspeisekapazität. Die Bedingung, dass netzseitig im Durchschnitt in mehr als der Hälfte des üblichen Einspeicherzeitraums vom 01.04. bis zum 01.10. Ausspeisekapazitäten auf fester Basis ermöglicht werden, ist erfüllt.

Auch die Entscheidung, die Zwischentemperaturbereiche mittels einer einstufigen Funktion zu modellieren, ist gegenwärtig nicht zu beanstanden. Da die Vorgabe der 92 Vollbenutzungstage mittels der von den Fernleitungsnetzbetreibern angewandten einstufigen

Funktion eingehalten wird, ist die Modellierung anhand mehrerer Berechnungspunkte entbehrlich.

### 3.10.2.3. Berücksichtigung der internen Bestellung bei der Modellierung

Gegen die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber bei der Netzmodellierung bestehen Bedenken. Diesbezüglich kann der Szenariorahmen nur modifiziert bestätigt werden. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird aufgegeben, eine als optional eingebrachte Modellierungsvariante verpflichtend zu berechnen.

Den Fernleitungsnetzbetreibern wird mit Tenor zu 2. aufgegeben, den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber in der ursprünglich als optional zu berechnenden Variante „**Langfristprognose der VNB bis 2025**“ verpflichtend zu berechnen (Variante II. A.). In dieser Variante werden die angefragten internen Bestellwerte als Startwerte für das Jahr 2015 verwendet und auf Basis der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber nach § 16 Abs. 1 Kooperationsvereinbarung<sup>16</sup> für den Zeitraum bis 2025 zugrunde gelegt. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, den aus diesen Parametern resultierenden Netzausbaubedarf jeweils sowohl für das Jahr 2020 als auch für das Jahr 2025 zu ermitteln.

Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, die Variante „VNB-Prognose bis 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II“ verpflichtend zu berechnen, wird bestätigt (Variante II.B.). In dieser Variante besteht der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber darin, dass der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber auf Basis des internen Bestellwertes für das Bestelljahr 2015 angesetzt wird, dann bis einschließlich 2020 die plausibilisierte 10 Jahres-Prognose der VNB übernommen wird. Für die Folgejahre bis zum Jahr 2025 soll der von Prognos entwickelte Ansatz zum Gasbedarfsrückgang auf Basis der deutschlandweiten, regionalisierten Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Abzug gebracht werden („Prognos-Ansatz“)<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30.6.2014, Inkrafttreten zum 1.10.2014.

<sup>17</sup> Nähere Veranschaulichung im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014, S. 34 ff.; sowie Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen v. 16.10.2013, S. 66), abrufbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cn\\_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan\\_Gas\\_2014\\_Szenariorahmen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_Szenariorahmen_node.html)

Des Weiteren können die Fernleitungsnetzbetreiber optional, entsprechend der im Netzentwicklungsplan Gas 2014 berechneten Variante II.1., eine Variante **„Langfristprognose bis 2020 mit konstanter Fortschreibung“** berechnen (Variante II.C.). In dieser Variante sind die angefragten internen Bestellwerte als Startwerte für das Jahr 2015 anzusetzen und der Kapazitätsbedarf auf Basis der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber nach § 16 Abs. 1 Kooperationsvereinbarung für den Zeitraum bis einschließlich 2020 zugrunde zu legen und danach konstant bis 2025 fortzuschreiben.

Die zur optionalen Betrachtung vorgeschlagene Variante „Ansatz der Ergebnisse der FNB/VNB-Studie über die Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“ wird nicht bestätigt. Mangels Vorliegen der Ergebnisse aus der Studie zum Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber ist es der Bundesnetzagentur gegenwärtig nicht möglich, die optionale Variante (Ansatz der Ergebnisse aus der FNB/VNB-Studie) zu bestätigen. Es ist gegenwärtig nicht ersichtlich, wie dieser Ansatz sinnvoll in den NEP 2015 zu integrieren ist. In der Folge ist diese Variante nicht in der Modellierung des NEP 2015 zugrunde zu legen und Netzausbaubedarf hierauf aufbauend zu ermitteln.

Die Bundesnetzagentur hat sich bei ihrer Entscheidung die Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation des gegenwärtigen Szenariorahmens (die sich größtenteils unverändert an die Stellungnahmen aus vorangegangenen Konsultationen der Netzentwicklungspläne 2012–2014 anschließen) berücksichtigt. Daneben hat sie eigene Analysen der internen Bestellsituation und der Langfristprognose sowohl der Verteilernetzbetreiber als auch der Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage von Daten aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 und separater individueller Abfragen durchgeführt.

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass die 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber den regionalen Bedarf genauer abbildet. Im Gegensatz zum Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber werde hiermit regionalen Besonderheiten Rechnung getragen. Die Verteilernetzbetreiber stützen sich bei ihrer Prognose auf regionale Statistiken und Prognosen. In Teilen schätzen sie ihren Kapazitätsbedarf höher ein und sehen diesen nicht hinreichend in der Prognose der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt, wenn konträr dazu eine stetige Absenkung bei der Netzentwicklungsplanung angesetzt wird. Eine Folge sei ein zu klein dimensioniertes Netz.

Die Bundesnetzagentur teilt die von den Verteilernetzbetreibern geäußerten Bedenken. Denn die Korrektur des Kapazitätsbedarfs auf Basis dieses Ansatzes bildet in einigen Regionen nicht den gegenwärtig bestehenden Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber

ab. Dies könnte dazu führen, dass Engpässe bei der Gewährung der Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellungen nicht hinreichend durch Netzausbauplanung abgedeckt werden.

Im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) und im L-Gas-Gebiet von Gaspool konnten die internen Bestellungen in den Vorjahren und für das Jahr 2014 zu großen Teilen nur unterbrechbar oder befristet dargestellt werden. Die Abweichung zwischen angefragten Kapazitäten und unbefristet fest zugesagten Kapazitäten beispielsweise im Jahr 2014 beträgt nach überschlägigen Auswertungen der Bundesnetzagentur mindestens 11,2 GWh/h. Diese setzt sich aus mindestens 8,4 GWh/h befristeten Kapazitäten und mindestens 2,8 GWh/h unterbrechbaren Kapazitäten zusammen. Ein großer Teil der unterbrechbaren Anteile konnte durch die Fernleitungsnetzbetreiber zwar kurzfristig verfestigt werden (z.B. durch Lastflusszusagen oder Kapazitätsverlagerungen), langfristig stehen aber keine festen Kapazitäten für die nachgelagerten Netze zur Verfügung. Oftmals wird die Festigkeit der Kapazität nur für das Folgejahr garantiert (befristet zugesagte interne Bestellung). Auf dieser Basis ist eine Entwicklung bzw. der Anschluss neuer Kunden auf fester Basis in den nachgelagerten Verteilernetzen nicht möglich.

Die Bundesnetzagentur hat keine Zweifel daran, dass die Fernleitungsnetzbetreiber den im Netzentwicklungsplan 2014 aufgezeigten Ausbaubedarf zur Behebung des gegenwärtigen Problems der Verteilernetzbetreiber durch die Maßnahmen umsetzen werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber sagten zu, mit den Maßnahmen im Plan bis zum Jahr 2019 die Probleme dauerhaft zu beheben.

Eine wie von den Fernleitungsnetzbetreibern erwogene absinkende Prognose bezüglich des Kapazitätsbedarfs der VNB steht im Widerspruch zur Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber, mittels Netzausbau die Probleme dauerhaft zu lösen. Mit einer solchen Prognose würde sich die derzeitige Situation noch verschlechtern. Denn in der Folge fehlten bis zum Jahr 2019/2020 7 GWh/h und bis zum Jahr 2025 mindestens 12 GWh/h im Vergleich zu den heute fest angefragten internen Bestelleistungen. Folglich würde das derzeitige Problem dauerhaft weitergetragen. Dies führte auch zu Schwierigkeiten im Zusammenhang mit dem Anschluss neuer Kunden in den Verteilernetzen. Es steht zu vermuten, dass jene nicht oder nur auf unterbrechbarer Basis angeschlossen werden könnten. Daher würde es im gegenwärtigen Zeitpunkt einen Rückschritt bedeuten, nur eine Variante als einzig verpflichtend zu modellierende Variante zu bestätigen, die im Ergebnis für den Planungshorizont von zehn Jahren von einem solch massiven Rückgang ausgeht.

Sofern dagegen die Prognosen der Verteilernetzbetreiber eintreten, könnte es sein, dass die im NEP 2014 geplanten Ausbauten nicht ausreichen, da von einem Bedarf in Höhe von zusätzlich mindestens 14 GWh/h im Vergleich zu heute unbefristet fest angefragten Kapazitäten ausgegangen wird (Stand Langfristprognose der VNB bei der internen Bestellung 2014 für das Jahr 2024: in Summe Bedarf in Höhe von 267 GWh/h).

Je nach Variante könnte sich also einerseits eine steigende Diskrepanz zwischen dem Kapazitätsniveau aus dem Prognos-Ansatz und dem Kapazitätsniveau aus den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber ergeben. Eine Netzentwicklung, die alleinig auf einem Rückgang des Kapazitätsbedarfs basierte, kann dazu führen, dass sich die prekäre Situation bei der Gewährung der fest zugesagten internen Bestelleistungen noch weiter verstärken könnte.

Andererseits steht am anderen Ende der Positionen die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgebrachte Annahme, dass die bei den Endverbrauchern bereitzustellende Leistung analog zum Gasverbrauch sinken wird und dies eine Reduktion der internen Bestelleistung beim nachgelagerten Netzbetreiber rechtfertigt. Dieser Ansatz wird derzeit noch in einer Studie näher untersucht. Ausgehend von den Ergebnissen, die zum Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens 2015 noch nicht vorliegen, wird die Diskussion hierüber mit dem Markt zu führen sein. Im gegenwärtigen Stadium ist eine Bestätigung von Annahmen, die auf noch nicht vorliegenden Ergebnissen beruhen, nicht möglich.

Ein Ausgleich der Interessen ist im Netzentwicklungsplan Gas 2014 gefunden worden und hat Niederschlag in der Variante „**Langfristprognose bis 2020 mit konstanter Fortschreibung**“ gefunden. Aus Vergleichsgründen bleibt es den Fernleitungsnetzbetreiber optional überlassen, diese Variante auch für den Netzentwicklungsplan 2015 zugrunde zu legen.

Daneben ist sehr zu begrüßen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nach der Konsultation nunmehr eine Variante der „**Langfristprognose bis 2025**“ in den Szenariorahmen einbringen. Hiermit greifen sie die Kritik aus den Stellungnahmen explizit auf. Entgegen dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, diese Variante nur optional zu berechnen, ist diese verpflichtend zu berechnen. Dadurch soll ermittelt werden, ob tatsächlich durch den Ansatz der plausibilisierten Langfristprognose bis zum Jahr 2025 ein erheblicher Unterschied in den Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante II.B. (und gegebenenfalls der Variante II.C.) besteht. Des Weiteren kann damit aufgezeigt werden, ob in dieser Variante gegebenenfalls Sprunginvestitionen für die Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich

würden. Letztlich soll die Gegenüberstellung die Bundesnetzagentur dazu in die Lage versetzen, die Angemessenheit des Netzausbaus – in Bezug auf den Bedarf der VNB – bewerten zu können.

Die allen Varianten zugrunde liegende **Plausibilisierung** der Prognosen der Verteilernetzbetreiber ist, wie bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 dargelegt<sup>18</sup>, sachgerecht. Sie trägt dem Ansinnen der Fernleitungsnetzbetreiber Rechnung, entsprechend dem Prozedere im vorangegangenen Prozess zusammen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber eine abgestimmte Einschätzung des Kapazitätsbedarfs zu erreichen, wenn der Prognosewert für 2025 deutlich über dem Bestellwert für das Jahr 2015 liegt (Zuwächse von mehr als 10% über die Zeiträume von 2015 bis 2020 und 2020 bis 2025).

Gemäß Tenor zu 2. haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Durchführung der Modellierung in den jeweiligen Varianten den Netzausbaubedarf vollständig für die Jahre 2020 und 2025 zu berechnen. Durch diese Vorgabe kann eine valide Vergleichsbasis des Umfangs des Netzausbaus in den jeweiligen Varianten erreicht werden.

Für die Vergleichbarkeit und Transparenz der etwaigen zusätzlichen oder eingesparten Maßnahmen und Kosten, die als Ergebnis der einzelnen Varianten im Netzentwicklungsplan 2015 ausgewiesen werden, sind die Ergebnisse des Netzausbaubedarfs in den jeweiligen Varianten tabellarisch gegenüber zu stellen. Bei diesen handelt es sich erstens um die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber für den Zeitraum bis 2025 (Variante II.A.), zweitens, um die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber in Höhe der internen Bestelleistung des Kalenderjahres 2015 und deren Fortschreibung bis einschließlich 2020 mit anschließender Reduktion um den durch Prognose ermittelten Gasbedarfsrückgang (Variante II.B.) und drittens optional um die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber in Höhe der internen Bestelleistung des Kalenderjahres 2015 und deren Ansatz bis einschließlich 2020 mit anschließender konstanter Fortschreibung bis 2025 (Variante II.C.) (vgl. im Einzelnen Anhang 2).

---

<sup>18</sup> Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen v. 16.10.2013, S. 65), abrufbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cn\\_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan\\_Gas\\_2014\\_Szenariorahmen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_Szenariorahmen_node.html)

Mit der verpflichtenden Berechnung der Varianten II.A. und II.B. soll eine Gegenüberstellung und gegebenenfalls ein Vergleich mit der optional zu berechnenden Variante II.C. möglich sein. Damit kann aufgezeigt werden, ob die aus den jeweiligen Varianten resultierende Netzausbaumaßnahmen erheblich voneinander abweichen oder aber Sprunginvestitionen erforderlich machen. Zudem kann so die von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Anhörung vorgeschlagene Prüfung auf Nachhaltigkeit des spezifischen Ausbaubedarfs besser vorgenommen werden. Die Bundesnetzagentur wird die Fernleitungsnetzbetreiber dabei an der im Netzentwicklungsplan Gas 2014 getätigten Aussage, dass die Engpässe der Verteilernetzbetreiber mit den Maßnahmen bis 2019 behoben werden, messen.

Weitergehend sind die Eingangsparameter, die im Rahmen der Modellierung der internen Bestellung verwendet werden, transparent und in tabellarischer Form spätestens bis zum Zeitpunkt des Beginns der Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2015 gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG für alle Modellierungsvarianten zu veröffentlichen. Gemäß Tenor zu 6. sind diese Angaben um die in der VNB-Langfristprognose plausibilisierten Fälle zu ergänzen (vgl. Abschnitt 3.12.1.).

#### **3.10.2.4. Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte bei der Modellierung**

Es ist angemessen, den Ausbaubedarf für Grenzübergangspunkte nicht ausschließlich unter Berücksichtigung von fester frei zuordenbarer Kapazität (fFZK) zu berechnen, sondern die Kapazität zwar fest, aber ggf. mit nach § 9 Abs. 3 GasNZV bestehenden Zuordnungsaufgaben anzusetzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher den zusätzlichen Ausbaubedarf nach den Szenarien unter Berücksichtigung des TYNDP mit fester Kapazität anzusetzen und dabei die Bestandskapazität auch mit z. B. schon bestehender bedingt frei zuordenbarer Kapazität (bFZK) in der Netzmodellierung fortführend zu berücksichtigen. Die Annahmen der relevanten Eingangsparameter der Grenzübergangspunkte für die Zwecke der Netzmodellierung sind im Anhang des Szenariorahmens beigefügt und finden sich in dieser Bestätigung als **Anlage 3** wieder.

Hinsichtlich der im Szenariorahmen angedeuteten potentiellen zukünftigen Verlagerungen von Kapazitäten von den Grenzübergangspunkten auf andere Netzkoppelpunkte wird auf die Ausführungen unter 3.12.3.1. und 3.12.3.2. verwiesen.

Solange im Bereich der Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte noch keine Standardisierung der Kapazitätsprodukte stattgefunden hat (eine Referenz zu den Speicheranschlusspunkten und den Gaskraftwerken durch den § 39 GasNZV ist hier nicht vorhan-

den), wird an diesen Punkten wie in den letzten Jahren auch eine Fortschreibung der aktuell vermarkteten Produkte angesetzt.

### **3.10.3. Ermittlung des Netzausbaubedarfs ohne Berücksichtigung von nicht kontrahierten Lastflusszusagen**

Es ist angemessen, wie im Netzentwicklungsplan 2014 für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs Lastflusszusagen (LFZ) nur für den kontrahierten Zeitraum in der Modellierung (bis zum Jahr 2025) zu berücksichtigen. Insofern wird auf die in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 getroffenen Aussagen verwiesen.<sup>19</sup> Nicht kontrahierte LFZ dürfen somit bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs nicht unterstellt werden.

### **3.10.4. Analyse der historischen Unterbrechungen**

Bezüglich der im Szenariorahmen verwendeten Methodik zur Ermittlung der historischen Unterbrechungsmengen besteht kein Änderungsbedarf, da diese den Vorgaben der Bundesnetzagentur entspricht. Eine nähere Prüfung der von den Fernleitungsnetzbetreibern getroffenen Schlussfolgerungen zum Netzausbaubedarf an einzelnen Punkten behält sich die Bundesnetzagentur vor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben vorgeschlagen, im Netzentwicklungsplan eine „Analyse von Kapazitätseinschränkungen anhand historischer Flüsse“ zu führen und dort transparent – entsprechend dem Format in Anlage 3 des Szenariorahmens – eine Auflistung von Unterbrechungen sowohl unterbrechbarer als auch fester Kapazitäten zu veröffentlichen.

Die veränderte Methodik zur Ermittlung der Unterbrechungen ist sachgerecht. Die Fernleitungsnetzbetreiber erfassen nunmehr auch die Aufforderungen zur Renominierung (sog. vermiedene Unterbrechungen). Mit diesem Vorgehen greifen sie die Vorgaben der Bundesnetzagentur sowie die Kritik des Marktes auf. Bei der Erfassung der Unterbrechungsmenge gehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgendermaßen vor:

Sie bilden die Differenz zwischen den Stundenwerten der letzten gültigen Nominierung der Transportkunden vor der ersten Mitteilung des Fernleitungsnetzbetreibers über eine

---

<sup>19</sup> Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen v. 16.10.2013, S. 71ff.), abrufbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmart-Grid/Gas/NEP\\_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan\\_Gas\\_2014\\_Szenariorahmen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmart-Grid/Gas/NEP_Gas2014/Szenariorahmen2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_Szenariorahmen_node.html)

reduzierte Verfügbarkeit (*a*) und der für diese von den Fernleitungsnetzbetreibern genannten verfügbaren Menge (*b*). Die Unterbrechungsmenge eines Gastages wird dann durch die Addition der eben dargestellten Unterbrechungsmengen ermittelt.

Für die weitere Analyse wird sodann – entsprechend der Vorgaben in der Bestätigungsentscheidung des Szenariorahmens 2014 – der Durchschnitt der unterbrochenen Gasmenge mit der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ins Verhältnis gesetzt.

Entsprechend der Maßgabe im Tenor zu 9. haben die Fernleitungsnetzbetreiber die in der **Anlage 6** aufgeführten historischen Unterbrechungen bis zum Stichtag des 30.09.2014 zu ergänzen, um im Netzentwicklungsplan Gas 2015 ein komplettes Jahr als Beurteilungsgrundlage hinsichtlich der Unterbrechungen zu haben und dieses dann im Vergleich in die weitere Analyse einzubeziehen.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Liste der historischen Unterbrechungen in Anlage 3 des Szenariorahmens ist allerdings noch unvollständig. Nach einem Abgleich der im Szenariorahmen aufgeführten Unterbrechungen und der im Rahmen des Monitoring gelieferten Daten ist aufgefallen, dass in Anlage 2 Unterbrechungen – insbesondere der Beteiligten zu 4. – fehlen. Die Beteiligte zu 4. hat in der Erhebung für den Monitoringbericht 2014 Daten zu Unterbrechungen am Grenzübergangspunkt Mallnow (Flussrichtung Einspeisung, am 15.04.2014) geliefert, die nicht in der Anlage 2 enthalten sind. Diese sind hier zu ergänzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind grundsätzlich gehalten, auch jene für das Monitoring gemeldeten Daten in die Unterbrechungsanalyse einfließen zu lassen. Eventuelle Abweichungen sind erklärungsbedürftig.

Sinn und Zweck der Analyse besteht zum einen darin, vorhandene physikalische Engpässe in den Fernleitungsnetzen zu ermitteln. Andererseits soll aufgezeigt werden, mit welchen Maßnahmen die vorhandenen physikalischen Engpässe in den Fernleitungsnetzen behoben werden können. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass eine reine Vergangenheitsbetrachtung von Unterbrechungen keine allgemeinen Aussagen über zukünftig möglicherweise entstehende Unterbrechungen durch neu hinzukommende Abnehmer (Gaskraftwerke, Speicher etc.) oder Veränderungen von Transportanforderungen generieren kann. Gleichwohl kann diese inzwischen über mehrere Jahre laufende Analyse sachgerechte Hinweise darauf geben, an welchen Stellen im Netz bereits heute fortwährende Netzengpässe bestehen und auch zukünftig zu erwarten sind (vgl. insoweit auch die Anforderung in § 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher zu jedem Netzkoppelpunkt, an dem Unterbrechungen über eine Dauer von einem Prozent oder mehr bezogen auf zwölf Monate stattgefunden haben, anzugeben, wie diese Unterbrechungen zukünftig verhindert oder auf ein zumutbares Maß – bezogen auf die Unterbrechungshöhe – reduziert werden können. Zum Beispiel ist anzugeben, durch welche Ausbauten Unterbrechungen bei unterstellter gleicher Gesamtnetznutzung zukünftig in der zu reduzierenden Unterbrechungshöhe nicht mehr vorkommen werden. Die vorgeschlagenen Ausbauten sind bezogen auf die punktscharf dargestellten relevanten Unterbrechungen nachvollziehbar zu begründen. Wie im Tenor zu 9. aufgeführt, sind diese bei der Analyse ermittelten Netzausbaumaßnahmen differenziert darzustellen. Ein grundsätzlicher Verweis auf alle vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ist nicht ausreichend.

Unabhängig von der Bestimmung der notwendigen Ausbaumaßnahmen, die sich aus den historischen Unterbrechungen ableiten lassen, kann es sachgerecht sein, einzelne Ausbaumaßnahmen für die Jahre 2020 bzw. 2025 nicht umzusetzen. Dies ist z. B. dann denkbar, wenn historisch ein Importgasfluss an einem Netzkoppelpunkt unterbrochen werden musste, es aber unstrittig ist, dass sich das Nutzungsverhalten bezogen auf das Jahr 2025 dahingehend ändern wird, dass dann überwiegend Exporte an diesem Punkt stattfinden werden. In solchen Einzelfällen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die notwendigen Ausbauten trotzdem darzustellen und zusätzlich zu begründen, warum aus ihrer Sicht bezogen auf den jeweiligen Punkt diese Maßnahmen nicht umgesetzt werden sollten.

Ob die im Szenariorahmen 2015 in der Unterbrechungsanalyse diesbezüglich getätigten Aussagen der Fernleitungsnetzbetreiber diesen Anforderungen zum Ausbaubedarf bereits gerecht werden, wird die Bundesnetzagentur näher analysieren. In der Konsultation haben einige Stellungnehmer hieran Zweifel geäußert. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, hier zukünftig weitergehende Anforderungen (z. B. Modellierung eines Unterbrechungsszenarios) zu stellen.

### **3.11. Berücksichtigung denkbarer Störungen der Erdgasversorgung**

Der Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit wird von den Fernleitungsnetzbetreibern im Szenariorahmen ausreichend berücksichtigt. Es wird ein Szenario definiert, in dem die L-Gas-Leistungsbilanz analysiert wird.

Mit der Forderung des § 15a Abs. 1 EnWG, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans mit den möglichen Störungen der Erdgasversorgung zu beschäftigen haben, erinnert der Gesetzgeber daran, dass die Netzbetreiber

hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle einnehmen, indem sie die hierfür erforderliche Gasinfrastruktur bereitstellen. Hierbei dienen die durchzuführenden Lastflusssimulationen insbesondere dem Zweck, die Leistungsfähigkeit des Transportsystems in Situationen zu überprüfen, in denen gravierende Änderungen oder potentielle Störungen der Gasversorgung eintreten. Zentral ist zudem, dass im Zusammenhang mit der geforderten Modellierung sichtbar gemacht werden kann, dass die Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Gasversorgung, zumal vor dem Hintergrund der fortgeschrittenen Entflechtung von Netzbetreibern, Gashändlern und Speicherbetreibern, nicht in der alleinigen Verantwortung der Netzbetreiber liegen kann. Gerade bei gravierenden Änderungen wie der L-H Gas-Umstellung bedarf es eines Zusammenwirkens der verschiedenen Akteure. So liegt es an den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung zu identifizieren, welche Abhilfemaßnahmen aufgrund der rückläufigen inländischen L-Gas-Produktion und gleichzeitig reduzierter Bereitstellung niederländischer Erdgasreserven zu treffen wären.

Festzuhalten ist, dass mit der Auswahl des Versorgungsstörungsszenarios keine Bewertung einhergeht, wonach der Eintritt dieses Szenarios für wahrscheinlicher erachtet wird als der Eintritt anderer möglicher Szenarien. In den vorangegangenen Plänen wurde u. a. die angespannte Versorgungssituation der ersten Februarhälfte 2012 analysiert. Es ist sachgerecht, dass im Netzentwicklungsplan 2015 mit Blick auf langfristige Versorgungsrisiken nur ein Versorgungssicherheitsszenario bearbeitet wird und gezielt der Fokus auf die L-Gas-Leistungsbilanz gelegt wird.

Im Versorgungssicherheitsszenario der Fernleitungsnetzbetreiber „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“ soll die L-Gas-Leistungsbilanz der nächsten Jahre bis einschließlich 2030 dargestellt und analysiert werden. Da die Verfügbarkeit von L-Gas aus deutscher und niederländischer Produktion zurückgeht, die Versorgung von hochkalorischem Gas (H-Gas) aus verschiedenen Quellen hingegen langfristig gesichert scheint, hält die Bundesnetzagentur auch dieses Szenario mit den im **Anhang 3** zugrundeliegenden Eingangsprämissen für angemessen. Ziel dieses Versorgungssicherheitsszenarios ist es, im Netzentwicklungsplan 2015 konkrete Projekte zur Sicherstellung der Versorgung zu identifizieren. Insbesondere sollen konkrete Projekte für eine Umstellung der Netze von L- auf H-Gas identifiziert und aus den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 aktualisiert und ggf. fortgeschrieben werden.

Weitergehend soll – wie von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagen – eine Analyse der langfristigen L-Gas-Verfügbarkeit ergänzt werden und eine Betrachtung der Leis-

tungsbilanz 2030 erfolgen. Begrüßenswert ist auch, dass eine Übersicht aller L-Gas-Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 im Netzentwicklungsplan 2015 erstellt werden soll.

### **3.12. Anforderungen in Bezug auf die Transparenz im Netzentwicklungsplan**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß dem Tenor zu 6. und 7. Verpflichtet, die Transparenz bezüglich der Eingangsparameter in die Netzmodellierung und der kapazitiven Auswirkungen der Maßnahmen der Höhe, dem Zeitpunkt nach und netzkoppelpunktscharf zu erhöhen (vgl. 3.12.1. und 3.12.2). Gemäß Tenor zu 5. haben die Fernleitungsnetzbetreiber zudem transparent zu erklären, wenn sich Änderungen des Ausweises der technisch verfügbaren Kapazitäten ergeben haben (vgl. 3.12.3.).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben weiterhin gemäß Tenor zu 8. bei der Erstellung des NEP 2015 nachvollziehbar und transparent zu erläutern, wie sie die Daten aus dem TY-NDP abgeleitet haben und welche Entscheidungskriterien bei abweichender Übernahme der Daten herangezogen wurden (vgl. 3.12.4.). Ferner haben die Fernleitungsnetzbetreiber bezüglich der Darstellung an Grafiken, Übersichten und Tabellen Anpassungen vorzunehmen, die die Nachvollziehbarkeit erhöhen soll (vgl. 3.12.5.).

#### **3.12.1. Darstellung der Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten VNB**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, transparent und in tabellarischer Form spätestens bis zum Zeitpunkt des Beginns der Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2015 gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG die im Rahmen der Modellierung der Verteilernetzbetreiber für alle Modellierungsvarianten verwendeten Eingangsparameter zu veröffentlichen. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten sind die Daten analog der Darstellung des Netzentwicklungsplans 2014 vorzunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Auflistung der Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber mindestens folgende Werte je Modellierungsvariante tabellarisch aufzuführen:

A: Ausgangswert Interne Bestellung 2015

B: Ermittlung der Langfristprognose bis 2020 und 2025 je Modellierungsvariante ausgehend von der fest angefragten Internen Bestellung für 2015.

Sofern sich Änderungen der Eingangswerte der Verteilernetzbetreiber aufgrund der Plausibilisierung der Langfristprognose ergeben haben, sind gemäß Tenor zu 6. die ursprünglichen Werte der betroffenen Netzbetreiber einzeln aufzuführen. Diese Werte sind unab-

hängig davon, ob die Änderungen mit oder ohne Einvernehmen zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern im Zuge der Plausibilisierung ermittelt wurden, aufzuführen.

Bei der Auflistung der Kapazitätsinputparameter für die Modellierung zu den nachgelagerten Verteilernetzbetreibern haben die Fernleitungsnetzbetreiber dafür Sorge zu tragen, dass die Werte einzeln aufgeführt werden. Insbesondere sind keine zusammengefassten Meldungen verschiedener interner Bestellpunkte aufzuführen, wie dies vereinzelt in vergangenen Netzentwicklungsplänen der Fall war. Hierbei können interne Bestellpunkte sowohl Netzkoppelpunkte als auch Ausspeisozonen sein. Nur bei einer solchen Auflistung kann ein Abgleich mit den an die Bundesnetzagentur gemeldeten Netzzugangsverweigerungen nach § 20 Abs. 2 EnWG und den gemäß § 11 Ziffer 9 der Kooperationsvereinbarung VII (KoV VII) durch die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichten aktuellen Internen Bestellungen vorgenommen werden.

### **3.12.2. Aussagen über die kapazitiven Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß Tenor zu 7. im Netzentwicklungsplan Aussagen über die kapazitiven Auswirkungen der einzelnen Netzausbaumaßnahmen darzulegen.

Bereits im Prozess vergangener Netzentwicklungspläne haben sowohl die Bundesnetzagentur als auch die verschiedenen Konsultationsteilnehmer gefordert, dass die Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen auf die jeweiligen Netzkopplungspunkte nachvollziehbar im Plan dargelegt werden (Verknüpfung der Tabellen Maßnahmen- und Inputliste). Im Rahmen der diesjährigen Konsultationen zum Netzentwicklungsplan 2014 und zum Szenariorahmen 2015 wurde die Forderung nach einer verbindlichen Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber erneut und mit größerer Vehemenz als im Vorjahr vorgebracht. Die Konsultationsteilnehmer fordern – insbesondere mit Blick auf die Kapazitätsauswirkungen auf die Verteilernetzbetreiber – eine dezidierte Aussage dazu, zu welchem Zeitpunkt die Fernleitungsnetzbetreiber den Kapazitätsbedarf zur Verfügung stellen werden.

Es sei wünschenswert, wenn sich aus den allgemein gehaltenen Aussagen auch konkretere Kapazitätszusagen ableiten ließen. Zur Nachvollziehbarkeit sei eine Aussage wünschenswert, inwiefern sich die einzelnen Ausbaumaßnahmen auf das jeweils konkrete Anschlussbegehren bzw. die bereitgestellten Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung auswirkten. Ein weiterer zentraler Kritikpunkt ist die fehlende Aussage im Netzentwicklungsplan, zu welchem Zeitpunkt an welchem Netzkoppelungspunkt (insbesondere bei den VNB) welche Kapazitäten fest verfügbar sein werden. Es sollte insbesondere dargelegt werden, in welchem Jahr die Kapazitäten für die VNB unbefristet und auf fester

Basis zur Verfügung gestellt werden können. Die Fernleitungsnetzbetreiber hätten nach Ansicht der Stellungnehmer durchaus die Möglichkeit, kapazitative Auswirkungen regional zuzuordnen - dies müssten sie bei der internen Bestellung ohnehin auch tun.

Wie bereits im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 dargelegt, sollte die Darstellung der kapazitiven Auswirkungen des Baus von Maßnahmen auf die Bedarfsabdeckung so konkret wie möglich abgebildet werden. Insbesondere soll sichergestellt werden, dass eine Verknüpfung zwischen den geplanten Maßnahmen und den in der Inputtabelle dargestellten Kapazitätswerten möglich ist und nachvollzogen werden kann, **welche** Maßnahmen **zu welchem Zeitpunkt** Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung an welchen Netzkoppelpunkten haben. Aus diesem Grund sind in einer weiteren Spalte in der Inputliste die Identifikationsnummern der jeweiligen Maßnahmen aufzuführen, die eine Auswirkung auf den jeweiligen Netzkoppelpunkt haben werden. Eine Mehrfachnennung der Maßnahmenidentifikationsnummer ist dann vorzunehmen, wenn die Maßnahme sich auf mehrere Netzkopplungspunkte auswirkt.

Aus der Darstellung der Auswirkungen soll insbesondere hervorgehen, wann an welchen Netzkopplungspunkten (zu Gaskraftwerken, Speichern, GÜPs, Interne Bestellpunkte) mit einer Erhöhung der Kapazität gerechnet werden kann (unter der Prämisse, dass sich sowohl alle im Szenariorahmen getroffenen Annahmen einstellen und alle Netzausbaumaßnahmen wie geplant durchgeführt werden).

Sofern keine Eins-zu-Eins-Beziehung hergestellt werden kann, ist zumindest eine Indikation der Kapazitätsauswirkung anzugeben.

Diese Informationen sind in Textform ebenso in die Projektsteckbriefe aufzunehmen.

### **3.12.3. Grundsätzliche Erhöhung der Transparenz bei Veränderungen der Eingangsgrößen der Kapazitäten**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenor zu 5. verpflichtet, Änderungen des Ausweises der technisch verfügbaren Kapazitäten an allen Netzanschlusspunkten oder Ausspeisezonen (insbesondere zu Grenzübergangspunkten und Speichern) zwischen dem künftig vorzulegenden Szenariorahmen und dem Netzentwicklungsplan nachvollziehbar zu erläutern und daraus resultierende Änderungen auf den Kapazitätsausweis an anderen Punkten nachvollziehbar darzulegen.

Im Tenor wird auch klargestellt, dass Veränderungen der Eingangsgrößen der Modellierung bei den technisch verfügbaren Kapazitäten an allen Netzanschlusspunkten (insbe-

sondere zu Grenzübergangspunkten und Speichern), die sich nach der Bestätigung des Szenariorahmens ergeben, gegenüber der Bundesnetzagentur anzuzeigen und zu begründen sind. Erfasst sind hier sowohl die Fälle, in denen sich die Veränderung im Vergleich zur Konsultationsversion des Netzentwicklungsplans gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG als auch im Vergleich zum dann der Bundesnetzagentur vorzulegenden Netzentwicklungsplan gem. § 15a Abs. 1 EnWG ergeben könnten. Der Bundesnetzagentur ist durchaus bewusst, dass es einige Umstände geben kann, die zu einer Veränderung der Kapazitäten führen könnten z. B. Verlagerung, Netzoptimierung etc. (dazu im Einzelnen unter 3.12.3.1.).

Der Bestätigung des Szenariorahmens ist es aber immanent, dass die Kapazitäten auf dem Niveau der Bestätigung bleiben müssen. Diesbezüglich aufkommende Veränderungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur anzuzeigen und zu begründen. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, diese Änderungen zu überprüfen.

### **3.12.3.1. Fallgestaltungen und Kapazitätsveränderungen in relevantem Ausmaß**

In den Inputlisten sind Veränderungen von Werten zwischen den jeweiligen Versionen der Dokumente entsprechend der unten aufgeführten Fallgestaltungen mit Markierungen zu versehen, die herausgefiltert werden können. Damit sollen Veränderungen aufgrund von Stellungnahmen, Anpassungen aufgrund neuer Erkenntnisse oder ggf. zwischenzeitlicher Verlagerung und/oder auch Datenfehlern kenntlich gemacht werden.

Erfasst sein sollen folgende Fälle, in denen die Fernleitungsnetzbetreiber die Eingangsgrößen ändern:

- Veränderungen zwischen der Konsultationsversion des Netzentwicklungsplans (gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG) und dem der Bundesnetzagentur am 01.04. vorzulegenden Netzentwicklungsplan (gem. § 15a Abs. 1 EnWG);
- Veränderungen zwischen dem aktuell verbindlichen Netzentwicklungsplan und der Konsultationsversion des Szenariorahmens (gem. § 15a Abs. 1 S. 6 EnWG) für den folgenden Plan;
- Veränderungen zwischen der Konsultationsversion des Szenariorahmens und dem zur Bestätigung durch die Bundesnetzagentur zu übergebenden Szenariorahmen (gem. § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG);

Für den Fall potentieller Veränderungen zwischen dem bestätigten Szenariorahmen und dem darauf aufbauenden Netzentwicklungsplan gilt darüber hinaus obige Anzeige- und Begründungspflicht.

Wenn Kapazitätswerte an einem Netzkoppelungspunkt, insbesondere die technisch verfügbare Kapazität in relevantem Ausmaß (dazu s. u.) im Vergleich zu der zeitlich zuletzt veröffentlichten Inputparametertabelle eines Szenariorahmens/Netzentwicklungsplans steigen oder sinken, ist ein Bemerkungsfeld aufzunehmen und anzugeben, aus welchem Grund sich diese Veränderungen ergeben haben. Beispiele dafür können Verlagerungen von Kapazitäten zu anderen Netzkoppelungspunkten (z. B. zu internen Bestellpunkten), Fertigstellung von Netzausbaumaßnahmen, Wegfall von Buchungen, Anpassungen von Maßnahmen im TYNDP oder auch Datenfehler sein. Weiterhin ist in einem Bemerkungsfeld hinzuzufügen, zu Gunsten oder zu Lasten der Kapazitätsausstattung welcher Netzkoppelungspunkte oder Gruppe von Netzkoppelungspunkten diese Kapazitätsveränderungen gehen, auch wenn keine direkte Eins-zu-Eins-Beziehung besteht. Hierbei sind sämtliche Einspeise- und Ausspeisepunkte an GÜPs, MÜPs, Speichern und Kraftwerken zu analysieren.

Die Bundesnetzagentur geht jedenfalls bei einer Verringerung oder Erhöhung des Kapazitätsausweises in Höhe von mehr als 5 % im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan / Szenariorahmen von einer relevanten Veränderung aus. Es sollte aber angestrebt werden, für alle Veränderungen Begründungen anzugeben. Konkret soll aus der Liste ersichtlich sein, zu welchem Buchungspunkt oder welcher Buchungszone die Kapazitäten netzplanerisch verlagert worden sind oder worin der Grund für die Verringerung des Kapazitätsausweises liegt (z. B. Buchungssituation, erwartete Nachfragesituation an diesem oder anderen Punkten). Der Bundesnetzagentur ist dabei wohl bewusst, dass eine Eins-zu-Eins-Beziehung der verlagerten Kapazitäten zu den einzelnen Punkten oder Zonen nicht immer herzustellen ist, da sich solche Änderungen auch aus der Gesamtnetzrechnung ergeben können. Dennoch ist bei Kapazitätsverminderungen mit im zeitlichen Zusammenhang vorgenommenen Kapazitätserhöhungen an anderen Punkten zumindest anzugeben, ob das Ergebnis des erhöhten Kapazitätsausweises durch die konkrete Verminderungen an anderer Stelle begünstigt wurde.

Eine kurzfristige oder zeitlich beschränkte Verlagerung von Kapazitäten kann nicht als Begründung dazu dienen, dass der Kapazitätsansatz langfristig, und damit für die 10-Jahresnetzentwicklungsplanung relevant, reduziert wird (weiteres dazu vgl. 3.12.3.2.).

Ziel dieser Vorgabe ist, dass transparent und über die Jahre hinaus nachvollziehbar bleibt, welche Gründe für eine von den Fernleitungsnetzbetreibern individuell entschiedene Veränderung der Kapazitätshöhe bzw. einer Verlagerung maßgeblich waren und zu Gunsten welchen Punktes diese Veränderung bzw. Verlagerung vorgenommen wurde.

Der Einwand einiger Fernleitungsnetzbetreiber, dass dieses Vorgehen aufgrund von Restriktionen eines dynamischen Kapazitätsmodells nicht möglich sei, ist nicht zu akzeptieren. Bei der langfristigen Netzplanung auf die Restriktionen eines dynamischen Kapazitätsmodells zu verweisen, welches das alleinige Ziel der kurzfristig optimierten auszuweisenden Kapazitäten verfolgt, ist aus planerischen Gesichtspunkten nicht nachvollziehbar. So hat die Beteiligten zu 4. die Veränderung des Kapazitätsansatzes bei dem Punkt Brandov Stegal (Entry) mit dem generellen Verfahren der Berechnung technischer Kapazitäten erläutert. Da im Vergleich zum Vorjahr keine wesentlichen Anpassungen der Kapazitätswerte der Höhe nach in Bezug auf das Zieljahr 2025 ersichtlich waren, hat die Bundesnetzagentur von einer Anpassung der Werte abgesehen. Zukünftig müssen die unterjährigen Anpassungen der Kapazitäten jedoch nachvollziehbar begründet werden.

Auch das Argument, dass bei einer dynamischen Kapazitätsplanung nicht nachvollziehbar sei, wohin die Kapazität verlagert wird, kann nur beschränkt gelten. Die netzhydraulischen Gegebenheiten ermöglichen durchaus häufig durch Kapazitätsverminderungen an einem Punkt oder einer Menge von Punkten A eine höhere Kapazitätsausweisung an einem oder einer bestimmaren Menge von Punkten B. Ganz offensichtlich ist dies bei den konkurrierenden Auktionen, wo sogar eine Eins-zu-Eins-Substituierbarkeit zugrunde liegt. Ein Hinweis im Glossar zu den Inputparametern unter dem Begriff der technisch verfügbare Kapazität, welche definiert wird als „Technisch verfügbare Kapazität (= Summe aus "FZK" und "Fest mit Auflage")", Veränderung von TVK aufgrund von bedarfsgerechter Verlagerung/ Umverteilung“ genügt den Ansprüchen nach Transparenz und Erläuterung nicht.

Mit der Vorgabe soll zudem sichergestellt werden, dass individuell durch den Fernleitungsnetzbetreiber getroffene Entscheidungen (über Kapazitätsverminderung zugunsten Kapazitätserhöhungen an anderen Punkten) nachvollziehbar dokumentiert werden und nicht das Argument der Gesamtnetzrechnung und einer „vollständigen Neubetrachtung der Kapazitätssituation“ pauschal dafür als Begründung herangezogen wird. Schließlich findet derzeit keine gemeinsame Gesamtnetzrechnung zur Feststellung ausweisbarer Kapazitäten statt. Die Fernleitungsnetzbetreiber machen geltend, dass auf Kapazitätswerten als Inputparametern die Netzplanung modelliert wird. Inputparameter können schon definitionsgemäß gar nicht Ergebnis eines dynamischen Kapazitätsmodelles sein. Daher läuft die Argumentation der Fernleitungsnetzbetreiber ins Leere.

### 3.12.3.2. Kapazitätsverlagerungen

Grundsätzlich muss bei der langfristigen Kapazitätsplanung sichergestellt werden, dass kurzfristige oder zeitlich beschränkte Kapazitätsverlagerungen – auf Grund kurzfristiger Buchungsentscheidungen – nicht dazu führen, dass frei werdende Kapazitäten endgültig verlagert werden und damit der bereits festgestellte Netzausbaubedarf faktisch reduziert wird.

Wird Kapazität beispielsweise von Grenzübergangspunkten zu Punkten nachgelagerter Verteilernetzbetreiber vorgenommen, ist sicherzustellen, dass diese Kapazität planerisch nicht dauerhaft dem Grenzübergangspunkt entzogen wird, sondern nur dazu dient, die Mangelsituation an den nachgelagerten Netzkoppelungspunkten zeitweise zu überbrücken, bis der geplante Netzausbau umgesetzt wurde.

Beispielhaft ist hier der Grenzübergangspunkt Medelsheim zu nennen. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen auf S. 39 des Szenariorahmens selbst auf eine Verlagerungsoption hin, sofern keine ausreichende Buchung in der Jahresauktion 2015 stattfindet. Grundsätzlich muss bei der langfristigen Kapazitätsplanung sichergestellt werden, dass kurzfristige Kapazitätsverlagerungen – auf Grund kurzfristiger Buchungsentscheidungen – nicht dazu führen, dass frei werdende Kapazitäten endgültig verlagert werden und damit der bereits festgestellte Netzausbaubedarf reduziert wird.

Der Kapazitätsengpass würde sich bei einem solchen Vorgehen tendenziell auf die Grenzübergangspunkte verlagern.

Eine langfristige Verlagerung ist allenfalls denkbar, wenn die geplante Verlagerung abseits zur Netzentwicklungsplanung rechtzeitig vor Kapazitätsauktionen und hinreichend konkret den Netznutzern und potentiellen Netznutzern kommuniziert ist. Diese müssen die Möglichkeit haben, sich in der jährlichen Auktion für langfristige Kapazitäten noch vor der Verlagerung durch Buchungen Kapazitäten zu sichern, um so die Verlagerung abzuwenden oder zu vermindern. Die für die Kurzfristvermarktung vorzuhaltenden Kapazitäten dürfen dabei nicht verringert werden. Eine Erwähnung lediglich im Szenariorahmen, wie bei der Ankündigung zur potentiellen Kapazitätsverlagerung am Punkt Medelsheim, stellt keine ausreichende Ankündigung dar.

Solange kein Prozess für die Bedarfsanmeldung von Bestandsnetzkopplungspunkten (z. B. an Grenzübergangspunkten) etabliert ist, kann eine langfristige Netzplanung nicht auf kurzfristig reduzierten Kapazitäten als Eingangsparameter aufgesetzt werden. Diese sind in der Langfristperspektive grundsätzlich unverändert fortzuführen. Erst die Umsetzung des europäischen Prozesses der Ausbaupkapazitätsauktionen („Incremental Capacities“)

könnte in Zukunft Änderungen im Kapazitätsbedarf auch langfristig gesicherter ermittelbar machen und damit umgekehrt bei mangelndem Bedarf Verringerungen erlauben.

Bei einem bereits heute „angemeldeten“ Zusatzbedarf und entsprechend geplanter Kapazitätsanpassung/Kapazitätserhöhung an Grenzübergangspunkten sind auch Informationen darüber anzugeben, woraus die vorgesehene Veränderung resultiert (vgl. Indikatoren zum Bedarf unter 3.8.2.).

Im Konsultationsprozess zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 hatten sich die Konsultationsteilnehmer gegenüber den Bedarfsanpassungen an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten kritisch geäußert. Nach Auffassung einiger Marktteilnehmer ist die Abschätzung der Bedarfsentwicklung für den Ausbau von Kapazitäten an diesen Punkten sowie an Bestandsspeichern grundsätzlich diskutabel. Es sei nachvollziehbar, dass eine unverbindliche Einschätzung über individuelle Kapazitätsbedarfe immer nur unter dem Vorbehalt wettbewerbsfähiger Preise abgegeben werden könne. Insofern seien verbindliche Buchungen durch Netznutzer höchstens für einen Zeitraum von drei bis zu fünf Jahren im Voraus anzunehmen. Es sei fraglich, ob ohne solche verbindlichen Buchungen überhaupt kostenverursachende Entscheidungen für den Aus- oder Neubau von Transportkapazität getroffen werden könnten. Das vorgesehene Instrument der Ausbaukapazitätsauktionen sollte hierzu weiter analysiert und auf seine Anwendbarkeit auf die Kapazitätsplanung an entsprechenden Netzkoppelpunkten geprüft werden.

Die Stellungnehmer zum Netzentwicklungsplan 2014 haben sich ebenso zu Fragen zur Verlagerung von festen Kapazitäten skeptisch geäußert. Einige Stellungnehmer geben an, dass aufgrund derzeitiger kommerzieller Anreize zur Day-Ahead-Buchung eine mögliche Anpassung der Netzmodellierungsvorgaben mittels Reduzierung von nicht gebuchten fFZK an Netzkopplungspunkten schwer möglich sei.

#### **3.12.4. Nachvollziehbarkeit der Übernahme von Kapazitätsdaten aus den jeweils gültigen TYNDP im NEP**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß Tenor zu 8. bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2015 nachvollziehbar und transparent zu erläutern, wie sie die Daten aus dem TYNDP abgeleitet haben und welche Entscheidungskriterien bei abweichender Übernahme der Daten herangezogen wurden. Ferner ist transparent zu erläutern, wie konkurrierende Maßnahmen in der europäischen Netzentwicklungsplanung aufgrund möglicher Transportalternativen bewertet und daraufhin Eingang in die nationale Netzentwicklungsplanung gefunden haben.

Die Überprüfung einzelner Maßnahmen bezüglich deren Eingang im TYNDP und späterer Übertragung in den aktuellen Netzentwicklungsplan hat erneut die Notwendigkeit schriftlicher Erläuterungen zur Vorgehensweise bei der Übernahme der Vorhaben aus dem TYNDP gezeigt. Insbesondere bei Kapazitätsausbauten, die über einen längeren Zeitraum hinweg realisiert werden sollen, ist es für den jährlichen Netzentwicklungsplan unerlässlich, die aktuellen Entwicklungen und Fortschritte nicht nur durch die Übertragung von Werten in die Tabellen einfließen zu lassen, sondern auch entsprechende Erläuterungen im Dokument vorzunehmen. Verspätungen und Verzögerungen bei der Maßnahmenumsetzung sind zu erläutern. Diese sind der häufigste Grund für Inkonsistenzen. Hier ist das Ziel einer größtmöglichen Transparenz weiter zu verfolgen.

Dieses Erfordernis ist im vorliegenden Szenariorahmen wieder nur bedingt erfüllt. Die Anpassungen im Szenariorahmen 2015 in Kapitel 9 lassen zwar Anhaltspunkte für Änderungen an den Inputparametern aufgrund geänderter Maßnahmen aus dem TYNDP erkennen, allerdings ist diese Vorgehensweise nicht ausreichend nachvollziehbar und transparent. Dies betrifft insbesondere die Verlagerung von Kapazitäten von Grenzübergangspunkten an andere Netzpunkte und die Aktualisierung des alten TYNDP.

Betrachtet man die Eingangsparameter der Modellierungen im TYNDP im Einzelnen, sind verschiedene Ungenauigkeiten erkennbar, die in Gänze Auswirkungen auf die nationale Netzentwicklungsplanung haben könnten. So wurde im TYNDP beispielsweise der Gasbedarf der an nachgelagerte Verteilnetzbetreiber angeschlossenen Gaskraftwerke von ENTSO-G in Ermangelung belastbarer Daten nach eigenen Angaben nur aufgrund der Mitteilungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber errechnet und im Übrigen geschätzt. Hinweise zu Schätzgrundlagen und zum Umfang dieser Schätzungen finden sich im TYNDP nicht.

An einer Nachvollziehbarkeit der genauen Vorgehensweise bei der Übertragung der Grenzübergangskapazitäten vom TYNDP fehlt es aber weiterhin aufgrund mangelhafter Ausführungen durch die Fernleistungsnetzbetreiber. Auch die Darstellung der Werte im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan auf unterschiedlicher Datenbasis erschwert die Nachvollziehbarkeit der Daten und ihre Überprüfung auf Konsistenz mit dem TYNDP.

In den vorangegangenen Jahren ließ sich eine Konsistenz der Daten nach umfangreichem Abgleich seitens der Bundesnetzagentur plausibilisieren, allerdings ist dies zukünftig nicht mehr praktikabel. Insbesondere mit Fokus auf den Prozess der Ausbaukapazitätsauktionen („Incremental Capacities“) an den Grenzübergangspunkten sowie in Anbe-

tracht der von ACER durchgeführten Überprüfung der Konsistenz von TYNDP und den nationalen Netzentwicklungsplänen ist die Forderung nach erhöhter Transparenz und einer zukünftig gesteigerten Begründungspflicht unerlässlich (vgl. Indikatoren zum Bedarf an GÜPs unter 3.8.2.).

Um der sich aus § 15 a Abs. 1 S. 5, Abs. 2 S. 2, S. 3 EnWG ergebenden Pflicht der Fernleitungsnetzbetreiber, den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nicht nur zu berücksichtigen, sondern auch alle zur Überprüfung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen und eine Nachvollziehbarkeit der Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze zu ermöglichen, gerecht zu werden, wird den Fernleitungsnetzbetreibern daher Folgendes aufgegeben:

1. Das Vorgehen bei der Verwendung von Daten aus dem TYNDP ist konkret z. B. durch Angabe der genauen Quelle zu erläutern. Dabei soll insbesondere erklärt werden, warum und wie welche Größen in den vorliegenden Szenariorahmen übernommen, umgerechnet oder geändert wurden. Es ist auch darauf einzugehen, inwiefern die Annahmen zur Bedarfsentwicklung insgesamt und in den einzelnen Sektoren übernommen wurden und wie gegebenenfalls mit von ENTSO-G geschätzten Werten umgegangen wurde.
2. Die Herkunft aller übernommenen Daten ist anzugeben. Sind Angaben, welche keine Grenzübergangspunkte betreffen, aus dem TYNDP übernommen, so sind diese präzise nach Annex, Seite (ggf. mit Überschrift innerhalb einer Excel Datei) und Spalte, sowie der im TYNDP verwendeten Bezeichnung anzugeben. Diese Genauigkeit ist notwendig, weil auch innerhalb des TYNDP teilweise zum gleichen Punkt auf unterschiedliche Datenquellen zurückgegriffen wird, beispielsweise bei erwarteten Kapazitätsänderungen in den Bedarfsprognosen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass dies zu einer Inkonsistenz der Daten innerhalb des TYNDP führt, und Übertragungsfehler zustande kommen, die wiederum die Konsistenz des Szenariorahmens negativ beeinflussen.
3. Bezüglich zu berücksichtigender neu geplanter Infrastrukturprojekte ist bei der Kennzeichnung in der Liste der Eingangsgrößen für die Modellierung die Herkunft zu beschreiben. Da die Bezeichnungspraxis unterschiedlich ist, muss zukünftig hinter den aus dem TYNDP übernommenen Projekten die Herkunft nach Annex und Code/TRA-Nummer angegeben werden. Da die Anzahl entsprechender Projekte begrenzt ist, stellt dies keinen unverhältnismäßigen Aufwand dar.

4. Bei im TYNDP konkurrierenden Maßnahmen aufgrund möglicher Transportalternativen ist sowohl im TYNDP als auch im Netzentwicklungsplan zu untersuchen, welche Alternative unter Einbeziehung angrenzender Infrastruktur gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist. Dabei sind die Abwägungsgründe aufzuführen und wesentliche Erkenntnisse aus den Ergebnissen der Modellierungsvarianten zu beschreiben. Erhebliches Augenmerk ist dabei auf die praktische Vergleichbarkeit der Projekte untereinander zu legen.

Insgesamt ist eine zukunftsorientierte Entscheidung zu treffen, die auch über den Zehnjahreshorizont hinaus realistisch zu erwartende Entwicklungen berücksichtigt. Daher hat auch eine Kostenbetrachtung zwischen möglicherweise alternativen Projekten, sowohl bezüglich der Investitionskosten als auch deren wiederkehrender Betriebskosten, zu erfolgen. Im Rahmen dieser Abwägung durchgeführte Studien sind der Bundesnetzagentur auf Verlangen vorzulegen.

5. Kapazitätsänderungen innerhalb von Bestandsmaßnahmen aus dem TYNDP sind ebenfalls durch Eintrag in die Bemerkungsspalte der Inputlisten zu erläutern. Ferner muss eine knappe schriftliche Erläuterung der Ursachen für jede Veränderung oder Verlagerung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten stattfinden. Ein Verweis in der Inputliste auf die entsprechende Seitenzahl im Dokument ist ebenfalls wünschenswert. Dabei kann so wie in Kapitel 9 des Netzentwicklungsplans 2015 verfahren werden. Darin erfolgt eine Gliederung nach Nachbarländern. Eine andere Aufteilung, beispielsweise nach dem jeweils beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber, ist aber ebenfalls denkbar.

Die vorliegende inkonsequente Begründungspraxis genügt den gesetzlichen Ansprüchen noch nicht. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb eine Begründung nur einzelner veränderter Kapazitäten erfolgt. Überdies ist die Begründung auf Verlangen gegebenenfalls faktisch zu belegen, sofern begründete Zweifel seitens der Bundesnetzagentur bestehen (weiteres bezüglich der Begründungspflicht bei Kapazitätsveränderungen siehe 3.12.3.1.).

6. Zukünftig sind alle Tabellen, Übersichten und Diagramme sowohl im jeweiligen Szenariorahmen als auch im Netzentwicklungsplan mit einem Hinweis auf die verwendete Einheit sowohl in der vorangestellten Abbildungs- und Tabellenübersicht als auch bei der Verwendung im Dokument mit der Angabe zu versehen, ob die Daten auf Basis des oberen oder unteren Heizwertes dargestellt sind. Auch in die-

sem Falle gilt: Sollten in Tabellen oder Abbildungen eingeflossene Daten aus dem TYNDP übernommen worden sein, ist entsprechend auf die genaue Quelle exakt nach Annex, Überschrift, Spalte und Bezeichnung zu verweisen. Bei einer erfolgten Umrechnung in eine andere Einheit ist die Angabe des Ausgangswertes ebenfalls sachgerecht. Sofern angegebene Werte auf Schätzungen beruhen, so sind die entsprechenden Schätzkriterien aufzuführen und die Erfahrungswerte der Fernleitungsnetzbetreiber zu begründen.

Bezüglich des Einhaltens vom Grundsatz der Verhältnismäßigkeit bestehen keine Bedenken. Obige Forderungen sind auch im Hinblick auf den zukünftigen Prozess der Ausbauprozesskapazitätsauktionen unerlässlich und das mildeste Mittel zur Erreichung des übergeordneten Zieles der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Netzmodellierung.

### **3.12.5. Anpassungen von tabellarischen und kartografischen Darstellungen im Dokument zum NEP, in den Maßnahmentabellen, im Maßnahmenvorschlag und in den Inputtabellen**

Die Erläuterungen zu den Projekten (Projektsteckbriefe), die detaillierten Maßnahmentabellen und Grafiken und die kartografischen Übersichten im Netzentwicklungsplan 2014 tragen im Vergleich zum Plan aus 2013 deutlich zur Transparenzerhöhung bei. Für eine rollierende und aufeinander aufbauende Netzentwicklungsplanung und die Prüfung derselben sind in den Netzentwicklungsplan 2015 folgende Verbesserungen bei Tabellen, Grafiken und Übersichten und den Inputtabellen aufzunehmen (bzw. diese anzupassen).

#### **3.12.5.1. Verbesserung des Netzentwicklungsplan-Dokuments und des Maßnahmenvorschlags**

1. Gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur wurde in der tabellarischen und kartografischen Auflistung zum Umsetzungsstand der Maßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan der Umsetzungsstand hinzugefügt („Umsetzungsstand zum 01.04.2014“), der in Zahlenform und durch farbliche Kennzeichnung den aktuellen Stand der Umsetzung der jeweiligen Maßnahme angibt. Dabei sollten alle Maßnahmen ab dem Netzentwicklungsplan 2012 dargestellt werden und deren Planungsstand kategorisiert und aufgelistet werden: entweder als realisierte Maßnahme oder als in Planung bzw. in der Umsetzung befindliche Netzausbaumaßnahme (d. h. planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau). Bei dem Umsetzungsstand sollte **beispielhaft** unterschieden werden zwischen:

- 1 noch nicht im Genehmigungsverfahren,
- 2 im Raumordnungsverfahren,

- 3 vor oder im Planfeststellungsverfahren,
- 4 genehmigt oder in Bau,
- 5 realisiert.

Sofern die Planungsschritte **z. B. im Falle von Gasverdichtern** anders gelagert sind, sollte die Bezeichnung von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechend angepasst werden. Dies ist im Netzentwicklungsplan 2014 nicht erfolgt, sondern es wurden die Kennzeichnung aus dem Strom übernommen, was nicht den gasspezifischen Realitäten der Planung z.B. Gasverdichtern entspricht. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, adäquate den Gasspezifika entsprechende Umsetzungsschritte anzugeben.

Diese Planungsübersicht ist für alle Maßnahmen in Form von Balkendiagrammen vom Start der behördlichen Netzausbauplanung 2012 an bis zum Zieljahr des jeweiligen Netzentwicklungsplans in einer Grafik (statt wie bisher in zwei Grafiken (S. 58 und S. 64)) zusammenzufassen. Sofern sich Verzögerungen von Maßnahmen ergeben oder Maßnahmen weggefallen sind, sind die maßgeblichen Gründe in Kurzform dazu anzugeben und im beschreibenden Kapitel ausführlich zu erläutern.

Diese Anpassungen sind ebenso in der entsprechenden kartografischen Darstellung (vgl. Abb. 16, S. 65) vorzunehmen.

Des Weiteren ist verstärkt darauf zu achten, dass die tabellarischen und textlichen Darstellungen in sich konsistent sind und entsprechende Unstimmigkeiten in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen korrigiert werden. Beispielsweise ist im Netzentwicklungsplan 2014 in Tabelle 22 (S. 66) die Maßnahme Nordschwarzwaldleitung (ID-Nr. 069-01) in blau mit "vor oder im Planfeststellungsverfahren" gekennzeichnet, während sie in der dazugehörigen textlichen Beschreibung auf S. 59 in der Kategorie "im Bau befindlich" aufgeführt wird. Die Maßnahme M+R Landshut (ID-Nr. 062-01) ist in Tabelle 22 (S. 66) in orange mit "genehmigt oder in Bau" gekennzeichnet, in der dazugehörigen textlichen Beschreibung auf S. 59 wird sie allerdings nicht aufgeführt.

Ebenso muss die jeweilige kartografische Abbildung zum Umsetzungsstand mit den dazugehörigen tabellarischen Angaben übereinstimmen. Im Netzentwicklungsplan 2014 fehlen beispielsweise in Abbildung 16 (S. 65) im Vergleich zu Tabelle 22 (S. 64) und Tabelle 18 (S. 58) unter anderem die folgenden Maßnahmen: ID-Nr. 018-01 (Ausbau der Station Schümers Mühle), ID-Nr. 100-01 (GDRM Station Friesoythe), ID-Nr. 129-01 (GDRM-Station Finsing) und ID-Nr. 062-01 (M+R Landshut).

2. Weiterhin sind konkrete Verbesserungen für eine übersichtlichere Darstellung der Ergebnisse der Modellierungsvarianten und des Netzausbauvorschlags umzusetzen. Der Netzausbauvorschlag (im Dokument selbst sowie in den Anlagen) soll ebenso wie die einzelnen Netzausbauvarianten eine Ergebniszeile enthalten, die sowohl die summarische Auflistung der Leitungslänge, der Verdichtergröße und der Kostenangaben enthält. Dies ermöglicht eine schnelle Vergleichbarkeit der Tabellen mit den konkret genannten Gesamtergebnissen (Beispiel S. 112, Netzentwicklungsplan 2014).
  
3. Im Netzentwicklungsplan ist darzulegen und ausführlich zu begründen, welche Maßnahmenalternativen bei der Auswahl des jeweiligen Plans die Fernleitungsnetzbetreiber in ihre Erwägungen einbezogen haben und aus welchen Gründen sie eine bestimmte Modellierungsvariante im Vergleich zu den bestehenden Alternativen ausgewählt haben. § 15a Abs. 2 S. 4 2. Alt. EnWG gibt insofern vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan die Gründe für die Auswahlentscheidung sowie die anderweitigen Planungsmöglichkeiten anzugeben haben.  
 Diese Forderung war bereits Gegenstand des Änderungsverlangens zum Netzentwicklungsplan 2013. Die Bundesnetzagentur sieht diesbezüglich erhebliche Umsetzungsdefizite im Netzentwicklungsplan 2014. Dort ist faktisch überhaupt keine Auseinandersetzung mit den Gründen erfolgt, aus denen der Netzausbauvorschlag bzw. die maßgebliche Modellierungsvariante gewählt wurde. Letzteres ist aber essentiell, um dem Markt die relevanten Informationen zu geben und der Bundesnetzagentur die Grundlagen für die Entscheidungsfindung zum Änderungsverlangen zu liefern.

Ferner müssen die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin angeben, wenn durch eine Maßnahmenalternative die gleiche Bedarfsauswirkung erreicht werden kann. In den Gesprächen mit der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2014 wurde von den Unternehmen verdeutlicht, dass beispielsweise eine bestimmte Konditionierung eines Verdichters eine Maßnahme (auch eine Leitung) komplett ersetzen könne. Solche Fakten und bestehende Netzausbaualternativen müssen auch im Netzentwicklungsplan selbst dargelegt werden.

4. Es ist unerlässlich, dass die im Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan enthaltenen Angaben vollständig sind. Dies gilt insbesondere für die in den Inputlisten aufgeführten Eingangsparameter. Sie müssen in den entsprechenden Abbildungen und Tabellen Eingang finden. So muss auch der Inputparameter „Produktion“ in den Darstellungen angegeben werden. In Tabelle 9 (S. 26) und Abbildung 5 (S. 32) des NEP

2014 findet er beispielsweise keine Erwähnung. Des Weiteren fällt auf, dass die in Tabelle 12 (S. 43) und Tabelle 13 (S. 45) genannten „FNB-Kraftwerke“ nicht vollständig in die Inputliste (Anlage 1, „Direkt am FNB-Netz angeschlossene Erdgaskraftwerke“) eingegangen sind. Beispielsweise fehlen das „KW Knapsack II“ und „Staudinger 4“.

5. Von großer Bedeutung ist darüber hinaus die Verwendung einer einheitlichen und verständlichen Terminologie. Die im Netzausbauvorschlag (Anlage 4) aufgeführten Projektschritte in den Spalten "Aktueller Projektstatus/Entwicklungsstatus" und "Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (...)/2016 (...)/2017" sind einheitlich zu definieren und zu verwenden. Desgleichen sind die beiden Begriffe "Energiebedarf" und "Endenergiebedarf" klar voneinander abgegrenzt einzusetzen. Im NEP 2014 wird der Begriff „Endenergiebedarf“ teils als Oberbegriff und synonym zum Begriff „Energiebedarf“ verwendet, teils aber auch – zusammen mit drei weiteren Komponenten – als Unterbegriff des Begriffs „Energiebedarf“ (vgl. S. 20 ff.).

### **3.12.5.2. Verbesserungen der Inputlisten zum Netzentwicklungsplan**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dafür Sorge zu tragen, dass die Eingangsdaten zur Modellierung (Inputlisten) einheitlich und konsequent von allen Fernleitungsnetzbetreibern dargestellt werden, dass Kapazitätsänderungen im Vergleich zum Vorjahr transparent und nachvollziehbar begründet werden und die Kapazitätsbedarfe für die Verteilernetzbetreiber, Industrie, Kraftwerke und Biogaseinspeisungen in tabellarischer Form aufgelistet werden.

#### **1. Einheitlichkeit in der Darstellung und Vollständigkeit der Daten bei allen Fernleitungsnetzbetreibern**

Eine im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan 2013 bereits genannte grundsätzliche Mindestanforderung an eine transparente Darstellung ist die Verwendung von möglichst einheitlichen Namen bei Netzkoppelpunkten wie Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten, VNB, Speichern und Gaskraftwerken, zumindest in der Art, dass ein Zusammenhang der jeweiligen Punkte erkennbar ist. Bisher wurden hier von den Fernleitungsnetzbetreibern zum Teil unterschiedliche Namen verwendet, sofern an diesem Punkt Kapazitäten von mehr als einem Fernleitungsnetzbetreiber vermarktet wurden. Dies ist auch zukünftig zu verbessern.

Weiterhin ist die Kapazitätsart bei der Kategorie „Kapazität mit Auflage“ grundsätzlich auszufüllen.

Ausbauten oder Erweiterungen von Netzen und die daraus resultierende Kapazitätsausweisung sollten bei allen Fernleitungsnetzbetreibern nach derselben Systematik dargestellt werden. Als Beispiel einer Inkonsistenz können hier Eynatten und Ellund aufgeführt werden.

Weiterhin ist darauf zu achten, dass alle Fernleitungsnetzbetreiber die gleiche Systematik von Ausbauprojekten anwenden und in der Inputliste keine Sonderfälle und Ausbauszenarien aufgenommen werden.

Ferner ist wie im Netzentwicklungsplan 2013 das Vorjahr bezüglich der „historischen Werte“ anzugeben. Für den Netzentwicklungsplan 2015 wären das die Werte aus dem Jahr 2014, welche zu Vergleichszwecken zum Ausgangs-/Basisjahr 2015 aufgenommen werden sollen. Im Netzentwicklungsplan 2014 wurden diese „historischen Werte“ erstmals von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht mehr aufgeführt. Als Begründung wurde eine zu hohe Komplexität und Fehleranfälligkeit angeführt. Diese Befürchtung ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur zwar gegeben, jedoch wiegt dies gegen den deutlichen Transparenzgewinn auf. Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber diese Eingangsparameter in einer Datenbank ablegen, können diese Fehleranfälligkeiten deutlich reduziert werden.

Daher regt die Bundesnetzagentur an, die in den Anhängen zum Netzentwicklungsplan und Szenariorahmen ausgewiesenen Eingangsgrößen (Kapazitäten) in eine geeignete Datenbank zu überführen und der Bundesnetzagentur bis zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans zur Verfügung zu stellen. Diese ist auch in den folgenden Jahren jährlich zu aktualisieren. In dieser sollen die Daten mit Beginn der Netzentwicklungsplanung des Jahres 2012 bis zum gegenwärtigen Szenariorahmen erfasst werden.

## 2. Angaben zu Eingangsparameter für Produktion und Biogas

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Biogasproduktionspunkte und einen Wasserstoffeinspeisepunkt am Fernleitungsnetz aufgenommen. Welche TVK dieser Kapazität hinterlegt ist und welche Buchungen hier vorliegen, kann aus den Listen nicht abgeleitet werden. Dies ist im NEP 2015 zu berichtigen.

## 3. Angaben zu Eingangsparameter für Gaskraftwerke und Industrie

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei den Gaskraftwerken die Aufteilung gemäß des Glossars in die TVK und die einzelnen Arten der Kapazität (fFZK, Fest mit Auflage) nicht konsequent vorgenommen und auch nicht angegeben, welche Kapazität da-

von gebucht und welche zum Stichtag noch frei verfügbar ist. Sofern es sich um eine Kapazität mit Auflage handelt, wurde zwar die Auflagenart angegeben, jedoch keine Aussage über den aktuellen zum Stichtag relevanten Buchungsstand getroffen. Diese Systematik ist für die Gaskraftwerke anzuwenden.

Bezüglich der Kapazitätsangaben der Industrie, die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen und daher von Netzkopplungspunkten nachgelagerter Verteilnetzbetreiber abgrenzbar sind, wurden im Szenariorahmen keine Werte angegeben, sondern diese erst im Entwurf des NEP vorgelegt. Dies ist in zukünftigen Szenariorahmen zu verbessern.

Insbesondere sind die Werte der Industriekunden am Fernleitungsnetz ebenso wie bei den anderen Netzkoppelpunkten gemäß der Aufteilung im Glossar (fZK, Fest mit Auflage, gebucht, frei etc.) aufzuführen. Eine aggregierte Auflistung je Fernleitungsnetzbetreiber ist nicht ausreichend.

Sofern es sich bei den Informationen um Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse handelt, sind diese der Bundesnetzagentur zu Prüfungszwecken zur Verfügung zu stellen.

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 06.11.2014

Im Auftrag



## Anhänge zur Entscheidung

### Anhang 1: Annahmen zu Gasverbrauch, -gewinnung und -versorgung

(mit Zuordnung zu Szenarien)

Tabelle 1: Annahmen zum Gasbedarf insgesamt Deutschland:

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	807	724	760	777	-4%	7%	2%
Endenergiebedarf	[TWh]	575	541	524	509	-12%	-6%	-3%
Industrie	[TWh]	220	208	208	205	-7%	-1%	-1%
Haushalte	[TWh]	253	233	228	221	-12%	-5%	-3%
GHD	[TWh]	100	96	81	67	-33%	-30%	-17%
Verkehr	[TWh]	2	4	8	15	500%	311%	95%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	189	140	191	222	17%	59%	16%
Femheizwerke	[TWh]	24	25	25	24	-3%	-4%	-5%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 8)	[TWh]	165	115	166	198	20%	72%	19%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	15	15	-7%	-1%	-1%

Quelle: AG Energiebilanzen 2014, EWI/ Prognos AG/ GWS 2014, Prognos AG, Shell BDH 2013

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	807	730	724	723	-10%	-1%	0%
Endenergiebedarf	[TWh]	575	548	518	489	-15%	-11%	-6%
Industrie	[TWh]	220	208	208	205	-7%	-1%	-1%
Haushalte	[TWh]	253	240	222	201	-20%	-16%	-9%
GHD	[TWh]	100	96	81	67	-33%	-30%	-17%
Verkehr	[TWh]	2	4	8	15	500%	311%	95%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	189	140	161	187	-1%	34%	17%
Femheizwerke	[TWh]	24	25	25	24	-3%	-4%	-5%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 8)	[TWh]	165	115	136	164	-1%	42%	21%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	15	15	-7%	-1%	-1%

Quelle: AG Energiebilanzen 2014, EWI/ Prognos/ GWS 2014, Prognos AG

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	807	725	665	634	-21%	-13%	-5%
Endenergiebedarf	[TWh]	575	544	495	446	-23%	-18%	-10%
Industrie	[TWh]	220	210	198	190	-14%	-10%	-4%
Haushalte	[TWh]	253	236	215	183	-28%	-22%	-15%
GHD	[TWh]	100	94	75	59	-41%	-37%	-21%
Verkehr	[TWh]	2	4	7	14	452%	220%	87%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	189	138	126	143	-25%	3%	14%
Femheizwerke	[TWh]	24	25	25	21	-15%	-16%	-17%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 8)	[TWh]	165	113	101	122	-26%	8%	21%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	14	14	-14%	-10%	-4%

Quelle: AG Energiebilanzen 2014, EWI/ Prognos/ GWS 2014, Prognos AG

Tabelle 2: Annahmen zur installierten Kraftwerksleistung (netto) von Gaskraftwerken für die Ermittlung des Gasverbrauchs zur Strom- und KWK-Erzeugung:

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Szenario I	[GW]	26,8	28,6	40,9	40,1	49%	40%	-2%
Szenario II	[GW]	26,8	28,6	31,1	29,5	10%	3%	-5%
Szenario III	[GW]	26,8	28,4	25,6	24,0	-11%	-16%	-6%

Quelle: Prognos AG, ÜNB 2014

Tabelle 3: Annahmen zur Entwicklung des Gasverbrauchs zur Stromerzeugung:

Szenario I	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Stromerzeugung aus Gas	[TWh <sub>el</sub> ]	74	59	91	110	49%	85%	21%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh <sub>th</sub> ]	172	115	166	198	15%	72%	19%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	72	77	100	95	33%	24%	-5%
Szenario II	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Stromerzeugung aus Gas	[TWh <sub>el</sub> ]	74	59	73	89	20%	50%	21%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh <sub>th</sub> ]	172	115	136	164	-5%	42%	21%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	72	77	79	74	4%	-3%	-6%
Szenario III	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Stromerzeugung aus Gas	[TWh <sub>el</sub> ]	74	59	54	66	-11%	13%	22%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh <sub>th</sub> ]	172	113	101	122	-29%	8%	21%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	72	77	66	61	-14%	-20%	-7%

Quelle: Prognos AG, ÜNB 2014

Tabelle 4: Annahmen zur Gewinnung von Erdgas in Deutschland:

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m <sup>3</sup> ]*	10,8	9,5	7,1	5,1	-53%	-47%	-29%
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>h</sub> ]**	105	93	69	49			
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>j</sub> ***]	96	84	63	45			

\* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>, oberer Heizwert

\*\* Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m<sup>3</sup>), oberer Heizwert

\*\*\* Mengenangaben umgerechnet auf den unteren Heizwert (H<sub>h</sub>/H<sub>j</sub> = 1,1)

Quelle: Prognos AG, WEG 2013, WEG-Prognose 2014

Tabelle 5: Annahmen zur Gewinnung von Erdgas in Deutschland differenziert nach Fördergebieten:

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems			Deutschland insgesamt	
	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits- abschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits- abschlag	Produktion	Kapazität
	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	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h
2014	4,40	0,58	0,55	4,97	0,63	0,60	9,79	1,26
2015	4,29	0,56	0,53	4,84	0,62	0,59	9,50	1,23
2016	3,93	0,52	0,49	4,55	0,58	0,55	8,82	1,14
2017	3,69	0,49	0,46	4,43	0,56	0,53	8,44	1,09
2018	3,48	0,46	0,43	4,14	0,53	0,50	7,92	1,03
2019	3,46	0,45	0,43	3,93	0,50	0,47	7,62	0,99
2020	3,32	0,43	0,41	3,59	0,45	0,43	7,09	0,92
2021	3,20	0,42	0,39	3,33	0,42	0,39	6,68	0,87
2022	3,14	0,41	0,38	3,01	0,38	0,36	6,28	0,81
2023	3,07	0,40	0,38	2,68	0,34	0,32	5,87	0,75
2024	3,04	0,40	0,37	2,43	0,31	0,29	5,57	0,72
2025	2,81	0,37	0,34	2,17	0,27	0,25	5,07	0,65

Quelle: WEG-Prognose 2014

Tabelle 6: Annahmen zur Gewinnung von Biogas in Deutschland:

	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Biogas zur Stromerzeugung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	15	18	21	23	48%	25%	7%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	22	26	28	29	31%	13%	5%
Biogaseinspeisung in Deutschland** [Prognos]	[TWh]	4	10	14	18	340%	69%	24%

\* Auswirkungen aus der Novellierung des EEG 2014 sind nicht berücksichtigt.

\*\* unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

Quelle: Prognos, Leitstudie 2011, dena 2014, Biogas-Monitoringbericht 2013

Tabelle 7: Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung – Importbedarf:

Bedarf Erdgas	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Szenario I	[TWh]	707	629	683	714	1%	14%	5%
Szenario II	[TWh]	707	635	647	660	-7%	4%	2%
Szenario III	[TWh]	707	630	588	571	-19%	-9%	-3%

Quelle: Prognos AG

## Anhang 2: Szenarien und Modellierungsvarianten

	<b>verpflichtend</b>	<b>verpflichtend</b>	<b>optional</b>	<b>verpflichtend</b>
<b>Szenario</b>	<b>Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)</b>	<b>Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)</b>	<b>Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)</b>	<b>Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030</b>
<b>Modellierungsvariante</b>	<b>Langfristprognose der VNB bis 2025</b>	<b>VNB-Prognose, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II</b>	<b>VNB-Prognose, danach konstant</b>	<b>L-Gas-Bilanz 2030</b>
<b>Bezeichnung</b>	<b>II.A.</b>	<b>II.B.</b>	<b>II.C.</b>	
<b>Berechnung</b>	<b>vollständig 2020 / 2025</b>			<b>Bilanzanalyse</b>
<b>Nachgelagerte Netzbetreiber (Interne Bestellungen)</b>	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis <b>einschließlich 2025</b>	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis <b>einschließlich 2020</b> , danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis <b>einschließlich 2020, danach konstant</b>	<b>Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030</b>
<b>GÜP / H-Gas Quellen</b>	Ausbaubedarf entsprechend Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP. Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung. <b>Anpassungen gemäß Tenor zu 4.</b>			
<b>MÜP</b>	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung			
<b>L-/H-Gas-Umstellung</b>	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2025			
<b>Untergrundspeicher</b>	§ 39 Ausbaubegehren: 100% TaK <b>Anpassungen gemäß Tenor zu 3.</b>			
<b>Kraftwerke</b>	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerkliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % DZK <b>bis 2025, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben</b>			
<b>Industrie</b>	Konstanter Bedarf			
<b>Lastflusszusagen</b>	Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ			
<b>Historische Unterbrechungen</b>	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis <b>einschließlich September 2014</b> und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs			

## **Anhang 3: Versorgungssicherheitsszenario**

### **Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“**

- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030
- Weiterentwicklung der im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 vorgestellten Umstellungsplanung
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der nachgelagerten Netzbetreiber
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte)
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan 2014 zur Sicherstellung der Versorgung
- Erstellung einer vollständigen Übersicht der L-Gas Umstellungsbereiche bis 2030
- Fortsetzung der Abstimmung zur Umstellung von Speichern
- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas Marktes, Berücksichtigung der benötigten Strukturierungsinstrumente

## **Anlagen zur Entscheidung**

### **Anlage 1: Eingangsgrößen für die Modellierung – Gaskraftwerke**

Auflistung der aktuellen und bekannten künftigen Erzeugungskapazitäten von Gaskraftwerken (Stand: 15.08.2014)

## Anlage 1 zur Bestätigung des SR 2015 - Kraftwerksliste - Stand September 2014

BNetzA ID	Name	Baujahr	Nettoleistung elektrisch in MW	Kreis	Bundesland	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Antrag § 38 GasNZV (ja/ nein)	Antrag § 39 GasNZV (ja/ nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschluss register der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	KraftNAV erforderlich	Bemerkung
BNA1524	Heizkraftwerk Bornitz	1912	22,1	Soltau-Fallingb.ostel	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0755a	Obernburg 2	1920	36,0	Miltenberg	Bayern	1	1	1					
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld Gaskraftwerk	1947	20,0	Hildesheim	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1336	Holthausen	1948	84,0	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1498	Werk Nordstemmen	1953	30,6	Hildesheim	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0804a	Hattorf	1962	35,0	Hersfeld-Rotenburg	Hessen	1	1	1					
BNA0137	HKW-Nord GT	1965	25,0	Braunschweig, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1182	HKW Merkenich Block 4	1965	15,5	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1271	Unterbreizbach	1965	33,6	Wartburgkreis	Thüringen	1	1	1					
BNA0101	HKW Schildescher Straße Kohle	1966	53,0	Bielefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1094	Gaskraftwerk GWK	1966	15,1	Rhein-Sieg-Kreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1103	UPM Augsburg Dampfturbine 3	1966	29,0	Augsburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0444	Wintershall	1967	109,5	Hersfeld-Rotenburg	Hessen	1	1	1					
BNA1511b		1967	2,9	Düren	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1333c	HKW Pfaffenwald Block 60	1968	11,5	Stuttgart	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1335b	PKV Kraftwerk Kodensationsturbine	1968	0,5	Friesland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0799	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH Gaskesselanlage	1969	11,3	Pforzheim	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1248	UPM Schongau Dampfkraftwerk	1969	45,0	Weilheim-Schongau	Bayern	1	1	1					
BNA1333b	HKW Pfaffenwald Block 50	1969	11,3	Stuttgart	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0527	HKW Humboldtstr. GT 5/6 DT1	1970	20,0	Kiel, Landeshauptstadt	Schleswig-Holstein	1	1	1					
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau ALT GT A (Solo)	1971	50,0	Esslingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0135	HKW-Mitte Block 12	1971	20,0	Braunschweig, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke TSIII	1971	23,0	Würzburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0075	Lichterfelde Lichterfelde 1	1972	144,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0140	KW Hastedt Block 14	1972	155,0	Bremen, Stadt	Bremen	1	1	1					
BNA0752	HKW 1	1972	23,1	Oberhausen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0918a	Dow Stade Kraftwärmekopplungsanlage	1972	190,0	Stade	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau ALT GT B	1973	57,0	Esslingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0080	Lichterfelde Lichterfelde 2	1973	144,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0245a	Emden Gas 0	1973	50,0	Emden, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0245b	Emden Gas 0	1973	380,0	Emden, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0288	HKW Niederrad Block 2	1973	56,0	Frankfurt am Main, Stadt	Hessen	1	1	1					
BNA0574	Landesbergen Gas 0	1973	500,0	Nienburg (Weser)	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0604	Emsland B2	1973	355,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0658	Kraftwerk III Block 311	1973	61,1	Recklinghausen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0744	Franken 1 1	1973	383,0	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA0333	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg GAI GT 13	1973	55,0	Stuttgart	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1039	Gersteinwerk F1	1973	55,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1040	Gersteinwerk G1	1973	55,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1041	Gersteinwerk H1	1973	55,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1042	Gersteinwerk I1	1973	55,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1043	Gersteinwerk I2	1973	355,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1044	Gersteinwerk F2	1973	355,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1045	Gersteinwerk G2	1973	355,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0076	Lichterfelde Lichterfelde 3	1974	144,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0221a	GT Block E GTE2	1974	64,7	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0221b	GT Block E GTE1	1974	66,7	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0605	Emsland C2	1974	355,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0659	Kraftwerk III Block 312	1974	77,6	Recklinghausen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0810	Kraftwerk Veltheim 4 GT	1974	65,0	Minden-Lübbecke	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0993	Ischning 3	1974	415,0	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Bayern	1	1	1					
BNA1285	Sigmundshall	1974	18,0	Region Hannover	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau ALT GT C	1975	81,0	Esslingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0074	Charlottenburg	1975	211,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0099	Gasturbinenkraftwerk Bielefeld Ummeln GT Ummeln	1975	55,0	Bielefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0111	HKW Hiltrop 0	1975	30,3	Bochum, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0419	KWH Hannover	1975	102,0	Region Hannover	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0681	Freimann GT 1 1	1975	80,0	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0682	Freimann GT 2 2	1975	80,0	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0811	Kraftwerk Veltheim 4 DT	1975	335,0	Minden-Lübbecke	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1458	Annweiler	1975	28,0	Südliche Weinstraße	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0221c	Gasblock Block E	1976	293,0	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen	1976	4,0	Alb-Donau-Kreis	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0745	Franken 1 2	1976	440,0	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA1104	Heizkraftwerk T2	1976	18,0	Augsburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0374	Staudinger 4	1977	622,0	Main-Kinzig-Kreis	Hessen	1	1	1					
BNA0627	Kraftwerk Mainz KW2	1977	335,0	Mainz, kreisfreie Stadt	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0098	HKW Schildescher Straße	1978	23,5	Bielefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0239	Huntorf 0	1978	321,0	Wesermarsch	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1463	Herzberg	1978	19,5	Osterode am Harz	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel H4/5	1980	230,0	Hagen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0531	KW Kirchlingern 0	1980	201,5	Herford	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0683a	Süd DT 1 1	1980	79,7	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0683b	Süd GT 3 1	1980	97,9	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0683c	Süd GT 2 1	1980	97,9	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH Kombiblock/GuD	1980	41,2	Pforzheim	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1187	P&L Werk Lage Kessel 1/2/3	1980	10,2	Lippe	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden	1980	16,0	Lörrach	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA090a	X-Kraftwerk 0	1981	29,0	Leverkusen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1292a	HKW Heidenheim Kessel-Turbine	1983	11,0	Heidenheim	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0515	Heizkraftwerk West T3	1984	40,0	Karlsruhe, Stadt	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1046b	Gersteinwerk K1	1984	112,0	Unna	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II Block A	1986	57,2	Chemnitz, Stadt	Sachsen	1	1	1					
BNA0521	Kombi-HKW 0	1987	52,9	Kassel, documenta-Stadt	Hessen	1	1	1					
BNA0738	Thyrow GT A	1987	36,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA0739	Thyrow GT B	1987	36,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA0740	Thyrow GT C	1987	36,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA0741	Thyrow GT D	1987	36,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					

BNetzA ID	Name	Baujahr	Nettoleistung elektrisch in MW	Kreis	Bundesland	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Antrag § 38 GasNZV (ja/ nein)	Antrag § 39 GasNZV (ja/ nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschluss register der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	KraftNAV erforderlich	Bemerkung
BNA1226	PWG MHW 1	1987	5,3	Weilheim-Schongau	Bayern	1	1	1					
BNA1333a	HKW Pfaffenwald Anlage 40	1988	12,1	Stuttgart	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0510a	HKW Karcherstr. 10	1989	11,6	Kaiserslautern, kreisfreie Stadt	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0734	Thyrow GT E	1989	37,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA0735	Thyrow GT F	1989	37,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA0736	Thyrow GT G	1989	37,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA0737	Thyrow GT H	1989	37,5	Teltow-Fläming	Brandenburg	1	1	1					
BNA1225	PWG MHW 2	1989	5,3	Weilheim-Schongau	Bayern	1	1	1					
BNA1335a	PKV Kraftwerk KWK-Blöcke	1989	58,1	Friesland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0005	Ahrenfelde GT A	1990	37,5	Barnim	Brandenburg	1	1	1					
BNA0006	Ahrenfelde GT B	1990	37,5	Barnim	Brandenburg	1	1	1					
BNA0007	Ahrenfelde GT C	1990	37,5	Barnim	Brandenburg	1	1	1					
BNA0008	Ahrenfelde GT D	1990	37,5	Barnim	Brandenburg	1	1	1					
BNA1492a	Kraftwerk 3	1990	26,2	Fulda	Hessen	1	1	1					
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld	1990	12,6	Krefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1528	Stadwerke Kempen GmbH	1990	13,2	Viersen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0117a	Heizkraftwerk Karlstraße	1991	12,0	Bonn, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1120	Energiezentrale Gasturbine	1991	10,2	Recklinghausen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1284	Co-Generation	1991	11,5	Worms, kreisfreie Stadt	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0401	Heizkraftwerk HKW	1992	16,3	Hamburg, Freie und Hansestadt	Hamburg	1	1	1					
BNA0614a	KW Mitte GT 1	1992	43,0	Ludwigshafen am Rhein, kreisfreie	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA1327a	Energiezentrale 1992 AGG1 - AGG7	1992	11,1	Freising	Bayern	1	1	1					
BNA1406	FS-Karton	1992	18,9	Rhein-Kreis Neuss	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein	1992	30,0	Bad Dürkheim	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA1523a	Gemeinschaftskraftwerk Weig Block 1 (Kessel2, GT 1, DT 2	1992	42,0	Mayen-Koblenz	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0025	Anklam	1993	15,1	LK Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNA0051	KWK-Anlage Barby -	1993	16,0	Salzlandkreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0233	Kombikraftwerk 0	1993	46,6	Nordsachsen	Sachsen	1	1	1					
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke TSII	1993	25,0	Würzburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA1329	K&N PFK AG EV GT / GDT	1993	12,8	Mittelsachsen	Sachsen	1	1	1					
BNA1334a	KWK-Anlage GT 1	1993	4,6	Bremen, Stadt	Bremen	1	1	1					
BNA1444a	GT1 Nürnberg	1993	4,2	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA1444b	GT2 Nürnberg	1993	4,2	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA1505	HKW Wiessergrund	1993	22,1	Eisenach, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BNA0088b	Industriekraftwerk Bernburg (KB) 0	1994	66,0	Salzlandkreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0130	Kirchmüser 0	1994	160,0	Brandenburg an der Havel, Stadt	Brandenburg	1	1	1					
BNA0286	HKW West Block 4	1994	99,0	Frankfurt am Main, Stadt	Hessen	1	1	1					
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media 0	1994	22,0	Gütersloh	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0544	HKW Südstadt GuD	1994	35,0	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0593	ILK-GuD GT1	1994	35,0	Saalekreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0594	ILK-GuD GT2	1994	35,0	Saalekreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0595	ILK-GuD GT3	1994	37,0	Saalekreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0893	GuD Schwarzhöhe 0	1994	122,0	Oberspreewald-Lausitz	Brandenburg	1	1	1					
BNA0896	HKW Schwerin Süd 0	1994	52,0	Schwerin	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNA0897	HKW Schwerin Lankow 0	1994	23,0	Schwerin	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNA1105	HKW Bad Salzungen	1994	10,0	Wartburgkreis	Thüringen	1	1	1					
BNA1444c	GT3 Nürnberg	1994	5,1	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal	1994	22,0	Stendal	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA1506	Werk Klein Wanzleben	1994	23,4	Börde	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke HKW Dresden-Nossener	1995	250,0	Dresden, Stadt	Sachsen	1	1	1					
BNA0753	HKW 2	1995	24,5	Oberhausen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0755b	Obernburg 1	1995	64,0	Miltenberg	Bayern	1	1	1					
BNA1264	HKW Bohrhügel 0	1995	13,5	Suhl, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BNA1279	Gasturbine D290	1995	51,9	Rhein-Erft-Kreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1293c	Kraftwerk K3+4/TG4	1995	3,0	Rhein-Erft-Kreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1332	Sasol Kraftwerk TG7/8	1995	22,3	Wesel	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik	1995	18,1	Osnabrück	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1403	Steinitz GUD	1995	11,4	Altmarkkreis Salzwedel	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA1444d	GT4 Nürnberg	1995	5,1	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA0071	HKW Adlershof GT	1996	4,9	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0073	Mitte GuD Mitte	1996	444,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0156b	Eger Kraftwerk Brilon Gasturbine - KWK - Anlage	1996	13,5	Hochsauerlandkreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0255	HKW Iderhoffstraße 0	1996	11,0	Erfurt, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BNA0360	HKW "Helmshäger Berg" Gasturbine	1996	13,8	LK Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNA0504	HKW Jena	1996	182,0	Jena, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord 0	1996	167,0	Leipzig, Stadt	Sachsen	1	1	1					
BNA0702	Cogeneration 0	1996	25,4	Kelheim	Bayern	1	1	1					
BNA0814	HKW Potsdam-Süd Gesamtanlage	1996	81,8	Potsdam, Stadt	Brandenburg	1	1	1					
BNA0848	GuD Marienehe 0	1996	108,0	LK Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNA0922	GuD-ikw Staßfurt 0	1996	132,0	Salzlandkreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA1089	Zieltz	1996	52,0	Börde	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA1509	BP Werk Lingen	1996	66,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau ALT GT E (solo)	1997	65,0	Esslingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0129	HKW Brandenburg	1997	36,0	Brandenburg an der Havel, Stadt	Brandenburg	1	1	1					
BNA0343	Heizkraftwerk Gera-Nord 0	1997	74,0	Gera, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BNA0815	Kraftwerk Süd GUD C 200 GT 1, GT 2, DT 1	1997	390,0	Ludwigshafen am Rhein, kreisfreie	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0688	GuD-HKW Neubrandenburg 0	1997	75,0	LK Mecklenburgische Seenplatte	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen 0	1997	40,0	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0293	GuD Anlage WVK GuD Anlage	1998	60,1	Freiburg im Breisgau	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0354	HKW Göttingen 0	1998	18,8	Göttingen	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S	1998	353,0	Karlsruhe, Stadt	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0592	GuD Leuna 0	1998	52,0	Saalekreis	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA1127	GHD GT1	1998	6,7	Dingolfing-Landau	Bayern	1	1	1					
BNA1128	GHD GT2	1998	6,7	Dingolfing-Landau	Bayern	1	1	1					
BNA1396	EV C / GLOBALFOUNDRIES EVC I	1998	34,7	Meißen	Sachsen	1	1	1					
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim M120	1999	112,1	Groß-Gerau	Hessen	1	1	1					
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg 0	1999	11,4	Odenwaldkreis	Hessen	1	1	1					
BNA1125	Heizkraftwerk GT	1999	10,0	Darmstadt, Wissenschaftsstadt	Hessen	1	1	1					
BNA0105	GuD Bitterfeld 0	2000	108,0	Anhalt-Bitterfeld	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0199	Dormagen GuD	2000	586,3	Rhein-Kreis Neuss	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					

BNetzA ID	Name	Baujahr	Nettoleistung elektrisch in MW	Kreis	Bundesland	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Antrag § 38 GasNZV (ja/ nein)	Antrag § 39 GasNZV (ja/ nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschluss register der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	KraftNAV erforderlich	Bemerkung
BNA0220	GuD AGuD	2000	100,0	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost 0	2000	78,5	Erfurt, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BNA0957	BHKW Obere Viehweide -	2000	12,5	Tübingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1138	BHKW an Klinkerweg 0	2000	10,2	Mettmann	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1238	Kraftwerk Meggle 0	2000	12,6	Rosenheim	Bayern	1	1	1					
BNA1292b	IHKW Heidenheim BHKW-Anlage	2000	10,3	Heidenheim	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1328	HBB GuD	2000	24,0	Rosenheim	Bayern	1	1	1					
BNA1450	GuD-Anlage DREWSEN Lachendorf	2000	13,0	Celle	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1499	Werk Clauen	2000	15,8	Peine	Niedersachsen	1	1	1					
KleinKW003	BAFA-Liste v. 25.6.12 3	2000	699,3	-	-	1	1	1					
KleinKW008	BAFA-Liste v. 25.6.12 8	2000	599,2	-	-	1	1	1					
KleinKW013	BAFA-Liste v. 25.6.12 13	2000	636,4	-	-	1	1	1					
KleinKW016	BAFA-Liste v. 25.6.12 16	2000	183,4	-	-	1	1	1					
BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1 0	2001	178,0	Altötting	Bayern	1	1	1					
BNA0626	Kraftwerk Mainz KW3	2001	398,0	Mainz, kreisfreie Stadt	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA1183	HKW Merheim GuD	2001	15,8	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1315	HKW Freiburg	2001	18,0	Freiburg im Breisgau	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0072	HKW Adlershof KWC	2002	6,6	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf 0	2002	49,0	Altötting	Bayern	1	1	1					
BNA0213	HKW Illia Duisburg	2002	40,0	Duisburg, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1151	KWK Heidelberg 0	2002	13,5	Heidelberg	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1193	HKW-West 0	2002	12,8	Lippe	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1334b	KWK-Anlage GT 2	2002	4,8	Bremen, Stadt	Bremen	1	1	1					
BNA1334c	KWK-Anlage GT 3	2002	4,8	Bremen, Stadt	Bremen	1	1	1					
BNA1334d	KWK-Anlage DT	2002	0,4	Bremen, Stadt	Bremen	1	1	1					
BNA0499	Heizkraftwerk Block A	2003	86,0	Frankfurt am Main, Stadt	Hessen	1	1	1					
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen	2003	12,0	Ludwigshafen am Rhein, kreisfreie S	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003 AGG8 - AGG9	2003	7,4	Freising	Bayern	1	1	1					
BNA0033	Gasturbine Augsburg	2004	28,8	Augsburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0110	Bochum KBO	2004	20,7	Bochum, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0202	Dortmund KDO	2004	26,0	Dortmund, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0361	Kraftwerk Grenzschach-Wyhlen 0	2004	40,0	Lörrach	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0546	HKW Krefenich GuD	2004	108,0	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT Dampfturbine	2004	25,8	Krefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM Gasmotor (Dieselgenerator)	2004	14,0	Krefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0684a	Süd GT 60 2	2004	102,0	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0684b	Süd GT 62 2	2004	102,0	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0684c	Süd DT60 2	2004	61,0	München, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA1165	P&L Werk Appeldorn Lentjes-Kessel	2004	11,4	Kleve	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen GuD	2005	37,5	Bielefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0214	HKW Ill/B Duisburg	2005	234,0	Duisburg, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0261a	HKW Erlangen GuD I	2005	21,6	Erlangen	Bayern	1	1	1					
BNA0285	HKW Niederrad Block 1	2005	70,0	Frankfurt am Main, Stadt	Hessen	1	1	1					
BNA0392a	HKW Halle Trotha Block A und B	2005	97,0	Halle (Saale), Stadt	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BNA0545	HKW Niehl 2 GuD	2005	413,0	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0614b	Kraftwerk Mitte GuD A 800 GT 11, GT 12, DT 10	2005	480,0	Ludwigshafen am Rhein, kreisfreie S	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0685	Heizkraftwerk Halen GuD	2005	100,2	Münster, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0742	HKW Sandreuth GuD 1	2005	75,0	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA0743	HKW Sandreuth GuD 2	2005	75,0	Nürnberg	Bayern	1	1	1					
BNA0861	Römerbrücke HKW Römerbrücke	2005	125,0	Regionalverband Saarbrücken	Saarland	1	1	1					
BNA1082	HKW Barmen Block 1	2005	82,0	Wuppertal, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke GTI	2005	44,5	Würzburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA1121	Energiezentrale Energiecenter	2005	0,9	Recklinghausen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1275	Kraftwerk Freudenberg Weinheim 2	2005	21,0	Rhein-Neckar-Kreis	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0548a	Knapsack Gas 0	2006	800,0	Rhein-Erft-Kreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1023	Weisweiler G_VGT	2006	272,0	Städteregion Aachen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1024	Weisweiler H_VGT	2006	272,0	Städteregion Aachen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1056	Wi-Biebrich Block 1	2006	25,0	Wiesbaden, Landeshauptstadt	Hessen	1	1	1					
BNA1200	GuD-Kraftwerk 0	2006	17,5	Mannheim	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA1507	Micheln Reifenwerke AG	2006	10,7	Bad Kreuznach	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk Block 10	2007	417,1	Hamm, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk Block 20	2007	420,9	Hamm, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke H6	2007	417,0	Ennepe-Ruhr-Kreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA1407	STW	2007	13,5	Mittelsachsen	Sachsen	1	1	1					
BNA0243	HKW Eitmann 0	2008	54,0	Haßberge	Bayern	1	1	1					
BNA0856	HKW Schwarza 0	2008	21,1	Saalfeld-Rudolstadt	Thüringen	1	1	1					
BNA1078	HKW Wörth 0	2008	59,0	Germersheim	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen	2008	12,5	Ludwigshafen am Rhein, kreisfreie S	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0400	GuD Tiefstack	2009	127,0	Hamburg, Freie und Hansestadt	Hamburg	1	1	1					
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke GTII	2009	29,5	Würzburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA1291	IHKW Andernach 0	2009	12,4	Mayen-Koblenz	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BNA0070	HKW Adlershof NEZ	2010	7,9	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNA0136	HKW-Mitte GuD	2010	74,0	Braunschweig, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0606	Emsland 0	2010	876,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0805	Kraftwerk Plattling entfällt	2010	97,5	Desgenedorf	Bayern	1	1	1					
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irching 5	2010	846,0	Pfaffenhofen a.d.Ilm	Bayern	1	1	1					
BNA0602	Emsland C1	2011	116,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0603	Emsland B1	2011	116,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
BNA0832	BHKW-Haufstraße Motorenanlage	2011	9,8	Reutlingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNA0842a	Gasmotore	2011	9,8	Rosenheim, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA0995	Irching 4	2011	545,0	Pfaffenhofen a.d.Ilm	Bayern	1	1	1					
BNA1131	MT, Düren 0	2011	14,0	Düren	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA0497	ADS-Anlage 0	2012	96,5	Frankfurt am Main, Stadt	Hessen	1	1	1					
BNA0843	Gasmotore Gasmotor 5	2012	4,3	Rosenheim, Stadt	Bayern	1	1	1					
BNA1437	KWK AOS GmbH	2012	30,7	Stade	Niedersachsen	1	1	1					
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum Saarbrücken	2012	38,6	Regionalverband Saarbrücken	Saarland	1	1	1					
BNA1492b	Kraftwerk 2	2012	8,0	Fulda	Hessen	1	1	1					
BNA1503	BHKW H_120	2013	16,9	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNA059b	GuD Baunatal VW Werksgelände	2013	78,0	Kassel	Hessen	1	1	1					
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	2013	95,0	Bonn, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					

BNetzA ID	Name	Baujahr	Nettoleistung elektrisch in MW	Kreis	Bundesland	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Antrag § 38 GasNZV (ja/ nein)	Antrag § 39 GasNZV (ja/ nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschluss register der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	KraftNAV erforderlich	Bemerkung
BN0392b	HKW Halle Trotha GuD	2013	54,0	Halle (Saale), Stadt	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BN0418	GKL Hannover	2013	250,0	Region Hannover	Niedersachsen	1	1	1					
BN0548b	Knapsack II	2013	430,0	Rhein-Erft-Kreis	Nordrhein-Westfalen	1	1	1	ja	ja			
BN0804b	Hattorf	2013	17,3	Hersfeld-Rotenburg	Hessen	1	1	1					
BN0842b	Gasmotor 4	2013	9,2	Rosenheim, Stadt	Bayern	1	1	1					
BN0918b	Cogen Dow Stade	2013	163,0	Stade	Niedersachsen	1	1	1					
BN1260	Heizkraftwerk Sindelfingen Sammelschienen-HKW	2013	95,0	Böblingen	Baden-Württemberg	1	1	1					
BN1337e	GuD-Anlage Aschaffenburg	2013	47,0	Aschaffenburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
BN1487	GTKW Darmstadt	2013	94,6	Darmstadt, Wissenschaftsstadt	Hessen	1	1	1					
BN1504	BHKW	2013	13,0	Germersheim	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BN1523b	Gemeinschaftskraftwerk Weig Block 2 (Kessel 6, GT 2, DT)	2013	10,0	Mayen-Koblenz	Rheinland-Pfalz	1	1	1					
BN1541	HKW Freiberg	2013	13,4	Mittelsachsen	Sachsen	1	1	1					
BNAPXX11	Zellstoff Stendal GmbH	2013	42,0	Stendal	Sachsen-Anhalt	1	1	1					
BN0256b	Linie 3, HKW Erfurt-Ost	2014	32,6	Erfurt, Stadt	Thüringen	1	1	1					
BN1531	Industriekraftwerk Greifswald	2014	37,7	LK Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1					
BNAP001	KW Mittelsbüren	2014	444,5	Bremen, Stadt	Bremen, Stadt	1	1	1					
BNAP002	UPM Schongau	2014	60,0	Weilheim-Schongau	Bayern	1	1	1					
BNAP004	GuD-Heizkraftwerk	2014	35,0	Bautzen	Sachsen	1	1	1					
BNAP005	BHKW Braunschweig	2014	10,2	Braunschweig, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNAP006	HKW Humboldtstr.	2014	10,0	Kiel, Landeshauptstadt	Schleswig-Holstein	1	1	1					
BNAP007	HKW Hiltrop	2014	10,0	Bochum, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNAPXX10	Stuttgart	2017	230,0	Stuttgart	Baden-Württemberg	1	1	0	ja	nein	nein	nein	
Ersatz011	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH Gaskesselanlage Ersatz 20	2014	11,3	Pforzheim	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNAP023	Lausward	2015	595,0	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1	ja	ja	ja	ja	Realisierung im OGE/ TG-nachgelagertes Netz
BNAP024	Heizkraftwerk Flensburg	2015	73,0	Flensburg, Stadt	Schleswig-Holstein	1	1	1	ja	ja	ja	nein	
BNAP025	HKW Freiberg	2015	7,5	Freiburg im Breisgau	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNPA116	KW VV Wolfsburg	2015	100,0	Wolfsburg, Stadt	Niedersachsen	1	1	0	ja	ja	nein	nein (< 100 MW)	
BNAPXX9	Stora Enso Kabel GmbH	2015	55,0	Hagen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	0	ja	nein	nein	nein (< 100 MW)	
Ersatz005	Wintershall Ersatz 2015	2015	109,5	Hersfeld-Rotenburg	Hessen	1	1	1					
BNAP028	Niehl Illa	2016	446,0	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1	ja	nein	ja	ja	
BNAP041	GuD Leverkusen	2016	615,0	Leverkusen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1	ja	nein	ja	ja	
BNAP043	Lichterfelde	2016	300,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	1	1					
BNAP044	Energiezentrale 2016, Freising	2016	17,8	Freising	Bayern	1	1	0					
BNAPXX4	KW Schweinfurt	2016	1000,0	Schweinfurt, Stadt	Bayern	1	0	0	ja (abgelehnt)	nein	nein	ja	
BNAP101	Gasmotorenheizkraftwerk Kiel	2016	200,0	Kiel, Landeshauptstadt	Schleswig-Holstein	1	1	0	ja	ja	ja	nein	Realisierung im GUD-nachgelagertes Netz
BNAP123	Kraftwerk Karlstein	2016	300,0	Aschaffenburg	Bayern	1	0	0	ja	nein	nein	ja	
BNAP122	Kraftwerk Biblis GuD	2016	300,0	Bergstraße	Hessen	1	0	0	ja	nein	nein	ja	
Ersatz003	HKW-Mitte Block 12 Ersatz 2016	2016	20,0	Braunschweig, Stadt	Niedersachsen	1	1	1					
BNAP040a	Calbe	2017	420,0	Salzlandkreis	Sachsen-Anhalt	1	0	0					
BNAP040b	Calbe	2017	420,0	Salzlandkreis	Sachsen-Anhalt	1	0	0					
BNAP050a	CCPP Haiming, Block 1	2017	423,0	Altötting	Bayern	1	1	0	ja	nein	ja	ja	
BNAP050b	CCPP Haiming, Block 2	2017	422,0	Altötting	Bayern	1	1	0	ja	nein	ja	ja	
BNAP052	GuD Industriepark Zeitz	2017	129,0	Burgenthalkreis	Sachsen-Anhalt	1	0	0					
BNAP053	Gasmotorenheizkraftwerk Heidelberg	2017	50,0	Heidelberg	Baden-Württemberg	1	1	1					
BNAPXX5	Ludwigshafen	2017	550,0	Hersfeld-Rotenburg	Hessen	1	0	0					
BNAPXX6	Ludwigshafen	2017	550,0	Hersfeld-Rotenburg	Hessen	1	0	0					
KleinKWK019	BAFA-Liste v. 25.6.12 19	2017	165,1			1	1	1					
Ersatz2010	HKW 1 Ersatz 2017	2017	23,1	Oberhausen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNAP060	Wedel	2018	210,0	Pinneberg	Schleswig-Holstein	1	1	0	ja	ja	ja	ja	
BNAP061	Stadwerke Leipzig GmbH	2018	20,0	Leipzig, Stadt	Sachsen	1	1	0					
BNAP093	GuD-Kraftwerk Lubmin	2018	450,0	LK Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1	0	0					
BNAP093	GuD-Kraftwerk Lubmin	2018	450,0	LK Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1	0	0					
BNAP093	GuD-Kraftwerk Lubmin	2018	450,0	LK Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1	0	0					
BNAP102	GuD-KW Havelland, Industriepark Premnitz	2018	416,0	Havelland	Brandenburg	1	0	0					
BNAP114	KW Leipzig	2018	598,0	Günzburg	Bayern	1	1	0	ja	ja	ja	ja	
BNAPXX8	Scholven	2018	400,0	Gelsenkirchen, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	0	ja	ja	nein	nein	
KleinKWK020	BAFA-Liste v. 25.6.12 20	2018	141,4			1	1	1					
BNAP124	Kraftwerk Gundremmingen GuD	2018	500,0	Günzburg	Bayern	1	0	0	ja	nein	nein	ja	
Ersatz006	Emsland B2 Ersatz 2018	2018	355,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
Ersatz2008	Kraftwerk III Block 311 Ersatz 2018	2018	61,1	Recklinghausen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
BNAP033	KW Wether	2019	400,0	Regionalverband Saarbrücken	Saarland	1	0	0					
BNAP065	Trianel Kraftwerk Krefeld	2019	1160,0	Krefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	0	ja (positiv beantwortet)	nein	ja	ja	
BNAP066	Blockdamweg	2019	300,0	Berlin, Stadt	Berlin	1	0	0					
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	2019	175,0	Karlsruhe, Stadt	Baden-Württemberg	1	0	0					
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	2019	290,0	Karlsruhe, Stadt	Baden-Württemberg	1	0	0					
BNAP097	GuD Oberheim	2019	1200,0	Karlsruhe, Stadt	Baden-Württemberg	1	0	0	ja (abgelehnt)	nein	nein	ja	
KleinKWK021	BAFA-Liste v. 25.6.12 21	2019	150,2			1	1	1					
Ersatz007	Emsland C2 Ersatz 2019	2019	355,0	Emsland	Niedersachsen	1	1	1					
Ersatz2009	Kraftwerk III Block 312 Ersatz 2019	2019	77,6	Recklinghausen	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
Ersatz013	Sigmundshall Ersatz 2019	2019	19,0	Region Hannover	Niedersachsen	1	1	1					
BNAP072	Niehl Illb	2020	754,0	Köln, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	0	0					
BNAP073	Energiezentrale 2020	2020	4,5	Freising	Bayern	1	1	1					
BNAP100	Kraftwerk Ensding	2020	280,0	Saarouis	Saarland	1	1	0	ja	ja	nein	nein	
BNAPXX1	GuD Weisweiler DT	2020	364,0	Stadterregion Aachen	Nordrhein-Westfalen	1	0	0	ja (2011 abgelehnt)	nein	ja	ja	
BNAPXX2	GuD Weisweiler GT	2020	353,0	Stadterregion Aachen	Nordrhein-Westfalen	1	0	0	ja (2011 abgelehnt)	nein	ja	ja	
BNAP125	GuD-KW Herne	2020	735,0	Herne, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	0	ja	ja	nein	nein	
KleinKWK022	BAFA-Liste v. 25.6.12 22	2020	43,3			1	1	1					
Ersatz2002	HKW Hiltrop 0 Ersatz 2020	2020	30,3	Bochum, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
KleinKWK023	BAFA-Liste v. 25.6.12 23	2021	264,1			1	0	0					
Ersatz2004	Gasblock Block E Ersatz 2021	2021	293,0	Düsseldorf, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
Ersatz012	Heizkraftwerk T2 Ersatz 2021	2021	18,0	Augsburg, Stadt	Bayern	1	1	1					
KleinKWK024	BAFA-Liste v. 25.6.12 24	2022	226,3			1	0	0					
KleinKWK025	BAFA-Liste v. 25.6.12 25	2023	240,3			1	0	0					
Ersatz2001	HKW Schildescher Straße Ersatz 2023	2023	23,5	Bielefeld, Stadt	Nordrhein-Westfalen	1	1	1					
KleinKWK026	BAFA-Liste v. 25.6.12 26	2024	69,3			1	0	0					

**Anlage 2: Eingangsgrößen für die Modellierung – Speicher**

Auflistung von Bestandskapazitäten bei Speichern und von Kapazitätsbegehren von Speicherbetreibern gemäß § 39 GasNZV (Stand: Juni 2014)

Gemäß Tenor zu 3. haben die Fernleitungsnetzbetreiber Anpassungen bei den farblich hervorgehobenen Speicherpunkten vorzunehmen.

## Anlage 2 zur Bestätigung des SR NEP 2015: Eingangsgrößen für die Modellierung - Speicher - Stand Juni 2014

MMWh/h	Name	FNB	Punktart	Entry/ Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	7	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-7F/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$39 gestellt	Siehe Bemerkung	Siehe Bemerkung	0	675	675	675	675	675	675	675	675	675	675	675	675 Vorbehalt, ob der Speicher in der Modellierung angesetzt wird, Prüfung, ob die Ansprüche nach § 39 GasNZV Anwendung finden
	Haiming 2-RAGES	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$39 gestellt	Siehe Bemerkung	Siehe Bemerkung	0	675	675	675	675	675	675	675	675	675	675	675	675 Vorbehalt, ob der Speicher in der Modellierung angesetzt wird, Prüfung, ob die Ansprüche nach § 39 GasNZV Anwendung finden
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	neu seit 01.04.2014
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	\$38 abgelehnt	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	neu seit 01.04.2014
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	neu seit 01.04.2014
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Haiming 2-RAGES/bn	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	\$38 abgelehnt	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	neu seit 01.04.2014
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.790	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Inzenham-West USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	11.508	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		408	408	408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	408	408	408	408	408	408	408	408	408	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	BZK	8.510	10.368	10.008	10.008	10.008	10.126	10.126	10.126	10.126	10.126	10.126	10.126	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	BZK	2.590	732	1.092	1.092	1.092	974	974	974	974	974	974	974	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		4.785	4.352	3.992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	12.210	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	BZK	6.451	6.853	5.941	5.207	5.207	5.207	5.207	5.207	5.207	5.207	5.207	5.207	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	BZK	5.759	5.357	6.269	7.003	7.003	7.003	7.003	7.003	7.003	7.003	7.003	7.003	
	USP Haidach	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		500	500	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	zeitlich beschränkte Kapazität vom 01.10. bis 01.04.
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	siehe Bemerkung	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	zeitlich beschränkte Kapazität vom 01.10. bis 01.04.
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	siehe Bemerkung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	zeitlich beschränkte Kapazität vom 01.10. bis 01.04.
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	siehe Bemerkung	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	zeitlich beschränkte Kapazität vom 01.10. bis 01.04.
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		2.100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	zeitlich beschränkte Kapazität vom 01.04. bis 01.10.
	Wollersberg/USP	bn	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK	</													







Name	FNB	Punktart	Entry/ Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		855	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	Siehe Kapitel 7 im SR 2015
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	
Friedeburg-Etzel, Bitzenländer Weg 4	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	Ab 2019 inklusive Verlagerung von 1.220 MW von Schienenstrang nach Speicher Etzel.
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	Ab 2019 inklusive Verlagerung von 1.220 MW von Schienenstrang nach Speicher Etzel.
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	6.780	Ab 2019 inklusive Verlagerung von 1.220 MW von Schienenstrang nach Speicher Etzel.
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		660	430	430	430	430	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	3.189	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	2.379	
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		4.953	143	143	143	143	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		3.487	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Haiming 2 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		5.115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	Ab 2019 inklusive Verlagerung von 2.402 MW nach Bierwang und Breitbrunn. Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	0	0	0	0	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	Ab 2019 inklusive Verlagerung von 2.402 MW nach Bierwang und Breitbrunn. Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	0	0	0	0	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	4.804	Ab 2019 inklusive Verlagerung von 2.402 MW nach Bierwang und Breitbrunn. Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	0	0	0	0	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	0	0	0	0	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	3.286	Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.
Neu Speicher 7F	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	TVK		2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	Fest mit Auflage	TaK	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	Fest mit Auflage frei	TaK	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	2.146	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	TVK		2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	§39 gestellt	FZK gebucht		0	0	0										



Name	FNB	Punktart	Entry/ Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen		
Speicher Etzel	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.	
Speicher Etzel	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	0	0	0	0	3.659	3.659	3.659	3.659	3.659	3.659	3.659	3.659	Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.	
Speicher Etzel	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Der Speicher wird im Unterschied zum NEP 2014 als Bestandsspeicher geführt, da Anspruch nach §39 GasNZV erfüllt.	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		1.640	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	0	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.832	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	Siehe Kapitel 7 im SR 2015
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	
Speicher Gronau-Epe H1	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		941	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	0	0	0	0	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		1.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	TVK		2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	
Speicher Gronau-Epe L1	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		1.004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	TVK		797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	FZK		797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	FZK frei		797	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	0	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	Siehe Kapitel 7 im SR 2015
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	TaK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	TaK	0	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	797	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Entry	L-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		1010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Gronau-Epe L2	OGE	NAP-UGS	Exit	L-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrennbare Buchung		500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speicher Hähnlein	OGE	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	TaK	355														



Name	FNB	Punktart	Entry/ Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		317	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		808	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kirchhellingen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Kraak	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		833	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		4.588	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	Tak	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	Tak	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	Tak	3.552	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	3.553	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		2.400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	2.493	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		1.372	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	Tak	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	Tak	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Peckensen	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	Tak	1.039	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		2.347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		2.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		574	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.326	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		1.140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		547	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
UGS Staßfurt	ONTRAS	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		836	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	Konkurrenzzone; zeitgleiche Buchung der TG-Entries Emden EPT, Emden NPT, Nütemoor H und Jemgum I maximal 3072 MW
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	LaFZK	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	Konkurrenzzone; zeitgleiche Buchung der TG-Entries Emden EPT, Emden NPT, Nütemoor H und Jemgum I maximal 3072 MW
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	LaFZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	LaFZK	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218	Konkurrenzzone; zeitgleiche Buchung der TG-Entries Emden EPT, Emden NPT, Nütemoor H und Jemgum I maximal 3072 MW
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Jemgum I	TG	NAP-UGS	Exit	H-Gas	Bestand	F														





**Anlage 3: Eingangsgrößen für die Modellierung – Grenzübergangspunkte**

(Stand: Juni 2014)

Gemäß Tenor zu 4. haben die Fernleitungsnetzbetreiber Anpassungen bei den farblich hervorgehobenen Grenzübergangspunkten vorzunehmen.



Angrenzendes Land	Name	FNB	Punktart	Entry/Exit	H-Gas/L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen	
Schweiz	Wallbach	Fluixa TENP	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		1.002	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	7.043	7.043
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		1.002	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	9.250	7.043
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		1.002	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	9.250	7.043
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	Brandov-STEHAL	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		5.312	1.105	1.105	1.105	1.105	1.105	1.105	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420	12.420
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		9.646	10.844	10.844	9.522	9.936	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238	9.238
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.774	1.576	1.576	2.828	2.484	3.182	3.182	3.182	3.182	3.182	3.182	3.182	3.182	3.182
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	Bunde	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395	5.395
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		3.307	4.000	3.816	3.000	3.000	3.000	3.000	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.088	1.395	1.579	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395	2.395
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		730	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		7.210	6.554	6.554	5.433	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		7.210	6.554	6.554	5.433	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373	5.373
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		5.271	6.554	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503	4.503
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		1.939	0	2.051	930	870	870	870	870	870	870	870	870	870	870
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	Eynatten	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		2.306	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842	1.842
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		38.625	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759	38.759
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		27.880	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	20.123	20.123
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		27.880	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	27.814	5.248	13.080
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	DZK	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	14.696	14.696	
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage bebucht	DZK	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	0	0	
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	DZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		2.156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.696	14.696
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882	6.882
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK bebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polen	Malinow	GASCADE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	6.882												

Angrenzendes Land	Name	FNB	Punkt- art	Entri/ Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen	
Frankreich	Medellheim	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607		
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		2.293	2.502	2.502	2.502	2.722	2.820	2.820	2.820	2.820	2.820	2.820	2.820	2.820	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		1.084	1.204	1.084	1.089	1.305	1.403	1.403	1.403	1.403	1.403	1.403	1.403	1.403	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		1.209	1.297	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	1.417	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	bFZK	448	437	430	430	447	447	447	447	447	447	447	447	447	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	bFZK	437	437	930	986	1.547	2.045	2.045	2.045	2.045	2.045	2.045	2.045	2.045	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	bFZK	209	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	DZK	2.668	2.668	2.175	2.115	1.338	743	743	743	743	743	2.999	2.999	2.999	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	DZK	2.668	2.668	2.175	2.115	1.338	743	743	743	743	743	2.999	2.999	2.999	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	DZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	538	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Österreich	Oberkapell	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		555	555	555	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	14.639	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		3.203	3.095	2.965	2.961	2.932	2.894	2.894	2.894	2.894	2.894	2.894	2.894	2.894	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		905	905	133	133	342	1.906	1.906	1.906	1.906	1.906	1.906	1.906	1.906	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.398	2.190	2.833	2.828	2.589	988	988	988	988	988	988	988	988	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	bFZK	3.354	3.563	3.070	3.014	2.453	1.955	1.955	1.955	1.955	1.955	2.000	2.000	2.000	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	bFZK	2.001	2.001	1.921	1.881	2.453	1.955	1.955	1.955	1.955	2.000	2.000	2.000	2.000	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	bFZK	1.353	1.562	1.248	1.133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	DZK	7.981	7.981	8.604	8.664	9.254	9.789	9.789	9.789	9.789	9.789	7.485	7.485	7.485	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	DZK	5.361	5.362	8.421	8.361	5.759	6.513	6.513	6.513	6.513	6.513	4.973	4.973	4.973	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	DZK	2.620	2.620	1.883	303	1.674	3.276	3.276	3.276	3.276	2.511	2.511	2.511	2.511	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	GR Tazw Deutschland	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	TVK		3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	3.174	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	bFZK	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	bFZK	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.381	2.033	2.033	2.033	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	bFZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	DZK	793	793	793	793	793	793	793	793	793	793	793	793	793	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	DZK	793	651	651	651	651	651	651	651	651	651	651	651	651	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	DZK	0	142	142	142	142	142	142	142	142	142	793	793	793	
Niederlande	OUde StatenZIJL L-Gas	GTG Nord	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		936	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		804	897	931	899	897	897	926	450	450	450	450	450	450	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		871	878	444	476	478	478	448	926	926	926	926	926	926	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H070 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H370 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H370 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H370 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H370 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	H370 - EMDEN - NPT	GUD	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0													



Angrenzendes Land	Name	FNB	Punkt- art	Entry/ Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		8.879	8.877	8.931	13.278	13.278	3.530	4.576	3.689	300	300	300	300			
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		8.728	8.724	8.680	4.333	4.333	14.081	13.038	13.928	13.928	17.311	17.311	17.311	17.311		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	BZK	1.871	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei		0	0	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	BZK	10.247	2.081	2.081	2.081	2.081	2.081	2.028	0	0	0	0	0	0	0	
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Dornum	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	1.100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	938	938	938	938	938	938	938	938	
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	938	938	938	938	938	938	938	938	
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	938	938	938	938	938	938	938	938	
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Dänemark	Ellund	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	TVK		10.960	10.960	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	FZK		10.960	10.960	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	10.450	
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		6.956	6.206	6.181	6.181	6.181	6.181	6.181	6.181	6.181	6.181	6.046	5.967	5.967		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	FZK frei		4.004	4.754	4.269	4.269	4.269	4.269	4.269	4.269	4.269	4.269	4.404	4.483	4.483		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	3.014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Eltan	OGF	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884	5.884		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		1.240	390	390	2.048	2.048	2.268	2.972	2.678	83	83	83	83	83		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		4.644	4.984	5.494	3.836	3.836	3.616	2.912	3.205	5.801	5.801	5.801	5.801	5.801		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	16.842	2.968	2.968	2.968	2.968	2.967	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden EPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		901	741	741	1.012	1.012	245	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.628	2.788	2.788	2.517	2.517	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529	3.529		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	4.205	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norwegen	Emden NPT	OGF	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0													

Angrenzendes Land	Name	FNB	Punkt-art	Entry /Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		2.220	2.220	2.220	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	2.216	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		944	944	944	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		543	543	543	539	539	539	940	940	940	940	940	940	940	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	0	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	BZK	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	0	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	BZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.276	
Frankreich	Medelshelm	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		3.543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		846	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		209	928	928	928	928	928	928	928	928	928	928	928	928	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	6.769	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	5.898	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		2.133	2.039	1.058	998	998	998	998	998	998	998	998	998	925	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		3.765	3.859	4.840	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.973	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	BZK	1.871	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	BZK	0	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	
Osterreich	Oberkappel	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		9.288	141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		495	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.483	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		5.377	0	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	6.759	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	1.209	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		411	411	411	411	411	411	411	411	411	411	411	411	245	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	964	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	BZK	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	BZK	0	0	0	0	0	0	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	
Niederlande	Qude Statenziil	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		951	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Entry	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK		1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK oebucht		1.613	1.613	1.113	1.113	1.113	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	500	500	500	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	1.613	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	Remich	OGGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		379	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	FZK oebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage oebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Entry	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	FZK oebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Teatelen	OGGE	GUP	Exit	L-Gas	Best																

Angrenzendes Land	Name	FNB	Punkt-art	Entry/Exit	H-Gas/L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen	
Niederlande	Wredien	OGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Niederlande	Wredien	OGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Wredien	OGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	Wredien	OGE	GUP	Exit	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		23.016	23.016	23.016	23.016	23.016	23.148	23.148	23.148	23.148	23.148	23.148	23.148		
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK			21.770	21.770	21.770	21.770	21.770	21.872	21.872	21.872	21.872	21.872	21.872	21.872		
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK beuch		16.770	16.770	16.770	16.770	16.770	16.770	20.308	20.308	20.308	20.308	20.308	20.308		
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		4.970	4.970	4.970	4.970	4.970	0	1.564	1.564	1.564	1.564	1.564	1.564		
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	BZK	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276		
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	BZK	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276		
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	BZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.276	1.276	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		7.278	7.278	7.278	7.278	7.278	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK beuch		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Waidhaus	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		2.962	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK beuch		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK beuch		8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	8.958	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		7.707	5.629	4.539	4.112	4.042	1.602	1.602	594	594	594	594	594	594	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		1.251	3.329	4.419	4.846	4.916	7.356	8.364	8.364	8.364	8.364	8.364	8.364	8.364	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schweiz	Wallbach	OGE	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.193	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK beuch		8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.177	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	6.087	7.642	7.642	7.642	7.642	7.642	7.642	8.264	8.264	8.264	8.264	8.264		
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		3.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		4.498	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK beuch		4.498	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		3.330	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	1.168	2.451	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	2.511	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	Deutschnesdorf-Ausspeisung	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		1.809	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK beuch		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK beuch		22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		22	21	0	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Gubin (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK beuch		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK beuch		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polen	Kamminke (GUP mit DSO)	OMTRAS	GUP	Exit	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage beuch	---	0	0												





**Anlage 4: Eingangsgrößen für die Modellierung – Produktion**

(Stand: Juni 2014)

---

## Anlage 4 zur Bestätigung des SR NEP 2015: Eingangsgrößen für die Modellierung - Produktion - Stand Juni 2014

(MWh/h)																						
Name	FNB	Punktart	Entry /Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	Art der Kapazität	Auflagen-Art (ggf.)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bemerkungen		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	TVK		1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457	1.457			
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	bFZK	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	bFZK	363	250	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	bFZK	0	113	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	DZK	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	DZK	202	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	DZK	892	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094		
EZONE-SDS	GTG Nord	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		120	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		120	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H072 - GROOTHUSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		128	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H073 - LEER EGM	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		420	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		245	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		64	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H076 - IMBROCK	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		3.915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		2.845	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760	6.760		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H078 - DOETLINGEN UE H	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	TVK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK gebucht		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	FZK frei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H153 - BAHNSEN	GUD	Produktion	Entrv	H-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	TVK		6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK		6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		2.745	1.289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK frei		3.625	5.081	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L112 - DOETLINGEN UE L	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	TVK		3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	Umstellung des Bereiches auf H-Gas; keine Einspeisung von L-Gas mehr möglich	
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK		3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK gebucht		1.012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	FZK frei		1.988	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage gebucht	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Fest mit Auflage frei	---	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
L115 - LEHRINGEN RI LUTTUM	GUD	Produktion	Entrv	L-Gas	Bestand	Unterbrechbare Buchung		0														



**Anlage 5: Eingangsgrößen für die Modellierung – Biogas**

(Stand: Juni 2014)

---



## **Anlage 6: Vorläufige Liste historischer Unterbrechungen**

**Anlage 6: Liste historischer Unterbrechungen  
(Konsultationsdokument zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015)  
Erläuterungen**

Dieses Dokument enthält eine Übersicht der historischen Unterbrechungen von unterbrechbaren und festen Transportkapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 31.05.2014.

Zur Wahrung von Geschäfts-/ Betriebsgeheimnissen wurden die Angaben zu Verbrauchern und Verbrauch von NAP-Letzverbrauchern geschwärzt.

Im Tabellenblatt "uKap" finden sich die im genannten Zeitraum vorgenommenen Unterbrechungen für unterbrechbare Kapazitäten (hierin eingeschlossen sind Unterbrechungen unterbrechbarer Anteile von z.B. bFZK), im Tabellenblatt "fKap" sind die Unterbrechungen von festen Kapazitäten aufgeführt.

Die Ergebnisse der von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Analyse dieser historischen Unterbrechungen ist im Hauptteil des Konsultationsdokuments zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2014 dargestellt.

## Anlage 6: Liste historischer Unterbrechungen

(Konsultationsdokument zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015)

Netzbetreiber	Netzkategorie	Netzkategorie Bezeichnung	Flussrichtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	02.02.2012 18:00	16.02.2012 06:00	324 h		
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	02.02.2012 18:00	16.02.2012 06:00	324 h		
bayemets GmbH	NAP Letztverbraucher	(anonymisiert)	Ausspeisung	06.02.2012 20:00	14.02.2012 18:00	190 h		
bayemets GmbH	NAP Letztverbraucher	(anonymisiert)	Ausspeisung	06.02.2012 20:00	14.02.2012 18:00	190 h		
bayemets GmbH	NAP Letztverbraucher	(anonymisiert)	Ausspeisung	06.02.2012 20:00	14.02.2012 18:00	190 h		
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	07.02.2012 15:00	14.02.2012 13:00	166 h		
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	07.02.2012 15:00	14.02.2012 13:00	166 h		
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	07.02.2012 15:00	14.02.2012 13:00	166 h		
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	07.02.2012 15:00	14.02.2012 13:00	166 h		
bayemets GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	07.02.2012 15:00	14.02.2012 13:00	166 h		
bayemets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 7F	Ausspeisung	18.06.2013 06:00	19.06.2013 06:00	24 h	10.008.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 7F	Ausspeisung	09.08.2013 12:00	12.08.2013 06:00	66 h	497.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 7F	Ausspeisung	14.08.2013 06:00	16.08.2013 06:00	48 h	89.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	10.06.2013 18:00	10.06.2013 19:00	1 h	290.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	10.06.2013 19:00	10.06.2013 22:00	3 h	1.920.003	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	10.06.2013 22:00	11.06.2013 00:00	2 h	2.380.002	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	11.06.2013 00:00	11.06.2013 06:00	6 h	9.840.006	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	11.06.2013 22:00	12.06.2013 00:00	2 h	2.200.002	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	12.06.2013 00:00	12.06.2013 06:00	6 h	9.600.008	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	24.06.2013 07:00	25.06.2013 06:00	23 h	3.450.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	26.06.2013 19:00	27.06.2013 06:00	11 h	3.850.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	27.06.2013 00:00	27.06.2013 06:00	6 h	7.560.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	27.06.2013 11:00	27.06.2013 12:00	1 h	350.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	27.06.2013 12:00	28.06.2013 06:00	18 h	21.600.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	03.07.2013 18:00	04.07.2013 00:00	6 h	3.300.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	04.07.2013 00:00	04.07.2013 06:00	6 h	8.100.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	15.07.2013 06:00	16.07.2013 02:00	20 h	10.000.020	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	16.07.2013 02:00	16.07.2013 06:00	4 h	5.400.004	
bayemets GmbH	GUP	Kiefersfelden/Tirof	Ausspeisung	06.02.2012 20:00	14.02.2012 18:00	190 h	6.350.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern	Ausspeisung	29.08.2013 06:00	30.08.2013 06:00	24 h	10	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	18.06.2013 14:00	23.06.2013 06:00	16 h	2.280.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	23.06.2013 06:00	24.06.2013 06:00	24 h	8.782.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	24.06.2013 06:00	25.06.2013 06:00	24 h	8.192.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	27.06.2013 11:00	28.06.2013 06:00	19 h	617.500	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	10.08.2013 06:00	10.08.2013 08:00	2 h	199.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	11.08.2013 06:00	12.08.2013 06:00	24 h	149.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	15.08.2013 06:00	16.08.2013 06:00	24 h	330.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	19.08.2013 12:00	20.08.2013 06:00	18 h	420.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern 2	Ausspeisung	05.09.2013 06:00	06.09.2013 06:00	24 h	300.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern Exit Gegenstrom	Ausspeisung	06.02.2012 20:00	14.02.2012 18:00	190 h	1.900.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	08.06.2013 08:00	09.06.2013 06:00	22 h	11.478.654	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	11.06.2013 15:00	12.06.2013 06:00	15 h	900.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	18.06.2013 06:00	18.06.2013 20:00	14 h	2.240.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	18.06.2013 20:00	19.06.2013 02:00	6 h	1.680.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	19.06.2013 02:00	19.06.2013 06:00	4 h	2.720.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	19.06.2013 06:00	20.06.2013 06:00	24 h	26.880.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	22.06.2013 06:00	22.06.2013 13:00	7 h	2.170.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	22.06.2013 13:00	22.06.2013 14:00	1 h	360.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	22.06.2013 14:00	22.06.2013 15:00	1 h	310.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	22.06.2013 15:00	23.06.2013 06:00	15 h	5.400.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	24.06.2013 06:00	24.06.2013 07:00	1 h	200.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	24.06.2013 07:00	25.06.2013 06:00	23 h	5.980.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	27.06.2013 06:00	28.06.2013 06:00	24 h	1.440.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	28.06.2013 06:00	29.06.2013 06:00	24 h	11.040.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	18.06.2013 06:00	03.07.2013 06:00	24 h	10.080.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	03.07.2013 06:00	04.07.2013 06:00	24 h	9.600.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	07.07.2013 06:00	08.07.2013 06:00	24 h	12.000.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	08.07.2013 06:00	09.07.2013 06:00	24 h	5.760.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	09.07.2013 06:00	10.07.2013 06:00	24 h	4.800.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	10.07.2013 16:00	11.07.2013 06:00	14 h	2.800.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	12.07.2013 06:00	13.07.2013 06:00	24 h	1.080.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	13.07.2013 06:00	14.07.2013 06:00	24 h	7.440.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	14.07.2013 06:00	15.07.2013 06:00	24 h	5.760.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	15.07.2013 06:00	16.07.2013 06:00	24 h	15.360.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	16.07.2013 06:00	16.07.2013 12:00	6 h	3.258.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	16.07.2013 12:00	16.07.2013 14:00	2 h	1.786.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	16.07.2013 14:00	17.07.2013 06:00	16 h	15.088.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	17.07.2013 06:00	18.07.2013 06:00	24 h	6.264.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	26.07.2013 06:00	26.07.2013 16:00	10 h	1.650.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	26.07.2013 16:00	27.07.2013 06:00	14 h	4.620.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	27.07.2013 06:00	28.07.2013 06:00	24 h	14.400.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	28.07.2013 06:00	29.07.2013 06:00	24 h	15.600.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	29.07.2013 15:00	29.07.2013 16:00	1 h	100.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	29.07.2013 16:00	30.07.2013 06:00	14 h	2.100.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	30.07.2013 06:00	31.07.2013 06:00	24 h	8.400.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	31.07.2013 06:00	31.07.2013 13:00	7 h	5.677.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	31.07.2013 13:00	01.08.2013 06:00	17 h	5.950.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	01.08.2013 06:00	02.08.2013 06:00	24 h	1.120.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	10.08.2013 06:00	12.08.2013 06:00	48 h	200.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	13.08.2013 06:00	16.08.2013 06:00	72 h	564.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	19.08.2013 14:00	20.08.2013 06:00	16 h	900.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	23.08.2013 06:00	24.08.2013 06:00	24 h	100.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	27.08.2013 06:00	28.08.2013 06:00	24 h	141.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	30.08.2013 06:00	31.08.2013 06:00	24 h	412.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	04.09.2013 06:00	06.09.2013 06:00	48 h	300.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Wollersberg USP	Ausspeisung	16.07.2013 06:00	17.07.2013 06:00	24 h	14.400.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	Wollersberg/USP Einpressen	Ausspeisung	06.02.2012 20:00	14.02.2012 18:00	190 h	290.358.000	
bayemets GmbH	GUP	Überackern	Einpeisung	23.02.2013 06:00	24.02.2013 00:00	18 h	3.616.200	
bayemets GmbH	GUP	Überackern	Einpeisung	25.02.2013 06:00	26.02.2013 06:00	24 h	4.821.600	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einpeisung	02.03.2013 19:00	02.03.2013 22:00	3 h	450.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einpeisung	02.03.2013 22:00	03.03.2013 06:00	8 h	1.320.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einpeisung	04.03.2013 22:00	05.03.2013 06:00	6 h	1.040.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einpeisung	05.03.2013 06:00	06.03.2013 06:00	24 h	9.360.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einpeisung	02.04.2013 06:00	02.04.2013 14:00	8 h	4.040.000	
bayemets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einpeisung	02.04.2013 14:00	03.04.2013 06:00	16 h	17.680.000	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	08.11.2010 06:00	08.11.2010 08:00	2 h	257.431	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	08.11.2010 23:00	09.11.2010 08:00	9 h	1.155.268	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	10.11.2010 00:00	10.11.2010 08:00	8 h	1.089.510	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	11.11.2010 01:00	11.11.2010 06:00	5 h	647.910	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	18.11.2010 06:00	18.11.2010 08:00	2 h	184.938	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	19.11.2010 00:00	19.11.2010 06:00	6 h	555.882	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	20.11.2010 06:00	20.11.2010 09:00	3 h	358.812	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	21.11.2010 00:00	21.11.2010 09:00	9 h	1.081.536	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	22.11.2010 06:00	22.11.2010 08:00	8 h	1.118.880	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	23.11.2010 00:00	23.11.2010 06:00	6 h	782.100	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	24.11.2010 06:00	24.11.2010 08:00	2 h	21.254	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	25.11.2010 00:00	25.11.2010 06:00	6 h	63.762	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	28.11.2010 06:00	28.11.2010 08:00	2 h	237.782	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	29.11.2010 00:00	29.11.2010 08:00	8 h	737.884	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	29.11.2010 09:00	29.11.2010 10:00	1 h	12.759	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	29.11.2010 13:00	29.11.2010 18:00	5 h	63.795	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	30.11.2010 00:00	01.12.2010 06:00	30 h	1.411.909	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzj (GTG Nord)	Einpeisung	01.12.2010 22:00	02.12.2010 06:00	8 h	927.680	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude St						

Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Fluss-richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.12.2010 00:00	07.12.2010 06:00	6 h	775,690	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.12.2010 22:00	08.12.2010 06:00	8 h	960,996	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.12.2010 06:00	10.12.2010 09:00	3 h	369,081	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.12.2010 22:00	11.12.2010 09:00	11 h	1.318,155	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	11.12.2010 22:00	12.12.2010 09:00	11 h	1.231,727	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	12.12.2010 19:00	12.12.2010 19:00	2 h	227,462	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	13.12.2010 01:00	13.12.2010 06:00	5 h	588,705	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	14.12.2010 06:00	14.12.2010 07:00	1 h	96,647	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	15.12.2010 01:00	15.12.2010 06:00	5 h	493,235	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	16.12.2010 02:00	16.12.2010 06:00	4 h	378,920	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	31.12.2010 06:00	31.12.2010 08:00	2 h	229,898	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	31.12.2010 23:00	01.01.2011 10:00	11 h	980,342	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	02.01.2011 01:00	02.01.2011 08:00	7 h	289,453	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.01.2011 01:00	03.01.2011 07:00	6 h	264,186	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.01.2011 01:00	04.01.2011 07:00	6 h	288,068	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.01.2011 01:00	05.01.2011 06:00	5 h	263,690	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.01.2011 23:00	06.01.2011 08:00	9 h	500,795	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.01.2011 06:00	07.01.2011 06:00	6 h	325,864	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	08.01.2011 06:00	08.01.2011 10:00	10 h	1.171,773	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	08.01.2011 22:00	09.01.2011 10:00	12 h	1.457,988	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.01.2011 00:00	10.01.2011 08:00	8 h	789,306	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.01.2011 22:00	11.01.2011 06:00	8 h	700,158	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	11.01.2011 23:00	12.01.2011 02:00	3 h	34,428	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	12.01.2011 06:00	12.01.2011 08:00	2 h	23,020	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	12.01.2011 22:00	13.01.2011 08:00	10 h	324,635	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	13.01.2011 23:00	14.01.2011 19:00	20 h	1.584,081	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	15.01.2011 02:00	15.01.2011 06:00	4 h	474,592	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.01.2011 06:00	18.01.2011 08:00	2 h	220,626	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.01.2011 23:00	19.01.2011 08:00	9 h	1.071,587	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	19.01.2011 23:00	20.01.2011 08:00	9 h	1.091,730	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	20.01.2011 23:00	21.01.2011 07:00	8 h	992,851	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	22.01.2011 01:00	22.01.2011 09:00	8 h	979,005	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	22.01.2011 23:00	23.01.2011 09:00	10 h	1.181,985	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	23.01.2011 23:00	24.01.2011 08:00	9 h	1.077,448	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	24.01.2011 23:00	25.01.2011 09:00	10 h	1.240,327	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	25.01.2011 23:00	26.01.2011 06:00	7 h	858,956	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	02.02.2011 02:00	02.02.2011 06:00	4 h	444,012	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.02.2011 00:00	03.02.2011 07:00	7 h	835,553	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.02.2011 01:00	04.02.2011 09:00	8 h	960,844	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.02.2011 22:00	05.02.2011 09:00	11 h	1.309,787	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.02.2011 22:00	06.02.2011 06:00	8 h	924,188	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.02.2011 06:00	08.02.2011 08:00	2 h	241,623	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.02.2011 23:00	08.02.2011 07:00	8 h	857,000	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.02.2011 23:00	11.02.2011 06:00	7 h	75,831	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	14.02.2011 06:00	14.02.2011 09:00	3 h	31,824	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	14.02.2011 23:00	15.02.2011 08:00	9 h	91,978	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	15.02.2011 23:00	16.02.2011 08:00	9 h	74,207	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	17.02.2011 01:00	17.02.2011 08:00	7 h	48,835	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.02.2011 01:00	18.02.2011 06:00	5 h	45,775	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	19.02.2011 06:00	19.02.2011 07:00	1 h	7,083	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	23.02.2011 01:00	23.02.2011 06:00	5 h	44,695	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	24.02.2011 00:00	24.02.2011 06:00	6 h	528	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	26.02.2011 06:00	26.02.2011 10:00	4 h	215,250	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	26.02.2011 18:00	27.02.2011 10:00	16 h	95,881	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	27.02.2011 22:00	28.02.2011 09:00	11 h	52,940	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	28.02.2011 16:00	28.02.2011 18:00	2 h	7,678	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	28.02.2011 22:00	01.03.2011 06:00	8 h	307,112	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.03.2011 06:00	03.03.2011 07:00	1 h	5,259	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.03.2011 16:00	03.03.2011 18:00	2 h	9,415	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.03.2011 01:00	04.03.2011 06:00	5 h	24,318	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.03.2011 14:00	04.03.2011 19:00	5 h	59,319	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.03.2011 01:00	05.03.2011 07:00	6 h	64,132	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.03.2011 16:00	05.03.2011 19:00	3 h	14,051	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.03.2011 23:00	06.03.2011 07:00	8 h	36,525	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	06.03.2011 16:00	06.03.2011 19:00	3 h	21,740	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.03.2011 02:00	07.03.2011 06:00	4 h	26,880	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	07.03.2011 16:00	07.03.2011 19:00	3 h	49,234	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	08.03.2011 01:00	08.03.2011 06:00	5 h	82,459	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.03.2011 23:00	11.03.2011 07:00	8 h	86,028	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	12.03.2011 00:00	12.03.2011 06:00	6 h	65,844	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.03.2011 06:00	20.03.2011 08:00	50 h	499,642	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	20.03.2011 13:00	20.03.2011 20:00	7 h	40,775	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	21.03.2011 01:00	21.03.2011 07:00	6 h	39,217	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	21.03.2011 13:00	21.03.2011 19:00	6 h	60,552	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	22.03.2011 01:00	22.03.2011 06:00	5 h	50,680	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	26.03.2011 06:00	26.03.2011 09:00	3 h	31,743	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	26.03.2011 16:00	26.03.2011 19:00	3 h	19,795	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	27.03.2011 06:00	27.03.2011 08:00	2 h	13,737	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	27.03.2011 03:00	27.03.2011 06:00	3 h	18,158	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	27.03.2011 20:00	27.03.2011 23:00	3 h	19,950	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	28.03.2011 01:00	28.03.2011 06:00	5 h	31,750	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	28.03.2011 15:00	28.03.2011 20:00	5 h	45,747	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	29.03.2011 01:00	29.03.2011 06:00	5 h	57,850	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	11.11.2011 06:00	12.11.2011 06:00	24 h	2.951,260	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	13.11.2011 07:00	13.11.2011 08:00	1 h	24,127	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	14.11.2011 04:00	14.11.2011 07:00	3 h	284,529	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	15.11.2011 00:00	15.11.2011 05:00	5 h	497,943	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	15.11.2011 06:00	16.11.2011 06:00	24 h	2.185,288	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	16.11.2011 23:00	17.11.2011 06:00	7 h	891,266	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.11.2011 00:00	18.11.2011 06:00	6 h	357,666	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.11.2011 23:00	19.11.2011 08:00	7 h	344,757	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	20.11.2011 06:00	20.11.2011 08:00	2 h	32,160	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	20.11.2011 23:00	21.11.2011 06:00	7 h	278,060	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	21.11.2011 23:00	22.11.2011 05:00	6 h	546,108	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	22.11.2011 23:00	23.11.2011 09:00	10 h	1.251,639	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	23.11.2011 10:00	23.11.2011 11:00	1 h	25,835	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	23.11.2011 22:00	24.11.2011 08:00	10 h	830,502	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	24.11.2011 22:00	25.11.2011 05:00	7 h	839,050	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	28.11.2011 06:00	28.11.2011 07:00	1 h	91,111	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	29.11.2011 00:00	29.11.2011 03:00	3 h	272,565	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	29.11.2011 21:00	30.11.2011 06:00	9 h	1.471,127	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	30.11.2011 23:00	01.12.2011 06:00	7 h	558,339	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	02.12.2011 07:00	02.12.2011 08:00	23 h	1.863,683	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.01.2012 20:00	05.01.2012 09:00	13 h	1.380,626	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.01.2012 21:00	05.01.2012 22:00	1 h	10,390	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	05.01.2012 23:00	06.01.2012 06:00	7 h	1.046,375	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	06.01.2012 08:00	06.01.2012 09:00	1 h	46,480	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	06.01.2012 22:00	08.01.2012 06:00	32 h	632,039	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	09.01.2012 06:00	10.01.2012 06:00	24 h	1.280,077	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.01.2012 22:00	11.01.2012 06:00	8 h	907,248	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	13.01.2012 22:00	14.01.2012 08:00	10 h	357,580	
EW E NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	14.01.2012 22:00	15.01.201			

Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Fluss-richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	25.01.2012 23:00	26.01.2012 06:00	7 h	839,727	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	27.01.2012 22:00	28.01.2012 09:00	11 h	1.260,955	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	28.01.2012 11:00	30.01.2012 06:00	43 h	3.766,786	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	30.01.2012 22:00	31.01.2012 14:00	16 h	1.378,238	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	31.01.2012 23:00	01.02.2012 00:00	1 h	75,426	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	01.02.2012 03:00	01.02.2012 05:00	2 h	159,852	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	01.02.2012 23:00	02.02.2012 04:00	5 h	665,732	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	02.02.2012 23:00	03.02.2012 04:00	5 h	508,343	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.02.2012 23:00	04.02.2012 02:00	3 h	389,590	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	06.02.2012 01:00	06.02.2012 04:00	3 h	592,036	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	06.02.2012 22:00	07.02.2012 04:00	6 h	1.205,214	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.02.2012 00:00	10.02.2012 02:00	2 h	182,832	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	10.02.2012 23:00	11.02.2012 03:00	4 h	921,832	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	12.02.2012 23:00	13.02.2012 06:00	7 h	1.688,651	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	13.02.2012 22:00	14.02.2012 06:00	8 h	1.927,251	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	14.02.2012 22:00	15.02.2012 00:00	2 h	216,277	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	15.02.2012 01:00	15.02.2012 03:00	2 h	260,922	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	17.02.2012 06:00	17.02.2012 06:30	3 h	639,405	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.02.2012 01:00	18.02.2012 13:00	12 h	921,091	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	18.02.2012 18:00	19.02.2012 06:00	12 h	1.192,686	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	20.02.2012 23:00	21.02.2012 06:00	7 h	882,157	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	21.02.2012 21:00	22.02.2012 06:00	9 h	1.812,031	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	22.02.2012 14:00	22.02.2012 17:00	3 h	345,869	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	22.02.2012 23:00	23.02.2012 06:00	7 h	822,335	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	23.02.2012 16:00	23.02.2012 17:00	1 h	24,281	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	23.02.2012 20:00	24.02.2012 11:00	15 h	421,727	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	24.02.2012 14:00	24.02.2012 16:00	2 h	59,907	
EW NETZ GmbH	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	24.02.2012 18:00	25.02.2012 06:00	12 h	989,885	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	02.08.2011 06:00	03.08.2011 06:00	24 h	416,830	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	07.02.2012 06:00	07.02.2012 06:00	24 h	51,417,888	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	07.02.2012 06:00	08.02.2012 06:00	24 h	48,249,888	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	08.02.2012 06:00	09.02.2012 06:00	24 h	50,073,888	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	09.02.2012 06:00	10.02.2012 06:00	24 h	50,865,888	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	10.02.2012 06:00	11.02.2012 06:00	24 h	50,937,888	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Wallbach	Ausspeisung	11.02.2012 06:00	16.02.2012 06:00	120 h	257,569,440	
Fluxys TENP TSO SpA	GUP	Bochholz	Einspeisung	02.08.2011 06:00	03.08.2011 06:00	24 h	650,400	
GASCADE Gastransport	GUP	Mallnow	Ausspeisung	04.10.2012 11:00	04.10.2012 16:00	5 h	1.365,000	
GASCADE Gastransport	GUP	Bunde	Einspeisung	21.10.2012 06:00	21.10.2012 23:00	17 h	4,662	
GASCADE Gastransport	GUP	Eynatten (GP)	Einspeisung	18.10.2011 06:00	19.10.2011 06:00	24 h	16,775,431	
GASCADE Gastransport	GUP	Eynatten (GP)	Einspeisung	15.11.2011 15:00	15.11.2011 16:00	1 h	57,000	
GASCADE Gastransport	GUP	Eynatten (GP)	Einspeisung	16.11.2011 03:00	16.11.2011 06:00	3 h	398,634	
GASCADE Gastransport	MUP	Klenzbaum	Einspeisung	07.07.2012 01:00	07.07.2012 04:00	3 h	56,000	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Ellnord	Ausspeisung	15.01.2011 06:00	15.01.2011 06:00	16h	24,756,113	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Ellnord	Ausspeisung	15.01.2011 06:00	18.01.2011 06:00	72 h	7,127,408	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Ellnord	Ausspeisung	09.02.2011 06:00	10.02.2011 06:00	24 h	10,679,717	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	H 095 Oude Staterzijl H	Ausspeisung	12.03.2013 10:00	12.03.2013 11:00	1 h	41,082	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Ausspeisung	17.02.2012 10:00	17.02.2012 11:00	1 h	18,123	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Ausspeisung	18.08.2012 12:00	19.08.2012 00:00	12 h	1,197,474	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	H 104 Oude Staterzijl H	Einspeisung	17.01.2011 08:00	17.01.2011 17:00	9 h	411,426	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	MUP	L 307 Emsbüren RG	Einspeisung	19.02.2011 06:00	21.02.2011 06:00	48 h	419,400	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	MUP	L 307 Emsbüren RG	Einspeisung	26.02.2011 06:00	27.02.2011 06:00	24 h	132,360	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	MUP	L 307 Emsbüren RG	Einspeisung	09.03.2011 08:00	10.03.2011 06:00	22 h	192,654	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	30.11.2010 01:00	01.12.2010 06:00	29 h	5,205,070	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	15.12.2010 08:00	24.12.2010 06:00	21h	58,801,650	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	29.12.2010 06:00	31.12.2010 06:00	46 h	1,360,599	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	28.01.2011 14:00	29.01.2011 06:00	16 h	2,336,827	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	01.02.2011 06:00	03.02.2011 06:00	48 h	10,381,264	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	22.02.2011 06:00	25.02.2011 06:00	72 h	29,880,795	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	11.03.2013 18:00	12.03.2013 02:00	8 h	4,208,343	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	12.03.2013 12:00	12.03.2013 17:00	5 h	1,670,627	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	13.03.2013 11:00	14.03.2013 06:00	19 h	3,596,414	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	14.03.2013 06:00	14.03.2013 07:00	1 h	449,404	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	24.03.2013 18:00	25.03.2013 06:00	12 h	7,214,994	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	25.03.2013 08:00	26.03.2013 06:00	22 h	15,099,005	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	26.03.2013 06:00	27.03.2013 06:00	24 h	4,783,856	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	GUP	Oude Staterzijl L (GUD)	Einspeisung	27.03.2013 06:00	28.03.2013 06:00	24 h	3,845,074	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.10.2010 07:45	08.10.2010 14:30	55 h	54,412,771	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.10.2010 06:00	11.10.2010 23:00	17 h	55,078,045	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.10.2010 06:00	13.10.2010 23:00	17 h	53,108,649	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.10.2010 10:00	18.10.2010 03:00	65 h	44,358,162	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.10.2010 08:00	30.10.2010 23:00	87 h	54,234,985	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.11.2010 11:00	18.11.2010 22:00	371 h	29,590,392	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.11.2010 06:00	23.11.2010 08:00	2 h	14,881,377	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.02.2011 22:00	24.02.2011 08:00	10 h	49,357,226	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.03.2011 06:00	01.04.2011 00:00	666 h	45,487,554	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.04.2011 06:00	28.04.2011 06:00	24 h	36,356,650	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.01.2012 13:00	26.01.2012 00:00	11 h	1,134,425	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.01.2012 06:00	28.01.2012 06:00	24 h	1,392,442	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.03.2012 06:00	10.03.2012 06:00	24 h	1,364,413	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.03.2012 06:00	15.03.2012 06:00	24 h	213,850	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.03.2012 06:00	22.03.2012 00:00	18 h	1,084,146	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	22.03.2012 06:00	22.03.2012 23:00	17 h	856,928	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.03.2012 06:00	29.03.2012 06:00	24 h	1,423,781	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.03.2012 06:00	01.04.2012 06:00	48 h	1,667,306	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.04.2012 06:00	06.04.2012 06:00	24 h	618,696	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.04.2012 17:00	08.04.2012 00:00	7 h	116,596	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.04.2012 06:00	09.04.2012 06:00	24 h	1,435,392	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.04.2012 06:00	10.04.2012 00:00	18 h	628,841	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.04.2012 06:00	13.04.2012 06:00	24 h	1,374,323	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.04.2012 06:00	14.04.2012 06:00	24 h	1,347,389	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.04.2012 06:00	18.04.2012 06:00	24 h	5,046,580	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.04.2012 08:00	19.04.2012 06:00	22 h	10,500,699	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.04.2012 06:00	20.04.2012 06:00	24 h	1,298,480	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.04.2012 08:00	24.04.2012 06:00	22 h	1,315,754	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.04.2012 08:00	25.04.2012 06:00	22 h	2,631,552	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.04.2012 06:00	26.04.2012 06:00	24 h	1,332,896	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.04.2012 08:00	29.04.2012 06:00	22 h	1,315,776	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.04.2012 06:00	30.04.2012 06:00	24 h	1,435,392	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.05.2012 13:00	02.05.2012 14:00	1 h	369	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.05.2012 18:00	10.05.2012 06:00	12 h	386,166	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.05.2012 06:00	11.05.2012 06:00	24 h	1,126,091	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.05.2012 06:00	12.05.2012 06:00	24 h	1,437,600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.05.2012 06:00	13.05.2012 06:00	24 h	746,234	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.05.2012 06:00	14.05.2012 06:00	24 h	1,437,600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.05.2012 06:00	16.05.2012 06:00	24 h	1,437,600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.05.2012 06:00	17.05.2012 06:00	24 h	1,437,600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.05.2012 06:00	17.05.2012 08:00	2 h	119,800	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.05.2012 06:00	19.05.2012 06:00	24 h	1,437,600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.05.2012 06:00	21.05.2012 06:00	24 h	5,620,104	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.05.2012 06:00	22.05.2012 04:00	22 h	7,870,373	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.05.2012 06:00	01.06.2012 06:00	24 h	1,437,600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.06.2012 06:00	07.06.2012 06:00	24 h	1,317,800	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.06.2012 08:00	08.06.2012 06:00	22 h	1,317,800	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.06.2012 06:00	09.06.2012 06:00	24 h		

Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Fluss-richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.06.2012 06:00	18.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.06.2012 06:00	19.06.2012 06:00	24 h	66.595	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.06.2012 06:00	20.06.2012 06:00	24 h	1.219.919	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.06.2012 06:00	21.06.2012 06:00	24 h	1.437.240	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.06.2012 06:00	22.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	22.06.2012 06:00	23.06.2012 06:00	24 h	1.437.240	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.06.2012 06:00	24.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.06.2012 06:00	25.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.06.2012 06:00	26.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.06.2012 06:00	27.06.2012 06:00	24 h	540.141	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.06.2012 06:00	28.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.06.2012 06:00	29.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.06.2012 06:00	30.06.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.06.2012 06:00	01.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.07.2012 06:00	02.07.2012 06:00	24 h	119.800	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.07.2012 06:00	03.07.2012 06:00	24 h	40.274	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 06:00	04.07.2012 06:00	24 h	837.246	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.07.2012 06:00	05.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.07.2012 06:00	06.07.2012 06:00	24 h	898.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.07.2012 06:00	07.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.07.2012 06:00	08.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.07.2012 06:00	09.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.07.2012 06:00	10.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.07.2012 06:00	11.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.07.2012 06:00	12.07.2012 06:00	24 h	1.299.981	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.07.2012 06:00	13.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.07.2012 06:00	14.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.07.2012 06:00	15.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.07.2012 06:00	16.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.07.2012 06:00	17.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.07.2012 06:00	18.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.07.2012 06:00	19.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.07.2012 06:00	20.07.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 06:00	21.07.2012 06:00	24 h	38.573	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.07.2012 06:00	01.08.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.08.2012 06:00	02.08.2012 06:00	24 h	533.160	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.08.2012 06:00	03.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.08.2012 06:00	04.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.08.2012 06:00	05.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.08.2012 06:00	06.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.08.2012 06:00	07.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.08.2012 06:00	08.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.08.2012 06:00	09.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.08.2012 06:00	10.08.2012 06:00	24 h	30.678.912	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.08.2012 06:00	12.08.2012 06:00	24 h	172.479	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.08.2012 06:00	13.08.2012 06:00	24 h	25.520	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.08.2012 06:00	14.08.2012 06:00	24 h	4.384.506	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.08.2012 06:00	15.08.2012 06:00	24 h	9.267.621	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.08.2012 06:00	16.08.2012 06:00	24 h	31.049.160	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.08.2012 06:00	17.08.2012 06:00	24 h	2.509.268	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.08.2012 06:00	18.08.2012 06:00	24 h	31.196.736	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.08.2012 06:00	19.08.2012 06:00	24 h	31.584.193	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.08.2012 06:00	20.08.2012 06:00	24 h	31.196.760	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.08.2012 06:00	21.08.2012 06:00	24 h	31.196.760	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.08.2012 06:00	22.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	22.08.2012 06:00	23.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.08.2012 06:00	24.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.08.2012 06:00	25.08.2012 06:00	24 h	452.208	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.08.2012 06:00	26.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.08.2012 06:00	27.08.2012 06:00	24 h	31.648.968	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.08.2012 06:00	28.08.2012 06:00	24 h	31.648.505	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.08.2012 06:00	29.08.2012 06:00	24 h	31.337.785	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.08.2012 06:00	01.09.2012 06:00	24 h	718.800	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.09.2012 06:00	02.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.09.2012 06:00	05.09.2012 06:00	24 h	28.995	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2012 06:00	06.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.09.2012 06:00	07.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.09.2012 06:00	08.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.09.2012 06:00	09.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.09.2012 06:00	10.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.09.2012 06:00	11.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.09.2012 06:00	12.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.09.2012 06:00	13.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.09.2012 06:00	14.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.09.2012 06:00	15.09.2012 06:00	24 h	353.623	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.09.2012 06:00	16.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.09.2012 06:00	25.09.2012 06:00	24 h	718.800	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.09.2012 06:00	26.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.09.2012 06:00	27.09.2012 06:00	24 h	2.174.160	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.09.2012 06:00	28.09.2012 06:00	24 h	17.059	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.09.2012 06:00	29.09.2012 06:00	24 h	1.437.600	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.09.2012 06:00	01.10.2012 06:00	24 h	30.835	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.10.2012 06:00	02.10.2012 06:00	24 h	31.000	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.07.2013 06:00	07.07.2013 06:00	24 h	1.614.999	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.07.2013 06:00	08.07.2013 06:00	24 h	37.336	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.07.2013 06:00	09.07.2013 06:00	24 h	1.565.100	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.07.2013 06:00	14.07.2013 06:00	24 h	1.049.380	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.07.2013 06:00	16.07.2013 06:00	24 h	5.112.538	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.07.2013 06:00	24.07.2013 06:00	24 h	353.320	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.08.2013 08:00	03.09.2013 06:00	190 h	79.698.997	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.09.2013 14:00	05.09.2013 06:00	16 h	3.332.028	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2013 08:00	18.09.2013 06:00	310 h	85.169.226	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.09.2013 00:00	25.09.2013 06:00	6 h	5.236.863	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.09.2013 20:00	26.09.2013 06:00	10 h	8.875.330	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.09.2013 08:00	01.10.2013 06:00	94 h	5.629.002	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	24.02.2012 06:00	25.02.2012 06:00	24 h	1.596.954	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	16.06.2012 06:00	17.06.2012 06:00	24 h	12.524.543	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	17.06.2012 06:00	18.06.2012 06:00	24 h	12.395.722	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	18.06.2012 06:00	19.06.2012 06:00	24 h	14.444.115	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	29.06.2012 06:00	30.06.2012 06:00	24 h	1.490.773	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	05.07.2012 06:00	06.07.2012 06:00	24 h	8.854.593	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	09.07.2012 06:00	10.07.2012 06:00	24 h	1.896.059	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	20.07.2012 06:00	21.07.2012 06:00	24 h	972.207	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	18.10.2012 06:00	19.10.2012 06:00	24 h	8.212.522	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	26.10.2012 06:00	27.10.2012 06:00	24 h	8.315.482	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	22.12.2012 06:00	23.12.2012 06:00	24 h	4.653.049	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	25.12.2012 06:00	26.12.2012 06:00	24 h	24.081.072	
GRTgaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	28.01.2013 06:00	29.01.2013 06:00	24 h	32.089.519	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Einspeisung	01.03.2013 06:00	02.03.2013 06:00	24 h	10.861	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Einspeisung	11.03.2013 06:00	12.03.2013 06:00	24 h	1.200.497	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Einspeisung	10.04.2013 06:00	11.04.2013 06:00	24 h	2.423.999	
GRTgaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Einspeisung	09.07.2012 06:00	11.07.2012 16:00	58 h	5.333.994	
GTG Nord	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	01.11.2012 09:00	01.11.2012 16:00	7 h	563.020	
GTG Nord	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	01.11.2012 20:00	01.11.2012 23:00	3 h	79.199	
GTG Nord	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.11.2012 07:00	03.11.2012 08:00	1 h	10.276	
GTG Nord	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	03.11.2012 20:00	03.11.2012 22:00	2 h	89.140	
GTG Nord	GUP	Oude Staterzijl (GTG Nord)	Einspeisung	04.11.2012 05:00	04.11.2012 06:00	1 h	1.908	
GTG Nord	GUP	Oude Staterzijl (GTG						





Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Fluss-richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunde (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 06:00	24 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	30 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	30 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	30 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	30 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	30 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	14.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	30 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h		
Open Grid Europe GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h		
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	09.06.2011 15:00	10.06.2011 06:00	15 h	508,395	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	10.06.2011 06:00	10.06.2011 15:00	9 h	91,485	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h	1.944,666	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	19.05.2012 18:00	20.05.2012 05:00	11 h	2.737,847	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	07.06.2013 13:00	08.06.2013 06:00	17 h	5.100,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	22.06.2013 17:00	23.06.2013 01:00	8 h	2.589,831	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	14.07.2013 12:00	15.07.2013 09:30	12 h	3.286,236	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Bierwang	Ausspeisung	15.07.2013 11:00	16.07.2013 13:00	2 h	224,293	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	09.06.2011 15:00	10.06.2011 06:00	15 h	373,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	10.06.2011 06:00	10.06.2011 15:00	9 h	225,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h	150,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	21.05.2012 01:00	21.05.2012 10:00	9 h	100,094	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	22.06.2013 18:00	23.06.2013 00:00	6 h	2.858,095	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	14.07.2013 13:00	15.07.2013 00:00	11 h	1.953,985	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Breitbrunn	Ausspeisung	16.07.2013 11:00	16.07.2013 13:00	2 h	432,628	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	09.02.2011 15:00	10.02.2011 06:00	15 h	3.563,340	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	27.04.2011 06:00	28.04.2011 06:00	24 h	10.083,857	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	28.04.2011 06:00	29.04.2011 06:00	24 h	3.243,624	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	12.12.2012 06:00	12.12.2012 15:00	9 h	1.719,245	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	12.12.2012 23:00	13.12.2012 00:00	1 h	101,028	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	09.03.2013 06:00	09.03.2013 13:00	7 h	407,197	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	09.03.2013 13:00	10.03.2013 06:00	17 h	2.872,684	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	09.03.2013 17:00	11.03.2013 06:00	37 h	5.806,639	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ellund	Ausspeisung	27.08.2013 06:00	27.08.2013 18:00	12 h	378,468	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Eynatten (NCG)	Ausspeisung	07.02.2012 09:00	15.02.2012 12:00	195 h	378,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Eynatten (NCG)	Ausspeisung	12.03.2013 06:00	12.03.2013 19:00	13 h	14.574,239	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	01.04.2011 06:00	02.04.2011 06:00	24 h	30.975,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	04.04.2011 15:00	05.04.2011 02:00	11 h	14.950,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	05.04.2011 11:00	06.04.2011 06:00	19 h	18.752,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	07.04.2011 00:00	07.04.2011 06:00	6 h	900,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	13.04.2011 06:00	14.04.2011 06:00	24 h	79.271,860	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	14.04.2011 06:00	14.04.2011 06:00	6 h	4.599,620	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	15.04.2011 06:00	15.04.2011 06:00	2 h	440,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	27.04.2011 10:00	28.04.2011 06:00	20 h	26.780,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	28.04.2011 06:00	29.04.2011 10:00	28 h	6.248,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	09.05.2011 12:00	10.05.2011 13:00	25 h	179,619	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	10.05.2011 06:00	11.05.2011 06:00	24 h	3.235,440	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	11.05.2011 06:00	12.05.2011 06:00	24 h	3.235,416	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	14.05.2011 13:00	15.05.2011 06:00	17 h	19.036,753	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	16.05.2011 18:00	17.05.2011 06:00	12 h	13.077,708	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	17.05.2011 10:00	18.05.2011 06:00	20 h	14.181,199	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	18.05.2011 09:00	19.05.2011 06:00	21 h	23.771,037	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	19.05.2011 09:00	20.05.2011 06:00	21 h	34.759,989	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	28.05.2011 15:00	29.05.2011 06:00	15 h	15.272,145	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	29.05.2011 08:00	30.05.2011 06:00	22 h	59.393,642	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	07.06.2011 06:00	08.06.2011 06:00	24 h	23.653,998	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	08.06.2011 13:00	09.06.2011 06:00	17 h	23.882,803	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	09.06.2011 06:00	10.06.2011 06:00	24 h	75.744,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	10.06.2011 06:00	11.06.2011 06:00	24 h	76.785,600	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	13.07.2011 02:00	13.07.2011 06:00	4 h	2.479,396	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	16.07.2011 16:00	17.07.2011 06:00	14 h	59.557,020	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	15.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	6 h	8.010,024	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	19.05.2012 18:00	20.05.2012 06:00	12 h	2.854,080	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	20.05.2012 09:00	21.05.2012 06:00	21 h	4.994,640	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	21.05.2012 06:00	22.05.2012 06:00	24 h	12.068,160	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	31.05.2012 14:00	01.06.2012 02:00	12 h	2.412,894	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Haiming 27F	Ausspeisung	26.06.2012 14:00	26.06.2012 15:00	1 h	1	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Haiming 27F	Ausspeisung	20.07.2012 17:00	21.07.2012 06:00	13 h	2.151,066	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	14.07.2013 12:00	14.07.2013 13:00	1 h	283,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Haiming 27F	Ausspeisung	14.07.2013 14:00	14.07.2013 15:00	1 h	263,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	01.04.2011 06:00	01.04.2011 21:00	15 h	8.550,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	05.04.2011 11:00	06.04.2011 06:00	19 h	3.420,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	06.04.2011 15:00	06.04.2011 18:00	3 h	540,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	13.04.2011 14:00	14.04.2011 06:00	16 h	4.440,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	14.04.2011 09:00	14.04.2011 11:00	2 h	210,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	21.04.2011 06:00	22.04.2011 06:00	24 h	720,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	01.05.2011 06:00	02.05.2011 06:00	24 h	4.320,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	02.05.2011 15:00	03.05.2011 06:00	14 h	840,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	04.05.2011 06:00	05.05.2011 06:00	24 h	2.208,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	05.05.2011 06:00	06.05.2011 06:00	24 h	1.506,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	06.05.2011 06:00	07.05.2011 06:00	24 h	12.306,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	10.05.2011 06:00	11.05.2011 06:00	24 h	2.160,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	11.05.2011 06:00	12.05.2011 06:00	24 h	2.160,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	12.05.2011 06:00	13.05.2011 06:00	24 h	3.120,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	17.05.2011 15:00	18.05.2011 06:00	15 h	1.800,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	18.05.2011 18:00	19.05.2011 06:00	12 h	3.600,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	19.05.2011 09:00	20.05.2011 06:00	21 h	1.317,750	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	28.05.2011 01:00	29.05.2011 06:00	29 h	1.350,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	29.05.2011 08:00	30.05.2011 06:00	22 h	9.900,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	07.06.2011 02:00	08.06.2011 06:00	28 h	1.080,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	08.06.2011 06:00	09.06.2011 06:00	24 h	3.120,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	09.06.2011 06:00	10.06.2011 06:00	24 h	10.800,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	10.06.2011 06:00	11.06.2011 06:00	24 h	5.760,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	05.07.2011 07:00	06.07.2011 06:00	23 h	2.077,565	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	06.07.2011 06:00	07.07.2011 06:00	24 h	8.331,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	07.07.2011 06:00	08.07.2011 06:00	24 h	4.808,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	08.07.2011 06:00	09.07.2011 06:00	24 h	2.886,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	09.07.2011 06:00	10.07.2011 06:00	24 h	1.811,200	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	10.07.2011 06:00	11.07.2011 06:00	24 h	4.833,680	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	11.07.2011 06:00	12.07.2011 06:00	24 h	2.880,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	12.07.2011 06:00	13.07.2011 06:00	24 h	3.600,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	14.07.2011 06:00	15.07.2011 06:00	24 h	6.960,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	15.07.2011 06:00	16.07.2011 06:00	24 h	6.960,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	16.07.2011 06:00	17.07.2011 06:00	24 h	5.730,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	17.07.2011 06:00	18.07.2011 06:00	24 h	2.880,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	18.07.2011 06:00	19.07.2011 06:00	24 h	1.346,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	19.07.2011 06:00	20.07.2011 06:00	24 h	3.600,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	20.07.2011 06:00	21.07.2011 06:00	24 h	6.480,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	21.07.2011 06:00	22.07.2011 06:00	24 h	9.360,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	22.07.2011 06:00	23.07.2011 06:00	24 h	12.240,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	23.07.2011 06:00	24.07.2011 06:00	24 h	15.120,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	24.07.2011 06:00	25.07.2011 06:00	24 h	2.659,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	25.07.2011 06:00	26.07.2011 06:00	24 h	5.539,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	26.07.2011 06:00	27.07.2011 06:00	24 h	8.419,000	

Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Fluss-richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	07.04.2012 06:00	08.04.2012 06:00	24 h	9.447,336	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	09.04.2012 06:00	10.04.2012 02:00	20 h	7.711,120	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	10.04.2012 13:00	10.04.2012 14:00	1 h	163,756	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	11.04.2012 06:00	11.04.2012 17:00	11 h	3.691,118	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	18.04.2012 06:00	22.04.2012 06:00	96 h	12.361,458	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	25.04.2012 21:00	26.04.2012 01:00	24 h	336,728	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	19.05.2012 18:00	20.05.2012 06:00	12 h	2.966,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	20.05.2012 09:00	21.05.2012 06:00	21 h	4.309,000	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	31.05.2012 14:00	31.05.2012 15:00	1 h	278,642	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Haiming-ABG*	Ausspeisung	31.05.2012 20:00	01.06.2012 03:00	7 h	200,837	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Inzenham	Ausspeisung	10.06.2011 06:00	10.06.2011 13:00	7 h	26,300	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Medelsheim	Ausspeisung	03.02.2012 22:00	07.02.2012 06:00	80 h	97,019,064	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Medelsheim	Ausspeisung	27.02.2013 06:00	28.02.2013 06:00	24 h	24,216,627	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.10.2010 12:00	06.10.2010 06:00	18 h	17,050,516	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.10.2010 11:00	07.10.2010 06:00	19 h	5,677,500	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.10.2010 06:00	08.10.2010 06:00	24 h	2,416,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.10.2010 06:00	09.10.2010 06:00	18 h	2,959,654	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.10.2010 06:00	13.10.2010 06:00	24 h	7,632,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.10.2010 06:00	14.10.2010 06:00	24 h	17,724,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.10.2010 14:00	16.10.2010 22:00	32 h	3,583,520	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.10.2010 14:00	26.10.2010 06:00	16 h	3,329,952	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.10.2010 06:00	27.10.2010 08:00	2 h	536,956	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.10.2010 06:00	28.10.2010 09:00	3 h	1,711,113	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.10.2010 06:00	29.10.2010 18:00	12 h	7,987,212	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.10.2010 06:00	31.10.2010 06:00	24 h	6,385,497	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.10.2010 06:00	01.11.2010 06:00	24 h	5,954,160	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.11.2010 11:00	04.11.2010 06:00	19 h	570,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.11.2010 06:00	06.11.2010 06:00	24 h	7,084,476	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.11.2010 12:00	07.11.2010 06:00	18 h	8,643,960	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.11.2010 06:00	08.11.2010 11:00	5 h	550,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.11.2010 06:00	09.11.2010 06:00	24 h	16,524,284	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.11.2010 06:00	11.11.2010 06:00	24 h	3,901,608	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.11.2010 06:00	12.11.2010 06:00	24 h	4,659,192	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.11.2010 06:00	13.11.2010 06:00	24 h	20,994,768	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.11.2010 06:00	14.11.2010 06:00	24 h	18,069,672	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.11.2010 06:00	15.11.2010 06:00	24 h	21,013,656	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.11.2010 06:00	16.11.2010 06:00	24 h	21,216,672	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	22.11.2010 19:00	23.11.2010 06:00	11 h	7,053,453	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.11.2010 06:00	23.11.2010 16:00	10 h	9,749,300	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.01.2011 06:00	14.01.2011 13:00	7 h	2,829,370	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.01.2011 06:00	18.01.2011 20:00	14 h	3,956,428	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.01.2011 06:00	20.01.2011 22:00	16 h	4,489,260	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.01.2011 06:00	26.01.2011 06:00	24 h	5,061,840	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.01.2011 06:00	27.01.2011 08:00	2 h	1,099,510	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.02.2011 06:00	11.02.2011 06:00	24 h	10,925,064	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.02.2011 06:00	12.02.2011 06:00	24 h	5,616,478	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.02.2011 06:00	13.02.2011 06:00	24 h	2,627,712	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.02.2011 06:00	14.02.2011 06:00	24 h	2,665,776	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.02.2011 06:00	14.02.2011 17:00	11 h	1,890,306	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.02.2011 06:00	16.02.2011 06:00	24 h	6,360,360	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.02.2011 05:00	17.02.2011 06:00	25 h	3,374,750	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.02.2011 06:00	18.02.2011 06:00	24 h	7,192,792	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.02.2011 06:00	19.02.2011 06:00	24 h	10,283,832	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	22.02.2011 23:00	23.02.2011 06:00	7 h	10,038,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.02.2011 06:00	24.02.2011 06:00	24 h	13,146,056	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.02.2011 06:00	25.02.2011 06:00	24 h	9,088,808	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.03.2011 06:00	06.03.2011 06:00	24 h	3,624,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.03.2011 06:00	07.03.2011 06:00	24 h	7,752,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.03.2011 06:00	08.03.2011 06:00	24 h	11,157,480	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.03.2011 06:00	09.03.2011 06:00	24 h	6,676,320	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.03.2011 06:00	11.03.2011 00:00	18 h	9,039,348	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.03.2011 06:00	12.03.2011 00:00	18 h	9,039,348	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.03.2011 06:00	13.03.2011 21:00	15 h	5,276,925	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.03.2011 06:00	17.03.2011 00:00	18 h	6,303,848	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.03.2011 06:00	18.03.2011 00:00	18 h	7,638,192	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.03.2011 06:00	19.03.2011 06:00	24 h	16,437,828	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.03.2011 06:00	20.03.2011 06:00	24 h	35,267,532	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.03.2011 06:00	21.03.2011 06:00	24 h	13,485,240	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.03.2011 06:00	22.03.2011 06:00	24 h	16,923,560	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.03.2011 06:00	24.03.2011 06:00	24 h	11,904,160	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.03.2011 14:00	25.03.2011 06:00	16 h	6,272,352	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.03.2011 14:00	26.03.2011 06:00	16 h	262,200	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.03.2011 06:00	27.03.2011 06:00	24 h	4,843,800	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.03.2011 06:00	28.03.2011 06:00	24 h	2,661,312	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.03.2011 23:00	29.03.2011 06:00	7 h	3,399,984	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.03.2011 06:00	30.03.2011 06:00	24 h	11,997,484	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.03.2011 19:00	31.03.2011 06:00	11 h	11,303,544	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.04.2011 06:00	21.04.2011 06:00	24 h	33,185,850	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.04.2011 06:00	22.04.2011 06:00	24 h	20,260,724	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.04.2011 02:00	26.04.2011 06:00	4 h	1,824,664	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.04.2011 06:00	26.04.2011 06:00	24 h	4,800,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.04.2011 15:00	27.04.2011 06:00	15 h	10,062,912	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.04.2011 06:00	28.04.2011 06:00	24 h	18,184,704	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.04.2011 06:00	29.04.2011 06:00	24 h	16,835,592	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.04.2011 06:00	30.04.2011 06:00	24 h	5,879,352	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.06.2011 06:00	03.06.2011 06:00	24 h	23,325,144	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.06.2011 06:00	04.06.2011 06:00	24 h	21,732,858	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.06.2011 10:00	07.06.2011 01:00	15 h	14,875,100	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.06.2011 10:00	08.06.2011 06:00	20 h	5,699,260	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.06.2011 04:00	09.06.2011 06:00	26 h	21,150,800	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.06.2011 06:00	10.06.2011 06:00	24 h	54,460,848	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.06.2011 06:00	10.06.2011 16:00	10 h	17,931,930	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.07.2011 06:00	12.07.2011 22:00	16 h	7,448,096	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.07.2011 11:00	15.07.2011 06:00	19 h	1,937,664	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.07.2011 16:00	17.07.2011 06:00	14 h	35,966,981	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.09.2011 06:00	26.09.2011 06:00	600 h	427,800,249	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.09.2011 06:00	29.09.2011 06:00	24 h	41,207,480	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.10.2011 06:00	05.10.2011 18:00	12 h	17,706,144	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.10.2011 06:00	06.10.2011 18:00	12 h	17,506,056	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.10.2011 13:00	06.10.2011 18:00	5 h	406,280	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.02.2012 18:00	08.02.2012 06:00	132 h	113,358,897	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.03.2012 06:00	29.03.2012 00:00	18 h	5,418,588	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.03.2012 06:00	31.03.2012 20:00	25 h	3,363,726	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.04.2012 06:00	08.04.2012 06:00	24 h	3,833,133	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.04.2012 06:00	12.04.2012 09:00	1 h	39,104	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.04.2012 05:00	13.04.2012 13:00	8 h	935,016	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.04.2012 19:00	17.04.2012 00:00	5 h	2,563	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.04.2012 07:00	18.04.2012 06:00	23 h	3,568,832	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.04.2012 08:00	20.04.2012 18:00	58 h	1,804,076	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.04.2012 08:00	24.04.2012 11:00	3 h	25,059	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.04.2012 05:00	26.04.2012 06:00	1 h	83	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.04.2012 12:00	27.04.2012 06:00	18 h	5,352	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.04.2012 08:00	29.04.2012 00:00	16 h	1,814,520	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.04.2012 06:00	30.04.2012 06:00	24 h	2,106,805	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.05.2012 08:00	06.05.2012 01:00	17 h	432	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.05.2012 06:00	07.05.2012 06:00	24 h	9,003	
Open Grid Europe								

Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Fluss-richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.05.2012 19:00	01.06.2012 06:00	11 h	31,637	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.06.2012 07:00	08.06.2012 00:00	17 h	119,476	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.06.2012 06:00	09.06.2012 18:00	12 h	52,800	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.06.2012 00:00	12.06.2012 06:00	6 h	11,558	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.06.2012 16:00	12.06.2012 17:00	1 h	114,143	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.06.2012 12:00	13.06.2012 13:00	1 h	2,843	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.06.2012 06:00	15.06.2012 10:00	4 h	22,667	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.06.2012 00:00	16.06.2012 01:00	1 h	5,099	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.06.2012 07:00	16.06.2012 09:00	2 h	10,079	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.06.2012 00:00	18.06.2012 04:00	4 h	8,692	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.06.2012 05:00	18.06.2012 06:00	1 h	1,171	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.06.2012 06:00	19.06.2012 11:00	5 h	9,740	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.06.2012 06:00	20.06.2012 10:00	4 h	7,522	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.06.2012 20:00	20.06.2012 21:00	1 h	158,914	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.06.2012 20:00	20.06.2012 22:00	2 h	4,284	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.06.2012 03:00	21.06.2012 10:00	7 h	11,576	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.06.2012 13:00	21.06.2012 14:00	1 h	9,95	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	22.06.2012 06:00	22.06.2012 10:00	4 h	3,899	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.06.2012 06:00	23.06.2012 12:00	6 h	13,329	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.06.2012 14:00	23.06.2012 15:00	1 h	2,553	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.06.2012 16:00	23.06.2012 21:00	5 h	9,712	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.06.2012 04:00	24.06.2012 16:00	12 h	24,971	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.06.2012 20:00	25.06.2012 00:00	4 h	9,053	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.06.2012 12:00	26.06.2012 06:00	18 h	3,601,452	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.06.2012 21:00	25.06.2012 23:00	2 h	4,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.06.2012 00:00	26.06.2012 02:00	2 h	2,322	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	26.06.2012 06:00	26.06.2012 07:00	1 h	421	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.06.2012 00:00	27.06.2012 01:00	1 h	60,185	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.06.2012 00:00	27.06.2012 12:00	12 h	32,295	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.06.2012 06:00	28.06.2012 10:00	4 h	5,161	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.06.2012 18:00	28.06.2012 21:00	3 h	10,515	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	29.06.2012 07:00	29.06.2012 08:00	1 h	3,892	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.06.2012 06:00	30.06.2012 11:00	5 h	10,490	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.06.2012 12:00	30.06.2012 14:00	2 h	3,622	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.06.2012 15:00	30.06.2012 18:00	3 h	3,753	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.06.2012 20:00	01.07.2012 02:00	6 h	10,601	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.07.2012 00:00	02.07.2012 14:00	38 h	3,778,034	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.07.2012 10:00	02.07.2012 06:00	20 h	3,309,529	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.07.2012 12:00	01.07.2012 16:00	4 h	8,141	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.07.2012 08:00	02.07.2012 10:00	2 h	3,806	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.07.2012 10:00	02.07.2012 12:00	2 h	10,031	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 02:00	03.07.2012 03:00	1 h	145,309	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 06:00	03.07.2012 08:00	2 h	227,781	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 08:00	03.07.2012 12:00	4 h	1,170,117	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 12:00	03.07.2012 15:00	3 h	360,639	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 14:00	03.07.2012 15:00	1 h	326,600	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 18:00	03.07.2012 19:00	1 h	19	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	03.07.2012 19:00	03.07.2012 20:00	1 h	50,618	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.07.2012 13:00	04.07.2012 16:00	3 h	3,056	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.07.2012 17:00	05.07.2012 00:00	7 h	7,867	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.07.2012 00:00	05.07.2012 01:00	1 h	54,163	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.07.2012 01:00	05.07.2012 06:00	5 h	342,338	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.07.2012 16:00	05.07.2012 18:00	2 h	2,102	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.07.2012 23:00	06.07.2012 00:00	1 h	9,520	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.07.2012 09:00	09.07.2012 10:00	1 h	58,705	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.07.2012 12:00	09.07.2012 13:00	1 h	1,205	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.07.2012 06:00	10.07.2012 07:00	1 h	2,899	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.07.2012 13:00	10.07.2012 14:00	1 h	2,618	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.07.2012 17:00	11.07.2012 00:00	7 h	11,062	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.07.2012 06:00	13.07.2012 08:00	2 h	4,893	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.07.2012 16:00	13.07.2012 17:00	1 h	1,428	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.07.2012 06:00	14.07.2012 10:00	4 h	6,727	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.07.2012 12:00	14.07.2012 18:00	6 h	14,771	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.07.2012 12:00	16.07.2012 06:00	18 h	46,547	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.07.2012 14:00	17.07.2012 00:00	10 h	16,286	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.07.2012 16:00	17.07.2012 18:00	2 h	891,538	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.07.2012 18:00	18.07.2012 00:00	6 h	21,262	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.07.2012 02:00	18.07.2012 10:00	8 h	19,645	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.07.2012 11:00	18.07.2012 17:00	6 h	9,910	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.07.2012 20:00	18.07.2012 21:00	1 h	2,715	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.07.2012 00:00	19.07.2012 06:00	6 h	13,889	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.07.2012 13:00	19.07.2012 14:00	1 h	1,045	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 06:00	20.07.2012 07:00	1 h	17,750	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 06:00	20.07.2012 12:00	6 h	18,000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 11:00	20.07.2012 12:00	1 h	92,063	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 14:00	20.07.2012 15:00	1 h	76,655	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 14:00	20.07.2012 17:00	3 h	62,533	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 19:00	20.07.2012 20:00	1 h	449,673	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.07.2012 20:00	21.07.2012 06:00	10 h	414,289	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.07.2012 06:00	31.07.2012 10:00	4 h	6,219	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	31.07.2012 13:00	31.07.2012 14:00	1 h	2,305	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.08.2012 22:00	08.08.2012 06:00	8 h	12,024	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	08.08.2012 07:00	08.08.2012 08:00	1 h	166	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.08.2012 06:00	09.08.2012 07:00	1 h	145,824	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.08.2012 09:00	09.08.2012 10:00	1 h	164,451	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.08.2012 12:00	09.08.2012 13:00	1 h	147,751	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	09.08.2012 14:00	09.08.2012 15:00	1 h	166,759	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.08.2012 12:00	14.08.2012 18:00	6 h	20,748	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.08.2012 00:00	15.08.2012 06:00	6 h	20,225	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2012 06:00	05.09.2012 13:00	7 h	268,166	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2012 13:00	05.09.2012 20:00	7 h	470,224	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.09.2012 03:00	06.09.2012 15:00	12 h	407,689	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.09.2012 22:00	07.09.2012 06:00	8 h	270,825	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.09.2012 06:00	10.09.2012 12:00	6 h	28,399	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.09.2012 06:00	12.09.2012 03:00	21 h	90,611	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.09.2012 05:00	12.09.2012 06:00	1 h	4,231	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.09.2012 06:00	13.09.2012 11:00	5 h	22,495	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	06.07.2013 06:00	07.07.2013 15:00	33 h	16,523,373	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.07.2013 22:00	08.07.2013 06:00	8 h	3,786,332	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	14.07.2013 05:00	14.07.2013 06:00	1 h	7	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	15.07.2013 01:00	15.07.2013 06:00	5 h	1,208,049	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.07.2013 00:00	16.07.2013 06:00	6 h	350,242	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.07.2013 11:00	19.07.2013 13:00	2 h	541,590	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.07.2013 06:00	24.07.2013 06:00	1 h	7	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.08.2013 10:00	29.08.2013 06:00	20 h	11,340,551	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2013 10:00	05.09.2013 13:00	3 h	747,619	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2013 15:00	05.09.2013 16:00	1 h	150,733	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.09.2013 17:00	05.09.2013 19:00	2 h	314,504	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	11.09.2013 15:00	11.09.2013 19:00	4 h	119,267	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.09.2013 00:00	25.09.2013 06:00	6 h	132,223	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.09.2013 20:00	25.09.2013 21:00	1 h	70,553	
Open Grid Europe GmbH	MUP	Reckrod I	Ausspeisung	08.02.2012 06:00	15.02.2012 12:00	174 h	6,166,974	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Remich	Ausspeisung	02.02.2012 18:00	08.02.2012 06:00	132 h	29,579,732	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Bierbrunn	Ausspeisung	16.05.2013 20:00	16.05.2013 21:00	1 h	90,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	25.06.2012 19:00	25.06.2012 20:00	1 h	10,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	25.06.2012 23:00	26.06.2012 04:00	5 h	10,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	27.06.2012 00:00	27.06.2012 06:00	6 h	6	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	27.06.2012 09:00	27.06.2012 10:00	1 h	267,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	27.06.2012 13:00	27.06.2012 14:00	1 h	267,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher	Speicher Breitbrunn	Ausspeisung	27.06.2012 17:00	27.06.2012 18:00	1 h	267,000	
Open Grid Europe GmbH	NAP Speicher							



## Anlage 6: Liste historischer Unterbrechungen

(Konsultationsdokument zum Szenarioarahmen für den Netzentwicklungsplan 2015)

Netzbetreiber	Netzkategorie	Netzkategorie-Bezeichnung	Flussrichtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden (Formel)	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh	Kommentar
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	04.10.2013 06:00	05.10.2013 06:00	24 h	266.206	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	21.10.2013 20:00	22.10.2013 06:00	10 h	247.280	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	02.11.2013 08:00	03.11.2013 06:00	22 h	120.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	04.04.2014 14:00	08.04.2014 06:00	88 h	1.090.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	01.05.2014 06:00	03.05.2014 06:00	48 h	1.562.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	09.05.2014 06:00	11.05.2014 06:00	48 h	493.001	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	13.05.2014 06:00	14.05.2014 06:00	24 h	493.001	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	20.05.2014 06:00	21.05.2014 09:00	27 h	418.002	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	22.05.2014 06:00	23.05.2014 06:00	24 h	209.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Ausspeisung	28.05.2014 03:00	31.05.2014 06:00	75 h	840.004	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	04.04.2014 14:00	05.04.2014 06:00	16 h	100.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	06.04.2014 06:00	08.04.2014 06:00	48 h	200.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	01.05.2014 06:00	02.05.2014 06:00	24 h	660.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	09.05.2014 06:00	11.05.2014 06:00	48 h	900.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	13.05.2014 06:00	14.05.2014 06:00	24 h	250.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	16.05.2014 06:00	21.05.2014 06:00	120 h	1.300.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	22.05.2014 06:00	22.05.2014 18:00	12 h	150.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	23.05.2014 06:00	24.05.2014 06:00	24 h	150.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2-RAGES	Ausspeisung	28.05.2014 06:00	01.06.2014 06:00	96 h	1.300.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	04.04.2014 15:00	05.04.2014 06:00	15 h	860.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	01.05.2014 06:00	02.05.2014 06:00	24 h	2.888.828	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	04.05.2014 06:00	04.05.2014 17:00	11 h	90.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	07.05.2014 15:00	09.05.2014 06:00	39 h	2.255.434	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	09.05.2014 13:00	10.05.2014 06:00	17 h	528.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Ausspeisung	28.05.2014 11:00	29.05.2014 06:00	19 h	828.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	04.10.2013 06:00	05.10.2013 06:00	24 h	250.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	04.04.2014 14:00	05.04.2014 06:00	16 h	750.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	06.04.2014 09:00	07.04.2014 06:00	24 h	750.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	21.04.2014 12:00	22.04.2014 06:00	18 h	540.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	30.04.2014 21:00	03.05.2014 06:00	57 h	666.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	04.05.2014 06:00	05.05.2014 06:00	24 h	36.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	09.05.2014 06:00	11.05.2014 06:00	48 h	512.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	13.05.2014 06:00	14.05.2014 06:00	24 h	186.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Ausspeisung	16.05.2014 06:00	17.05.2014 06:00	24 h	90.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	04.10.2013 06:00	05.10.2013 06:00	24 h	430.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	02.11.2013 07:00	03.11.2013 06:00	23 h	700.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	06.04.2014 06:00	08.04.2014 06:00	48 h	1.640.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	30.04.2014 17:00	02.05.2014 06:00	37 h	583.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	09.05.2014 06:00	11.05.2014 06:00	48 h	1.490.002	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	13.05.2014 06:00	14.05.2014 06:00	24 h	1.706.553	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	16.05.2014 06:00	23.05.2014 06:00	168 h	4.060.006	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	24.05.2014 06:00	25.05.2014 06:00	24 h	200.001	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Ausspeisung	29.05.2014 06:00	01.06.2014 06:00	72 h	540.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Haiming 2 ZF	Einspeisung	03.12.2013 18:00	04.12.2013 06:00	12 h	1.750.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Einspeisung	04.12.2013 06:00	04.12.2013 09:00	3 h	1.060.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	Inzenham-West USP	Einspeisung	07.12.2013 06:00	07.12.2013 14:00	8 h	260.000	
bayernets GmbH	GUP	Überacker 2	Einspeisung	06.12.2013 06:00	07.12.2013 06:00	24 h	500.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	26.11.2013 06:00	27.11.2013 06:00	24 h	363.001	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	28.11.2013 06:00	29.11.2013 06:00	24 h	197.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	03.12.2013 18:00	07.12.2013 06:00	84 h	4.948.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	12.12.2013 06:00	12.12.2013 06:00	48 h	610.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	10.01.2014 06:00	11.01.2014 06:00	24 h	535.000	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	13.01.2014 06:00	15.01.2014 06:00	48 h	5.698.647	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	20.01.2014 06:00	21.01.2014 06:00	24 h	1.875.001	
bayernets GmbH	NAP Speicher	USP Haidach	Einspeisung	25.03.2014 06:00	28.03.2014 06:00	24 h	937.001	
GASCADE Gastransport	GUP	Mallnow	Einspeisung	25.01.2014 21:00	26.01.2014 22:00	25 h	53.906.250	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.02.2014 06:00	22.02.2014 06:00	144 h	7.532.198	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.03.2014 00:00	22.03.2014 00:00	24 h	6.454.571	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.04.2014 12:00	05.04.2014 06:00	18 h	1.385.181	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	05.04.2014 11:00	06.04.2014 06:00	19 h	1.652.488	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.04.2014 06:00	15.04.2014 06:00	126 h	37.036.940	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.04.2014 06:00	11.05.2014 06:00	600 h	194.459.700	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.05.2014 06:00	25.05.2014 06:00	312 h	101.530.136	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	28.05.2014 06:00	29.05.2014 06:00	24 h	1.437.600	
GRT gaz Deutschland	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.05.2014 06:00	01.06.2014 06:00	48 h	2.875.200	
GRT gaz Deutschland	GUP	Waidhaus	Ausspeisung	03.10.2013 06:00	05.10.2013 06:00	48 h	2.335.278	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	01.11.2013 06:00	02.11.2013 05:00	23 h	1.956.336	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	04.11.2013 00:00	04.11.2013 05:00	5 h	32.283	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	06.11.2013 03:00	14.11.2013 05:00	194 h	1.886.055	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	14.11.2013 23:00	18.11.2013 07:00	90 h	3.220.924	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	18.11.2013 18:00	18.11.2013 17:00	1 h	48.418	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	18.11.2013 20:00	19.11.2013 06:00	10 h	1.191.524	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	19.11.2013 22:00	21.11.2013 05:00	31 h	2.120.997	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	21.11.2013 23:00	22.11.2013 05:00	6 h	83.720	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	22.11.2013 23:00	23.11.2013 05:00	6 h	96.929	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	23.11.2013 22:00	24.11.2013 06:00	8 h	540.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	25.11.2013 01:00	25.11.2013 05:00	4 h	300.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	28.11.2013 00:00	28.11.2013 06:00	5 h	322.972	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	29.11.2013 00:00	29.11.2013 05:00	5 h	720.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	02.12.2013 15:00	02.12.2013 16:00	1 h	20.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	03.12.2013 00:00	03.12.2013 05:00	5 h	55.695	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	04.12.2013 01:00	04.12.2013 04:00	3 h	4.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	19.02.2014 12:00	19.02.2014 13:30	1 h	20.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	19.02.2014 17:00	19.02.2014 18:00	1 h	10.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	20.02.2014 02:00	20.02.2014 05:00	3 h	40.000	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	20.02.2014 12:00	20.02.2014 17:00	5 h	47.248	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	20.02.2014 19:00	21.02.2014 05:00	10 h	113.288	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	10.04.2014 15:00	10.04.2014 17:00	2 h	391.064	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	10.04.2014 23:00	11.04.2014 05:00	6 h	912.282	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	15.04.2014 13:00	15.04.2014 16:00	3 h	158.440	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	15.04.2014 23:00	16.04.2014 05:00	6 h	277.263	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	05.05.2014 19:00	05.05.2014 20:00	1 h	78.455	
GTG Nord	GUP	Oude Statenzijl	Einspeisung	13.05.2014 01:00	13.05.2014 05:00	4 h	344.550	
Nowega GmbH	MUP	Ahlten	Einspeisung	28.11.2013 06:00	29.11.2013 06:00	24 h	7.200.000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Ahlten	Ausspeisung	28.11.2013 06:00	29.11.2013 06:00	24 h	7.200.000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	21.03.2014 06:00	22.03.2014 06:00	24 h	42.100.050	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	30.03.2014 22:00	31.03.2014 06:00	8 h	8.531.059	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	02.04.2014 06:00	03.04.2014 06:00	24 h	32.490.674	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	04.04.2014 06:00	06.04.2014 06:00	48 h	48.189.228	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	10.04.2014 06:00	11.04.2014 06:00	24 h	7.276.946	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	12.04.2014 20:00	13.04.2014 06:00	10 h	4.315.610	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.04.2014 17:00	15.04.2014 06:00	37 h	32.131.867	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	17.04.2014 06:00	18.04.2014 06:00	24 h	45.140.016	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.04.2014 23:00	19.04.2014 06:00	7 h	9.085.577	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	23.04.2014 13:00	24.04.2014 06:00	17 h	1.551.054	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	25.04.2014 06:00	26.04.2014 06:00	24 h	8.016.241	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	01.05.2014 06:00	07.05.2014 06:00	144 h	70.064.029	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	07.05.2014 11:00	10.05.2014 06:00	67 h	44.726.722	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	13.05.2014 06:00	14.05.2014 06:00	24 h	7.397.000	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	16.05.2014 06:00	17.05.2014 12:00	30 h	9.887.013	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	18.05.2014 23:00	19.05.2014 06:00	4 h	27.551	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	19.05.2014 05:00	19.05.2014 06:00	1 h	4.152	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	20.05.2014 08:00	22.05.2014 06:00	46 h	20.712.033	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	24.05.2014 06:00	25.05.2014 06:00	24 h	4.593.981	
Open Grid Europe GmbH	GUP	Oberkappel	Ausspeisung	27.05.2014 06:00	28.05.2014 06:00	24 h	6.437.277	

## Anlage 6: Liste historischer Unterbrechungen

(Konsultationsdokument zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015)

Netzbetreiber	Netzkoppelpunkt Kategorie	Netzkoppelpunkt Bezeichnung	Kapazitäts- produkt	Fluss- richtung	Unterbrechung von TT.MM.JJJJ hh:mm	Unterbrechung bis TT.MM.JJJJ hh:mm	Dauer in Stunden	nominierte Gasmenge, für die die Unterbrechung ausgesprochen wurde in kWh
bayernets GmbH	NAP Letztverbraucher	(anonymisiert)	FZK	Ausspeisung	19.09.2011 15:34	19.09.2011 16:47	1 h	
Fluxys TENP TSO SpA	Grenz-NKP	Bocholtz	FZK	Einspeisung	02.05.2011 07:00	02.05.2011 09:00	2 h	10.700.000
Fluxys TENP TSO SpA	Grenz-NKP	Wallbach	FZK	Ausspeisung	02.08.2011 06:00	04.08.2011 06:00	48 h	1.007.184
GASCADE Gastransport	GÜP	Mallnow	FZK	Einspeisung	08.10.2013 20:00	08.10.2013 23:00	3 h	32.269.738
GASCADE Gastransport	GÜP	Mallnow	FZK	Einspeisung	09.10.2013 14:00	10.10.2013 06:00	16 h	8.470.672
GASCADE Gastransport	GÜP	Mallnow	FZK	Einspeisung	08.01.2014 14:00	09.01.2014 06:00	16 h	88.585.410
GASCADE Gastransport	GÜP	Mallnow	FZK	Einspeisung	25.01.2014 21:00	26.01.2014 22:00	25 h	190.763.870
GTG Nord	Grenz-NKP	Oude Statenzijl	bFZK	Einspeisung	05.12.2013 06:00	05.12.2013 09:00	3 h	184.973
Open Grid Europe GmbH	Grenz-NKP	Bocholtz	FZK	Einspeisung	02.05.2011 07:00	02.05.2011 09:00	2 h	4.466.982
Thyssengas GmbH	NAP Speicher	Xanten UGS-A	FZK	Ausspeisung	26.09.2011 03:00	26.09.2011 06:00	3 h	982.270
Thyssengas GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	IB fest	Ausspeisung	12.06.2012 09:50	12.06.2012 19:00	9 h	
Thyssengas GmbH	NKP nachgl. NB	(anonymisiert)	IB fest	Ausspeisung	05.12.2012 13:00	06.12.2012 07:00	18 h	