



**Az.: 8615-NEP Gas 2016-2026 Konsultation NEP Gas**

**26.07.2017**

### **Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber (NEP Gas 2016-2026)**

**hier: Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs eines Netzentwicklungsplans (Stand: 05. April 2017)**

---

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 (NEP) gemeinsam erarbeitet und der Bundesnetzagentur am 05. April 2017 als zweiten Entwurf zur Prüfung vorgelegt. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hat der NEP 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. Der Plan basiert auf dem von der Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG am 11. Dezember 2015 zunächst bestätigten und in Teilen mit der am 03. Januar 2017 getroffenen Teilneubescheidung abgeänderten Szenariorahmen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ebenso verpflichtet, jährlich zum 1. April den langfristigen Kapazitätsbedarf marktgebietsweit zu ermitteln. Der vorgelegte Entwurf des NEP dient der gleichzeitigen Umsetzung der Verpflichtungen sowohl aus § 17 GasNZV als auch aus § 15a EnWG.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG verpflichtet, die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung zum NEP zu veröffentlichen. Die vorliegende Zusammenfassung setzt die Vorgabe um.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 und die Stellungnahmen aus den Konsultationen der Bundesnetzagentur sind online abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2016/Konsultation2016/NEP\\_Gas2016\\_Konsult\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/Konsultation2016/NEP_Gas2016_Konsult_node.html)

## **I. Bisheriges Verfahren**

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die FNB einen ersten Entwurf des NEP Gas 2016-2026 erarbeitet und am 15. Februar 2016 erstmalig veröffentlicht. Sie konsultierten ihn in der Zeit vom 15. Februar bis zum 04. März 2016. Insgesamt gingen hierzu 28 Stellungnahmen ein.

Daraufhin haben die FNB den überarbeiteten Entwurf des NEP am 1. April 2016 an die Bundesnetzagentur erstmalig übergeben und zeitgleich auf ihrer Internetseite eingestellt.

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte den Entwurf des NEP sowie die Anlagen in Form von Listen zu den Netzausbaumaßnahmen und zur Kapazitätsentwicklung ebenso auf der eigenen Internetseite.

Die Öffentlichkeit hatte in der Zeit vom 18. April bis zum 27. Mai 2016 im Rahmen der Konsultation durch die Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP (erste Konsultation). Hierfür hatte die Bundesnetzagentur einen strukturierten Fragenkatalog für die Konsultationsteilnehmer veröffentlicht.<sup>2</sup> Mit diesem wurde die Konsultation der Marktteilnehmer auf eine umfassende Beurteilung des NEP gerichtet.

Am 11. Mai 2016 fand ein öffentlicher Workshop zum NEP allgemein statt, in dem alle potentiellen und tatsächlichen Netznutzer mündlich Stellung nehmen konnten. Die Präsentationen sind auf der Website der Bundesnetzagentur abrufbar.<sup>3</sup>

Die Bundesnetzagentur hatte eine erneute Konsultation durchzuführen. Dies war notwendig, da die FNB den ersten Entwurf vom 1. April 2016 noch einmal überarbeiten mussten. Anlass war, dass die Bundesnetzagentur aufgrund der Beschwerde von zwei Unternehmen die Bestätigung des Szenariorahmens widerrufen und neu beschieden hat. Dabei ging es um die Berücksichtigung von Gaskraftwerksprojekten im Szenariorahmen.<sup>4</sup> In diesem Punkt musste der Ausbau im NEP Gas neu berechnet werden. Die Marktteilnehmer erhielten daher vom 10. April bis zum 10. Mai 2017 erneut Gelegenheit, zum zweiten Entwurf der des NEP Gas 2016-

---

<sup>2</sup> Konsultationsfragebogen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2016/Konsultation/NEP\\_Gas\\_2016\\_Fragebogen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2016/Konsultation/NEP_Gas_2016_Fragebogen.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

<sup>3</sup> Workshop zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, [https://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1432/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEPGas/2016\\_NEP\\_Workshop.html?nn=679064](https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEPGas/2016_NEP_Workshop.html?nn=679064)

<sup>4</sup> Teilweiser Widerruf und teilweise Neubeschcheidung der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 49 Abs. 1 VwVfG sowie § 15a Abs. 1 S. 7 i.V.m. § 15a Abs. 1 S. 4 und S. 6 EnWG (Teilneubescheidung Szenariorahmen) vom 03. Januar 2017, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2016/Szenariorahmen2016/NEP\\_Gas\\_Szenario\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/Szenariorahmen2016/NEP_Gas_Szenario_node.html)

2026 Stellung zu nehmen (zweite Konsultation). Es war nicht notwendig, bereits abgegebene Stellungnahmen zu wiederholen.

## **II. Überblick über die wesentlichen Ergebnisse aus der ersten Konsultation der Bundesnetzagentur**

Der im Gesetzgebungsprozess befindliche Wechsel hin zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus ab dem Jahr 2016 wird durchweg begrüßt.

Trotz positiver Wahrnehmung der erhöhten Transparenz im NEP allgemein bleibt zentraler Kritikpunkt die fehlende Aussagekraft der im Netzentwicklungsplan aufgeführten (Ausbau-) Maßnahmen im Hinblick auf die Erhöhung verfügbarer fester Kapazitäten zu einem definierten Zeitpunkt (Kalenderjahr) an einem definierten Netzkoppelpunkt oder (Teil-) Netz. Für eine große Anzahl der Stellungnehmer ist nicht nachvollziehbar, dass die FNB keinen Zusammenhang zwischen Bedarf und kapazitiven Auswirkungen herstellen. Daher fordern sie für jeglichen bisher nicht erfüllten bzw. zukünftig zusätzlichen Kapazitätsbedarf insbesondere der nachgelagerten Netzbetreiber eine konkrete Auflistung, welches Projekt/ welche Maßnahme die FNB im Einzelnen vorsehen, um diesen Bedarf in dem jeweilig anzugebenden Zeitrahmen zu erfüllen.

Hinsichtlich des Kapazitätsansatzes für den Bestand lehnen die meisten Stellungnehmer eine Ausweitung des DZK-Ansatzes auf Bestandskraftwerke bzw. des TAK-Ansatzes auf Bestandsspeicher grundsätzlich ab. Allerdings begrüßt die Mehrzahl die Berücksichtigung der Entwicklung des Kapazitätsbedarfes im Verteilernetz auf Basis der internen Bestellung der Verteilernetzbetreiber und fordert erneut, die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber gem. Kooperationsvereinbarung (§ 16 KoV) für den gesamten Planungshorizont des Netzentwicklungsplans zu übernehmen.

Einige Stellungnehmer äußern sich hinsichtlich der Eingangsgrößen zur Netzmodellierung über einen uneinheitlichen Ansatz der bei den Verteilernetzbetreibern angeschlossenen Industriekunden und der direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden. Sie sprechen sich daher für eine konstante Fortschreibung des Bedarfs ab 2020 aus, da dies auch der konstanten Berücksichtigung der direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industrieanlagen entspreche.

Bei der Entwicklung der L-Gas Versorgung sei es schwierig zu beurteilen, ob die getroffenen Annahmen zur L-Gas-Leistungsbilanz sachgerecht sind und sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Erfordernisse des L-Gas-Marktes angemessen berücksichtigen. Angemerkt wurde, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit den von der Umstellung betroffenen L-Gas Speichern frühzeitiger als bisher geschehen in Kontakt treten sollten, um die Voraussetzun-

gen für die aus Netzsicht notwendige Leistungsbereitstellung aus den L-Gas Speichern zu schaffen.

Die Erstellung der H-Gas Leistungsbilanz wird begrüßt, allerdings bedürften die Eingangsdaten für die meisten Marktteilnehmer einer zusätzlichen Erläuterung. Insbesondere der Ansatz der Speicher wird deutlich kritisiert. Insgesamt besteht ein einheitlicher Wunsch nach Transparenzverbesserung bei der Erstellung der H-Gas-Bilanz. Weiterhin sprechen sich die an Deutschland grenzenden Netzbetreiber und Regulierungsbehörden für eine stärkere Berücksichtigung von angrenzenden Netzplanungen (Niederlande, Frankreich, Österreich) im deutschen Plan aus.

Hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber erscheint den Konsultationsteilnehmern der Ansatz, der der Modellierungsvariante II.A zu Grunde liegt und die Langfristprognosen der VNB berücksichtigt, sachgerechter. Beim Ansatz gemäß Modellierungsvariante II.B wird kritisiert, dass auf Grund einer rückläufigen aggregierten Gasverbrauchsmenge proportional auf einen rückläufigen Leistungsbedarf geschlossen werde.

In der ersten Konsultation der Bundesnetzagentur zum Entwurf des NEP Gas 2016-2026 gingen insgesamt 31 Stellungnahmen ein. Eine Stellungnahme wurde auf Grund von enthaltenden Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nicht veröffentlicht. Die übrigen Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur<sup>5</sup> einsehbar.

<b>Name</b>	<b>Gruppe</b>
BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	Verband
BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit – Referat KI I 6	Ministerium
Brunsbüttel Ports GmbH	Industrie
E3G	Verband
E.ON	Konzern
E-Control AG	Ausländischer Regulierer
EnBW - Energie Baden-Württemberg AG	Konzern
energcity - Stadtwerke Hannover AG	VNB
Energienetze Bayern GmbH	VNB

---

<sup>5</sup> Stellungnahmen zur Bundesnetzagentur zur ersten Konsultation, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentwicklung\\_UndSmartGrid/Gas/NEP\\_2016/Konsultation/NEP\\_Gas\\_2016\\_Stellungnahmen.zip?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentwicklung_UndSmartGrid/Gas/NEP_2016/Konsultation/NEP_Gas_2016_Stellungnahmen.zip?__blob=publicationFile&v=3)

EWE NETZ	VNB
FNB Gas	Verband
Gasunie Transport Services B.V.	Ausländischer Netzbetreiber
Gazprom Export LLC	Händler
GEODE	Verband
GRTgaz	Ausländischer Netzbetreiber
INES - Initiative Erdgasspeicher e.V.	Verband
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	VNB
Netze BW GmbH	VNB
PQ ENERGY	Kraftwerksbetreiber
RheinEnergie	Energieversorger
Rheinische NETZGesellschaft	VNB
RWE Supply & Trading GmbH	Händler
Schleswig Holstein Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Technologie und Verkehr	Ministerium
schwaben netz	VNB
Stadtwerke Kiel AG und Stadtwerke Kiel Netz GmbH	Energieversorger und VNB
Statoil	Konzern
Uniper SE	Konzern
VIK/VCI	Verband
VKU	Verband
Wesernetz Bremen GmbH	VNB
WINGAS	Händler

### **III. Überblick über die wesentlichen Ergebnisse aus der zweiten Konsultation**

Am 10. April 2017 veröffentlichte die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 sowie die Projektsteckbriefe. Die Bundesnetzagentur gab den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern bis zum 05. Mai 2017 abermals Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen sechs Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit.<sup>6</sup>

<b>Name</b>	<b>Gruppe</b>
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Konzern
Evonik	Industrie
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Verband
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	VNB
Netze BW	VNB
Nord Stream 2 AG	Sonstige

Die EnBW AG und die Netze BW kritisieren die Transparenz des Konsultationsprozesses und die Nachvollziehbarkeit der Netzausbaumaßnahmen.

Weiterhin bittet die Nord Stream 2 AG um eine angemessene Berücksichtigung von Nord Stream 2 im Netzentwicklungsplan. Laut Main-Donau Netzgesellschaft solle die dezentrale Entwicklung in den Verteilnetzen stärker berücksichtigt werden.

Außerdem macht die INES Änderungsvorschläge zu den im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Planungsprämissen in Bezug auf den Ansatz der Gasspeicher.

Die Main-Donau Netzgesellschaft schlägt hinsichtlich des Versorgungssicherheitsszenarios die Verankerung einer rechtzeitigen und engen Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den an ihrem Netz liegenden Verteilernetzbetreibern im Netzentwicklungsplan vor.

---

<sup>6</sup> Stellungnahmen zur Bundesnetzagentur zur zweiten Konsultation, [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2016/Konsultation/NEP\\_Gas\\_2016\\_Stellungnahmen\\_Entwurf2.zip?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2016/Konsultation/NEP_Gas_2016_Stellungnahmen_Entwurf2.zip?__blob=publicationFile&v=2)

#### **IV. Auswertung der Stellungnahmen zur ersten Konsultation im Einzelnen**

Die thematische Gliederung der Konsultationsergebnisse orientiert sich am Konsultationsfragebogen vom 18. April 2016.

##### **1. Allgemeines und grundsätzliche Fragen (Kapitel 2 Entwurf NEP Gas 2016-2026)**

###### 1.1. Annahmen zur Gasbedarfsentwicklung

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und E3G kritisieren das „GREEN Szenario“ des TYNDP von ENTSO-G, welches den Gasbedarfsprognosen bis 2026 der FNB zugrunde gelegt wurde. Der im TYNDP angenommene Gasbedarf läge mit 16 Prozent deutlich über dem tatsächlichen Gasbedarf. Die erhebliche Abweichung des TYNDP zum tatsächlichen Gasbedarf hat sowohl ACER als auch den Europäischen Rechnungshof zu kritischen Stellungnahmen veranlasst. Auf dieser Grundlage regen das BMUB und E3G an, die Notwendigkeit für eine Modellierungsvariante Q.2 erneut zu überprüfen, da aus ihrer Sicht eher von einem sinkenden Gasbedarf auszugehen sei. Außerdem bedauert das BMUB die fehlende Einbeziehung der FfE-Studie im NEP Gas 2016-2026.

Die Verbände VIK/VCI halten den im NEP Gas 2016-2026 prognostizierten deutschen Gasbedarf für nachvollziehbar, betonen jedoch auch, dass dies nicht für Europa der Fall sei.

E.ON, Uniper sowie VKU befürworten, dass sich der NEP Gas 2016-2026 auf nur noch ein Szenario beschränkt, das den Gasbedarf bis 2026 darstellt. E.ON bemängelt, aber sieht den angenommenen Rückgang von 11 Prozent von 2013 bis 2026 im Verbrauchssektor Industrie skeptisch und geht auf Grundlage vorliegender Kapazitätsanfragen eher von einem konstanten bis leicht steigenden Gasbedarf aus. Genauso weisen Energienetze Bayern und auch schwaben netz auf einen steigenden Gasbedarf in ihren Netzgebieten hin.

Wegen des kontinuierlichen Rückgangs der Produktion von L-Gas in Deutschland und des sinkenden Imports von L-Gas von den Niederlanden nach Deutschland sowie einer erwarteten Reduzierung der Gaslieferung aus Norwegen, geht auch Gazprom von einem höheren Gasimportbedarf aus. Um die rückläufigen Gaslieferungen zu kompensieren und aus Gründen der Versorgungssicherheit befürwortet Gazprom den Bau der Nord Stream Erweiterung und merkt an, dass die Modellierungsvariante Q.2 vorteilhaft für Deutschland und Europa sei. In Bezug auf die von Gazprom erwähnte Gaslieferungsproblematik aus Norwegen weist hingegen die Statoil darauf hin, dass eine konstante Gaslieferung aus Norwegen bis 2035 möglich sei und dem auch nichts im Wege stehe.

Aus Sicht der Main-Donau Netzgesellschaft (MDN) ist die interne Bestellung und die langfristige Prognose im NEP Gas 2016-2026 ausreichend berücksichtigt worden und somit auch die Entwicklung des Gasbedarfs plausibel.

E-Control als österreichischer Regulierer gibt an, den deutschen Gasbedarf nicht beurteilen zu können, merkt jedoch an, dass im NEP Gas 2016-2026 die Entwicklung des Austauschs von Erdgas mit angrenzenden Mitgliedsstaaten vernachlässigt wird.

### 1.2.1. Vorgaben zur TaKSi-Modellierungsvariante

Der BDEW, INES, WINGAS sowie VIK/VCI begrüßen die TaKSi-Modellierungsvariante, die eine gesicherte Einspeisung aus Speichern verfolgt. Jedoch ist die TaKSi aus Sicht des BDEW zu interpretationsfähig und widersprüchlich und der Verband wünscht sich daher Darstellungen anhand von konkreten Beispielen. Trotz des komplexen Themas begrüßt WINGAS das Ziel der TaKSi-Modellierungsvariante, mehr Transparenz über die Kostenintensität einer besseren logistischen Anbindung der Bestandsspeicher zu erhalten.

Kritisch bemerken der BDEW, INES und Uniper, dass die TaKSi-Modellierungsvariante erst nach Abschluss des Konsultationsprozesses zum NEP Gas 2016-2026 durch die FNB vorgelegt wurde. Sie regen an, die Ergebnisse der TaKSi-Modellierung im Markt mit allen Marktteilnehmern zu konsultieren.

Außerdem merkt WINGAS an, dass sich die Diskussion um TaKSi im NEP eher um die Vermarktung drehe, als um das eigentliche Ziel der Versorgungssicherheit. Netzausbau sollte demnach nur für eine erhöhte Versorgungssicherheit betrieben werden.

Der BDEW begrüßt zwar, dass durch die TaKSi eine Anpassung bei der Ausspeisekapazität der Speicher erfolgen soll, wünscht sich aber auch eine Anpassung bei der Einspeicherung (50 Prozent der technischen Ausspeicherleistung sollten auch analog für die Einspeicherung gelten).

Der BDEW hat zudem Bedenken, aus welchen Gründen bei einem „Downgrade“ von Bestandsspeichern von fFZK zu TaKSi eine beidseitige Betrachtung vorgenommen werden soll. Dies sei nicht nachvollziehbar und führe zu einer Ungleichbehandlung der Bestandsspeicher. Deshalb sollte ein „Downgrade“ nur erfolgen, wenn die Kapazitäten bei nachgewiesenem Bedarf an anderer Stelle auch mit einer künftigen relevanten Buchung tatsächlich zur Verfügung gestellt werden können. Außerdem wäre eine Begriffsklärung, was genau unter „relevanter Buchung“ zu verstehen ist, sinnvoll. So sei eine pauschale Schlechterstellung der Bestandsspeicher aufgrund der Sonderregelung (fFZK in TaKSi) nicht sachgerecht, da so das Ziel eines effizienten Netzausbaus nicht gewährleistet werde. Die Regelungen der TaKSi berücksichtigten des Weiteren auch nicht die sehr gefragte Spitzenbedarfsabdeckung. Der



BDEW weist darauf hin, dass Speicher u.a. zur Abdeckung von Spitzenbedarfen dienen sollen. Es sollte untersucht werden, ob anstelle einer Verlagerung von Kapazitäten an Bestandsspeichern eine konkurrierende Vermarktung eine optimale Netzauslastung bietet. Alternativ sollte eine mögliche Verlagerung von Kapazitäten von anderen Punkten (ohne relevante Buchungen) an Speicheranschlusspunkte betrachtet werden. Regeln zum Umgang mit Speichern, die über mehrere Anschlusspunkte verfügen, griffen demnach zu kurz.

INES hält eine kalendarische saisonale Betrachtung der Ein- und Ausspeiseleistung der Speicher für nicht sachgerecht. Ein Ansatz von 50 Prozent TAKSi bei Bestandsspeichern wird als zu wenig erachtet und daher als kritisch angesehen (bei neuen bzw. erweiterbaren Speicheranlagen Ansatz 100 Prozent). Diese würde laut INES zu einer Ungleichbehandlung von Neu- und Bestandsanlagen führen. Die Basis (Versorgungsengpass 2012), auf der sich die Beschränkung von 50 Prozent begründet, wird demnach kritisch gesehen. Es sollte lieber in Betracht gezogen werden, welchen Beitrag die Speicher bei zukünftigen Versorgungsengpässen leisten müssen. INES würde daher eine TAKSi-Modellierung bei Bestandsspeichern, die bisher ausschließlich unterbrechbare Kapazitäten anbieten, sehr begrüßen.

INES hält eine Buchungsbetrachtung für nicht notwendig, vielmehr sollten fFZK beibehalten werden. Auch sollte eine Buchungsbetrachtung bei Grenzübergangspunkten (GÜP) erfolgen. Beschränkte Kapazitäten (LaFZK, BZK, DZK, o.ä.) sollten bestehen bleiben und in den Buchungssituationen berücksichtigt werden. Fraglich ist auch, ob die Aufteilung der 50 Prozent auf mehrere Anschlusspunkte sachgerecht erfolgen kann, insbesondere in Bezug auf die ausländischen Anteile.

WINGAS weist noch einmal ausdrücklich darauf hin, dass das Ziel der TakSi-Modellierungsvariante sein sollte, mehr Transparenz über die Kostenintensität einer besseren logistischen Anbindung der Bestandsspeicher zu erhalten.

#### 1.2.2. Berücksichtigung der H-Gas-Aufkommensquellen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs

INES sieht die Modellierung des Kapazitätsbedarfs von Speichern mit TakSi als sachgerecht. Trotzdem sollte in der Vermarktung von Kapazitäten nach Möglichkeit fFZK für die Speicher bereitgestellt werden, beispielsweise durch Verlagerung ungenutzter Kapazitäten. Die Planung des Kapazitätsbedarfes an den GÜP sollte möglichst gleichmäßig über das Jahr erfolgen, da eine unterjährige Strukturierung günstiger über Speicher erfolgen könne.

Das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie in Schleswig-Holstein bemängelt im NEP Gas 2016-2026 die Vernachlässigung von verfügbaren LNG-Kapazitäten in der Region West/Südwest und ist der Ansicht, dass spätestens im NEP Gas 2018-2028 ein eigenes LNG-Szenario aufgenommen werden sollte. Außerdem weist das Ministerium in diesem Zusammenhang auf die Europäische Kommission hin, die am 16. Februar 2016 ein

Paket von Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung vorlegte und dort auch noch einmal die Bedeutung von LNG hervorgehoben hat. Um dem Rechnung zu tragen, sollte Deutschland ein eigenes LNG-Terminal errichten. Aus Sicht des Ministeriums stellt das an der Elbemündung und am Nord-Ostseekanal gelegene Industriegebiet Brunsbüttel einen geeigneten Standort dar.

### 1.2.3. NEP-Turnus / Umsetzungsbericht

Die Änderung des § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), welcher einen zweijährlichen Erstellungsrhythmus für den Netzentwicklungsplan Gas vorsieht, wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern und den Marktteilnehmern (BDEW, E.ON, EnBW, INES, Stadtwerke Kiel (SW Kiel), VKU) positiv aufgenommen und führt ihrer Ansicht nach zu einer Entzerrung in dem ansonsten sehr eng getakteten NEP-Zeitplan. Dies biete die Möglichkeit, Planungsmaßnahmen sorgfältig zu analysieren und zu konsultieren. INES merkt jedoch an, dass bei der zweijährlichen Erstellung die grundlegenden Prämissen für die Netzmodellierung sachgerecht sein sollten, um Fehlentwicklungen bei der NEP-Planung zu vermeiden. Der Schwerpunkt der NEP-Planung sollte neben dem Fortschrittsbericht zum laufenden NEP insbesondere auf die Weiterentwicklung der angewendeten Planungsprämissen gelegt werden.

In den Zwischenjahren, in denen kein NEP Gas veröffentlicht wird, erfolgt die Erstellung eines Umsetzungsberichts. Der Umsetzungsbericht gemäß § 15b EnWG, der am 1. April 2017 zum ersten Mal von den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden soll, soll über neue Erkenntnisse informieren, Angaben zum Stand von Umsetzung und Verzögerungen der Netzausbaumaßnahmen machen sowie die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. EWE Netz und VKU merken bezüglich des Umsetzungsberichtes an, dass dieser aktuelle Erkenntnisse zeitnah aufgreifen sollte. Problematisch hierbei sei jedoch, dass der Umsetzungsbericht auf einem "bereits festen" Szenariorahmen und NEP Gas aufbaue. Eigentlich müssten diese an aktuelle Erkenntnisse angepasst werden. Dies betreffe kurzfristige Erkenntnisse z.B. im Rahmen der Marktraumumstellung (MRU).

Der BDEW, E.ON, GEODE, MDN, Netze BW, SW Kiel, VIK/VCI, Uniper, VKU, wesernetz Bremen sowie EnBW weisen noch einmal darauf hin, dass neue Erkenntnisse, die sich zwischen den Erstellungsterminen ergeben, dokumentiert bzw. kommuniziert werden (bspw. in einem Informationspool) und von den FNB in der Kapazitätsplanung Berücksichtigung finden sollten. Diese Prozesse sollten transparent für alle Beteiligten sein; nur so lasse sich ein unnötiger Netzausbau vermeiden und eine rechtzeitige Fertigstellung von Baumaßnahmen zur Kapazitätsbereitstellung gewährleisten. Außerdem wird angeregt, dass bei Erkenntnissen, die nicht in den Umsetzungsbericht aufgenommen werden, eine Möglichkeit geschaffen werden sollte, um auf diese zu reagieren (bspw. durch die Ermöglichung von Stellung-

nahmen). Für weitere kurzfristige Erkenntnisse in der Zwischenzeit gebe es vorhandene Regelungen z. B. in der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) (§ 16 Ziffer 4 KoV), um Kapazitätsänderungen in den Zwischenjahren zu adressieren.

Zuletzt weist der BDEW darauf hin, dass die Branche noch unsicher sei wie neue Erkenntnisse zu Kapazitätsbedarfen zu behandeln sind, die während der Erstellung des Umsetzungsberichts aktuell werden, da auch die Kapazitätsbedarfsermittlung nach § 17 GasNZV in einem jährlichen Turnus erfolge. Der BDEW rät daher, diesen Turnus entweder an den zweijährlichen Turnus des NEP anzupassen oder aber den § 17 GasNZV in den § 15a EnWG zu integrieren.

E.ON sowie Uniper schlagen des Weiteren vor, dem Themenbereich L-H-Gasumstellung eine separate Plattform zu widmen. Dort sollte eine postleitzahlenscharfe Darstellung sowohl von bereits umgestellten Gebieten als auch von Gebieten, die demnächst umgestellt werden sollen, ersichtlich sein (inkl. Nennung des Netzbetreibers und Nennung des Umstellungszeitpunktes). Zudem sollte den postleitzahlenscharfen Darstellungen zu entnehmen sein, bei welchen Gebieten sich zeitliche Änderungen ergeben.

Die MDN ist der Meinung, dass im kommenden Szenariorahmen die dezentrale Entwicklung in den Verteilernetzen stärker berücksichtigt werden sollte. Die Themen Dekarbonisierung und CO<sub>2</sub>-Einsparung würden zu einer Änderung im Energieträgermix zur Wärmebedarfsdeckung und in den Gasanwendungen führen. Die Gesamtmenge des Erdgasbedarfes werde nicht kurzfristig zurückgehen, sondern bei den Haushaltskunden würden Veränderungen auftreten. Allerdings müsse die Rolle des Erdgases im Vergleich mit anderen Energieträgern zur Wärmebedarfsversorgung als beim Einsatz in KWK-Anlagen und für industrielle Prozesswärmekunden hervorgehoben werden.

## **2. Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber (Kapitel 3)**

### 2.1.1. Modellierung des Kapazitätsbedarfs (Verteilernetze)

E.ON begrüßt den Ansatz, dass nur noch eine Modellierungsvariante für den Leistungsbedarf der VNB vorgesehen wird. E.ON spricht sich jedoch dafür aus, dass der Leistungsbedarf nur unter Berücksichtigung der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der VNB über den gesamten Planungszeitraum (entsprechend Modellierungsvariante II.A im Rahmen des NEP Gas 2015) angenommen werden sollte. Denn nur die VNB hätten die Kenntnis über ihre Netzkunden und Versorgungsstrukturen. Dieses würden auch die Prognosen zeigen, die in den letzten Jahren von den VNB abgegeben wurden und die sich bisher als richtig erwiesen hätten. Die Angaben der FNB wichen dagegen erheblich davon ab.

E.ON plädiert dafür, als Startwert für die Modellierung den Wert der internen Bestellung für das Jahr 2015 zu Grunde zu legen, anstatt dem Wert der internen Bestellungen 2016. Entsprechend der Logik des Berechnungstools der internen Bestellung gemäß § 13 KoV VIII wird die Brutto-Kapazität bei der anzuwendenden Auslegungstemperatur mit Hilfe einer Regressionsgeraden unter Berücksichtigung der 120 kältesten Tage der letzten 36 Monate bestimmt. Würde nun, wie in der Modellierung zum NEP Gas 2016-2026, der Startwert der internen Bestellungen des Jahres 2016 zugrunde gelegt, so werden gemäß § 13 KoV nur die 120 kältesten Tage seit dem 01.04.2012 betrachtet und es fehlen somit die für die Berechnung der Regressionsgerade kritischen und für die Versorgungssicherheit relevanten Werte aus dem Februar 2012. Dies führe zu falschen Prognosen des Kapazitätsbedarfs.

Darüber hinaus kritisiert E.ON, dass Verbrauch/Menge und Leistung/Spitzenlast nicht sauber getrennt und argumentativ unsachgerecht vermengt würden.

Enercity kritisiert den Rückgang der ausgewiesenen Bestandskapazitäten der Nowega am Speicher Empelde.

Die Energienetze Bayern beklagt die fehlende Aussagekraft der Maßnahmen mit Hinblick auf die Erhöhung verfügbarer fester Kapazitäten. Außerdem solle die von Vertretern der OGE im Rahmen des Workshops am 11.05.2016 dargestellte mögliche Entkopplung der Neubaumaßnahmen für Reservekraftwerke von den bisher im NEP vorgesehenen Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden. Hierdurch könne die kapazitive Situation im Verteilnetz verbessert werden (keine Auswirkungen der neuen Kraftwerksprodukte auf die Entfristung der Internen Bestellungen) und eine klare Planungsgrundlage für die VNB geschaffen werden.

Aus Sicht der MDN sind die internen Bestellungen sowie die Langfristprognose und somit der Bedarf an Kapazitäten ausreichend berücksichtigt worden.

Netze BW ist der Auffassung, dass der plausibilisierten Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber gegenüber der Top-Down-Prognose stets Vorrang zu gewähren sei. Außerdem wird es für sinnvoll erachtet, den Bedarf der nachgelagerten Netze durchgehend auf Basis der Langfristprognose zu berücksichtigen. Die Kompromisslösung der Modellierung im NEP Gas 2016-2026 wurde allerdings als positiv wahrgenommen.

Die VNB im VKU begrüßen, dass in den Modellierungsvarianten Q.1, Q.2 und TaKSi der Kapazitätsbedarf der VNB berücksichtigt wurde. Aus Sicht der VNB ist der „bottom-up-Ansatz“ aufgrund ihrer dezentralen Kompetenz mit belastbaren Netz- und Kundenkenntnissen sinnvoll. Die 10-Jahresprognose der VNB gemäß KoV stelle eine geeignete Entwicklung der Kapazitäten dar. Gleichwohl teilen die VNB die Einschätzung der Bundesnetzagentur aus der Bestätigung zum Szenariorahmen, dass die Prognosewerte für die Jahre 6 bis 10 mit

größerer Unsicherheit behaftet sind. Von daher sei auch die von der Bundesnetzagentur vorgegebene konstante Fortschreibung der Kapazitätswerte für die Jahre 6 bis 10 nachvollziehbar. Bei allen Fragen zur abnehmenden Prognosequalität für die Jahre 6 bis 10, die systemimmanent und grundsätzlich nicht auflösbar seien, spreche für die Referenz auf die VNB-Langfristprognose im Vergleich zu einer pauschalen Vorgabe die unternehmensbezogene und gaswirtschaftliche Fundierung. Vor diesem Hintergrund unterstützt der VKU die Entscheidung der BNetzA zur Berücksichtigung der Werte der VNB bis 2021 und anschließender konstanter Fortschreibung.

Die SW Kiel und SW Kiel Netz begrüßen, dass der Kapazitätsbedarf der VNB und damit die regionalen Netz- und Kundenkenntnisse berücksichtigt wurden und merken an, dass die VNB-Leistungsprognosen nach KoV gegenüber jeder pauschalen Vorgabe bevorzugt genutzt werden sollten. Sie teilen zwar nicht die Auffassung der Bundesnetzagentur bezüglich der sinkenden Prognosequalität, insbesondere für die Netzgebiete im Bereich Kiel, begrüßen aber die konstante Fortschreibung der Kapazitäten für die Jahre 6-10.

VIK/VCI kritisieren die nicht hinreichend fundierte Begründung der Fortschreibung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetze ab 2022. Daher sehen die Verbände Nachholbedarf bzgl. der Analyse der Divergenz zwischen den FNB- und VNB-Prognosen.

#### 2.1.2. Modellierung des Kapazitätsbedarfs (Gaskraftwerke)

BDEW, EnBW, Netze BW sowie E.ON sind der Ansicht, dass Kraftwerksanschlussbegehren im Verteilnetz nicht adäquat berücksichtigt werden können und dass daher ineffiziente Anschlussbegehren direkt an die FNB gestellt werden. Sie schlagen daher vor, Anträge gemäß § 16 Ziff. 4. KoV analog zu Anträgen nach §§ 38 bzw. 39 GasNZV zu behandeln und daraus resultierenden Ausbaubedarf direkt in den NEP mit aufzunehmen.

EnBW ist der Auffassung, dass Kraftwerke mit FZK berücksichtigt werden sollten. Das fDZK-Produkt verlagere die Systemverantwortung auf die Kraftwerksbetreiber. Zudem führe dies zu Wettbewerbsnachteilen für Gaskraftwerke. Lastflusszusagen sollten als Alternative weiterhin in Betracht gezogen werden. Es sei mangels Abstimmung nicht gewährleistet, dass die Kapazität an den Zuordnungspunkten durch die ausländischen FNB wie benötigt bereitgestellt werde. Auch die Verfügbarkeit des Gases am Zuordnungspunkt sei unsicher, insb. für den Zuordnungspunkt Wallbach. Zuletzt sei die detaillierte Ausgestaltung des Produktes unklar.

Energienetze Bayern sowie schwaben netz sind der Ansicht, dass Anfragen von Kraftwerksbetreibern nach §§ 38, 39 GasNZV mit internen Bestellungen der VNB konkurrieren. Daher wird der von OGE auf dem Workshop am 11.05.2016 vorgeschlagene Ansatz begrüßt, Neubaumaßnahmen für Reservekraftwerke von den bisherigen Maßnahmen zu entkoppeln.

Nach Ansicht der FNB sollten in Bezug auf die Berücksichtigung von Reservekraftwerken die ÜNB bei der Standortwahl im Rahmen der Bedarfsermittlung für die bis zu 2 GW Reservekraftwerke die Gasnetzsituation berücksichtigen. Der Standort spiele eine wichtige Rolle für die kurzfristige Realisierbarkeit des Gasnetzausbaus. Die Kraftwerksstandorte sollten idealerweise in der Nähe von Speichern oder Grenzübergangspunkten (GÜP) liegen und vorhandene Infrastruktur nutzen. Daneben sei zur Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen ein ausreichender Netzpuffer notwendig. Für die Schwarzstartfähigkeit der Anlagen sollten zunächst Szenarien definiert werden.

Bei kurzen Anfahrzeiten der Kraftwerke müsse zuvor mit dem FNB abgestimmt werden, welche Meldungen erfolgen müssten und wie dies im Bilanzkreis abgebildet werden könne.

Der Gesetzgeber sollte klarstellen, welche Priorität Anfragen nach §§ 38 und 39 GasNZV gegenüber VNB-Bedarfen haben.

INES begrüßt die Zuordnung von Gaskraftwerken zu Speichern sehr und weist noch einmal darauf hin, dass Speicher besonders geeignet seien, um die Brennstoffversorgung von Gaskraftwerken sicherzustellen.

Die dem GHKW Kiel zugeordneten Punkte, insb. der GÜP Ellund, seien nicht hinreichend liquide. Da das Kraftwerk über eine Wärmeauskopplung zur Versorgung von Haushaltskunden verfügt, dürfe es nicht mit fDZK modelliert werden. Die FNB sollten präzisieren, welchem Speicher das GHKW Kiel zugeordnet wurde.

Uniper ist der Auffassung, dass das fDZK-Produkt keine feste Kapazität sei. Es könne nicht gewährleistet werden, dass am zugeordneten GÜP ausreichende Exit-Kapazitäten zur Verfügung stünden. Eine generelle Vermarktung von DZK stehe im Widerspruch zum Netzzugangmodell. Stattdessen sollte fFZK vermarktet und durch Lastflusszusagen gewährleistet werden. Die Systemverantwortung sollte außerdem nicht dem Kraftwerksbetreiber übertragen werden, da laut Uniper der FNB diese Aufgabe effizienter lösen könne. Um kurzfristig den günstigsten Ausgleichsentry zu wählen, sei die Einführung eines Within-Day-Produktes für Speicher ratsam.

VIK/VCI lehnen das fDZK-Produkt ab, da es die Verantwortung für die Netzstabilität auf die Transportkunden verlagere. Die FNB sollten diese Aufgabe aus Gründen der Effektivität übernehmen. Zudem sei das Produkt nicht europäisch harmonisiert und entspreche nicht den europäischen Vorgaben.

### 2.1.3. Modellierung des Kapazitätsbedarfs (Industrie)

E.ON übt Kritik anlog zu den internen Bestellungen. Der Kapazitätsbedarf bei Industriekunden werde teils nur befristet oder unterbrechbar erfüllt.

VIK/VCI sind der Ansicht, dass die Unterschiede zwischen den Langfristprognosen der internen Bestellungen weiter untersucht werden sollten, da feste Kapazitäten im Verteilnetz für die dort angeschlossene Industrie sehr wichtig seien. Es sollten auch mittelfristig bestehende Kapazitätsbedarfe der Industrie in den NEP aufgenommen werden, nicht erst bei Vorliegen einer verbindlichen Buchung.

#### 2.1.4. Modellierung des Kapazitätsbedarfs (Gasspeicher)

INES bedauert, dass auch im NEP Gas 2016-2026 weiterhin nicht alle Bestandsspeicher mit ihrem vollständigen Kapazitätsbedarf berücksichtigt werden. Dieser sollte zukünftig in Modellierungen mindestens in Form von festen Kapazitäten mit Auflagen (z.B. TaK) berücksichtigt werden. INES weist zudem darauf hin, dass eine „Modellierung“ mit unterbrechbarer Kapazität nicht etwa einer bloß nachrangigen Berücksichtigung, sondern vielmehr einer vollständigen Vernachlässigung des Kapazitätsbedarfes der betroffenen Speicher gleiche.

Uniper hält die Zugrundelegung eines temperaturabhängigen Nutzungsverhaltens von Gasspeichern bei der Planung des notwendigen Netzausbauniveaus für neue oder erweiterte Speichereinrichtungen grundsätzlich für sinnvoll. Dabei sei die gemäß §§ 38 und 39 GasNZV angefragte feste Kapazität als zu 100 Prozent fest anzusetzen. Uniper weist aber darauf hin, dass TaK nicht dazu führen dürfe, dass die aufgrund des eingeschränkten Netzausbaus verbleibenden Risiken der Nutzungsmöglichkeit vollständig auf die Netznutzer verlagert werden. Der Ansatz von TaK als Planungsprämisse dürfe nicht dazu führen, dass TaK später auch als neues zu buchendes Kapazitätsprodukt am Markt regelmäßig als vollständiger Ersatz für fFZK angeboten werde, auch wenn es vom Anschlusspetenten nicht gewünscht wird. Geht es um die Bereitstellung von vermarktbareren Kapazitätsprodukten, wird seitens Uniper ein durchgängiges Kapazitätsmodell für alle Speicher inklusive der Bestandsspeicher grundsätzlich präferiert. Jedoch sollte bei diesem Modell gewährleistet werden, dass die Flexibilitätsbereitstellung der Speicher transportseitig sicher verfügbar und wirtschaftlich mindestens gleichberechtigt zu einer Bereitstellung durch flexiblen Gasimport ist (Level Playing Field für Flexibilitätsquellen). Insbesondere sei dies für die Versorgungssicherheit entscheidend. Zu den vorliegend neu aufgenommenen Kriterien zur Modellierung von TaK an Bestandsspeichern hat Uniper folgende Anmerkungen: Die planerische Annahme von TaK an Speichern sei grundsätzlich sachgerecht, sofern dies nicht zu einer einseitigen Nutzungsbeschränkung für Speicher führe und vorhandene Kapazitäten an Speichern nicht mehrheitlich zugunsten anderer Netzpunkte verlagert würden. Vielmehr sei im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Netzausbaus zu prüfen, ob zugunsten der Speichernutzung und ggf. auch Nutzungsaufgabe ein weitergehender Netzausbau vermindert wird. Außerdem widerspricht Uniper der Einschätzung der FNB im NEP Gas 2016-2026, TaK als festes Kapazitätsprodukt zu definieren.

#### 2.1.5. Modellierung des Kapazitätsbedarfs (Marktgebietsübergangspunkte)

Gazprom sowie Wingas merken an, dass am Marktübergangspunkt (MÜP) Drohne nicht nur feste Exit-Kapazitäten aus Gaspool heraus geschaffen werden müssen, sondern auch feste Entry-Kapazitäten in das Marktgebiet NCG.

#### 2.1.6. Modellierung des Kapazitätsbedarfs (Grenzübergangspunkte)

Der BDEW merkt an, dass bei der Darstellung der Entwicklung des Leistungsbedarfs eine Erläuterung zu den 8 GW bei den GÜP fehle (s. S. 135 und 164 NEP-Entwurf). Eine tabellarische Darstellung entsprechend Tabelle 34 für die GÜP Exits wäre hilfreich. Außerdem wird angemerkt, dass die Input-Liste für 2018 eine TVK von 140,9 GW aufweist, jedoch in die H-Gas-Bilanz nur 101 GW aufgenommen worden sind.

E-Control weist darauf hin, dass in allen Mitgliedstaaten der EU vermehrt auf die grenzüberschreitende Betrachtung bei der Erarbeitung der NEP geachtet werden sollte. Mit Blick auf die Kapazitäten am GÜP Überackern (Importkapazität 2022 nach Deutschland 2,745 GWh/h, s. Tab. 38 NEP-Entwurf) und Oberkappel sei eine Koordinierung der Netzausbauplanung zwischen Deutschland und Österreich notwendig. E-Control merkt weiterhin an, dass der Artikel 6 des Netzkodex CAM die FNB verpflichte, dass an den GÜP die maximale technische Kapazität angeboten werden müsse, wenn nötig auch durch die Ergreifung von Maßnahmen der FNB, um Kapazitäten sicherzustellen.

#### 2.2.1. Veränderte Vorgehensweise bei der Netzausbaukostenermittlung bei Verdichterstationen

GEODE ist der Auffassung, dass die Mehrkosten von 1,1 Mrd. € gegenüber dem NEP 2015 zu hinterfragen sind. Insbesondere sollte geprüft werden, inwiefern durch Verlagerung ungenutzter Kapazitäten Netzausbau eingespart werden kann. Die Planung der EUGAL sollte in den NEP-Prozess integriert werden, um die Gesamtkosten der Nord Stream-Erweiterung transparent darzustellen.

Die VIK/VCI begrüßen eine Differenzierung. Allerdings fehlten im NEP die Randbedingungen für Anlagen mittlerer Komplexität; diese sollten noch ergänzt werden.

#### 2.2.2. Kostensteigerung i. H. v. 10 Prozent bei GDRM-Anlagen

Uniper begrüßt ebenfalls die differenziertere Betrachtung der Kosten, da hierdurch eine bessere Abschätzung der tatsächlichen Kosten möglich werde. Allerdings erscheine die Einordnung der bisherigen Planungsgrößen in die günstigste Kostenkategorie nicht sachgerecht und führe zu überhöhten Kostenschätzungen. Auch die pauschale Erhöhung der Kosten



für GDRM-Anlagen um 10% sei erklärungsbedürftig. Auch für die VIK/VCI ist diese Kostensteigerung nicht nachvollziehbar.

### **3. Das heutige Fernleitungsnetz und Status des heutigen Netzausbaus (Kapitel 4)**

#### 3.2. Transparenz: Umsetzung NEP Gas 2015

Netze BW kritisieren das Zusammenspiel von einzelnen Ausbaumaßnahmen im NEP. So sei es für die Nordschwarzwaldleitung notwendig, dass andere Ausbaumaßnahmen greifen, damit der Mehrbedarf der Netze BW durch die Nordschwarzwaldleitung befriedigt werden könne. Nachgelagerte Netzbetreiber hätten einen Anspruch auf unbefristet feste Kapazitäten. Daher bräuchte man für die Wirksamkeit der Nordschwarzwaldleitung weitere Ausbaumaßnahmen. Aus diesem Grund, so die Netze BW, könnten einige Großprojekte nicht realisiert werden. Es sei zu überlegen, inwiefern die Nordschwarzwaldleitung überhaupt ins Startnetz aufgenommen werden solle, wo doch andere Ausbaumaßnahmen zu realisieren seien. Gravierender Transparenzmangel sei, dass das Zusammenspiel der anderen Maßnahmen offensichtlich nicht erläutert werde.

#### 3.3. Analyse der Unterbrechungen

VIK/VCI begrüßen die Analyse der Unterbrechungen und merken an, dass sich bei den Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten eine übersichtlichere und platzsparende tabellarische Darstellung anbieten würde.

Auch E-Control begrüßt die Analyse der Unterbrechungen, weist jedoch darauf hin, dass es auch andere Indikatoren gebe, die den erforderlichen Netzausbau begründen, beispielsweise die Ergebnisse der PRISMA-Kapazitätsauktionen und Preisunterschiede zwischen den virtuellen Handelspunkten (siehe z. B. GÜP Oberkappel, Auktionen endeten mit Aufschlägen auf das regulierte Entgelt). E-Control regt außerdem an, dass bei der Darstellung der Unterbrechung nicht nur die Häufigkeit, sondern auch die betroffene Kapazität und die Relevanz des betroffenen GÜP genannt werden sollte. E-Control betont in ihrer Stellungnahme noch einmal die angespannte Situation an den GÜPs Oberkappel und Überackern zwischen den Marktgebieten Net Connect Germany auf deutscher und dem Marktgebiet Ost auf österreichischer Seite und weist auf die Ziele der Marktintegration und des generellen Abbaus von Markteintrittsbarrieren hin.

Wingas findet nicht nachvollziehbar, wie die FNB auf ihre Bewertungen kämen und sieht in diesem Kapitel keine nachvollziehbare Analyse, ob die historischen Unterbrechungen einen Ausbau erforderlich machen oder nicht. Daher sieht Wingas die Schlussfolgerungen der FNB als sehr pauschal an und kritisiert, dass die Bewertungen der FNB auch für den Markt nicht nachvollziehbar seien.

#### **4. Entwicklung der L-Gas-Versorgung (Kapitel 5)**

##### 4.1. Nachvollziehbarkeit der L-Gas-Leistungsbilanz

BDEW und Uniper sind der Ansicht, dass eine Betrachtung des Gaswirtschaftsjahres keinen Mehrwert bringe und so die Vergleichbarkeit der ansonsten verwendeten Kalenderjahre erschwert werde. Daher sollte eine Überführung der Gaswirtschaftsjahres-Zahlen auf Kalenderjahres-Zahlen vorgenommen werden.

Auch der VKU und EWE Netz kritisieren die mangelnde Vergleichbarkeit, da unterschiedliche Grundlagen verwendet worden sind. Schwierig sei auch die Gegenüberstellung der zurückgehenden L-Gas-Leistungen zu der Erhöhung der H-Gas-Leistungen in dem Betrachtungszeitraum. EWE Netz und VKU wünschen sich daher eine vereinheitlichte Datenbasis (Kalenderjahr oder Gaswirtschaftsjahr).

Die Darstellung der L-Gas-Leistungsbilanz ist aus Sicht von INES insgesamt nachvollziehbar. Insbesondere in Verbindung mit der Mengenbilanz lasse sich gut nachvollziehen, mit welcher Benutzungsstruktur die Importe erfolgen und welcher Strukturierungsbedarf durch Speicher zu erwarten sei. Für die bessere Vergleichbarkeit der Leistungsbilanzen wäre auch nach Meinung von INES eine einheitliche Darstellung von H- und L-Gas-Leistungsbilanz entweder auf Kalender- oder auf Gaswirtschaftsjahresbasis wünschenswert. Die Betrachtung eines Gaswirtschaftsjahres habe den Vorteil, dass sie der traditionellen gaswirtschaftlichen Darstellung entspricht und jeweils den zusammenhängenden Winterzeitraum erfasse.

##### 4.2. Annahmen zur L-Gas-Leistungsbilanz

Der BDEW ist der Ansicht, dass vor der Veröffentlichung der Umstellbereiche die Netzbetreiber Abstimmungsgespräche mit den verschiedenen VNB führen sollten. Komplexe Netzstrukturen könnten so erkannt und hinsichtlich der Umstellungsplanung aufeinander abgestimmt werden. Anhand der Netzkundenzahl sollte überprüft werden, ob Dienstleistungskapazitäten zur Verfügung stehen.

EWE Netz sowie VKU merken die ausgewiesene Unterdeckung in der L-Gas-Leistungs- als auch in der Mengenbilanz (s. Abb. 17-21 und Tab. 25-29) an. Demnach solle der Zusatzbedarf durch Lieferungen aus den Niederlanden gedeckt werden. Außerdem fehle ein Plan der FNB, für den Fall das die Vorstellungen zur L-H-Gas-Umstellung mit dem L-Gas aus den Niederlanden nicht funktioniert.

GEODE bemängelt die nicht hinreichende Erläuterung des Sparschweinansatzes. Für eine verlässliche, nachprüfbar Planung sollten die dahinterliegenden Details veröffentlicht werden. Weiter sollte klargestellt werden, welcher Kapazitätsrückgang gemeint ist, der z.B. die rückläufige Förderung kompensiert. Außerdem fehlt laut GEODE die Berücksichtigung des

Urteils des niederländischen Gerichts zur Förderbegrenzung für das Groningen-Feld vom 18.11.2015 und einer damit einhergehenden Aktualisierung der Netzberechnung und Auswertung. Denn die Auswertungen sowie die Netzberechnungen durch die FNB wurden zu einem vor der Gerichtsentscheidung liegenden Zeitpunkt (01.11.2015) vorgenommen.

INES ist der Ansicht, dass die L-Gas-Leistungsbilanz eine Unterdeckung aufweist. Die Versorgungssicherheit im deutschen L-Gas-Markt erfordere eine Absicherung, insbesondere beim Ausfall eines der kapazitätsstarken Importpunkte aus den Niederlanden. Der angenommene Restfüllstand von 50% beim Speicheransatz wird kritisiert; ferner dass eine weitere Reduktion der Speicherleistung in Höhe von 20,6 GW auf Grund von transporttechnisch nicht realisierbaren Leistungen erfolge. Auch in der L-Gas-Bilanz sollte eine Position "Flexibilität GÜP/Speicher" ausgewiesen werden, um das Potential der Speicher zu nutzen. INES geht davon aus, dass man einhundertprozentige Füllstände unterstellen könne, sofern die benötigten Füllstände über Long-Term-Options im Regelenergiemarkt abgesichert würden.

Uniper begrüßt die enge Abstimmung der FNB mit den niederländischen Netzbetreibern, was eine grenzüberschreitende und einheitliche Planungsgrundlage gewährleiste. Es gäbe keine Anhaltspunkte, die generelle Umstellungsgeschwindigkeit zu erhöhen. Die Niederlande würden sich intensiv auf den Rückgang der L-Gas-Produktion vorbereiten, z. B. durch die Errichtung von Konvertierungsanlagen. Eine individuelle Anpassung mit dem Ziel, die Kosten zu begrenzen oder zu verringern (z. B. Glättung der Anzahl der anzupassenden Geräte über die Zeit), befürwortet Uniper ausdrücklich.

Die Planungsannahmen der GTS und somit die hinreichende Versorgung mit niederländischem L-Gas sehen VIK/VCI mit Unsicherheiten behaftet. Daher wird der regelmäßige Austausch mit GTS ausdrücklich begrüßt. Des Weiteren merken VIK/VCI an, dass der Sparschweinansatz ein pragmatischer Beitrag für den Erhalt der Versorgungssicherheit sei.

### 4.3. Kriterien zur Auswahl der Umstellungsbereiche und Umstellungszeitpunkte

E.ON ist der Ansicht, dass die heimische Förderung schneller zurück gehe als ursprünglich prognostiziert. Auch sei fraglich, ob ausreichende Monteurskapazitäten zur Anpassung vorhanden seien. E.ON regt daher ein Alternativkonzept an, das technische Konvertierungsanlagen umfassen solle. In den Niederlanden treibe GTS entsprechende Planungen bereits voran. Auch sollten alle betroffenen VNB, Gaskraftwerksbetreiber und Industriekunden umfassend in den Prozess eingebunden werden.

Laut EWE Netz sollte die Personalkapazität der zertifizierten Dienstleister ein Kriterium für die Umstellbereiche sein. Die FNB sollten verpflichtet sein, vorab zu prüfen, ob es anhand der Netzkundenanzahl überhaupt eine ausreichende Anzahl an Dienstleistern gebe. Bei gegenteiligen Situationen müssten durch die FNB Ersatzmaßnahmen geschaffen werden.

Rheinenergie ist der Ansicht, dass Betreiber von Gaskraftwerken zwingend in den Marktraumstellungsprozess eingebunden werden müssen. Die bisherige Einbeziehung ist nach Rheinenergie nicht zufriedenstellend, es mangle an einer Abstimmung. Das seitens der FNB herangezogene Kriterium der „Sicherstellung der im L-Gas-Markt weiterhin erforderlichen Entry-Kapazitäten für die Produktionseinspeisung“ wird zwar von Rheinenergie befürwortet, aber eine weitergehende Bewertung der Kriterien zur Auswahl der Umstellungsbereiche (s. S. 107 NEP Gas 2016 -2026) sei nicht möglich gewesen, da nicht klar wäre, ob die einzelnen Kriterien gewichtet wurden oder ob eine Rangfolge zugrunde liege.

Auf Grund der nicht zufriedenstellenden Wettbewerbssituation in den L-Gas-Marktgebieten könnten sich laut VIK/VCI Industriekunden durchaus vorstellen, freiwillig früher umzustellen. Die FNB sollten daher eine Kommunikationsmöglichkeit für Industriekunden, die auf freiwilliger Basis früher umstellen wollen, zur Verfügung stellen.

Der VKU kritisiert, dass die Kriterien nicht ausreichend transparent seien. Es solle außerdem beachtet werden, ob die Umstellungsreihenfolge praktisch abbildbar sei. Wichtig sei nicht nur die Anzahl der Netzgebiete, sondern auch die der umzustellenden Verbrauchsgeräte in einem Jahr. Ob die Zielgröße von 400.000 - 450.000 Geräten/Jahr ausreiche, sei zu hinterfragen. Die Personalkapazität der Dienstleister müsse außerdem ein weiteres Kriterium sein. Daher sollten die FNB verpflichtet werden, vor der Ankündigung zu prüfen, ob es genug Dienstleister am Markt gibt.

Laut Wesernetz seien die Kriterien (Umstellbereiche und Umstellzeitpunkt) zunächst theoretisch. Bei der Vergabe der Erhebungs- und Anpassungsdienstleistungen hätten sich drohende Unterdeckungen der Personalkapazitäten gezeigt. Regelwerke, Vereinbarungen und Leitfäden müssten fortlaufend angepasst werden, z. B. die Kostenwälzung. Wesernetz merkt an, dass für die Netzbetreiber ein schwer kalkulierbares Planungsrisiko bestehe. Daher sollten für eine effiziente und massentaugliche Bearbeitung moderne IT-Systeme eingesetzt werden. Die Gerätetechnik habe sich weiterentwickelt, daher könnten die Informationen hierüber nicht in einem einheitlichen Geräteinformationssystem vorliegen. Als kritische Information wird bspw. der Anpassungszeitpunkt, der pro Gerät zwingend vorliegen müsse, gesehen. In der Folge könnten sich also Verzögerungen im Prozess ergeben. In den NEP sollte auch einfließen, welche am Markt verfügbaren Ressourcen bei Dienstleistungen es gibt, aber auch die benötigten Geräteinformationen oder die Ersatzteilbeschaffungsproblematik.

WINGAS ist der Ansicht, dass geprüft werden sollte, inwieweit es im Rahmen der Umstellung volkswirtschaftlich sinnvoll wäre, einzelne Netzgebiete einem anderen vorgelagerten Verteilnetzbetreiber oder FNB bzw. sogar Marktgebiet zuzuordnen. Da es nicht im Interesse der FNB sei, Kunden zu verlieren, solle die Bundesnetzagentur diesen Prozess anstoßen.

#### 4.4. Berücksichtigung aller Aspekte der Marktraumumstellung

Der BDEW weist darauf hin, dass geprüft werden sollte, inwieweit Netzgebiete in einem anderen Marktgebiet im Zuge der Umstellungsplanung einem anderen Marktgebiet zugeordnet werden können. Gerade der Leistungsbilanzüberschuss im Marktgebiet der Gaspool bei gleichzeitiger Unterdeckung bei NCG biete Potenzial.

E.ON weist darauf hin, dass eine Umstellung und Netzsegmentierung automatisch zu einem erhöhten Kapazitätsbedarf bei den nachgelagerten Netzbetreibern führe.

Enercity merkt an, dass der Speicher Empelde durch die Anbindung sowohl an das Netz der OGE als auch an das Netz der Nowega von der Marktraumumstellung betroffen sei. Die OGE plane die Umstellung im Jahr 2024 (Nr. 38, Hannover Ost) und 2025 (Nr. 38, Drohne-Ahlten). Damit wäre der nachgelagerte Anteil des Speichers Empelde betroffen. Der nachgelagerte Teil, welcher der Nowega zugewiesen ist, sei erst nach 2030 geplant.

Bei der Umstellungsplanung der EWE Netz gibt es neue Erkenntnisse, die wegen des Stichtages 01.11.2015 weder in den NEP 2016 noch in die Datenbank aufgenommen wurden. Daher sollten neue Erkenntnisse zeitnah in den Umsetzungsbericht und den neuen Szenariorahmen aufgenommen werden. Die NEP Gas-Datenbank sollte fortlaufend aktualisiert werden und die Bundesnetzagentur sollte als "neutrale Instanz" mit in die Aktualisierung einbezogen werden.

Rheinenergie ist der Ansicht, dass eine vorgezogene Umstellung ihrer Kraftwerke, die direkt an das Fernleitungsnetz (NETG, Exit Niehl 2) angeschlossen sind, über eine Verbindung zur WEDAL (unmittelbar in der Nähe der Kraftwerksstandorte verlaufend) mit geringem kraftwerksseitigen Umrüstungsaufwand abgewickelt werden kann. Die Rheinenergie fordert daher die FNB auf, ein Konzept für eine frühzeitige Umstellung zu entwickeln.

Die Rheinische Netzgesellschaft begrüßt den gemeinsamen Prozess der Abstimmung und die Erstellung von Umstellungszeiträumen im Rahmen des NEP. Sie stellt sich jedoch die Frage, warum man keine adaptiven Steuerungen in die Gasgeräte einbauen lassen könne, diese würden nur 200 EUR/Stück kosten und würden den Aufwand der Umstellung erheblich reduzieren.

Statoil spricht sich für den Ausbau von mehr physischen Konvertierungskapazitäten aus. Außerdem wird angemerkt, dass sich die FNB darauf konzentrieren sollten, große L-Gas-Verbraucher (Industrie) vorzeitig umzustellen. Dies würde für mehr Spielraum bei den Haushalten und kleineren Verbrauchern lassen.

#### 4.5. Maßnahmen der FNB geeignet um langfristigen Kapazitätsbedarf zu sichern?

EnBW ist der Auffassung, die Aussagen der FNB, dass in den Niederlanden geplant sei Konvertierungsmöglichkeiten zu erhöhen, um die sinkende Produktionsmenge zu ersetzen und dass die Annahmen des deutschlandweiten Importbedarfs unter den Planungsannahmen in den Niederlanden liegen, stünden im Widerspruch zu den Berichten der MGV zum Konvertierungssystem. EnBW ist daher der Ansicht, dass die L-Gas-Versorgungssicherheit unter den neuen Entwicklungen in den Niederlanden nicht ausreichend sei und daher dieser Punkt im NEP Gas 2016 überarbeitet werden sollte.

VIK/VCI merken die politische Unsicherheit in den Niederlanden bezüglich der Produktionsmengen aus dem Groningen-Feld an. Dieser könne nur durch regelmäßige Aktualisierungen des Umstellungsprozesses begegnet werden. Signifikante Änderungen dieser Situation, die in der Zwischenzeit auftreten, sollten daher zu einer Anpassung des Umstellungsprozesses führen.

#### 4.6. Umstellungsprozess der Gasspeicher von L- auf H-Gas

Der BDEW weist auf die Wichtigkeit der Abstimmung mit den L-Gas-Speichern hin. Hinsichtlich der zurückgehenden L-Gas-Verfügbarkeit (Menge und Flexibilität) sollte auf eine optimale Integration der bestehenden L-Gas-Speicher im Umstellungsprozess geachtet werden. Außerdem sei die Verfügbarkeit von entsprechenden Transportkapazitäten sowohl im L-Gas als auch später im H-Gas sehr wichtig. Hieran anknüpfend ist INES der Meinung, dass der Kapazitätsbedarf von L-Gas-Speichern ab dem Zeitpunkt ihrer geplanten Umstellung auf H-Gas mit einem nach Art und Umfang mindestens gleichwertigen Kapazitätsbedarf bei der Modellierung des zukünftigen H-Gas-Netzes berücksichtigt werden sollte.

GEODE nimmt an, dass L-Gas-Speichern im L-Gas-Netzgebiet eine erhebliche wirtschaftliche Bedeutung bei der L-Gas-Versorgung zukommen wird. Daher seien zusätzliche Informationen zur Speicherumstellung nötig. Kritisiert werden die mangelnden Aussagen über die Abstimmung mit den Speicherbetreibern und ggf. Nutzern sowie Details dazu.

Laut Uniper sollte die Umstellung einzelner Speicherstandorte nicht alleine in der Verantwortung der FNB liegen, sondern nur im engen Dialog mit dem jeweiligen Eigentümer der Speicheranlage erfolgen. Zugriffs- oder Verfügungsrechte seitens der FNB erforderten eine enge Abstimmung sowie vertragliche Regelungen hinsichtlich Nutzung und Vergütung. Aktuell sei jedoch die freie Verfügbarkeit der Speicher durch das Vorgehen im NEP eingeschränkt.

## **5. Entwicklung der H-Gas-Versorgung (Kapitel 6)**

### 5.1.1. Nachvollziehbarkeit der H-Gas-Leistungsbilanz

Der BDEW merkt an, dass das Vorgehen zur Ermittlung der verfügbaren Leistung an den beiden wesentlichen Entry-Klassen (GÜP und Speicher) sich konzeptionell unterscheidet und bittet um Erläuterung, auch im Vergleich zur L-Gas-Bilanz.

INES fordert eine Vereinheitlichung der Vorgehensweise, wie Speicher und GÜP angesetzt werden.

### 5.1.2. Berücksichtigung der GÜP in der H-Gas-Bilanz

Der BDEW und INES bemängeln, dass bei Tabelle 34 (S. 128) kein einheitliches Korrekturschema ableitbar sei und halten ausführlichere Erläuterungen der Anpassungen für wünschenswert.

INES weist darauf hin, dass die GÜP-TVK von der in der H-Gas-Bilanz berücksichtigten Kapazität abweiche. Wie auch schon der BDEW, weist INES auch auf Tabelle 34, S. 128 hin. Einzelne Werte/Anpassungen seien erläuterungsbedürftig (z. B. Waidhaus). INES fordert daher, die den GÜP zugrundeliegenden Planannahmen nachvollziehbarer darzustellen und unter den FNB konsistenter anzuwenden.

### 5.1.3. Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas Bilanz

Laut BDEW habe sich die Transparenz stetig verbessert. Wünschenswert wäre jedoch, wenn die FNB z. B. ausführlicher darstellen würden, welche Annahmen zur Leistungsbereitstellung aus Speichern und zum erhöhten Bedarf an Zusatzkapazitäten führen und diese auch quantifizierten. Außerdem stellt der BDEW fest, dass bei der Berücksichtigung der Speicher in der Leistungsbilanz und den gewählten Ansätzen der Füllstände zur Planung noch Unstimmigkeit herrsche. Deshalb möchte sich der BDEW als Plattform dafür anbieten, um gemeinsam mit den Betroffenen auch außerhalb von Konsultationen eine enge Abstimmung herbeizuführen.

Uniper ist der Auffassung, dass eine Korrektur der Annahmen in der H-Gas-Leistungsbilanz nötig sei. So würden Speicher mit 118 GWh/h in 2016 angesetzt und im weiteren Verlauf ein Ausbau der Speicher auf bis zu 198 GWh/h in 2030 angenommen. Dies beziehe sich auf einen Füllstand von 35 %, der zum Ende des Winters als gesichert angenommen wird. Unter Berücksichtigung der Grenzübergangskapazität und angenommenen Quellenverteilung werde daraus eine zunehmende Unterdeckung für H-Gas bis 2030, ausgehend von einer gerade erfüllten Deckung in 2015, ermittelt.

Diese durch die FNB ermittelte Unterdeckung würde dann zu einem erheblichen durch die FNB dargelegten Netzausbau führen. Uniper merkt daher an, dass die Leistungsbereitstellung der Speicher durch die Netzbetreiber unterschätzt wird. Die deutschen Speicher könnten bereits heute bei Füllständen zwischen 50 und 100% mit einer Leistung von rd. 200 GWh/h zur H-Gas Leistungsbilanz beitragen, bei Füllständen bis 35% betrage die Leistungsbereitstellung noch bis zu rd. 167 GWh/h.

#### 5.2.1. Systematik zur Aufteilung der aus der Quellenverteilung ermittelten zusätzlichen Einspeisungen auf die Grenzübergangspunkte

Der BDEW hält eine genauere Erläuterung von Tabelle 37 (S. 144) für wünschenswert. Außerdem wird der angenommene Auslastungsgrad der bestehenden LNG-Infrastruktur (ca. 26%) für zu gering erachtet und der BDEW schlägt daher vor, die zukünftigen Entwicklungen von LNG-Projekten entsprechend zu aktualisieren.

#### 5.2.2. Änderungsbedarf in bestimmten Einspeiseregionen innerhalb der jeweiligen Quellenverteilung

Durch die Verschiebung der Quellenverteilung von Süd/Südost nach Nordost sehen EnBW sowie Netze BW das Risiko, dass die Situation der nicht ausreichenden festen Kapazität im Süden Deutschlands weiter verstärkt werde.

Statoil merkt an, dass das Level der norwegischen Gasproduktion bis 2035 und auch danach beibehalten werden könne. Diese Zahlen sollten der Netzentwicklungsplanung auch zugrunde gelegt werden, denn bislang sei nur ein Drittel von Norwegens Gas-Ressourcen gefördert worden.

#### 5.2.3. Alternative Aufteilungen des zusätzlichen Leistungsbedarfs an den einzelnen Grenzübergangspunkten innerhalb der jeweiligen Quellenverteilung

Das Ministerium Schleswig-Holstein weist darauf hin, dass zur Diversifizierung und zur Versorgungssicherheit ein weiteres Szenario für die Region "West/Südwest" mit einem höheren Anteil LNG zur Teilversorgung als Alternative zu der Belieferung aus anderen Regionen zu betrachten sei. Außerdem sind sowohl Brunsbüttel Ports als auch das Ministerium Schleswig-Holstein der Ansicht, dass die Planung für die Errichtung eines LNG-Terminals am Standort Brunsbüttel stärker berücksichtigt werden sollte.

#### 5.3. Berücksichtigung der Faktoren an Grenzübergangspunkten

BDEW und Uniper sind der Ansicht, dass sich die FNB bei der Erstellung des NEP Gas eng mit den angrenzenden ausländischen Netzbetreibern abstimmen sollten.



E3G geht auf den TYNDP ein und merkt an, dass der TYNDP bereits im Jahr 2015 eine höhere Gasnachfrage annimmt, als sie tatsächlich ist. Auch der sinkende Nachfragetrend spiegelt sich im TYNDP nicht wider. Hier bestünde das Risiko, dass die zukünftige EU-Gasnachfrage stark überschätzt werde. Außerdem stünde der TYNDP 2015 nicht im Einklang mit den Klima- und Energiezielen der EU für 2030. Das für den NEP verwendete TYNDP-Szenario geht von einem Anstieg des Importbedarfs um 18% zwischen 2015 und 2035 aus. Jedoch gehen andere Prognosen (EE30 Und IEA 450-Szenarien, in denen die EU 2030 Klima und Energieziele eingehalten werden) von einem Rückgang von 26% bzw. 3% aus. Entscheidend für diesen Unterschied sei die Rolle der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien.

GTS als auch E-Control schlagen vor, die Angebots- und Nachfrageseite in benachbarten Ländern zu berücksichtigen. Hier sollte nicht nur der nationale Bedarf im Fokus stehen, sondern auch der Export-Bedarf berücksichtigt werden (u.a. auch in Bezug auf die Nord Stream 2). Außerdem sei eine Analyse an beiden Seiten der Grenze bei GÜP erforderlich, um eine "Sackgassen"-Situation an GÜPs zu vermeiden, so E-Control.

GRTgaz fordert eine stärkere Konsistenz zwischen benachbarten NEPs. Außerdem wird eine Verbesserung des Abstimmungsprozesses zwischen Frankreich und Deutschland gewünscht.

Die Rheinenergie erachtet es für notwendig zu begründen, warum das folgende Projekt nicht im NEP-Entwurf zu finden ist: Im niederländischen NEP werde ein Projekt beschrieben, bei dem parallel zu den L-Gas-Kapazitäten an den GÜP Tegelen/Vreden und Zevenaar H-Gas-Kapazitäten bereitgestellt werden sollen. Dieses Projekt finde sich auch im TYNDP 2015 unter der ID TRA-N-313.

Laut VIK/VKU sind die Annahmen zur Gasbedarfsentwicklung in Europa nicht plausibel. Die Gasnachfrage sei seit 2010 um 23% gefallen. Zwei Drittel der Gasnachfrage in der EU stamme von Ländern, die ehrgeizige EE-Ziele verfolgen. Daher sei es auch deswegen schwer nachvollziehbar, warum von einer Zusatznachfrage ausgegangen werden kann.

## **6. Ergebnisse der Modellierung und Netzausbauvorschlag (Kapitel 7 und 8)**

### 6.1. Netzausbauvorschläge auf Grundlage der Quellenverteilung Q.2

Laut BDEW befürchten die süddeutschen Marktteilnehmer, dass der Fokus auf Quellen aus dem Norden die Kapazitätsengpässe im Süden perpetuieren könnte. Aufgrund der Unsicherheiten in der Modellierung besteht ein Risiko versunkener Investitionen. Die Kosten hierfür sollten nicht von der Allgemeinheit getragen werden müssen. Daher begrüßt der BDEW die Marktabfrage im Rahmen von „More Capacity“.

Das BMUB hält den Bau der Nord Stream-Erweiterung für unsicher und merkt an, dass die Verbraucher nicht das Kostenrisiko für den Netzausbau tragen sollten. Die Entscheidung der FNB für Q.2 ist nach Ansicht des BMUB nicht hinreichend begründet und sei unter Versorgungssicherheitsaspekten daher fragwürdig. Falls jedoch die Q.2 bestätigt werden sollte, sollte die Umsetzung des innerdeutschen Netzausbaus schrittweise erfolgen, sodass die wesentlichen Kosten erst entstehen, wenn Sicherheit über die Realisierung der Nord Stream 2 besteht.

E.ON begrüßt eine Betrachtung zweier Modellierungsvarianten. Die FNB sollten eine Abschätzung der Netzentgeltsteigerung in Folge der Q.2 vorlegen. Investitionsentscheidungen für Netzausbaumaßnahmen sollten erst gefällt werden, wenn die endgültige Investitionsentscheidung für die Nord Stream 2 getroffen wurde.

E3G findet die Entscheidung der FNB für Q.2 für nicht sachgerecht, da eine Nord Stream 2 nicht notwendig sei. Dies sei insbesondere aufgrund der langfristig stark sinkenden Nachfrage und somit des sinkenden Importbedarfes der Fall. Es bestünde die Gefahr, dass die Infrastruktur sich nicht amortisieren werde und die Netznutzer hierfür aufkommen müssten. Der innerdeutsche Netzausbau sollte daher nicht erfolgen, solange die Realisierung der Nord Stream 2 unsicher sei.

Gazprom ist der Ansicht, dass die Q.2 robuster sei und die Versorgungssicherheit trotz Rückgangs der L-Gas-Produktion sicherstellen könne. Die Q.2 führe zur Diversifizierung der Transportrouten und -quellen. Diese höhere Liquidität im Markt käme deutschen und europäischen Gaskunden zugute. Im NEP fehlten ausreichende feste Entry-Kapazitäten in Drohne, um die Mengen in das NCG-Marktgebiet zu transportieren. Daher sollten die Kapazitäten zwischen NCG und GASPOOL detailliert dargestellt werden. Es sollte in allen Szenarien, nicht nur in der Spitzenlast, feste Kapazität in Drohne von GASPOOL zu NCG verfügbar sein.

Auch Uniper befürwortet Nord Stream 2 und ist der Ansicht, dass diese zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beitrage. Zudem führe sie zu einer Erhöhung der Austauschkapazitäten zwischen den beiden deutschen Marktgebieten.

MDN sowie die Netze BW befürchten, dass es durch die Verschiebung der Quellen nach Nordost zu Versorgungsengpässen in Süddeutschland kommen könnte. So befürchtet auch EnBW, dass durch die Q.2 die Engpässe in Süddeutschland nicht behoben werden. Außerdem sei den drei Stellungnehmern nicht erklärlich, warum die Maßnahmen der Q.1 und der Q.2 beinahe deckungsgleich sind. Durch die unterschiedlichen Flusssituationen sollten sich auch unterschiedliche Ausbaumaßnahmen ergeben, so die Netze BW.

Die RWE Supply & Trading GmbH ist der Ansicht, dass es durch die Modellierungsvariante Q.2 zu hohen Mehrkosten käme, die voraussichtlich zumindest teilweise von der Allgemeinheit getragen werden müssten. Sie sei mit hohen Unsicherheiten behaftet, z.B. mangelnde Auslastung. Aus Sicht der RWE sollten nur diejenigen Gashändler für die Umsetzung der Ausbaumaßnahmen aus der Modellierungsvariante Q.2 zahlen, die von ihr auch kommerziell profitieren.

#### 6.2 Auswirkungen auf die Auslastung bestehender Infrastrukturen bei einer Umsetzung der Modellierungsvariante Q.2

E-Control merkt an, dass bei der Erweiterung der Nord Stream 2 Änderungen an den GÜPs zu Tschechien und ggf. Österreich zu erwarten seien.

#### 6.3. Bewertung des Netzausbauvorschlags

EnBW und Netze BW kritisieren, dass die kapazitiven Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen bzw. Zuordnungen zwischen Maßnahmen und einzelnen Bedarfen nicht dargestellt würden, obwohl eine solche Zuordnung möglich sein müsse. Eine Aufforderung der Bundesnetzagentur an die FNB hierzu würde sehr begrüßt werden. Des Weiteren solle bei den Maßnahmensteckbriefen auch die leistungserhöhende Wirkung der Maßnahme genannt werden. Außerdem fehle eine Aussage darüber, wie die einzelnen Maßnahmen miteinander zusammenspielen. Beispielweise wird vermutet, dass bei der Nordschwarzwaldleitung und Maßnahmen der OGE die Zeitpunkte der Fertigstellung der Maßnahmen nicht aufeinander abgestimmt wurden. Außerdem seien Konsequenzen einer verspäteten Realisierung der Maßnahmen unklar. Die Bundesnetzagentur müsse daher sicherstellen, dass die Zusage der FNB, bis 2019 alle internen Bestellungen fest zuzusagen, eingehalten wird, da sonst die unterbrechungsfreie Versorgung der Letztverbraucher gefährdet sei.

##### 6.3.1. Notwendige Projekte zur langfristigen Kapazitätssicherstellung

Laut dem BDEW sollte der NEP mehr Angaben dazu enthalten, welche Kapazitäten in welcher Qualität durch die vorgeschlagenen Maßnahmen geschaffen werden. Die bereitgestellte Austauschkapazität von Gaspool in Richtung NCG insbesondere am Netzkopplungspunkt Dronne sei unzureichend und werde voraussichtlich nur in wenigen Situationen fest darstellbar sein. Hieraus ergäben sich mehrere Nachteile. Zum einen könne das Gas aus der Nord Stream-Erweiterung nicht ins NCG-Marktgebiet abtransportiert werden. Zum anderen werde so der Wettbewerb zwischen Gas aus dem Norden und aus dem Westen verhindert und dies sei schlecht für die Versorgungssicherheit.

Netze BW merken an, dass die Frage, ob der NEP alle notwendigen Projekte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalte, aufgrund der Intransparenz des NEP nicht beantwortet werden könne.

Auch der VKU bemängelt dies und hält diesbezüglich eine Aussage für nicht möglich, da der NEP keine Rückschlüsse darauf zulasse, durch welche Maßnahmen welche Kapazitäten im Verteilnetz geschaffen werden. Die Netzmodellierung durch die Bundesnetzagentur sei zwar mit Aufwand verbunden, diene aber der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des NEP. Die VNB sollten daher beim Aufbau der Modellierung durch die Bundesnetzagentur einbezogen werden.

WINGAS ist der Meinung, dass am Netzkopplungspunkt Drohne eine große Diskrepanz zwischen den als fest angegebenen Exit- und Entry-Kapazitäten (Exit Gaspool 6 GW, Entry NCG 0) bestehe. Es liege die Vermutung nahe, dass nur an sehr verbrauchsstarken Tagen feste Entry-Kapazitäten von Gaspool zu NCG vorhanden sein würden. Es sei nicht nachvollziehbar, warum trotz Ausbaus an diesem wichtigen Punkt keine festen Kapazitäten geschaffen würden. Dadurch könne nicht sichergestellt werden, dass die für die Deckung des Zusatzbedarfes eingeplanten Mengen aus der Nord Stream 2 auch im NCG-Marktgebiet ankommen. Das von den FNB auf S. 177 im NEP skizzierte weitergehende Ausbaukonzept sollte daher im NEP 2016-2026 modelliert werden.

### 6.3.2. Nicht notwendige Maßnahmen

Aus Sicht von GEODE sollten angesichts der hohen Gesamtkosten einzelne Projekte auf ihren Reifegrad und ihre Notwendigkeit zum jetzigen Zeitpunkt geprüft werden, wie beispielsweise die Erweiterung der NEL (ID-Nr. 110-08), so GEODE.

INES sieht die Leistungsbedarfe der Speicher in der Modellierung unter-, bzw. die der GÜP als überschätzt an. Hieraus resultiere ein überhöhter Netzausbau. Zur Bewertung des ermittelten Netzausbaus sei eine H-Gas-Mengenbilanz notwendig, die Aufschluss über die geplante Benutzungsstruktur der GÜP gibt.

Der VKU ist der Ansicht, dass zur Notwendigkeit einzelner Maßnahmen keine Aussage möglich sei, da der NEP keine Rückschlüsse darauf zulasse, durch welche Maßnahmen welche Kapazitäten im Verteilnetz geschaffen werden.

### 6.3.3. Frühere Notwendigkeit von Maßnahmen

Laut EnBW und Netze BW sollte die neue Maßnahme VDS Werne (ID-Nr. 444-01) keine negativen Auswirkungen auf die rechtzeitige Fertigstellung der Maßnahme VDS Werne 040-05 haben, da diese zur Kapazitätserhöhung in Baden-Württemberg benötigt werde. Des Weiteren wird angemerkt, dass die Reversierung der TENP bereits um 2 Jahre verzögert sei,

was die Verbindlichkeit des NEP in Frage stelle. Die Nichtberücksichtigung der Kraftwerke Altbach und Heilbronn sei außerdem unzulässig, da die angewandten Kriterien nicht sachgerecht seien und einer rechtlichen Grundlage entbehrten. Es bestehe das Risiko, dass die Anlagen nicht rechtzeitig zum Sommer 2021 zur Verfügung stehen könnten und somit bei einer Bewerbung als Reservekraftwerke Pönalen riskierten. Auch sei denkbar, dass die sichere Brennstoffversorgung Teilnahmebedingung für Reservekraftwerke werde und somit eine Aufnahme in den NEP als Nachweis erforderlich sei. Sollten die Anlagen nicht in der Ausschreibung für Reservekraftwerke bezuschlagt werden, könnte dies im NEP 2018-2028 noch korrigiert werden.

VIK/VCI halten die Maßnahme TENP MIDAL (ID-Nr. 413-01) für wichtig, da mehrere Industriebetriebe bislang über eine 60 km lange Stichleitung angebunden seien, was wiederholt zu Unterbrechungen geführt habe. Ein Anschluss an die TENP würde hier eine Absicherung und einen Zugang zum NCG-Marktgebiet schaffen und die Abhängigkeit von russischen Importen reduzieren. Daher sollte die Maßnahme priorisiert und zeitlich vorgezogen werden. In Baden-Württemberg könne die terranets bw aktuell nur unterbrechbare Kapazitäten anbieten. Dieser Umstand sollte daher dringend durch Netzausbau behoben werden.

## **7. NEP Gas-Datenbank**

### 7.1. Übersichtlichkeit bzw. Verständlichkeit der NEP Gas-Datenbank

Die SW Kiel AG /SW Kiel Netz GmbH halten die Datenbank für unzureichend. Sie sollte auf der Startseite des FNB Gas e.V. oder über weiterführende Buttons an einer intuitiven Stelle verlinkt werden, um dem Nutzer die Datenbank leichter zugänglich zu machen. Dieser Ansicht ist auch der VKU. Auch kritisieren die Stellungnehmer, dass sie die Datenbank mit dem Internet Explorer nicht nutzen können.

### 7.2. Konkrete Stellungnahme zu Inputdaten und Korrekturvorschläge zur NEP Gas-Datenbank

Laut E.ON sind die Netzpunkte Peine-Stahlwerk (L048), Watenbüttel (L080), Abzweig Braunschweig (L124) und Buchler (L051) in der Datenbank nicht korrekt. Die Umstellung erfolge in 2021.

## **8. Umsetzungsbericht**

Aus Sicht von E.ON, EnBW, Netze BW, SW Kiel AG, Uniper, wesernetz Bremen, VKU, VIK/VCI und dem BDEW sollten neue Erkenntnisse im Umsetzungsbericht dokumentiert und von den FNB in der Kapazitätsplanung berücksichtigt werden, um die rechtzeitige Fertigstellung von Baumaßnahmen zur bedarfsgerechten Kapazitätsbereitstellung zu gewährleisten.

Der Prozess sollte transparent sein, damit die Marktbeteiligten Gelegenheit haben, auf neue Entwicklungen zu reagieren, sich über die Fortschritte bzw. die Projekte im Rahmen des NEP Gas zu informieren und über identifizierte Grundsatzfragen/Themenbereiche zu diskutieren bzw. Stellung zu nehmen.

Große Projekte, wie bspw. Gaskraftwerke, am Netz der Verteilnetzbetreiber können gemäß § 16 Ziff. 4 KoV VIII im Rahmen der internen Bestellung beantragt werden; jedoch lediglich für Projekte, die in den zwei Kalenderjahren auf das Bestelljahr folgend in Betrieb gehen. Da es sich hierbei um einen sehr kurzfristigen Zeitraum handelt, müssten diese Erkenntnisse auch in den Umsetzungsbericht einfließen, so Netze BW.

E.ON und Uniper halten es außerdem für wünschenswert, aufgrund der einschneidenden Bedeutung der L-H-Gasumstellung, diesem Themenkomplex ein separates Kapitel im Umsetzungsbericht zu widmen. Des Weiteren möchten E.ON und Uniper dringend dazu anregen, u.a. eine klare Darstellung der Umstellungsgebiete wie folgt aufzunehmen: eine postleitzahlenscharfe Darstellung sowohl von bereits umgestellten Gebieten als auch von Gebieten, die demnächst umgestellt werden sollen (inkl. Nennung des Netzbetreibers und Nennung des Umstellungszeitpunktes). Zudem sollte der postleitzahlenscharfen Darstellungen zu entnehmen sein, bei welchen Gebieten sich zeitliche Änderungen ergeben. Nur so könne zum einen eine netztechnisch reibungslose Umstellung gewährleistet werden und zum anderen eine rechtzeitige Information der betroffenen Kunden inklusive der erforderlichen vertrieblichen Umstellungsprozesse erfolgen.

SW Kiel AG regen des Weiteren an, wichtige Erkenntnisse, die zwischen den jeweiligen Jahren gewonnen werden, in einem Informationspool bereitzustellen bzw. bekannt zu machen. Dieses könnte beispielsweise auf der Webseite der Bundesnetzagentur oder der gemeinsamen Webseite der FNB erfolgen. Gemäß der SW Kiel und dem VKU sollte eine Anpassung des Szenariorahmens oder des Netzentwicklungsplanes nur bei wesentlichen Änderungen, in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, ausgelöst werden.

Laut VKU sollten der Szenariorahmen und die Modellierung jedoch angepasst werden, um neue Erkenntnisse oder wesentliche Änderungen als Inputdaten im Algorithmus korrekt abzubilden. Inwiefern tatsächlich eine Vereinfachung des NEP-Prozesses mit sachgerechten Ergebnissen möglich sei, werde die Praxis zeigen.

## **9. Transparenz**

E.ON und Uniper sind der Ansicht, dass sich die Transparenz insgesamt verbessert habe. Sie sehen jedoch Verbesserungsbedarf bei der Aufschlüsselung, wie sich das Gesamtinvestitionsvolumen auf einzelne Bereiche (z.B. L-/H-Gas-Umstellung, Kraftwerke, IB) sowie auf Kostensteigerungen gegenüber den Vorjahren aufteile. Außerdem sollten Auswirkungen der Investitionen auf Netzentgelte dargestellt werden sowie die Höhe der Marktraumumstellungsumlage. Des Weiteren ist Uniper der Ansicht, dass zukünftig die wirtschaftlichen Folgen des Netzausbaus stärker thematisiert werden sollten.

GEODE merkt an, dass der Kapazitätsbedarf für VNB nicht hinreichend erfüllt sei. Kapazitätsengpässe für VNB sollten netzgebietsscharf dargestellt werden und es sollte dargelegt werden, durch welche Maßnahmen diese Engpässe beseitigt werden sollen. FNB sollten einen Zeitplan vorlegen, wann wo Kapazitäten geschaffen werden.

Netze BW würden es begrüßen, wenn die FNB den Konflikt zwischen internen Bestellungen und Anfragen für neue Kraftwerke anhand konkreter Zahlen aufzeigen würden. Kraftwerksanfragen sollten nicht zu Lasten der internen Bestellungen gehen.

Die VIK/VCI begrüßen die FNB-Datenbank grundsätzlich sehr. Die Seite sei allerdings häufig nicht aufrufbar, sodass eine Bewertung nicht möglich sei. Die VNB benötigten möglichst verbindliche Aussagen darüber, wann ihnen bestellte Kapazitäten unbefristet fest zugesagt werden können. Hierzu sollten auch die kapazitativen Auswirkungen der Netzausbaumaßnahmen auf VNB im NEP dargestellt werden. Abschaltvereinbarungen seien im aktuellen regulatorischen Umfeld keine attraktive Alternative zu festen Kapazitäten. Es sollte dringend eine Abstimmung zwischen FNB und ÜNB zu den geplanten Reservekraftwerken stattfinden.

## **V. Auswertung der Stellungnahmen zur zweiten Konsultation im Einzelnen**

### Allgemein

Evonik hält es für dringend geboten, dass der Konsultationsprozess offen gestaltet wird, unter Zugrundelegung möglichst aktueller Entwicklungen mit Einfluss auf die zukünftige Gasinfrastruktur. Weiterhin müssten sich auch Bedarfsprognosen auf möglichst aktuelle Zahlen beziehen. Außerdem sei nicht ersichtlich, woraus sich die Stichtagsregelung für die Annahme zur Modellierung des Netzentwicklungsplans ergebe bzw. warum eine solche erforderlich sei.

### Nord Stream 2

Insgesamt habe Nord Stream 2 AG seit der Veröffentlichung des Szenariorahmens für 2016 eine voll funktionsfähige Organisationsstruktur aufgebaut, sowie Aufträge mit einem Volumen von rund 4 Mrd. € erteilt, bei denen die Genehmigungs- und Konsultationsverfahren bereits

laufen. Eine Inbetriebnahme ist für Ende 2019 mit einer Jahresmenge von 55 Mrd. m<sup>3</sup>/a bei einer Auslastung von 90 Prozent geplant. Unter Betrachtung anderer Pipeline – Importprojekte und unter Berücksichtigung der Fortschritte und Realisierungschancen fordert Nord Stream 2 eine angemessene Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan. So könne dieser einen Beitrag zu einem erfolgreichen Verlauf der Genehmigungsverfahren leisten.

#### Neue bzw. veränderte Netzausbaumaßnahmen

Die EnBW merkt an, dass eine Realisierung des Kraftwerksprojekts Heilbronn als Neubau – Reservekraftwerk gem. § 13k EnWG nicht möglich sei, wenn die zum Ausbau des Gasnetzes erforderlichen Maßnahmen wie in der Maßnahmenliste ausgewiesen erst 12/2021 oder noch später abgeschlossen würden. Sie fordert daher für die entsprechenden Maßnahmen als späteste Inbetriebnahme 06/2021 anzusetzen. Ein anderer Realisierungszeitraum sei, entgegen der Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber, nicht sachgerecht, da sie die vorliegende maßnahmenspezifische Situation nicht berücksichtige.

Netze BW ist der Ansicht, dass die Nachvollziehbarkeit der kapazitiven regionalspezifischen Auswirkungen der einzelnen Ausbaumaßnahmen nicht gegeben sei. Sie findet daher eine Verlinkung der vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen mit den als Input zugrunde gelegten Bedarfsmaßnahmen wünschenswert. Die aus der Modellierung resultierenden Ausbaumaßnahmen müssten in der Lage sein, den zugrunde gelegten Bedarf, unter Berücksichtigung der spezifischen Modellierungsprämissen, zu befriedigen. Außerdem sei nicht ersichtlich, welche Konsequenzen sich ergeben, wenn von den im Netzentwicklungsplan dargestellten verbindlichen Baumaßnahmen nicht unwesentlich abgewichen werde. Dies sei jedoch erforderlich, damit das Vertrauen in die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans sichergestellt werde und die unterbrechungsfreie Versorgung der Letztverbraucher in Baden-Württemberg und Bayern nicht gefährdet sei. Insgesamt sei die Etablierung verbindlicher, kohärenter Rahmenbedingungen erforderlich, um den Bedarf nach Gas auch mittel- und langfristig über die notwendigen Netzebenen hin adäquat befriedigen zu können.

#### Gasspeicher

INES hält Änderungen in den der Netzentwicklungsplanung zugrunde liegenden Planungsprämissen für erforderlich, um die Bedeutung der Gasspeicher bei der Reduktion des Ausbaus der Gasnetze und den damit verbundenen Kosten zu verdeutlichen. Bestandsspeicher, die bisher nur über unterbrechbare Kapazitäten verfügen, sollten wie neue Gasspeicher vollumfänglich mit temperaturabhängigen Kapazitäten (TaK) modelliert werden. Analog zum L-Gas-Bereich sollten für H-Gas-Speicher Füllstände in Höhe von mindestens 50 Prozent angenommen werden. Speicherkapazitäten, die zur Nutzung im niederländischen Marktge-



biet zur Verfügung stehen, aber auch in die deutschen Marktgebiete einspeisen können, sollten vollumfänglich in der Planung berücksichtigt werden.

#### Verteilernetzbetreiber

Die Main-Donau Netzgesellschaft fordert, dass die dezentrale Entwicklung in den Verteilnetzen stärker berücksichtigt werden sollte.

#### Entwicklung der H-Gas-Verteilung – Versorgungssicherheitsszenario

Laut Main-Donau Netzgesellschaft sollte eine rechtzeitige und enge Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreiber und den an ihrem Netz liegenden Verteilernetzbetreibern im Netzentwicklungsplan verankert werden, aufgrund der dynamischen Schwankungen der Gasbeschaffenheit in Folge der Flussrichtungsumkehr.