



## Az. 8615-NEP Gas 2014 – Änderungsverlangen

### Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 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

- 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. jordgasTransport 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 17.11.2014

gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt entschieden:

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2014 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2014 ist gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

1. Die Maßnahmen der Beteiligten zu 2. Reversierung TENP (ID-Nr. 051-03a, 051-03b) und Leitung Stolberg-Eynatten (ID-Nr. 202-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen. Sie sind derzeit nicht genehmigungsfähig.
2. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. Systemverbindungen und -anpassungen für L-/H-Gas-Umstellung 2020-2024 (ID-Nr. 229-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 17. Systemverbindungen und -anpassungen für L-/H-Gas-Umstellung 2020-2024 (ID-Nr. 231-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

3. Die Maßnahme der Beteiligten zu 6. Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg) (ID-Nr. 221-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 12. Konvertierung Rehden (ID-Nr. 101-01) sind wie folgt abzuändern:
  - a. Die „Anbindung an eine H-Gas-Leitung im Raum Rehden sowie Schaffung der technischen Voraussetzungen zur Übernahme des Gases“ und die „Nutzbarmachung einer Leitung von Rehden zur Station Voigtei“ sind als Bestandteile der Maßnahme ID-Nr. 221-01 zu streichen.
  - b. Die „Bereitstellung von H-Gas-Kapazitäten für GUD im Rahmen der L-/H-Gas-Umstellung“ ist als neuer Bestandteil in die Maßnahme ID-Nr. 101-01 aufzunehmen.
- II. Im Übrigen wird von Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 abgesehen.
- III. Es wird festgestellt, dass die Maßnahmen der Beteiligten zu 6. Loop Folmhusen - Grotegaste (Ems Ost) (ID-Nr. 211-01) und VS Bunder Tief (neu) (ID-Nr. 212-01) nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans sind.

## **Gliederung**

<b>I. SACHVERHALT .....</b>	<b>7</b>
<b>A. Verfahrensgegenstand .....</b>	<b>7</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans .....	7
2. Inhalte der Modellierungsvarianten .....	7
<b>B. Verfahrensablauf .....</b>	<b>9</b>
1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung .....	9
2. Netzentwicklungsplan .....	9
a) Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	9
b) Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur .....	11
(1) Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen .....	12
(2) Wesentliche Ergebnisse aus den Anhörungsveranstaltungen .....	16
(a) Dialogveranstaltung Verteilernetzbetreiber am 13.05.2014 .....	16
(b) Öffentlicher Workshop am 21.05.2014 .....	17
(3) Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses .....	18
c) Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber .....	18
<b>II. ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE .....</b>	<b>21</b>
<b>A. Zuständigkeit und Verfahren .....</b>	<b>21</b>
<b>B. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens .....</b>	<b>21</b>
<b>C. Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>21</b>
1. Formelle Voraussetzungen .....	21
2. Materielle Voraussetzungen .....	22
a) Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan .....	22
b) Grundlagen der Modellierung .....	23
(1) Mittleres Gasbedarfsszenario .....	23
(2) Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern .....	24
(3) Annahmen zu Gaskraftwerken .....	25
(4) Annahmen zu Gasspeichern .....	29
c) Besonderheit des Netzausbauvorschlags: Kombination von zwei Modellierungsvarianten .....	31
3. Hinweise der Bundesnetzagentur .....	33

<b>D. Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans.....</b>	<b>35</b>
1. Maßnahmen des Netzausbauvorschlags.....	35
a) Maßnahmen zur TENP-Reversierung – ID-Nr. 051-03a/b und ID-Nr. 202-01 .....	35
b) Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung – ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 231-01 .....	41
c) Maßnahmen im Raum Rehden – ID-Nr. 101-01 und ID-Nr. 221-01.....	43
2. Zusätzlich nachgereichte Maßnahmen .....	44
<b>E. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens .....</b>	<b>46</b>
<b>III. RECHTSMITTELBELEHRUNG .....</b>	<b>47</b>

## **Gründe**

### **I. Sachverhalt**

#### **A. Verfahrensgegenstand**

##### **1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2014, dessen Entwurf die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung aus § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG gemeinsam erstellt und der Bundesnetzagentur am 01.04.2014 zur Prüfung vorgelegt haben.<sup>1</sup> Der NEP basiert auf dem „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber“, den die Bundesnetzagentur am 16.10.2013 bestätigt hat.

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG muss der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Nach § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen verlangen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

##### **2. Inhalte der Modellierungsvarianten**

Entsprechend der Vorgaben des bestätigten Szenariorahmens 2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs zwei Modellierungsvarianten (Variante II.1 und II.2) berechnet.

In den beiden Modellierungsvarianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber nur beim Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber unterschiedliche Eingangsgrößen zu Grunde gelegt. Bei den übrigen Eingangsparametern, also den Kapazitäten an den Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten, an den Netzkopplungspunkten „Produktion“ und „Industrie“ sowie bei den Netzanschlusskapazitäten der Kraftwerke und Speicher haben sie in beiden Varianten identische Werte angesetzt.

---

<sup>1</sup> Soweit sich aus dem Sachzusammenhang nichts Anderweitiges ergibt, bezieht sich der Begriff „Netzentwicklungsplan“ auf den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 vom 01.04.2014.

Unter Berücksichtigung der gemäß § 38 und § 39 GasNZV erfolgten Zuordnung sind die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke mit 100 % dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) modelliert worden. Entsprechendes gilt für die neuen Gasspeicher, die mit 100 % temperaturabhängiger Kapazität (TaK) angesetzt wurden. Die übrigen Kraftwerke und Speicher sind unverändert mit der bereits bestehenden Kapazität in die Modellierung übernommen worden.<sup>2</sup>

Der Bedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber wurde in Modellierungsvariante II.1 bis 2019 auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt, die danach bis 2024 konstant fortgeschrieben wurde. In Modellierungsvariante II.2 erfolgte die Berücksichtigung der Bedarfe der Verteilernetzbetreiber bis 2019 ebenfalls auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose. Anschließend, bis 2024, nahmen die Fernleitungsnetzbetreiber bei ihren Berechnungen einen Kapazitätsrückgang auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens an.<sup>3</sup>

In der Modellierungsvariante II.1 haben die Fernleitungsnetzbetreiber für das Zieljahr 2024 Netzausbaukosten in Höhe von 3,1 Mrd. Euro ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 760 km Leitungslänge und 358 MW Verdichterleistung enthalten.<sup>4</sup>

In der Modellierungsvariante II.2 gehen die Fernleitungsnetzbetreiber für das Zieljahr 2024 davon aus, dass sich die Netzausbaukosten auf 2,9 Mrd. Euro belaufen. Den Umfang der Maßnahmen geben sie mit 673 km Leitungslänge und 408 MW Verdichterleistung an.<sup>5</sup>

In der einleitenden Zusammenfassung des Netzentwicklungsplans beziffern die Fernleitungsnetzbetreiber die Kosten der Maßnahmen des Netzausbauvorschlags mit 3,1 Mrd. Euro bis zum Jahr 2024. Der Netzausbauvorschlag ist eine Kombination der Modellierungsvarianten II.1 und II.2.<sup>6</sup> Welchen Umfang die Maßnahmen des Netzausbauvorschlags haben, lässt sich daher aus den tabellarischen Angaben zu den beiden Modellierungsvarianten und den entsprechenden Übersichten in Anlage 4 herleiten. Demzufolge beinhalten die Maßnahmen 760 km Leitungslänge und 358 MW Verdichterleistung – dies entspricht im Ergebnis Modellierungsvariante II.1.

---

<sup>2</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Annahmen zu Gaskraftwerken“ (II.C.2.b)(3)) und „Annahmen zu Gasspeichern“ (II.C.2.b)(4)).

<sup>3</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern“ (II.C.2.b)(2)).

<sup>4</sup> Siehe NEP Gas 2014, S. 112, Tabelle 33.

<sup>5</sup> Siehe NEP Gas 2014, S. 115, Tabelle 34.

<sup>6</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Besonderheit des Netzausbauvorschlags“ (II.C.2.c)).



## **B.      Verfahrensablauf**

### **1.      Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung**

Am 22.07.2013 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationspapier „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite ihres Verbandes.<sup>7</sup> Bis zum 09.08.2013 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 28 Stellungnahmen ein, die auch auf der genannten Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht wurden.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation und aus dem Informationsaustausch zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern zum Abgleich der Kraftwerksliste erfolgte eine Überarbeitung des Konsultationsdokuments durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die überarbeitete Fassung wurde der Bundesnetzagentur am 02.09.2013 vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen am 16.10.2013 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG unter weitgehender Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse bestätigt.

### **2.      Netzentwicklungsplan**

#### **a)      Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber**

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 erarbeitet und am 17.02.2014 veröffentlicht. Diese erste Fassung des Netzentwicklungsplans wurde in der Zeit vom 17.02. bis zum 07.03.2014 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 49 Stellungnahmen ein.

Die Konsultationsteilnehmer haben sich zu den folgenden Gesichtspunkten geäußert:

Zum Prozess der NEP-Erstellung wird vorgetragen, dass ein zweijähriger Rhythmus durchaus vorstellbar sei, da sich in diesem Fall die Prozesse nicht weiter überlagerten und die Marktteilnehmer weniger mit kurzen Fristen belastet wären.

DZK und TaK als Planungsprämissen im NEP seien für mehrere Stellungnehmer tragbar. Hingegen wird mehrfach die Empfehlung ausgesprochen, auf DZK und TaK als zu vermark-

---

<sup>7</sup> Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), <http://www.fnb-gas.de>.

tendes Produkt zu verzichten. Stattdessen sollten vermehrt marktbasierte Instrumente zum Einsatz kommen.

Der Zusatzbedarf nachgelagerter Netzbetreiber wird oftmals als zu wenig berücksichtigt eingeschätzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen hierbei darauf, dass diese in ihrer Gesamtheit mittelfristig über die plausibilisierte Langfristprognose im NEP berücksichtigt worden seien.

Die im Konsultationsdokument gelistete Marktraumumstellungsreihenfolge von L- auf H-Gas und die Umstellungsgeschwindigkeit werden von den Marktteilnehmern als nachvollziehbar eingeschätzt. An einer Stelle wird lediglich eine vorgezogene Marktraumumstellung kritisiert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zum 01.04.2014 verschiedene Anpassungen des Plans vorgenommen.

Insbesondere wurde konkretisiert, wie die Zuordnung von Neubaukraftwerken und von neuen Speichern zu den Szenarien erfolgte. Bei Gaskraftwerken waren dies Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV mitsamt bei den Übertragungsnetzbetreibern gestellten Anschlussbegehren nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV). Bei Gasspeichern waren Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV ausschlaggebend.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Entwurf des NEP ein Kapitel hinzugefügt, welches den langfristigen Kapazitätsbedarf nach § 17 GasNZV wiedergibt. Hierzu zählen die Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Abs. 2 S. 1 GasNZV, Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Abs. 1 GasNZV (d.h. Versteigerungen fester Ein- und Ausspeisekapazitäten an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten über die Primärkapazitätsplattform „PRISMA primary“) und Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 S. 1 und 2 EnWG (abgeleitet aus Auktionsaufschlägen in Auktionen von Primärkapazitäten).

Zusätzlich haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach der Konsultation ein Kapitel aufgenommen, das die Projekte von gemeinschaftsweitem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013<sup>8</sup> aufzeigt.

---

<sup>8</sup> Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 und gemäß Delegierter Verordnung (EU) 1391/2013 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 347/2013 vom 14.10.2013.

Das überarbeitete Konsultationsdokument wurde als Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 am 01.04.2014 an die Bundesnetzagentur übergeben und auf der Internetseite des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber eingestellt.

## **b) Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur**

Am 14.04.2014 veröffentlichte die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 einschließlich der dazugehörigen Anlagen.<sup>9</sup> Unter Hinweis auf einen zeitgleich veröffentlichten Fragenkatalog gab sie den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern bis zum 06.06.2014 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen 34 Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit.<sup>10</sup>

<b>Unternehmen</b>	<b>Gruppe</b>
Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung	Industrie
ARGE Gas Westfalen	Industrie
Avacon Hochdrucknetz GmbH	VNB
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Verband
Creos Deutschland GmbH	VNB
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	Industrie
E.ON SE, E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON Gas Storage GmbH, Avacon AG	Konzern
E.ON Hanse AG	VNB
EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.	Verband
Energie Baden-Württemberg AG	Konzern
Energienetze Bayern GmbH	VNB
Energieversorgung Limburg GmbH	VNB
ENSO Netz GmbH	VNB
Entwicklungsgesellschaft Brunsbüttel mbH	Industrie
Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG	Gasspeicher
EWE Gasspeicher GmbH	Gasspeicher
EWE Netz GmbH	VNB
ExxonMobil Gas Marketing Deutschland GmbH	Produzent
GEODE	Verband
Initiative Erdgasspeicher e.V.	Gasspeicher
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH	VNB
N.V. Nederlandse Gasunie	FNB Ausland
RWE Dea Speicher GmbH	Gasspeicher

<sup>9</sup> Inputliste (GÜP, Speicher, Produktion, MÜP, Kraftwerke, nachgelagerte Netzbetreiber, Industrie) (Anlage 1); Unterbrechungsliste (Anlage 2); Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche (Anlage 3); Maßnahmenlisten und Netzausbauvorschlag (Anlage 4); Maßnahmenübersicht (Anlage 5); Projekt-Steckbriefe (Anlage 6).

<sup>10</sup> Auf Grund von Geschäftsgeheimnissen wurde von der Veröffentlichung einer Stellungnahme abgesehen.

Stadtwerke Kiel Netz GmbH	VNB
Stadtwerke Stade GmbH	VNB
SWS Netze Solingen GmbH	VNB
Thüga AG	Konzern
Thüga Energienetze GmbH	VNB
Vattenfall Europe Wärme AG	Konzern
Verband kommunaler Unternehmen e.V.	Verband
Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.	Industrie
Wesernetz Bremen GmbH	VNB
Wingas GmbH	Transportkunde
Yara Brunsbüttel GmbH	Industrie

Im Rahmen der Konsultationsphase wurden zudem zwei Anhörungsveranstaltungen durchgeführt. Am 13.05.2014 fand für die Verteilernetzbetreiber eine Dialogveranstaltung statt, in der spezielle Fragen zur Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber diskutiert wurden. Darüber hinaus bot ein öffentlicher Workshop am 21.05.2014 allen Marktteilnehmern die Möglichkeit, mündlich zum Netzentwicklungsplan Stellung zu nehmen.

## **(1) Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen**

### Anzahl der Szenarien

Mehrere Stellungnehmer sind der Ansicht, dass die vergleichende Darstellung mehrerer Szenarien im Szenariorahmen hilfreich sei, da dadurch das jeweils relevante Szenario besser beurteilt und eingeordnet werden könne. Andere Marktteilnehmer bewerten die Erstellung lediglich eines Gasbedarfsszenarios in Zukunft für ausreichend. Dies verringere die Komplexität und vereinfache die Nachvollziehbarkeit. Dabei solle jedoch dargelegt sein, wie die Fernleitungsnetzbetreiber das jeweils angesetzte Szenario ausgewählt haben und welche Studien herangezogen wurden.

### Modellierungsvarianten

Einzelne Marktteilnehmer halten die Betrachtung mehrerer Modellierungsvarianten, denen unterschiedliche Kapazitätsarten zu Grunde liegen, für sinnvoll. Dabei sei es überlegenswert, erneut eine Modellierung mit fester frei zuordenbarer Kapazität (fFZK) wie im NEP 2013 zu Vergleichszwecken durchzuführen. Nur dadurch, dass die Kosten und der jeweilige Leitungsausbau miteinander verglichen würden, könne sichergestellt werden, dass die richtige Planungsprämisse bei den Kapazitätsprodukten – DZK/TaK oder fFZK – für das jeweilige Anschlussbegehren gewählt werde. Dies zeige sich insbesondere dann, wenn die Kos-

ten für einen Ausbau auf Planungsbasis fFZK nur unwesentlich höher seien als für einen Ausbau auf Planungsbasis DZK/TaK.

### Eingangsgrößen

Nach Auffassung einiger Marktteilnehmer ist die Abschätzung der Bedarfsentwicklung für den Ausbau von Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an Bestandsspeichern diskutabel. Es sei nachvollziehbar, dass eine unverbindliche Einschätzung immer nur unter dem Vorbehalt wettbewerbsfähiger Preise abgegeben werden könne. Insofern seien verbindliche Buchungen durch Netznutzer für einen Zeitraum von höchstens drei bis 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 Incremental-Capacity-Auktionen solle hierzu weiter analysiert und auf seine Anwendbarkeit auf die Kapazitätsplanung an entsprechenden Netzkoppelpunkten geprüft werden.

### Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber

Für die meisten Stellungnehmer erscheint der Ansatz, der der Modellierungsvariante II.1 zu Grunde liegt und die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt, sachgerecht. Konkrete Hinweise für die Annahme eines zunächst steigenden Kapazitätsbedarfs lägen bereits vor. Im Vergleich der internen Bestelleistungen des NEP Gas 2012, NEP Gas 2013 und NEP Gas 2014 habe sich der angezeigte Anstieg im Leistungsbedarf als richtig erwiesen. Eine planerische Absenkung sei nicht plausibel. Beim Ansatz gemäß Modellierungsvariante II.2 wird dementsprechend kritisiert, dass auf Grund einer rückläufigen aggregierten Gasverbrauchsmenge proportional auf einen rückläufigen Leistungsbedarf geschlossen werde.

### GÜP Greifswald und GÜP Wallbach als Zuordnungspunkte für DZK

Ein Marktteilnehmer unterstützt den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, dass im Rahmen der Modellierung mit DZK die Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald als Planungsprämisse bei der Netzplanung mit einbezogen werden sollten. Davon unabhängig sei die Ausgestaltung des später buchbaren Kapazitätsproduktes zu diskutieren. Dies sei eine Frage der Vermarktung und damit nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans. Andere Marktteilnehmer haben auf Grund der anzunehmenden fehlenden Liquidität in den Märkten hinter den Grenzübergangspunkten Bedenken, dass diese in die Netzmodellierung Eingang finden.

### Zwischentemperaturbereiche bei TaK

Die im Rahmen der Netzmodellierung vorgeschlagenen 92 Vollbenutzungstage können aus Sicht mehrerer Stellungnehmer auch durch eine höhere Auflösung mit mehr Berechnungspunkten erreicht werden. Dies würde eine verbesserte Annäherung an den tatsächlich verfügbaren Kapazitätsverlauf ermöglichen. Auf Basis von Erfahrungswerten sollte in zukünftigen Netzentwicklungsplänen eine fortlaufende Überprüfung und gegebenenfalls Weiterentwicklung der Planungsprämisse hinsichtlich der Ausgestaltung der Temperaturgrenzen im Zwischenbereich erfolgen.

### H-Gas-Quellenverteilung in der Zukunft

Bei der Systematik zur Prognose der H-Gas-Quellenverteilung sollte nach Auffassung einiger Stellungnehmer geprüft werden, ob in Zukunft dem Faktor der Marktnachfrage – beispielsweise durch Incremental-Capacity-Auktionen, Open-Season-Verfahren oder Ähnliches – entscheidende Bedeutung zukommen könnte.

### Ergebnisse der Netzmodellierung

Die Projektsteckbriefe werden von den Stellungnehmern im Hinblick auf die Beschreibung der Ausbaumaßnahmen positiv bewertet. Die Aussagen zu den Ausbaumaßnahmen sollten jedoch zusätzlich die Information enthalten, wann welche Verteilernetzbetreiber feste Kapazitäten bekämen. Zudem fehle es an einer ausreichenden Nachvollziehbarkeit der Wirtschaftlichkeit einzelner Netzausbaumaßnahmen.

### Rohdaten der Netzplanung

Mehrere Stellungnehmer wünschen sich zusätzliche Hintergrunddaten und eine Veröffentlichung der Prämissen zu allen Berechnungen. Dies bezieht sich insbesondere auf die Angaben zu den durchschnittlichen Benutzungsstunden, die der Umrechnung der Gasmengen in Leistungsangaben zu Grunde liegen.

### Marktraumumstellung

Ob die getroffenen Annahmen zur L-Gas-Leistungsbilanz sachgerecht sind und sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Erfordernisse des L-Gas-Marktes in angemessener Weise berücksichtigen, ist nach Ansicht einiger Marktteilnehmer schwer zu bewerten. Die Planungen des NEP 2014 zeigten deutliche Unterschiede auf zu den im NEP 2013 genannten Umstellungsgebieten und deren zeitlichen Verlauf. Damit ergäbe sich für die nachgelagerten Netzbetreiber ein deutlich größeres Umstellvolumen für die nächsten Jahre. Bislang durch L-Gas-Quellen dargestellte Flexibilitätsmengen und Leistungen könnten nach Meinung mehrerer Stellungnehmer durch den Einsatz von Gasspeichern kompensiert werden.

Dadurch würde ein Ausbau in Höhe des bisherigen Flexibilitätsimports zum Anschluss neuer H-Gas-Quellen auf eine Durchschnittslast reduziert.

#### Analyse historischer Unterbrechungen

Es wird von mehreren Marktteilnehmern die Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber geteilt, dass aus Unterbrechungen von fFZK wegen geplanter Netzmaßnahmen oder unvorhersehbarer Beschädigungen von Anlagen kein direkter Ausbaubedarf ableitbar sei. Die Unterbrechungsstatistik bei unterbrechbar frei zuordenbaren Kapazitäten (uFZK) zeige lediglich Indikationen über das Vorhandensein von Engpässen. Nichtsdestotrotz sollten in die Analyse zur Suche entsprechender Indikatoren auch Daten zu vermiedenen Unterbrechungen durch angepasste Nominierungen bzw. Renominierungen einbezogen werden. Die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass dadurch das Analyseergebnis künstlich in die Höhe getrieben würde, wird nach Aussage einiger Stellungnehmer nicht geteilt.

#### Kapazitätszusagen

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ist aus Sicht mehrerer Stellungnehmer eine Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber wünschenswert, inwieweit sich die einzelnen Ausbaumaßnahmen auf die benötigten Kapazitäten auswirken. Dies gilt insbesondere in Bezug auf die im Rahmen der internen Bestellung angefragten Kapazitäten einschließlich konkreter Anschlussbegehren.

#### Marktbasierte Verfahren

Mehrere Marktteilnehmer kritisieren die im Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigte, jedoch für die Optimierung des Netzausbaus notwendige Einbindung marktbasierter Verfahren zur Reduzierung des Kapazitätsbedarfs.

#### Verlagerung fester Kapazitäten

Einige Stellungnehmer geben an, dass auf Grund derzeitiger kommerzieller Anreize zur Day-Ahead-Buchung eine mögliche Anpassung der Netzmodellierungsvorgaben mittels Reduzierung von nicht gebuchten fFZK an Netzkopplungspunkten schwer möglich sei. Eine Umwandlung von nicht gebuchten fFZK in andere Kapazitätsprodukte (z.B. TaK, DZK oder uFZK) in der Netzmodellierung wird ebenso abgelehnt, da derart weitgehende Kapazitätsfragen nicht Thema der Netzplanung sein sollten.

#### Auswirkungen des Netzausbaus auf Netzentgelte

Es wird vorgeschlagen, die Netznutzungsentgelte für die nächsten zehn Jahre auf Basis der Gesamtnetzausbaukosten der jeweiligen Modellierungsvariante zu prognostizieren.

Dies würde einen Variantenvergleich und eine Abschätzung der Kostenauswirkungen einzelner Varianten auf einen durchschnittlichen Gasendkunden ermöglichen.

## **(2) Wesentliche Ergebnisse aus den Anhörungsveranstaltungen**

### **(a) Dialogveranstaltung Verteilernetzbetreiber am 13.05.2014**

Festgehalten wurde der Wunsch der Verteilernetzbetreiber nach einer verbindlicheren Aussage im Netzentwicklungsplan, zu welchem Jahr der individuell nachgefragte Kapazitätsbedarf befriedigt werden könne. Von der Bundesnetzagentur wurde auf eine Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber auf Seite 14 des NEP-Entwurfs hingewiesen, nach welcher der Bedarf der internen Bestellung bis 2019 durch die bis dahin geplanten Maßnahmen vollständig gedeckt werde. Konkretisiert wurde insbesondere, dass unter „Interne Bestellung“ die gemäß §§ 11, 13 und 14 Kooperationsvereinbarung VI<sup>11</sup> am 15.07.2013 beim Fernleitungsnetzbetreiber eingegangenen angefragten Kapazitäten zu verstehen seien, und nicht etwa im Nachgang revidierte Werte. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist damit zugesagt, dass bis 2019 alle Verteilernetzbetreiber ihre unbefristet fest angefragten Kapazitäten ohne Einschränkung erhalten.

Ferner wurde die Befristung von Kapazitätszusagen für Verteilernetzbetreiber im L-Gas-Netz thematisiert. Die Verteilernetzbetreiber wünschen sich zwecks Planungssicherheit unbefristet feste Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung – auch im noch bestehenden L-Gas-Netz. Eine solche Kapazitätszusage müsse laut Verteilernetzbetreiber bereits heute möglich sein, da die Marktraumumstellung und ein damit einhergehender H-Gas-Netzanschluss implizierten, dass die Kapazitäten ab diesem Zeitpunkt unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ohnehin unbefristet fest angeboten werden.

Das Thema Spitzenlastkappung in nachgelagerten Netzen ist bereits im NEP Gas 2013 in einer separaten Modellierungsvariante<sup>12</sup> aufgegriffen worden – welche jedoch auf Grund mangelnder Datengrundlage nicht als genehmigungsfähig in Betracht kam. Diskutiert wurde im diesjährigen Kontext, ob man eine solche Variante oder ähnliche netzausbaureduzierende Netzpuffermaßnahmen wieder als Abwandlung in den Szenariorahmen zum NEP Gas 2015 aufnehmen solle. Auslöser hierzu könnte die Einmalabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber bei den Verteilernetzbetreibern gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung

---

<sup>11</sup> Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (Stand: 28.06.2013).

<sup>12</sup> Modellierungsvariante II f.



VII<sup>13</sup> sein. Im Rahmen der internen Bestellung, die bis zum 15.07.2014 abgegeben werden musste, wurde das im Netzgebiet der Verteilernetzbetreiber vorhandene Leistungspotenzial von Speicher-Infrastrukturen abgefragt – unabhängig von ihrer Eigenschaft als netzzugehöriger Speicher.

Ein oftmals angebrachter Prozessoptimierungsgedanke begleitete erneut die Diskussion. Die Marktteilnehmer würden grundsätzlich eine Erstellung des NEP im Zweijahresrhythmus begrüßen.

#### **(b) Öffentlicher Workshop am 21.05.2014**

Zu den Inhalten dieses Workshops zählten die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen, der Zusammenhang dieser Maßnahmen mit der geplanten Marktraumumstellung und die Bereitstellung von zukünftig notwendigen Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber. Seitens der Marktteilnehmer und der Bundesnetzagentur wurde es grundsätzlich für sinnvoll erachtet, den Prozess der Marktraumumstellung parallel zur Netzentwicklungsplanung in separaten Arbeitsgruppen fortzuführen.

Im Weiteren stand zur Frage, ob Gaskraftwerke und Gasspeicher in der langfristigen Netzmodellierung adäquat Eingang gefunden haben. Im Hinblick auf Bestandsspeicher wurde es als Nachteil genannt, dass ihr Kapazitätsbedarf mangels einer gesetzlichen vorrangigen Anschlussregelung nicht in der Netzmodellierung berücksichtigt wird.

Ebenso wurden grenzüberschreitende Aspekte der nationalen Netzentwicklung diskutiert. Insbesondere mit Marktteilnehmern aus den Niederlanden und Österreich wurde debattiert, welche Kapazitätsbedarfe und damit zusammenhängende Netzausbaumaßnahmen sich auf angrenzende Regionen auswirken. Die Bundesnetzagentur begrüßt eine intensivere Zusammenarbeit zwischen den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern. Offen geblieben ist die Frage, ob es realistischere Annahmen zu den Kapazitätsbedarfsentwicklungen an den Grenzübergangspunkten im Hinblick auf die H-Gas-Verteilung gibt. Die derzeitige Methode wird zunächst weitergeführt. Eine Nachfrage-induzierte Bedarfsprognose wird nach Einschätzung der Bundesnetzagentur durch verbindliche Marktabfragen ab circa 2017 über den „Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen“ gemäß Verordnung (EU) Nr. 984/2013<sup>14</sup> möglich sein. Sie kann Ausbaukapazitäten („Incremental Capacities“) zur Folge haben.

---

<sup>13</sup> Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (Stand: 30.06.2014).

<sup>14</sup> Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates.

Gewünscht wurde seitens der Marktteilnehmer mehr Transparenz in Bezug auf den Zusammenhang zwischen einzelnen Maßnahmen und entsprechenden Kapazitätsnachfragen. Die Transportkunden möchten einschätzen können, an welchen Punkten Risiken in Bezug auf Kapazitäten entstehen, wenn eine netzbezogene Maßnahme nicht sofort gebaut wird. Die Fernleitungsnetzbetreiber entgegneten hierzu, dass Einzelzuordnungen von Ausbaumaßnahmen zu Kapazitätsauswirkungen nicht darstellbar seien.

### **(3) Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses**

Das von der Bundesnetzagentur erstellte Ergebnis der Konsultation wird zeitgleich mit dieser Entscheidung am 17.11.2014 veröffentlicht (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG).

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

### **c) Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber**

Zwischen dem 10.09.2014 und 19.09.2014 hatten alle Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zu der beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zu äußern. Innerhalb dieses Zeitraums gingen bei der Bundesnetzagentur je eine Stellungnahme von der Beteiligten zu 2., der Beteiligten zu 16. und dem Verband der Fernleitungsnetzbetreiber ein.

Die Beteiligten zu 2. und 16. nahmen ausführlich Stellung zu Ziffer I.1. des Tenors. Sie halten die hiernach vorgesehene Entscheidung, die Maßnahmen Reversierung TENP (ID-Nr. 051-03a, 051-03b) und Leitung Stolberg-Eynatten (ID-Nr. 202-01) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, für nicht nachvollziehbar. Sie sind der Auffassung, dass die Maßnahmen zur TENP-Reversierung im Netzentwicklungsplan enthalten bleiben sollten.

Zur Begründung trägt die Beteiligte zu 2. vor, dass das Reversierungsprojekt als Project of Common Interest (PCI) von der Europäischen Kommission identifiziert und im Ten-Year Network Development Plan 2014 (TYNDP) aufgeführt sei. Eine Herausnahme des Reversierungsprojektes widerspreche den Einschätzungen auf europäischer Ebene. Zudem verweist die Beteiligte zu 2. auf den nationalen Netzentwicklungsplan 2015, in den die Maßnahmen – ihre Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt – erneut eingebracht werden sollen. Eine Abweichung zwischen den Netzentwicklungsplänen 2014 und 2015 gelte es insoweit zu vermeiden.

Die Beteiligte zu 2. führt des Weiteren an, dass durch das Reversierungsprojekt und den damit verbundenen Beitrag zur Liquidität und Diversifizierung die Versorgungssicherheit sowohl des deutschen als auch des europäischen Gasmarktes gesichert und gestärkt werde.

Dies wiederum habe eine erhebliche Verbesserung der Wettbewerbssituation Deutschlands zur Folge. Im Hinblick auf die Verbesserung der Gasversorgung legt die Beteiligte zu 2. konkretisierend dar, dass durch das Reversierungsprojekt zukünftig ein Teil der für die Nordschwarzwaldleitung benötigten Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden soll. Ebenso leiste das Reversierungsprojekt einen wesentlichen Beitrag für die geplante L-/H-Gas-Umstellung in Deutschland. Schließlich trägt die Beteiligte zu 2. vor, dass durch die Reversierungsmaßnahmen eine Konvergenz der Preisentwicklung an den virtuellen Handelspunkten in Deutschland, Italien und Frankreich erreicht werde.

Die Beteiligte zu 16. argumentiert, dass durch die Reversierung der TENP und die damit verbundene erhoffte Kapazitätsdarstellung ein deutlich positiver Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg erzielt werde. Die Reversierung der TENP stellt aus Sicht der Beteiligten zu 16. eine wichtige Maßnahme dar, um die für die Nordschwarzwaldleitung erforderlichen Kapazitäten zu garantieren. Ohne die TENP-Reversierung müsse hilfsweise sichergestellt werden, dass die übrigen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans zur Deckung der bestehenden Kapazitätslücke ausreichend sind. In formaler Hinsicht weist die Beteiligte zu 16. darauf hin, dass die Reversierungsmaßnahmen bereits Bestandteil des genehmigten Netzentwicklungsplan 2013 sowie des Gas Regional Investment Plan South-North-Corridor (GRIP SNC) seien.

Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber äußert sich in seiner Stellungnahme sowohl zu Ziffer I.1 als auch zu Ziffer I.2 des beabsichtigten Tenors. Bezüglich Ziffer I.1 heißt es, dass die Fernleitungsnetzbetreiber über die vorgesehene Herausnahme des Projektes überrascht seien. Es wird um ein zeitnahes Gespräch gebeten, um die hiermit zusammenhängenden Aspekte zu diskutieren. Am 29.09.2014 hat ein solches Gespräch in Form einer Telefonkonferenz zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern stattgefunden. Die Bundesnetzagentur schilderte hierbei ihre Erwägungsgründe für die geplante Herausnahme des Reversierungsprojektes aus dem Netzentwicklungsplan.

In seiner Stellungnahme bezüglich Ziffer I.2 des Tenors erläutert der Verband, dass die Maßnahmen von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommen worden sind, um eine erste Kostenallokation für noch im Detail zu planende Maßnahmen zu geben. Der nächste Detaillierungsschritt werde im kommenden Netzentwicklungsplan erfolgen.

Im Anschluss an die Anhörung kündigte die Beteiligte zu 2. an, die dem TENP-Reversierungsprojekt zugrundeliegende Gesamtleistung zu ändern und auf mindestens

6 GWh/h festlegen zu wollen. Zudem teilte sie mit, die ursprünglichen Bedingungen zu dem Projekt zurückzunehmen.

Die Bundesnetzagentur hat sich intensiv mit dem Vorbringen der Stellungnehmer auseinandergesetzt und die dargelegten formalen und materiellen Ausführungen bei ihrer Entscheidungsfindung berücksichtigt. Auch nach gründlicher Einbeziehung der vorgebrachten Stellungnahmen in ihre Erwägungen bleibt die Bundesnetzagentur im Kern bei dem in die Anhörung eingebrachten Tenor.

## **II. Entscheidungsgründe**

Die Bundesnetzagentur hält den vorgelegten Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber im Grundsatz für geeignet, das Ziel des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG zu erreichen.<sup>15</sup> Änderungsbedarf besteht jedoch bezüglich einzelner Maßnahmen.<sup>16</sup>

### **A. Zuständigkeit und Verfahren**

Die Bundesnetzagentur ist nach § 54 Abs. 1 Hs. 1 und Abs. 3 EnWG für diese Entscheidung zuständig. Der Ausschluss der Beschlusskammerzuständigkeit ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 2 EnWG.

Die Bundesnetzagentur hat die Fernleitungsnetzbetreiber – als Adressaten der vorliegenden Entscheidung – gemäß § 28 Abs. 1 VwVfG angehört.

### **B. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens**

Gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Die Entscheidung dient der Umsetzung der Vorgaben in § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, nach denen der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten muss, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

### **C. Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans**

#### **1. Formelle Voraussetzungen**

Zuständig für die gemeinsame Erstellung des Netzentwicklungsplans sind gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG die Fernleitungsnetzbetreiber.

Die nach § 15a Abs. 2 EnWG vorgeschriebenen Verfahrensanforderungen haben sie eingehalten:

Vor der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans bei der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben.<sup>17</sup> Die hierfür erforderlichen Informationen haben sie

---

<sup>15</sup> Siehe Abschnitt C.

<sup>16</sup> Siehe Abschnitt D.

<sup>17</sup> Siehe oben Ausführungen zu „Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber“ (I.B.2.a)).

auf der Internetseite ihres Verbandes zur Verfügung gestellt. Seit Beginn der Konsultationsphase am 17.02.2014 stehen neben dem Konsultationsdokument auch die dazugehörigen Anlagen, insbesondere die Input- und Maßnahmenlisten sowie der Netzausbauvorschlag, zum Download bereit.

Kapitel 1.3 des am 01.04.2014 vorgelegten Entwurfs zum Netzentwicklungsplan enthält eine zusammenfassende Darstellung, wie die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung im Netzentwicklungsplan 2014 berücksichtigt haben. Zugleich äußern sie sich zu den Gründen, warum sie sich nach Abwägung mit anderweitig in Betracht kommenden Planungsmöglichkeiten für den vorliegenden Netzausbauvorschlag entschieden haben.

## **2. Materielle Voraussetzungen**

### **a) Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009<sup>18</sup> ausreichend berücksichtigt. Bei der in den Szenariorahmen 2014 und den vorliegenden Netzentwicklungsplan eingegangenen Fassung handelt es sich um den Ten-Year Network Development Plan 2013-2022 (TYNDP). Der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) erstellte TYNDP wurde am 10.07.2013 an die europäische Regulierungsbehörde ACER übermittelt. Wie die Bundesnetzagentur bereits in der Bestätigung zum Szenariorahmen 2014 ausgeführt hat, sind die Ergebnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans geeignet, um Rückschlüsse über den künftig zu erwartenden Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern ziehen zu können.<sup>19</sup>

Unter Rückgriff auf die Konsultationsergebnisse zum Szenariorahmen 2014 und zum Netzentwicklungsplan 2013 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die seitens der ENTSO-G im TYNDP getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten aktualisiert. Ebenso erfolgte ein Abgleich mit den Werten, die im Zusammenhang mit in Planung oder bereits im Bau befindlichen Gasinfrastrukturen angesetzt wurden.

---

<sup>18</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

<sup>19</sup> Bestätigung zum Szenariorahmen 2014, S. 43.

## **b) Grundlagen der Modellierung**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf auf Basis der im Szenariorahmen vorgegebenen Modellierungsvarianten II.1 und II.2 berechnet. Der vorgelegte Netzausbauvorschlag ist eine Kombination der in Modellierungsvariante II.1 und II.2 enthaltenen Maßnahmen. Nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber liegen dem Netzausbauvorschlag im Wesentlichen die Ergebnisse der Modellierungsvariante II.2 zu Grunde. Darüber hinaus enthält der Netzausbauvorschlag vier zusätzliche, Baden-Württemberg betreffende Maßnahmen aus der Modellierungsvariante II.1.

Hinsichtlich des Gasbedarfsszenarios, das den beiden Modellierungsvarianten zu Grunde liegt, sieht die Bundesnetzagentur für den vorgelegten Netzentwicklungsplan keinen Änderungsbedarf. Selbiges gilt für die Eingangsparameter der Modellierung. Diesbezüglich sei darauf hingewiesen, dass die beiden Modellierungsvarianten – abgesehen von den „Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern“ – auf den gleichen Eingangsparametern basieren.

### **(1) Mittleres Gasbedarfsszenario**

Wie in den beiden vorangegangenen Prozessen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans wurden auch im diesjährigen Planungsprozess drei Gasbedarfsszenarien untersucht. Grundlage beider Modellierungsvarianten ist das mittlere Gasbedarfsszenario (Szenario II). Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass dieses Szenario die plausibelsten Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Gasbedarfs enthält. Die Szenarien I und III blieben bei der Modellierung unberücksichtigt.

Das Szenario II bildet insgesamt einen mittleren Pfad ab zwischen der sehr hohen Gasnachfrage des Szenarios I und der sehr niedrigen Prognose des Gasbedarfs des Szenarios III. Den Szenarien liegen verschiedene, im Entwurf des Netzentwicklungsplans näher bezeichnete Studien zu Grunde. Aus diesen Studien wurden jeweils der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch sowie der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung entnommen. Der für die Gaskraftwerke erforderliche Gasbedarf (einschließlich des Eigenbedarfs der Kraftwerke) wurde aus den im Szenariorahmen 2014 bereits bestätigten Entwicklungspfaden der Gasverstromung abgeleitet.<sup>20</sup>

Die Konsultation durch die Bundesnetzagentur hat ergeben, dass die Marktteilnehmer bezüglich des Erfordernisses dreier Gasbedarfsszenarien unterschiedlicher Auffassung sind. Einige Stellungnehmer halten die vergleichende Darstellung mehrerer Szenarien für hilf-

---

<sup>20</sup> Nähere Ausführungen hierzu unter II.C.2.b)(3) „Annahmen zu Gaskraftwerken“.

reich, da dadurch das hier relevante Szenario besser beurteilt und eingeordnet werden könne. Andere Stellungnehmer argumentieren, dass die Erstellung lediglich eines Szenarios die Komplexität verringere und die Nachvollziehbarkeit vereinfache. Die Bundesnetzagentur hält es diesbezüglich nicht für erforderlich, verpflichtende Vorgaben anzuordnen. Da keine zwingenden rechtlichen Gründe oder wesentliche Zweckmäßigkeitserwägungen entgegenstehen, bleibt es den Fernleitungsnetzbetreibern auch zukünftig überlassen, drei Gasbedarfsszenarien aufzustellen.

## **(2) Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern**

Der in der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 enthaltenen Vorgabe, die Modellierungsvarianten II.1 und II.2 verpflichtend zu berechnen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen. Als Startwert wurden bei beiden Varianten die internen Bestellwerte für das Jahr 2014 angesetzt. Die beiden Modellierungsvarianten unterscheiden sich hinsichtlich dessen, wie der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber berücksichtigt wurde.

Wie von der Bundesnetzagentur angeordnet, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierungsvariante II.1 den Kapazitätsbedarf bis zum Jahr 2019 auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 der Kooperationsvereinbarung VI<sup>21</sup> berechnet. Bis zum Jahr 2024 erfolgte danach eine konstante Fortschreibung.

Entsprechend der Vorgaben der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierungsvariante II.2 den Kapazitätsbedarf bis zum Jahr 2019 ebenfalls auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber berechnet. Im Unterschied zu Modellierungsvariante II.1 nahmen die Fernleitungsnetzbetreiber für den sich anschließenden Zeitraum bis zum Jahr 2024 einen Rückgang des Kapazitätsbedarfs an. Basis dieser Annahme ist die deutschlandweite, regionalisierte Entwicklung des Erdgasverbrauchs im mittleren Gasbedarfsszenario (sogenannter „Prognos-Ansatz“). In Kapitel 3.2.2 des Netzentwicklungsplans haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Umrechnungsschritte erläutert, wie die Basisdaten zur Gasmengenentwicklung aus dem Szenariorahmen bis hin zur Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber weiterverarbeitet werden.

---

<sup>21</sup> Siehe Fn. 11.



Auf welche Weise der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber adäquat prognostiziert werden kann, wurde und wird kontrovers diskutiert. Einen Überblick über die Meinungsvielfalt vermitteln nicht nur die bisherigen Entscheidungen der Bundesnetzagentur und Planentwürfe der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern auch die Anhörungsveranstaltungen und schriftlichen Stellungnahmen der Marktteilnehmer.<sup>22</sup> Hingewiesen sei in diesem Zusammenhang auf die „Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“. Diese Studie wird derzeit von den Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam mit den Verbänden BDEW, VKU und Geode durchgeführt. Auf Basis der erzielten Erkenntnisse und Einschätzungen bleibt zu klären, wie der prognostizierte Kapazitätsbedarf in die zukünftigen Netzplanungen einfließen soll.

Wie bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 ausgeführt, ist eine Plausibilisierung der Prognosen der Verteilernetzbetreiber angemessen. Nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgte die Plausibilisierung mittels der Vorgabe einer maximalen Zuwachshöhe. In den Fällen, in denen Zuwächse von mehr als 10% über die ersten vier Jahre prognostiziert wurden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Verteilernetzbetreiber kontaktiert und eine abgestimmte Prognose entwickelt. In wenigen, in Anlage 1 des Netzentwicklungsplans unter „Bemerkungen“ gekennzeichneten Fällen wurde eine Korrektur der Langfristprognose vorgenommen. Wäre es zwischen dem jeweiligen Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber zu keiner gemeinsamen Einschätzung über den Kapazitätsbedarf gekommen, war die Einschaltung der Bundesnetzagentur vorgesehen. Dies erwies sich jedoch nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber in keinem der Fälle als notwendig.

Wie dargelegt, wird der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber bis zum Jahr 2019 in beiden Modellierungsvarianten über die plausibilisierte Langfristprognose berücksichtigt. Hierbei werde laut Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber das Ziel verfolgt, nach der Fertigstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen die von den Verteilernetzbetreibern benötigten Kapazitäten unbefristet und auf fester Basis zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur wird die Einhaltung dieser Zielsetzung überprüfen.

### **(3) Annahmen zu Gaskraftwerken**

Die dem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Annahmen zu den Gaskraftwerken sind nicht zu beanstanden. Dies gilt sowohl bezüglich der Frage, welche Gaskraftwerke die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, als auch für die Frage, wie die Modellierung erfolgte.

---

<sup>22</sup> Siehe unter I.B.2.b) „Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur“.

Hinsichtlich der ersten Frage sei klargestellt, dass bereits im Rahmen der Berechnung der Gasbedarfsszenarien die Zuordnung der Gaskraftwerke zum jeweiligen Szenario festgelegt wurde. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kraftwerke insgesamt den Gasbedarfsszenarien I bis III zugeordnet, wobei das niedrige Gasbedarfsszenario III nur die bereits bestehenden und nahezu fertiggestellten Kraftwerke umfasst. Die Unterschiede zwischen Gasbedarfsszenario I und II, die jeweils auch die bereits bestehenden und nahezu fertiggestellten Kraftwerke berücksichtigen, resultieren aus der unterschiedlichen Einbeziehung der Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und § 9 KraftNAV. Da die für den aktuell vorgelegten Netzausbauvorschlag maßgeblichen Modellierungsvarianten II.1 und II.2 beide auf dem mittleren Gasbedarfsszenario beruhen, zeigen sich bezüglich der berücksichtigten Gaskraftwerke keine Unterschiede. Aus der Zuordnung der Kraftwerke zum mittleren Gasbedarfsszenario hat sich wiederum ergeben, welche Gaskraftwerke Gegenstand der sich anschließenden Modellierung waren.

In Bezug auf die Berücksichtigungsfähigkeit der Gaskraftwerke ist zwischen Bestandskraftwerken und Neubaukraftwerken zu unterscheiden. Die Bestandskraftwerke wiederum werden differenziert nach systemrelevanten und nicht-systemrelevanten Kraftwerken. Systemrelevant sind diejenigen Kraftwerke, die die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur als solche definiert haben. Voraussetzung für die Benennung war, dass die Verfügbarkeit dieser Kraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Stromnetzbetriebs notwendig sind. Zu den Neubaukraftwerken zählen nicht nur die in Planung befindlichen Kraftwerke, sondern auch der überwiegende Teil der in Bau befindlichen Anlagen.

Die nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerke sind von den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum Ende ihrer planerischen Laufzeit von 45 Jahren in die Modellierung einbezogen worden. Über das Ende dieser Laufzeit hinaus fanden sie dann Berücksichtigung, wenn davon ausgegangen werden konnte, dass sie am gleichen Standort mit gleicher Leistung ersetzt werden. Ein baugleicher Ersatz wurde grundsätzlich aber nur bei Standorten mit Fernwärmeversorgung angenommen.

Die systemrelevanten Bestandskraftwerke haben die Fernleitungsnetzbetreiber trotz eventuell vorhandener konkreter Stilllegungsbeschlüsse der Betreiber bis zum Jahr 2023 weitergeführt. Für den Zeitraum danach wird das Konzept der Systemrelevanz nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber hinfällig. Grund ist der bis zu diesem Zeitpunkt angenommene

Ausbau der Übertragungsnetze. Sofern keine Stilllegungsbeschlüsse vorliegen und sich aus der oben genannten Laufzeitregelung nichts anderes ergeben hat, sind die Kraftwerke entsprechend der Kriterien für nicht-systemrelevante Bestandskraftwerke bis einschließlich zum Jahr 2024 in die Modellierung einbezogen worden.

Welche Neubaukraftwerke die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, bestimmt sich nach einem differenzierten Zuordnungssystem. Maßgeblich ist, ob die Kraftwerksbetreiber Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und nach § 9 KraftNAV gestellt haben und wie diese Anfragen beschieden worden sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die entsprechenden Auswahlkriterien im ersten Kapitel des Netzentwicklungsplans näher erläutert und die Zuordnung zu den Gasbedarfsszenarien vorgenommen. Abgesehen von geringfügigen Änderungen lag dieses Auswahlssystem bereits den beiden vorangegangenen Prozessen der Netzentwicklungsplanung zu Grunde und soll im Grundsatz auch so fortgeführt werden. Einzelne Änderungen kündigen die Fernleitungsnetzbetreiber mit Blick auf die nach § 39 GasNZV gestellten Ausbaubegehren und die nach § 38 GasNZV beschiedenen Anträgen insoweit an, als dass über die Einführung eines zeitlichen Kriteriums oder eine Fristverkürzung im Szenariorahmen 2015 erneut entschieden werden müsse.

Die Zuordnung der Neubaukraftwerke anhand der genannten Auswahlkriterien erweist sich als plausibles und sinnvolles Vorgehen. Denn auf diese Weise werden im mittleren Gasbedarfsszenario einerseits nicht alle beliebig bekannt gewordenen Kraftwerksprojekte berücksichtigt und andererseits wird nicht nur auf den aktuellen Kraftwerksbestand und die sich im Wesentlichen bereits in Bau befindlichen Anlagen abgestellt. Darüber hinaus ist zu begrüßen, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit der weiteren Ausgestaltung der Auswahlkriterien konstruktiv auseinandersetzen und das Zuordnungssystem mit Blick auf Optimierungsmöglichkeiten beleuchten.

Gemäß der Bestätigung zum Szenariorahmen 2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Modellierung der Neubaukraftwerke das DZK-Produkt zu 100% angesetzt. Die systemrelevanten Bestandskraftwerke sind mit dem gleichen Ansatz modelliert worden, sofern nicht bereits eine feste Kapazität bestand. In diesem Fall wurde eine Fortschreibung der festen Kapazität vorgenommen. Die Modellierung der nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerke erfolgte mit der bestehenden Kapazität und dem entsprechenden Kapazitätsprodukt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diejenigen Kraftwerke, die nicht an das Fernleitungsnetz, sondern an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossen sind, im Rahmen der internen Bestellung und der plausibilisierten 10-Jahres-Kapazitätsprognose des nachgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt worden sind.

In den vorangegangenen Planungsprozessen zur Erstellung der Netzentwicklungspläne haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur ausführlich mit der Entwicklung des DZK-Produktes 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. Diese Einschätzung ergibt sich im Wesentlichen aus der zum DZK-Produkt angefertigten Kosten-Nutzen-Analyse. Die Analyse hat gezeigt, dass die Modellierung auf DZK-Basis im Vergleich zur Modellierung auf fFZK-Basis mit minimalem Ressourcenaufwand der Fernleitungsnetzbetreiber zu erreichen ist. Wie die Bundesnetzagentur zudem bereits im letztjährigen Änderungsverlangen festgestellt hat, würde ein Ausbau zugunsten von fFZK dazu führen, dass die Kosten des Netzausbaus über die Entgelt-systematik sozialisiert werden und der Nutzen hingegen individualisiert wird, ohne gleichzeitig einen verursachungsgerechten Beitrag von den Kraftwerksbetreibern abzuverlangen.

Hinsichtlich der rechtlichen Zulässigkeit des DZK-Produktes bestehen keine Bedenken. Die Prüfung der Bundesnetzagentur hat ergeben, dass kein Widerspruch zu gesetzlichen Vorgaben festzustellen ist. Dies bezieht sich insbesondere auf die Vorschriften, die im Grundsatz von der Bereitstellung fester fFZK ausgehen. Wesentlicher Prüfungsmaßstab für die Frage, welche Kapazitäten für die Netznutzer im Rahmen des Netzausbaus zu schaffen sind, ist das Kriterium der Angemessenheit. Dieser Anforderung wird das DZK-Produkt nach Ansicht der Bundesnetzagentur gerecht.<sup>23</sup>

Wie die Bundesnetzagentur bereits mehrfach betont hat, erfordert es die Praktikabilität des DZK-Produktes, dass im Engpassfall eine marktbasierte Versorgung der Kraftwerke sichergestellt ist. Die Absicherung der Belieferung erfolgt durch die Buchung fester Transportkapazitäten an Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten oder an Speichern. Voraussetzung für den jeweils zugeordneten Einspeisepunkt ist daher, dass genügend Liquidität und feste Kapazität hinter den Zuordnungspunkten gegeben ist.

Bezüglich der Frage, welche Zuordnungspunkte in dieser Hinsicht als sachgerecht erscheinen, haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber an die Vorgabe der Bundesnetzagentur gehalten und die Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald nicht als Zuordnungspunkte verwendet. Ersatzweise haben sie den Punkt Ellund und Speicher statt Greifswald sowie Medelsheim statt Wallbach als Zuordnungspunkte für die betreffenden Kraftwerke gewählt.

---

<sup>23</sup> Näher dazu Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2013, S. 32 ff.

Wiederholt wurde darauf hingewiesen, dass es im Netzentwicklungsplan um das DZK-Produkt als Planungsprämisse geht. Die Vermarktung von DZK-Produkten ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass die Thematik der Vermarktung in der wertschöpfungsübergreifenden BDEW-Projektgruppe „Kapazitäten für Gaskraftwerke“ konstruktiv weiter entwickelt werde.

#### **(4) Annahmen zu Gasspeichern**

Auch die Annahmen, die die Fernleitungsnetzbetreiber zu den Gasspeichern getroffen haben, sind nicht zu beanstanden. Ihre Vorgehensweise bei der Auswahl der in der Modellierung berücksichtigten Gasspeicher entspricht den Vorgaben der Bundesnetzagentur. Gleiches gilt für den gewählten Modellierungsansatz.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diejenigen Speicher in die Modellierung einbezogen, die gemäß der Inputliste der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 zu berücksichtigen waren. Demnach haben sie neben den bestehenden Speichern – einschließlich der in Bau befindlichen – auch solche neuen Speicher in der Modellierung angesetzt, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt haben. Der Stichtag für die Einbeziehung der Kapazitätsausbauansprüche war der 09.08.2013.

In Bezug auf den jeweils gewählten Modellierungsansatz gilt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierung der Speicher entsprechend der in der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 ausgewiesenen Kapazitäten durchgeführt haben. Für die Modellierung der neuen und erweiterten Speicher mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sowie für bestimmte Bestandsspeicher haben sie nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur das TaK-Produkt zu 100% angesetzt. Die übrigen Bestandsspeicher sind mit der bisher bestehenden Kapazität und dem entsprechenden Kapazitätsprodukt modelliert worden. Für die Betreiber der neuen und erweiterten Speicher wird damit eine im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2013 signifikante Verbesserung erreicht. Im Netzentwicklungsplan 2013 wurden die festen Kapazitätsbedarfe zu lediglich 50% im Marktgebiet von NetConnect Germany und zu 80% im Marktgebiet von Gaspool berücksichtigt.

Wenngleich als Modellierungsansatz für einige Bestandsspeicher das TaK-Produkt Anwendung fand, beinhalten die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber keinen Ausbau für Bestandsspeicher. Dies sei darauf zurückzuführen, dass die Voraussetzungen des TaK-Produktes weitestgehend den in der Vergangenheit

durch Lastflusszusagen abgesicherten Kapazitäten der betreffenden Bestandsspeicher entsprechen.

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>24</sup> Die Erläuterungen betreffen sowohl die inhaltliche Ausgestaltung des Produktes als auch die gesamtwirtschaftliche Beurteilung. Der Planungsansatz TaK kommt den Nutzungsinteressen der Speicherkunden und den Speicherbetreibern weitestgehend entgegen und ist zugleich geeignet, den Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß zu beschränken. Insbesondere auch aus Gründen der Versorgungssicherheit wird die Modellierung mit dem TaK-Produkt für energiewirtschaftlich angemessen erachtet. Auf die früheren Ausführungen sei an dieser Stelle verwiesen. Gleiches gilt bezüglich der Erläuterungen zur rechtlich unbedenklichen Zulässigkeit des TaK-Produktes.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sich an die Vorgaben der Bundesnetzagentur zu den Temperaturbereichen, innerhalb derer eine Festigkeit der Kapazität besteht, gehalten. Im vorliegenden Netzentwicklungsplan 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. Davon ausgehend 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. Davon ausgehend wurde die angefragte Ausspeisekapazität zwischen 16°C und 10°C zu 22% als fest berücksichtigt.

In der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 stellte die Bundesnetzagentur die Vorgabe auf, 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. Eine entsprechende Vorgabe traf sie auch für die Ausspeisekapazität. Diese sollte netzseitig im Durchschnitt in mehr als der Hälfte des üblichen Einspei-

---

<sup>24</sup> Siehe bspw. Szenariorahmen 2014, S. 35; Bestätigung des Szenariorahmens 2014, S. 56 ff.

cherzeitraums vom 01.04. bis zum 01.10. auf fester Basis ermöglicht werden. Damit bedeutet die Vorgabe im Ergebnis – bei einer potentiellen Gesamtdauer für die Ein- oder Ausspeicherung von je 182 Tagen – eine feste Ein- oder Ausspeicherung an 92 Vollbenutzungstagen. Dies gilt sowohl für das Winterhalbjahr als auch für das Sommerhalbjahr. Unter Vollbenutzungstagen ist gemäß der Definition der Bundesnetzagentur die Summe der Tage zu verstehen, an denen nach TaK eine feste Ein- oder Ausspeicherung möglich ist, jeweils gewichtet mit dem Anteil der festen Kapazität.<sup>25</sup>

Die oben dargelegten, von den Fernleitungsnetzbetreibern verwendeten Zwischentemperaturbereiche erfüllen das Erfordernis der 92 Vollbenutzungstage. Zur Durchführung der Berechnungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Tagesmitteltemperaturen der Jahre 1991 bis 2013 an 50 Wetterstationen ausgewertet, verteilt über das gesamte Bundesgebiet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sich vorliegend dafür entschieden, den Zwischentemperaturbereich mittels einer einstufigen Funktion zu modellieren. Zur Begründung führen sie an, dass jede zusätzliche Stufe einen erheblichen Mehraufwand erfordert hätte, der im vorgegebenen Zeitrahmen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans nicht realisierbar gewesen wäre. Von einigen Konsultationsteilnehmern wird gefordert, die Zwischentemperaturbereiche durch eine höhere Auflösung mit mehr Berechnungspunkten auszugestalten. Dies würde aus Sicht der Netznutzer helfen, sich dem tatsächlich verfügbaren Kapazitätsverlauf besser anzunähern. Da die Vorgabe der 92 Vollbenutzungstage mittels der von den Fernleitungsnetzbetreibern angewandten einstufigen Funktion eingehalten wird, ist die Modellierung anhand mehrerer Berechnungspunkte derzeit entbehrlich.

Ebenso wie beim DZK-Produkt geht es im Netzentwicklungsplan auch beim TaK-Produkt um das Kapazitätsprodukt in seiner Eigenschaft als Planungsprämisse. Die Vermarktung von TaK-Produkten ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher darauf hingewiesen, dass die von den Marktteilnehmern zur Vermarktung der Kapazitätsprodukte vorgebrachten Aspekte in der BDEW-Projektgruppe „Temperaturabhängige Kapazitäten an Gasspeichern“ weiter zu diskutieren sind.

### **c) Besonderheit des Netzausbauvorschlags: Kombination von zwei Modellierungsvarianten**

Der Netzausbauvorschlag ist eine Kombination der sich aus den beiden Modellierungsvarianten II.1 und II.2 ergebenden Netzausbaumaßnahmen. Die Bundesnetzagentur sieht davon ab, eine Abänderung zu verlangen. Der Grund für diese Entscheidung liegt darin, dass

---

<sup>25</sup> Bestätigung des Szenariorahmens 2014, S. 59.

sich der Netzausbauvorschlag nur in geringem Maße von dem Berechnungsergebnis sowohl der Modellierungsvariante II.1 als auch der Modellierungsvariante II.2 unterscheidet.

Von der Modellierungsvariante II.1 unterscheidet sich der Netzausbauvorschlag allein in Bezug auf die Maßnahme „Erweiterung NEL“. Diese Maßnahme beinhaltet zwar in beiden Fällen den Neubau einer Verdichterstation, zeigt jedoch Unterschiede hinsichtlich der Anzahl und der jeweiligen Leistung der Verdichtereinheiten. Bei der ersten Maßnahmenalternative, die in Modellierungsvariante II.1 mit der ID-Nummer 110-05 ausgewiesen ist, handelt es sich um zwei Verdichtereinheiten zu je 30 MW. Bei der zweiten Maßnahmenalternative, die im Netzausbauvorschlag unter der ID-Nummer 110-04 geführt wird, handelt es sich um drei Verdichtereinheiten zu je 20 MW. Die Gesamtleistung aller Verdichtereinheiten beläuft sich also in beiden Fällen auf 60 MW. Die Maßnahmenalternative mit der ID-Nummer 110-04 ist nicht nur Teil des Netzausbauvorschlags, sondern zugleich errechneter Ergebnisbestandteil der Modellierungsvariante II.2.

Im Unterschied zu Modellierungsvariante II.2 enthält der Netzausbauvorschlag vier zusätzliche Maßnahmen in Baden-Württemberg: Die Querspange und Mess- und Regelanlage im Raum Pforzheim - Raum Bietigheim (ID-Nummern 112-01 und 116-01) sowie die Querspange und Mess- und Regelanlage im Raum Leonberg - Raum Reutlingen (ID-Nummern 113-01 und 117-01). Diese Maßnahmen sind zugleich errechnete Ergebnisbestandteile der Modellierungsvariante II.1.

In den beiden bisherigen Netzentwicklungsplänen aus den Jahren 2012 und 2013 haben die Fernleitungsnetzbetreiber aus den jeweils berechneten Modellierungsvarianten je eine Variante ausgewählt und sie als Netzausbauvorschlag in den Planungsprozess eingebracht. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Daher fordert die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber auf, zukünftig die Netzausbauvorschläge auf Basis ein und desselben Berechnungsergebnisses einzureichen.

Sinn und Zweck der Modellierung ist es, diejenigen Netzausbaumaßnahmen zu berechnen, die für die Bedarfsgerechtigkeit des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Um diesen Anspruch zu erfüllen, führen die Fernleitungsnetzbetreiber umfangreiche Modellierungsberechnungen durch, deren Ergebnisse den erforderlichen Netzausbaubedarf für Deutschland widerspiegeln. Die beiden hier maßgeblichen Modellierungsvarianten sind auf Basis einer einheitlich zugrundeliegenden Modellierungsmethodik berechnet worden. Die zwei resultierenden Ergebnisse unterscheiden sich allein auf Grund der unterschiedlichen Eingangswerte beim Kapazitätsbedarf der nachgelagerten



Netzbetreiber, die Netzausbaumaßnahmen sind aber in beiden Modellierungsvarianten das unmittelbare Ergebnis der Berechnungen. Hingegen wurden die genannten zusätzlichen bzw. abgeänderten Maßnahmen des Netzausbauvorschlags auf Grund anderweitiger Erwägungen in den Maßnahmenkatalog des Netzausbauvorschlags integriert.

Der an die Art und Weise der Modellierung gestellte Anspruch besteht darin, dass unabhängig von unterschiedlichen Eingangsparametern eine in sich konsistente Berechnungsmethodik angewendet wird. Es muss ein schlüssiges, in sich stimmiges und die lastflussbezogenen Wechselwirkungen berücksichtigendes Gesamtbild über den deutschlandweit erforderlichen Netzausbaubedarf entstehen. Eine separate und isolierte Betrachtung einzelner Kapazitätsbedarfe weniger Verteilernetzbetreiber oder Netznutzer ist zu vermeiden. Nicht zuletzt diesem Zweck dient auch die gesetzliche Forderung, dass der Netzentwicklungsplan von den Fernleitungsnetzbetreibern *gemeinsam* zu erstellen ist. Wenn nun vereinzelt Maßnahmen „manuell“ zum Netzausbauvorschlag hinzugefügt oder abgeändert werden und diese Maßnahmen damit nicht unmittelbarer Bestandteil ein und desselben Berechnungsergebnisses sind, mindert dies die Aussagekraft und Wertigkeit des Berechnungssystems.

### **3. Hinweise der Bundesnetzagentur**

Wie bereits in den beiden vorangegangenen Änderungsverlangen zu den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 betont, sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die in einem verbindlichen Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen umzusetzen. Denn bei diesen Maßnahmen handelt es sich nicht um schlichte Absichtserklärungen, sondern um verbindliche Konkretisierungen der allgemeinen Netzausbauverpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 1 EnWG. Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen sich hinsichtlich der durchzuführenden Planungs- und Realisierungsschritte an den aufgestellten Zeitplan halten, um die jeweiligen Netzausbaumaßnahmen zeitgerecht fertigstellen zu können. Angesichts von Ankündigungen einzelner Fernleitungsnetzbetreiber, dass es bei bestimmten Netzausbaumaßnahmen zu Verzögerungen kommen könnte, sieht sich die Bundesnetzagentur veranlasst, auf diesen Umstand nochmals gesondert hinzuweisen. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die im Netzentwicklungsplan genannten Verzögerungen bei der Nordschwarzwaldleitung (ID-Nummer 069-01a). Im Übrigen sei klargestellt, dass etwaige Verzögerungen zumindest fundiert zu begründen sind.

Wenn im Rahmen der Modellierung die Eingangsparameter falsch angesetzt wurden oder das Berechnungsverfahren anderweitige Mängel aufweist, kann dies eine Nachmodellierung nach sich ziehen. Stellt die Bundesnetzagentur bei ihrer Prüfung fest, dass der Netz-

entwicklungsplan insoweit fehlerhaft oder unvollständig ist, muss sie unter Beachtung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes abwägen, ob diese Mängel so gravierend sind, dass eine Nachmodellierung erforderlich ist. Eine Überarbeitung des Netzentwicklungsplans im Übrigen kann die Bundesnetzagentur dann verlangen, wenn fehlerhafte oder unvollständige Angaben vorliegen, die nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Modellierung stehen.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan hat die Bundesnetzagentur Ungereimtheiten festgestellt, die teils unmittelbar, teils mittelbar mit der Modellierung zusammenhängen. Eine grundlegende Nachmodellierung hält sie jedoch für entbehrlich. Angesichts der geringen Gewichtigkeit der Mängel würde dies einen unverhältnismäßig großen Aufwand für die Fernleitungsnetzbetreiber bedeuten.

Eine Überarbeitung des Netzentwicklungsplans verlangt die Bundesnetzagentur jedoch hinsichtlich der folgenden Angaben:

In Tabelle 34 auf Seite 115 des Netzentwicklungsplans sind die Ergebnisse der Modellierungsvariante II.2 aufgeführt. In der Kategorie „Verdichterstationen“ wird die Leistung bis zum Jahr 2024 mit 408 MW angegeben. Die Berechnung anhand der in Anlage 4 angegebenen Verdichterleistungen führt jedoch zu einem Gesamtergebnis von 358 MW. Der in der Tabelle angegebene Wert ist entsprechend zu korrigieren.

Im Rahmen des Kapitels 4.7 „Analyse historischer Unterbrechungen“ wird bei den Erläuterungen zu den Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten tabellarisch dargestellt, wie hoch der Anteil der Unterbrechungsdauer in dem jeweils betrachteten Zeitraum ist (Tabelle 23, S. 67 f.) und in welcher Höhe die unterbrechbaren Kapazitäten im Mittel unterbrochen worden sind (Tabelle 24, S. 68). Die Prüfung der Bundesnetzagentur hat ergeben, dass die hier angegebenen Daten teilweise falsch sind. Die betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, dies zu korrigieren.

Zudem sei generell angemahnt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung der zukünftigen Netzentwicklungspläne in verstärktem Maße auf eine fehlerfreie und vollständige Datenlieferung und Datenverarbeitung zu achten haben.

## **D. Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans**

### **1. Maßnahmen des Netzausbauvorschlags**

#### **a) Maßnahmen zur TENP-Reversierung – ID-Nr. 051-03a/b und ID-Nr. 202-01**

Das von der Beteiligten zu 2. vorgeschlagene Projekt „TENP-Reversierung“ setzt sich zusammen aus drei Maßnahmengruppen, die im Netzentwicklungsplan unter den ID-Nummern 051-03a, 051-03b und 202-01 aufgeführt sind. Diese Maßnahmen entsprechen nach den derzeitigen Erkenntnissen der Bundesnetzagentur nicht den gesetzlichen Anforderungen und sind daher aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

Bei der Maßnahme 051-03a handelt es sich um die physikalische Reversierung der drei Verdichterstationen des TENP-Leitungssystems in Hügelheim, Mittelbrunn und Stolberg. Darüber hinaus soll eine Deodorierungsanlage errichtet werden. Mittels dieser Maßnahmen soll der physische Gasfluss der TENP reversiert und der Gasfluss von Süd- nach Nordeuropa ermöglicht werden. Die voraussichtlichen Kosten werden auf insgesamt 36 Mio. Euro beziffert.

Die Maßnahme 051-03b beinhaltet den Neubau einer Verdichterstation in Stolberg mit drei Verdichtereinheiten, von denen eine Einheit als Standby vorgesehen ist. Die Leistung der Verdichtereinheiten soll je 5 MW betragen. Um die TENP an das Leitungssystem der Beteiligten zu 4. anbinden zu können, ist in Stolberg zudem die Errichtung einer neuen Mess- und Regelstation geplant. Die Kosten der Stationen werden mit insgesamt 74 Mio. Euro angegeben.

Bei der Maßnahme 202-01 handelt es sich um den Neubau einer bidirektional ausgelegten Leitung inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Hierzu gehört insbesondere die Errichtung einer bidirektionalen Mess- und Regelstation. Die für eine Länge von 12 km geplante Leitungstrasse soll am neuen Verdichterstandort Stolberg beginnen, parallel zur bereits bestehenden Erdgastransportleitung Nr. 77 verlaufen, und am Grenzübergangspunkt Eynatten enden. Sie soll einen Durchmesser von 700 mm und einen Betriebsdruck von 100 bar aufweisen. Die Kosten werden insgesamt auf 24 Mio. Euro geschätzt.

Zur Begründung aller drei Maßnahmengruppen führt die Beteiligte zu 2. an, dass zu den wesentlichen bedarfsauslösenden Faktoren ein erwartetes Gasüberangebot in Italien gehört. Die Beteiligte zu 2. geht in der Folge von einem erhöhten Einspeisekapazitätsbedarf am deutsch-schweizerischen Grenzübergangspunkt Wallbach in Höhe von 14,9 GWh/h

aus. Der Bedarf der Maßnahmen 051-03a und 051-03b wird zudem mit der Erhöhung der Überspeisekapazität der Beteiligten zu 2. an die Beteiligte zu 4. begründet. Geplant ist, von der Einspeisekapazität 8,9 GWh/h am Netzkoppelpunkt Stolberg zu übergeben, aufgeteilt in 1,9 GWh/h fFZK zum VHP Gaspool und 7 GWh/h BZK zum Grenzübergangspunkt Eynatten. Die übrigen 6 GWh/h sollen dem Marktgebiet NetConnect Germany als bFZK zur Verfügung gestellt werden. In Bezug auf den Leitungsneubau – ID-Nummer 202-01 – gibt die Beteiligte zu 2. des Weiteren an, dass diese Maßnahme zur Steigerung der Austauschkapazitäten mit dem belgischen Transportnetz erforderlich sei.

Für alle drei Einzelprojekte gibt die Beteiligte zu 2. den Entwicklungsstand des Projektes mit „Projektidee“ an. Zu weiteren, bis zu den Netzentwicklungsplänen 2015, 2016 und 2017 beabsichtigten Maßnahmen macht die Beteiligte zu 2. keine Ausführungen. Dies unterscheidet die Maßnahmen von den übrigen Maßnahmen des Netzausbauvorschlags, deren planerische Inbetriebnahme für 2018 oder früher vorgesehen ist. Über die voraussichtliche Entwicklung dieser übrigen Maßnahmen sind im Zeitraum bis zu den nächsten drei Netzentwicklungsplänen konkretisierende Angaben vorhanden. Wenngleich die Beteiligte zu 2. im TYNDP angegeben hat, im ersten Quartal des Jahres 2013 eine finale Investitionsentscheidung treffen zu wollen, ist dies bislang für keines der drei Einzelprojekte erfolgt. Die planerische Inbetriebnahme, die ursprünglich für das Jahr 2017 vorgesehen war, verschiebt sich nach Aussage der Beteiligten zu 2. um ein Jahr auf 2018.

Bei der in den Entwurf des Netzentwicklungsplans eingebrachten Projektvariante, die durch die am Grenzübergangspunkt Wallbach angesetzte Einspeisekapazität in Höhe von 14,9 GWh/h gekennzeichnet ist, handelt es sich um den sogenannten Mid-Case. Im Anschluss an die Anhörung kündigte die Beteiligte zu 2. an, die Gesamtleistung nunmehr auf „mindestens 6.000 MWh/h“ festzulegen. Diese Projektvariante wird im Folgenden als Min-Case bezeichnet.

Die Bundesnetzagentur hat ihre Entscheidung, ob die TENP-Reversierungsmaßnahmen aus netztechnischer Sicht erforderlich sind, an den Maßstäben der Bedarfsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit zu messen. Nach gegenwärtiger Erkenntnislage lässt sich weder dem Vorbringen der Beteiligten zu 2. noch den Angaben anderer, potentiell betroffener Fernleitungsnetzbetreiber ein ausreichender Nachweis dafür entnehmen, dass die TENP-Reversierungsmaßnahmen diesen Voraussetzungen genügen. Dies gilt sowohl für die ursprünglich von der Beteiligten zu 2. vorgeschlagenen Variante (Mid-Case), als auch für die im Anschluss an die Anhörung eingebrachte Variante (Min-Case).

Der Beteiligten zu 2. ist zuzustimmen, dass die Reversierung der TENP zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland und/oder Europa beitragen könnte. Ein zentraler Aspekt wäre die steigende Diversifizierung von Gasbezugsmöglichkeiten durch die Schaffung von zusätzlichen Transportkapazitäten von Süd- nach Nordeuropa. Zum Beispiel könnten mittelfristig Gasmengen über neue Leitungen wie die Trans-Adria-Pipeline oder South Stream via Italien und der Schweiz nach Deutschland transportiert werden. Auch angrenzende Länder, wie etwa Belgien, könnten von zusätzlichen Gasmengen aus dem Süden profitieren. Die Versorgungssicherheit könnte in Engpasszeiten optimiert werden, insbesondere dann, wenn Nord-Süd-Flüsse unterbrochen wären.

Ob eine Reversierung der TENP die Versorgungssicherheit tatsächlich erhöht, kann bei beiden eingebrachten Projektvarianten jedoch aus folgenden Gründen dahingestellt bleiben:

Der Min-Case ist derzeit schon deswegen nicht genehmigungsfähig, weil der angegebene Kapazitätsbedarf nicht begründet wurde. In dem Szenariorahmen 2014, der dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegt, ist der Wert nicht enthalten. Dementsprechend wurde der Min-Case auch nicht bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans modelliert und mit den anderen Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt, wie es § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG verlangt. Daher ist unklar, welche Maßnahmen sich aus einer solchen Modellierung ergeben würden. Weder die Öffentlichkeit noch die tatsächlichen und potenziellen Netznutzer hatten Gelegenheit, sich im Rahmen der Konsultationen dazu zu äußern.

Auch der Mid-Case ist aktuell nicht genehmigungsfähig. Die Beteiligte zu 2. hat inzwischen gegenüber der Bundesnetzagentur bekundet, dass sie sich über die tatsächliche Erforderlichkeit dieser Maßnahmen nicht sicher ist. Sie wisse nicht, ob sie den modellierten Vorschlag mit einer Gesamtleistung von 14,9 GWh/h tatsächlich umsetzen werde. Eine finale Investitionsentscheidung sei ohnehin noch nicht getroffen. Nicht nur infolge dieser Unsicherheit, sondern auch auf Grund der im Weiteren dargelegten Erwägungen, hat die Bundesnetzagentur Zweifel an der Erforderlichkeit des Projekts in Form des Mid-Cases.

Im Gegensatz zum Min-Case ist der Mid-Case modelliert worden. Allerdings sind in die Modellierungsberechnung nicht stichhaltig nachgewiesene Kapazitätsbedarfe eingeflossen. Im Rahmen der durchgeführten Modellierungsberechnungen hat die Beteiligte zu 2. die Bedingung zu Grunde gelegt, dass an den berücksichtigten Netzkopplungspunkten Wallbach und Eynatten bestimmte Kapazitätsbedarfe vorhanden sind. Bei dieser Bedingung handelt es sich jedoch lediglich um eine bislang nicht bestätigte Annahme. Weder mittels

einer erfolgreichen Marktabfrage noch auf andere Weise haben die Beteiligte zu 2. oder ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber in ausreichendem Maße belegt und begründet, dass ein entsprechender Bedarf tatsächlich besteht.

Zum Nachweis der Kapazitätsbedarfe hatte die Beteiligte zu 2. geplant, eine Marktabfrage durchzuführen und diese als Bedingung für die Umsetzung des Projektes genannt. Eine solche Marktabfrage hat sie jedoch mittlerweile für ungeeignet erklärt, um den Bedarf festzustellen. Bereits im Jahr 2012 hatte die Beteiligte zu 2. eine erste Marktabfrage angekündigt, diese jedoch wegen offener Punkte zurückgezogen. Für das Jahr 2013 war erneut eine Marktabfrage geplant. Deren Durchführung wurde jedoch abermals – noch vor offizieller Ankündigung – verschoben. Grund war die Erkenntnis, dass mit der Reversierung unzulässigerweise französisches, odoriertes Gas über die Schweiz nach Deutschland gelangen könnte. Letztlich ist die auf das Jahr 2014 verschobene Marktabfrage gänzlich abgesagt worden. Am 09.07.2014 erklärte die Beteiligte zu 2. gegenüber der Bundesnetzagentur, dass sie keine Marktabfrage mehr durchführen werde. Dennoch hält sie weiterhin daran fest, das Projekt in Abhängigkeit vom Marktbedarf bauen zu wollen ohne anzugeben, wie sie diesen Marktbedarf feststellen möchte.

Der Beteiligten zu 2. bleibt es jedoch unbenommen, den Bedarf im nächsten Netzentwicklungsplan nachzuweisen. Dementsprechend gibt die Bundesnetzagentur der Beteiligten zu 2. im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015 Gelegenheit, den angesetzten Kapazitätsbedarf nachvollziehbar und plausibel zu begründen. In der Bestätigung des Szenariorahmens sind Indikatoren genannt, die im Rahmen dieser Begründung zu untersuchen sind.

Die Beteiligte zu 2. hat im Rahmen der Anhörung vorgetragen, dass das Reversierungsprojekt bereits von der Europäischen Kommission als Project of Common Interest (PCI) identifiziert sei. Das ist korrekt. Gemäß dem Wortlaut des Art. 3 Abs. 6 der TEN-E-Verordnung<sup>26</sup> folgt daraus eine Pflicht zur Aufnahme eines solchen Projekts in die nationalen Netzentwicklungspläne.

Bei der PCI-Liste handelt es sich um eine verbindliche Liste, mit der Folge, dass die hierin enthaltenen Projekte umgesetzt werden müssen. Wie bereits geschildert, zeigt sich jedoch in Bezug auf das hier betreffende TENP-Reversierungsprojekt die Schwierigkeit, dass die Planungsvoraussetzungen bislang in nicht hinreichender Weise fundiert sind. Die Beteiligte

---

<sup>26</sup> Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009.

zu 2. hat nicht nur im Laufe der vergangenen Netzentwicklungspläne variierende Angaben zu den Kapazitätsbedarfen eingebracht, sondern auch im Laufe des aktuellen Verfahrens den Wert verändert. Desgleichen hat sie die Realisierung des Projektes von dem Eintritt diverser Bedingungen abhängig gemacht. Dies betrifft nicht nur die mittlerweile abgesagte Marktabfrage, sondern umfasst auch Bedingungen technischer und betriebswirtschaftlicher Art. Wenngleich der Beteiligten zu 2. zuzugestehen ist, dass es sich bei dem TENP-Reversierungsprojekt um ein komplexes und diffiziles Vorhaben handelt, ist der bisherige Planungsprozess durch eine Unstetigkeit bei der Angabe der planerisch relevanten Daten gekennzeichnet.

Im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung der ersten PCI-Liste war der nationale Abstimmungsprozess bereits Ende des Jahres 2012 abgeschlossen. Die damalige Zustimmung der Bundesnetzagentur ist nur unter der Annahme ergangen, dass anhand der ursprünglich angekündigten Marktabfrage tatsächlich ein entsprechender Bedarf nachgewiesen werden würde und die vorgetragenen Angaben der Beteiligten zu 2. auf einer weiter fortgeschrittenen und verbindlicheren Planungsgrundlage basieren. Die Bundesnetzagentur hat sich insoweit auf die Angaben der Projektträgerin verlassen. Sie hätte ihre Zustimmung jedoch nicht erteilt, wenn ihr die Ungereimtheiten in der Planung erkennbar gewesen wären.

Für die in die PCI-Liste eingebrachten Projekte ist es selbstverständliche und immanente Voraussetzung, dass die im Rahmen des Aufnahmeverfahrens zu prüfenden Angaben fehlerfrei sind. In diesem Sinne sieht beispielsweise Art. 5 Abs. 8 der TEN-E Verordnung vor, dass ein PCI-Vorhaben aus der Liste entfernt werden kann, wenn seine Aufnahme in diese Liste auf fehlerhaften Informationen beruhte, die ein ausschlaggebender Faktor für diese Aufnahme waren. Des Weiteren sei darauf hingewiesen, dass nach Art. 3 Abs. 4 S. 3 der TEN-E-Verordnung die Europäische Kommission sicherzustellen hat, dass die PCI-Liste alle zwei Jahre neu gefasst wird. Im Rahmen dessen können neue Projekte in die Liste aufgenommen werden. Abgeschlossene Projekte werden von der Liste gestrichen – ebenso solche Projekte, die sich als nicht realisierbar herausgestellt haben oder nicht mehr notwendig sind.

In diesen Aktualisierungsmöglichkeiten zeigt sich, dass die PCI-Liste unter bestimmten Bedingungen anpassungsfähig ist. Der europäische Gesetzgeber hält nicht an einer einmal erfolgten Aufnahme eines Projektes in die PCI-Liste fest, sondern sieht Möglichkeiten vor, im Rahmen derer sich die Liste auf Grund korrigierter Tatsachen oder neuer Erkenntnisse verändern kann. Angesichts dessen und auf Grund der geschilderten Zweifel, die sich der Bundesnetzagentur nach derzeitiger Erkenntnislage im Hinblick auf die Erforderlichkeit des

TENP-Reversierungsprojektes eröffnen sowie auf Grund des Umstandes, dass die Bundesnetzagentur ihre Zustimmung zur PCI-Liste nach aktueller Kenntnis nicht erteilt hätte, ist es vertretbar, die TENP-Reversierungsmaßnahmen trotz ihres PCI-Status aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen. Zugleich sei aber darauf hingewiesen, dass diese Entscheidung mit der ausdrücklichen Ankündigung verbunden ist, dass das Projekt mit Einreichung einer überzeugenderen Begründung über die Erforderlichkeit der Maßnahmen in gegebenenfalls neuer Ausgestaltung Bestandteil des kommenden Netzentwicklungsplans werden kann. Sollte die Beteiligte zu 2. hingegen keine überzeugendere Begründung vorbringen können, wird die Bundesnetzagentur darauf hinwirken, dass das Vorhaben nicht mehr in die zukünftige PCI-Liste aufgenommen wird.

Die Beteiligte zu 2. hat des Weiteren geäußert, dass die Reversierungsmaßnahmen im TYNDP aufgeführt werden und ihre Herausnahme aus dem Netzentwicklungsplan eine Abweichung zu den Beurteilungen auf europäischer Ebene bedeute. Die Beteiligte zu 16. weist darauf hin, dass die Maßnahmen Bestandteil des Gas Regional Investment Plan South-North-Corridor (GRIP SNC) sind. Die Bundesnetzagentur hat die Angaben in diesen beiden Plänen bei ihrer Entscheidungsfindung berücksichtigt. Sie ist jedoch aus den bereits dargelegten Gründen zu der Einschätzung gelangt, dass die Erforderlichkeit der TENP-Reversierungsmaßnahmen derzeit weder im Hinblick auf die Versorgungssicherheit Deutschlands noch Europas ausreichend nachgewiesen ist. Beim TYNDP und beim GRIP handelt es sich um unverbindliche Planwerke, die zu *berücksichtigen* sind, aber keine weitergehende Bindungswirkung entfalten. Daher beinhalten sie nicht die Pflicht, ausgewiesene Maßnahmen bei begründeten Zweifeln an ihrer Erforderlichkeit in die nationalen Netzentwicklungspläne aufnehmen zu müssen.

Sowohl die Beteiligte zu 2. als auch die Beteiligte zu 16. beziehen sich in ihren Stellungnahmen auf die Konsistenz innerhalb der deutschen Netzentwicklungsplanung. Die Beteiligte zu 2. trägt vor, dass eine Abweichung zwischen den Netzentwicklungsplänen 2014 und 2015 möglichst vermieden werden sollte. Die Beteiligte zu 16. verweist darauf, dass die Reversierungsmaßnahmen Bestandteil des genehmigten Netzentwicklungsplans 2013 seien. Im Einklang mit dem Vorbringen der Beteiligten ist es der Bundesnetzagentur zwar ein wesentliches Anliegen, eine über den Zeitverlauf in sich konsistente Netzentwicklungsplanung zu erreichen. Dennoch besteht die hierüber hinausgehende, gewichtigere Pflicht, die im jährlichen Rhythmus von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu prüfen und an den gesetzlich vorgeschriebenen Maßstäben der Bedarfsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit zu messen. Dies ist – wie geschildert – auch in Bezug auf die TENP-Reversierungsmaßnahmen erfolgt. Da sich im Rahmen der Prüfung



herausgestellt hat, dass die Erforderlichkeit der untersuchten Maßnahmen nach gegenwärtigem Kenntnisstand nicht ausreichend nachgewiesen ist, darf die Genehmigung nicht erteilt werden. Diese Entscheidung hat die Bundesnetzagentur unabhängig von den Netzentwicklungsplanungen 2013 und 2015 zu treffen. Zugleich aber sei klargestellt, dass die TENP-Reversierungsmaßnahmen im Netzentwicklungsplan 2013 ohnehin nur unter der von der Beteiligten zu 2. selbstgesetzten Bedingung einer erfolgreichen Marktabfrage genehmigt worden sind.

Nach Auffassung der Beteiligten zu 2. leistet das Reversierungsprojekt einen wesentlichen Beitrag für die Marktraumumstellung. Ein Großteil der hierfür erforderlichen H-Gas-Mengen werde über den Grenzübergangspunkt Wallbach angesetzt. Dies lässt sich jedoch weder anhand des Szenariorahmens 2014 noch anhand des Netzentwicklungsplans 2014 nachvollziehen. Keines dieser Dokumente enthält weiterführende Erläuterungen. Insbesondere bleibt offen, auf welche konkreten Umstellungsgebiete sich das TENP-Reversierungsprojekt auswirken könnte.

Es sei darauf hingewiesen, dass sich aus den im Netzentwicklungsplan enthaltenen Netzausbaumaßnahmen Investitionsverpflichtungen ergeben. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur den verpflichteten Netzbetreibern bestätigt, dass ihnen aus der Tatsache der Aufnahme eines Vorhabens in den Netzentwicklungsplan keine Nachteile im Rahmen des – nach einer späteren Überführung der entsprechenden Investitionsmaßnahmen in die normale Erlösobergrenze durchzuführenden – Effizienzvergleichs entstehen. Um zu vermeiden, dass der Gasnetzkunde Kosten für ineffizienten Netzausbau zu tragen hat, sind deshalb an die Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme besonders hohe Maßstäbe anzulegen.

Abschließend sei nochmals betont, dass die vorliegende Entscheidung keine präjudizierende Wirkung in Bezug auf zukünftige Netzentwicklungspläne entfaltet. Wenn die Beteiligte zu 2. das TENP-Reversierungsprojekt einschließlich einer überzeugenderen Begründung zu den Kapazitätsbedarfen an den Grenzübergangspunkten in dem zukünftigen Netzentwicklungsplan erneut vorschlägt, wird die Bundesnetzagentur eine entsprechende Prüfung durchführen.

#### **b) Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung – ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 231-01**

Unter der ID-Nummer 229-01 plant die Beteiligte zu 15. das Projekt „Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2020-2024“. Ein gleichnamiges Projekt hat die Beteiligte zu 17. unter der ID-Nummer 231-01 eingereicht. Diese Maßnahmen entsprechen

nicht den gesetzlichen Anforderungen und sind daher aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

In der Maßnahmenbeschreibung in Anlage 4 geben die beiden Beteiligten an, dass es sich bei den Projekten um Anpassungen ihrer Transportsysteme handelt, die zur Umstellung von L- auf H-Gas im Zeitraum von 2020 bis 2024 erforderlich sind. Um welche Netzgebiete es hierbei geht, ergibt sich aus einer entsprechenden tabellarischen Übersicht, auf die die Beteiligten verweisen.<sup>27</sup> Der Tabelle lässt sich entnehmen, dass in ihren Netzgebieten insgesamt 18 Umstellungsbereiche in dem genannten Zeitraum betroffen sind. Den aktuellen Entwicklungsstand benennen die Beteiligten mit „Projektidee“, in beiden Fällen steht die finale Investitionsentscheidung noch aus. Welche Maßnahmen innerhalb der nächsten Jahre bis zu den Netzentwicklungsplänen 2015, 2016 und 2017 geplant sind, haben die Beteiligten nicht abschließend entschieden bzw. zumindest nicht in der Maßnahmentabelle aufgeführt. Nach Schätzungen der Beteiligten zu 15. werden sich die Kosten für ihre Anpassungsmaßnahmen auf 125 Mio. Euro belaufen. Die Beteiligte zu 17. geht für ihre Maßnahmen von einem Kostenvolumen in Höhe von 30 Mio. Euro aus. Ergänzend weist sie allerdings darauf hin, dass die angegebenen Kosten lediglich eine grobe Indikation darstellen.

In der Maßnahmenübersicht der Anlage 4 haben die Beteiligten kommentiert, dass die Umstellungsmaßnahmen in den folgenden Netzentwicklungsplänen ergänzt werden. Die Beteiligte zu 17. äußert zudem, dass die notwendigen Anpassungen noch nicht identifiziert seien. Konkretisierungen der geplanten Maßnahmen lassen sich ebenso wenig den textlichen Erläuterungen auf den Seiten 95 und 96 des Netzentwicklungsplans entnehmen. Hier führen die Beteiligten aus, in welchen Regionen und in welcher Reihenfolge die Marktraumumstellung realisiert werden soll. Abgesehen von einem Verweis auf die im Netzausbauvorschlag bereits enthaltenen Maßnahmen zur Bereitstellung von H-Gas-Kapazitäten und die gesonderte Nennung der zwei geplanten Leitungsneubauten „ZEELINK 1“ (ID-Nummer 204-01) und „Voigtslach-Paffrath“ (ID-Nummer 067-02), werden jedoch keine konkreten Angaben getätigt. Die Beteiligten stellen lediglich allgemein fest, dass bauliche Maßnahmen zur Anbindung an das H-Gas-System und zur strömungstechnischen Trennung der Umstellbereiche von der verbleibenden L-Gas-Versorgung notwendig sind. Um welche baulichen, netztechnischen Maßnahmen es sich hierbei – außer den bisher genannten – genau handelt, bleibt jedoch offen.

Die beiden von den Beteiligten zu 15. und 17. eingebrachten Projekte weisen in der gegenwärtig bestehenden Form noch nicht den zur Genehmigung erforderlichen Präzisie-

---

<sup>27</sup> NEP Gas 2014, S. 91, Tabelle 27.

rungsgrad auf. Die Projekte sind in diesem Status nicht vollstreckbar, sie bedürfen noch weiterer Ausgestaltung hin zu konkreten Maßnahmen. Hierzu liegen bislang keine ausreichenden Informationen vor. Nicht nur die diesbezüglichen Ausführungen in der erwähnten Textpassage und Maßnahmentabelle der Anlage 4 sind zu wenig detailliert, sondern es fehlen auch die Projektsteckbriefe mit den konkreten Maßnahmenbeschreibungen. Aus den Erörterungsgesprächen mit den beiden Beteiligten ergaben sich auch keine weitergehenden Detailinformationen. Im Rahmen der Anhörung hat der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber vielmehr bestätigt, dass die Maßnahmen aufgenommen worden sind, um eine erste Kostenallokation für noch im Detail zu planende Maßnahmen zu geben.

Wenngleich die Bundesnetzagentur die beiden Projekte zum jetzigen Zeitpunkt für nicht genehmigungsfähig erachtet, hält sie es für wichtig, dass die Beteiligten zu 15. und 17. aus den bislang allgemein gehaltenen Projekten konkrete Maßnahmen entwickeln und diese in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einbringen. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur die erfolgreiche Marktraumumstellung als vordringliches Ziel der Versorgungssicherheit ansieht. Sie betont zugleich, dass für die zeitgerechte Umstellung eine konstruktive Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer notwendig ist.

**c) Maßnahmen im Raum Rehden – ID-Nr. 101-01 und ID-Nr. 221-01**

Die im Folgenden näher beschriebenen Bestandteile der Maßnahme 221-01 zur Umstellung von L- auf H-Gas im Bereich Luttum bis Wolfsburg werden auf Anlass der Beteiligten zu 6. und 12. in die Maßnahme 101-01 Konvertierung Rehden integriert. Somit ist die Beteiligte zu 12. neue Projektträgerin dieser Einzelmaßnahmen.

Die Maßnahme 221-01 zur Umstellung von L- auf H-Gas im Bereich Luttum bis Wolfsburg soll laut Entwurf des Netzentwicklungsplans von der Beteiligten zu 6. durchgeführt werden. Wie im Projektsteckbrief dargelegt, gehören zu den wesentlichen bedarfsauslösenden Elementen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im bestehenden L-Gas-Markt und die Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen nachgelagerter Netzbetreiber. Für den betreffenden Umstellungsbereich beinhaltet die Maßnahme mehrere, gesondert aufgelistete Einzelmaßnahmen. Zu diesen für die Umstellung notwendigen Einzelmaßnahmen zählen nach Angaben der Beteiligten zu 6. die „Anbindung an eine H-Gas-Leitung im Raum Rehden sowie Schaffung der technischen Voraussetzungen zur Übernahme des Gases“ und die „Nutzbarmachung einer Leitung von Rehden zur Station Voigtei“.

Die vorgeschlagene Maßnahme 101-01 beinhaltet eine Gasdruck-, Regel- und Messanlage einschließlich Nebenanlagen zur Stickstoffzwischenlagerung und Mischung. Es ist vorge-

sehen, dass diese Konvertierungsanlage unter Zumischung von etwa 10% Stickstoff in einen H-Gas-Strom eine L-Gas-Qualität herstellt. Die Anlage soll netzdienlich temperaturabhängig eingesetzt werden und zu Spitzenlastzeiten eine Konvertierungsleistung von 1,4 GWh/h erbringen. Zu den wesentlichen bedarfsauslösenden Faktoren gehören nach Angaben der Beteiligten zu 12. die Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten sowie die Kompensation rückläufiger deutscher L-Gas-Produktion zu Spitzenlastzeiten. Des Weiteren ist die Maßnahme zur Absicherung von temperaturabhängigen Speicherkapazitäten vorgesehen.

Im August 2014 haben sich die Beteiligten zu 6. und 12. gegenüber der Bundesnetzagentur darauf verständigt, dass die Beteiligte zu 12. die beiden oben zitierten Einzelmaßnahmen der Beteiligten zu 6. als Projektträgerin übernehmen werde. Diese Einzelmaßnahmen des Projektes 221-01 werden unter der Bezeichnung „Bereitstellung von H-Gas-Kapazitäten für GUD im Rahmen der L-/H-Gas-Umstellung“ in das Projekt 101-01 integriert. Sie umfassen den Bau eines ergänzenden Gasdruckregelmesssystems einschließlich einer Verbindungsleitung. Die beiden Beteiligten haben gegenüber der Bundesnetzagentur nachvollziehbar ausgeführt, dass der Wechsel in der Projektverantwortlichkeit aus Effizienzgründen sinnvoll ist. Die Bedarfsannahmen und das Modellierungsergebnis behalten nach wie vor ihre Gültigkeit.

## **2. Zusätzlich nachgereichte Maßnahmen**

Die Beteiligte zu 6. hat nach Abschluss der Modellierungsberechnungen zwei Netzausbaumaßnahmen nachgereicht. Sie sind nicht Teil des Netzentwicklungsplans. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich um den Leitungsneubau „Loop Folmhusen-Grotegaste (Ems Ost)“ (ID-Nummer 211-01) und die Verdichtererweiterung „VS Bunder Tief (neu)“ (ID-Nummer 212-01).

Die Maßnahme 211-01 beinhaltet laut Projektsteckbrief den Neubau einer Leitung mit einer Länge von 10,2 km, einem Durchmesser von 1.000 mm und einem Betriebsdruck von 84 bar. Als Startpunkt der im westlichen Teil von Niedersachsen geplanten Leitungstrasse ist die Verdichterstation Folmhusen vorgesehen, Endpunkt soll die Molchstation des Ems-Dükers sein. Die Leitung soll als Loop parallel zur bereits vorhandenen 70-bar-Leitung gebaut werden, ihre Inbetriebnahme ist für 2018 geplant. Die Kosten werden auf 22 Mio. Euro geschätzt. Als wesentliche bedarfsauslösende Faktoren für die Maßnahme nennt die Beteiligte zu 6. sowohl erhöhten Exportbedarf in Richtung Niederlande als auch umgekehrt die Option zur Erhöhung der Importleistung aus den Niederlanden.

Die Maßnahme 212-01 beinhaltet laut Projektsteckbrief die Erweiterung der vorhandenen Verdichterstation am Standort Bunder Tief im Landkreis Leer. Es sollen zwei Verdichtereinheiten mit je 5 MW gebaut werden, von denen eine als Standby vorgesehen ist. Die Inbetriebnahme soll 2018 erfolgen, die Kosten werden auf 79 Mio. Euro geschätzt. Als wesentliche bedarfsauslösende Faktoren für die Maßnahme 212-01 nennt die Beteiligte zu 6. dieselben wie bei Maßnahme 211-01: Sie soll sowohl dem erhöhten Exportbedarf in Richtung Niederlande dienen als auch umgekehrt eine Option zur Erhöhung der Importleistung aus den Niederlanden bieten.

Die beiden Maßnahmen bilden den ersten Umsetzungsschritt des generellen Planungskonzepts der Beteiligten zu 6. zur stufenweisen Erweiterung ihrer Export- und Importleistungen am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl. Durch die Verstärkung ihrer Kapazitäten soll eine diversifizierte H-Gas-Bereitstellung gewährleistet werden. Die Beteiligte zu 6. gibt an, dass die Leistung des bestehenden Systems durch den ersten Ausbauschnitt, also durch den genannten Leitungsneubau und die Verdichtererweiterung, um circa 300.000 m<sup>3</sup>/h gesteigert werde. Der aktuelle Entwicklungsstand wird bei beiden Maßnahmen mit dem Status „Projektidee“ angegeben. Für das Projekt 211-01 liegen zudem Machbarkeitsstudien und Wegerechte vor. Der zweite Ausbauschnitt – eine kurze Loop-Leitung und ein Verdichter-Upgrade – führe zu einer Erhöhung der Leistung auf etwa 700.000 m<sup>3</sup>/h. Dieser Ausbauschnitt ist für die Zeit nach 2024 vorgesehen. Darüber hinaus nennt die Beteiligte zu 6. zwei weitere Schritte, die zur Steigerung der H-Gas-Leistungen in und aus Richtung des Grenzübergangspunktes Oude Statenzijl beitragen könnten. Diese Maßnahmen hängen mit der L-H-Gas-Umstellung zusammen.

Wie die Beteiligte zu 6. selbst erklärt, ist die Planung der Maßnahmen in Abweichung zum Szenariorahmen 2014 erfolgt. Der den Maßnahmen 211-01 und 212-01 zugrundeliegende Bedarf war hier noch nicht angegeben. Dementsprechend erfolgte auch die Modellierung im sich anschließenden Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans 2014 ohne Berücksichtigung des aktuell geltend gemachten Bedarfs. Die beiden Maßnahmen sind daher weder Ergebnis der beiden Modellierungsberechnungen, noch sind sie Bestandteil des eingebrachten Netzausbauvorschlags. Nach übereinstimmender Aussage der Beteiligten zu 6. und einiger weiterer Fernleitungsnetzbetreiber wurden die Maßnahmenvorschläge erst wenige Tage vor Veröffentlichung des Konsultationsdokumentes des Netzentwicklungsplans in das Dokument eingefügt.

Insbesondere in Anbetracht dessen, dass die beiden Maßnahmen 211-01 und 212-01 kein Ergebnis der Modellierungsberechnung und nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags sind, erübrigt sich eine weitere Prüfung.

Die Bundesnetzagentur muss ihre Entscheidung, welche Maßnahmen für die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Netzes aus netztechnischer Sicht erforderlich sind, an den Maßstäben der Bedarfsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit messen. Diesen Maßstäben wird in der Regel dann Rechnung getragen, wenn eine nach § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG gesetzlich vorgeschriebene, geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierungsmethode angewandt wird und die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen Ergebnis dieser Modellierung sind. Wie bereits an anderer Stelle erwähnt, ist es Aufgabe der Netzmodellierung, ein schlüssiges, in sich stimmiges und die lastflussbezogenen Wechselwirkungen berücksichtigendes Gesamtbild über den deutschlandweit erforderlichen Netzausbaubedarf aufzuzeigen.<sup>28</sup> Eine aus dem Gesamtkontext losgelöste Betrachtung von Zusatzmaßnahmen eines einzelnen Fernleitungsnetzbetreibers widerspricht der gesetzlichen Zielvorgabe einer *gemeinsamen* Netzentwicklungsplanung.

Nicht zuletzt auf Grund der kurzfristigen Einbringung der beiden hier betreffenden Maßnahmen in das Konsultationsdokument fehlt es auch an einer anderweitigen verbindlichen Abstimmung unter den Fernleitungsnetzbetreibern. Einen den gesetzlichen Anforderungen entsprechender Nachweis über die Notwendigkeit der Maßnahmen hat die Beteiligte zu 6. bislang auch nicht auf andere Weise erbracht.

Wenngleich die Bundesnetzagentur aus den dargelegten Gründen keine weitergehende inhaltliche Prüfung der Maßnahmen vornimmt und zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Aufnahme in den Netzentwicklungsplan erfolgt, sei darauf hingewiesen, dass diese Entscheidung nicht präjudizierend auf zukünftige Netzentwicklungspläne wirkt. Sofern die beiden Maßnahmen im kommenden Netzentwicklungsplan 2015 Ergebnis der Modellierung werden, wird sie die Bundesnetzagentur erneut prüfen.

#### **E. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens**

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 wird mit Bekanntgabe dieser Entscheidung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich. Dies folgt aus einem Umkehr-

---

<sup>28</sup> Siehe unter „Besonderheit des Netzausbauvorschlags“ (II.C.2.c)).

schluss aus § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG und der unbedingten Umsetzungspflicht des Änderungsverlangens durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG. Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans gilt hinsichtlich des gesamten Zehn-Jahres-Zeitraumes.

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss 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 der Beschluss angefochten und seine 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 17.11.2014

## Abkürzungsverzeichnis

bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazitäten
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazitäten
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
fFZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Hochkalorisches (high-calorific) Gas
ID-Nr.	Identifikationsnummer gemäß Maßnahmenliste im Netzentwicklungsplan Gas
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
L-Gas	Niederkalorisches (low-calorific) Gas
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NEP	Netzentwicklungsplan
PCI	Projekte von gemeinschaftsweitem Interesse (Projects of Common Interest) gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, gemeinschaftsweiter zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009
uFZK	Unterbrechbar frei zuordenbare Kapazitäten
VHP	Virtueller Handelspunkt
VS	Verdichterstation
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz