

## Stellungnahme

# Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Konsultationsdokument der deutschen Fernlei-  
tungsnetzbetreiber vom 12.02.2018

Berlin, 02. März 2018

## **1 Vorbemerkung**

Der BDEW nimmt im Folgenden Stellung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber. Das Konsultationsdokument des NEP Gas baut auf den zugehörigen Szenariorahmen auf, welcher am 19. Juni 2017 durch den BDEW kommentiert und am 12. Dezember 2017 bestätigt wurde.

In Anbetracht des nun zweijährigen Entstehungszyklus des NEP Gas hat der BDEW bereits darauf hingewiesen, dass der zeitlich restriktiv gestaltete Konsultationsprozess auf ein angemessenes Maß ausgedehnt werden sollte. Der BDEW bittet deshalb zukünftig um angemessene Konsultationsfristen von mindestens 6 Wochen (analog Strom-NEP).

Diese Stellungnahme ist im Rahmen einer durch die Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführten Konsultation erstellt worden, weswegen die Stellungnahme des BDEW unter Enthaltung der FNB erfolgt.

## **2 Zusammenfassung**

Die vorliegende Stellungnahme des BDEW zum Konsultationsdokument des NEP Gas 2018-2028 vom 2. März 2018 fokussiert insbesondere die Aspekte Entwicklung der L-Gas-Versorgung, der Berücksichtigung von Speichern in der H-Gas-Bilanz und den Prämissen der neu eingeführten Speichervariante. In Bezug auf die L-Gas-Versorgung sieht der BDEW ebenfalls die derzeitige Situation in den Niederlanden und die damit verbundene mögliche Reduzierung der Groningenproduktion als kritischen Faktor.

Die Einführung einer zusätzlichen Speichervariante wird vom BDEW grundsätzlich begrüßt, um die wichtige Rolle der Speicher für die lokale Systemstabilität und Versorgungssicherheit, insbesondere in Spitzenlastsituationen, zu unterstreichen. Ebenfalls wird begrüßt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Prämissen der Versorgungsicherheitsvariante TENP im Vorhinein konsultieren.

Der BDEW nimmt zu nachfolgenden Kapiteln des Konsultationsdokuments zum NEP Gas 2018-2028 wie folgt Stellung:

## **Kapitel 1: Einführung**

### **1.1 Rechtliche Grundlagen und Aufgabenstellung**

Das aus Verbandssicht zentrale Thema der Marktgebietszusammenlegung wird nur kurz behandelt bzw. praktisch in diesem NEP Gas nicht behandelt. In Anbetracht dessen, dass die Marktgebietszusammenlegung spätestens zum 01.04.2022 zu vollziehen ist, ist eine eingehendere Betrachtung des Themas unbedingt erforderlich und muss im NEP 2018 detailliert behandelt werden. Der NEP Gas 2018-2028 muss den aktuellen Stand deshalb detaillierter darstellen. Die noch zu klärenden Themen bezüglich der Zusammenlegung der Kapazitätsmodelle müssen dargestellt werden, ebenso wie ein Zeitplan zum weiteren Vorgehen. Nur so können die Rahmenbedingungen für die Marktgebietszusammenlegung dargestellt und die Auswirkungen beurteilt werden. Eine Aufnahme des Themas erst im NEP Gas 2020 ist aus Sicht des BDEW deutlich zu spät.

## **Kapitel 2: Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028**

### **2.3 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028**

Die gemäß Tenor 7 der Bestätigung des Szenariorahmens an die BNetzA zu übermittelnden, detaillierten Informationen zu dem im Rahmen der Leistungsbilanzen betrachteten Spitzenlastfall sollten aus Transparenzgründen auch den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden.

Zudem ist nicht ersichtlich, wie die Aussage zu Überackern auf S.23 „*allerdings werden diese Kapazitäten nicht im vollen Umfang in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt, sondern lediglich in Höhe der für die zugeordneten Gaskraftwerke notwendigen Gasmengen. Dies liegt nach wie vor in der Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber begründet, dass in Spitzenlastszenarien Gasflüsse von Deutschland nach Österreich stattfinden*“, mit der Aussage bei der Unterbrechungsanalyse, dass „*in einer Spitzenlastsituation ein Gasfluss Österreich in Richtung Deutschland angenommen wird*“ zusammenpasst. Der BDEW bittet die Fernleitungsnetzbetreiber, diesen Zusammenhang zu erläutern.

## **Kapitel 2.5: Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung**

### **2.5.2 Gaskraftwerke**

Aufgrund der komplementären Charakteristika von Speichern als Flexibilitätsquellen und Gaskraftwerken als Flexibilitätssenkern, sollten Speicherpunkte bei der Wahl möglicher Zuordnungspunkte für das Kapazitätsprodukt fDZK für Gaskraftwerke einheitlich berücksichtigt werden. Keinesfalls dürfen Speicher als Zuordnungspunkte pauschal ausgeschlossen werden, nur weil sie ganz oder teilweise mit einer – in Bezug auf die hier nicht relevante Erreichbarkeit des virtuellen Handlungspunktes – unterbrechbaren Netzkapazität ausgestattet sind.

### **2.5.4 Speicher**

Die von L-Gas auf H-Gas umgestellten Speicher sollten ab dem Zeitpunkt der Umstellung planerisch weiterhin mit ihrem vollen Kapazitätsbedarf berücksichtigt werden. Wegen des um ca. 10% höheren Energiegehaltes von H-Gas gegenüber L-Gas führt dies auf energetischer Basis (in kWh/h) nach der Umstellung zu einem entsprechend höheren Leistungsbedarf. Eine pauschale Fortschreibung des bisherigen Leistungsbedarfs im L-Gas in kWh/h (z.B. Speicher Lesum) ist daher nicht sachgerecht. Der BDEW bittet die Fernleitungsnetzbetreiber, den zukünftigen Leistungsbedarf der auf H-Gas umgestellten Speicher mit dem betroffenen Speicherbetreiber abzustimmen.

### **Kapitel 3: Modellierung der Fernleitungsnetze**

#### **3.3.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern**

Der BDEW begrüßt, dass die Modellierung der Speicher im NEP 2018 – 2028 ausschließlich analog zur Modellierung im NEP 2016 – 2026 erfolgt. Der BDEW würde es begrüßen, wenn die BNetzA, parallel zu der Diskussion über eine Weiterentwicklung des TaK-Konzeptes im Dialog mit den Marktpartnern, auch eine Diskussion über den Einsatz geeigneter marktbasierter Instrumente bei der Netzbewirtschaftung und deren regulatorischer Einbettung anstoßen würde. Damit könnte Kapazitätsangebot der Fernleitungsnetzbetreiber an Gasspeicher weiter optimiert werden und an die Kapazitätsausstattung der alternativen Flexibilitätsquellen angeglichen werden.

Ungeachtet des jeweiligen Modellierungsansatzes für Bestands- und Neubauspeicher legt der BDEW Wert auf die Feststellung, dass die Grundsätze des sog. „Trennungsmodells“ auch weiterhin beachtet werden. Die Modellierung des Kapazitätsbedarfes von Speichern im Rahmen des NEP darf keine präjudizierende Wirkung auf das spätere Kapazitätsangebot bei der Bewirtschaftung des Netzes haben. Eine Aussage darüber, welche Produkte letztendlich an Speicher in Zukunft letztendlich angeboten werden, sollte durch die BNetzA erfolgen.

Der BDEW verweist in diesem Zusammenhang auf seine Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der BNetzA vom 9. Juni 2017.

#### **3.4 Prämissen der Speichervariante**

Es ist unverständlich, warum der für die Analyse angesetzte Exit-Bedarf bei Industriekunden und Kraftwerken um das sich aus der „Deutschland-Regression“ ergebende Verhältnis zwischen „Absatz bei Auslegungstemperatur“ und „Absatz bei der statistisch gesehen einmal in 20 Jahren auftretenden Temperatur Ende Februar“ korrigiert wird. Der Bedarf der vorgenannten Verbraucher ist üblicher Weise gering mit der Temperatur korreliert.

Es bleibt unklar, warum sich der in der Speichervariante berücksichtigte Exit-Bedarf an den Grenzübergangspunkten am Buchungsstand vom 1. Januar 2018 orientiert. Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Leistungsbedarf der angrenzenden Länder in dem betrachteten „kalten Februar“-Szenario ebenfalls ansteigen wird und entsprechende kurzfristige Buchungen von Exit-Kapazität erfolgen würden.

Der BDEW empfiehlt daher, dass die Fernleitungsnetzbetreiber, neben den mit Blick auf einen lokal erforderlichen Speicherbedarf eher konservativ getroffenen Prämissen, in einem

weiteren Szenario den lokalen Speicherbedarf identifizieren, der sich unter der Annahme des Spitzenlastbedarfes inkl. einer maximalen Beschäftigung der Exit-Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten ergeben würde.

## **Kapitel 4: Das heutige Fernleitungsnetz**

### **4.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung**

In Kapitel 4.4 sind Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung beschrieben. Diese Aufstellung enthält jedoch nur einen kleinen Teil, der in Tabelle 17 mit einer Verzögerung dargestellten Maßnahmen. Zur besseren Nachvollziehbarkeit sollten sämtliche Verzögerungen begründet werden. Wir sehen es als Nachteil an, dass die genannten Zeitpunkte der planerischen Inbetriebnahme unverbindlich sind. Um eine gewisse Planungssicherheit auch für Verteilnetzbetreiber zu erreichen, sollten die genannten Zeitpunkte verbindlich sein bzw. sollten erhebliche Verzögerungen nachverfolgt werden und ggf. mit Konsequenzen verbunden sein.

### **4.5 Analyse historischer Unterbrechungen**

Der BDEW begrüßt die Weiterführung der Auflistung und Auswertung der historischen Unterbrechungen, da diese eine Kontrolle über den Effekt abgeschlossener Baumaßnahmen und das Sichtbarmachen von Trends bietet.

Die Analyse historischer Unterbrechungen erfolgt allerdings weiterhin nur sehr oberflächlich. Eine deutlich ausführlichere Betrachtung, wie von der BNetzA in Tenor 5 gefordert, wird vom BDEW weiterhin als notwendig erachtet. Bspw. wird für die Punkte Haiming und Haidach die Aussage getroffen, dass die Netzausbaumaßnahmen eine Abhilfe der Unterbrechungen schaffen werden. Wenn dem so ist, sollte in dem gleichen Kapitel konkret aufgezeigt werden, wieviel Kapazität durch die Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung gestellt werden kann. Dies kann dann den historischen Unterbrechungen gegenüber gestellt werden.

## **Kapitel 5: Entwicklung der L-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsvariante**

### **5.1 Beschreibung der Situation**

Der Umgang mit der zukünftig reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas für den deutschen Markt ist ein zentraler Punkt des NEP Gas. Um eine weitere sichere Versorgung der mit L-Gas belieferten Letztverbraucher gewährleisten zu können, ist eine frühzeitige Planung und Durchführung von Umstellungsmaßnahmen erforderlich. Auf diese Weise soll den rückläufigen Importkapazitäten von L-Gas aus den Niederlanden und der rückläufigen inländischen Produktion von L-Gas begegnet werden. Der BDEW begrüßt dabei die Berücksichtigung von Konvertierungsanlagen, die auch auf deutscher Seite zur Kompensation rückläufiger inländischer Produktion und L-Gas-Importen beitragen.

Im Rahmen des NEP-Prozesses sollte künftig auch geprüft werden, inwieweit Netzgebiete einem anderem Marktgebiet im Zuge der Umstellungsplanung zugeordnet werden können. Dies sollte insbesondere vor dem Hintergrund volkswirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit erfolgen.

Dabei sollte der entstehende Aufwand (z. B. Systemumstellung für die Abrechnung) für die nachgelagerten Netzbetreiber möglichst gering bleiben.

Die Umstellungsplanung im NEP 2018 deckt eine sehr lange Periode ab. Die prognostizierte Erdgas-Nachfrage und die verfügbaren L-Gas-Aufkommen werden sich über die Zeit verändern und eine Anpassung der Planung erfordern. Der BDEW teilt auch die Sorge, dass eine weitere Verschärfung der Erdbebensituation in den Niederlanden und damit einhergehende Reduzierungen der Groningenproduktion zu Problemen bei der qualitätsscharfen Belieferung mit L-Gas führen könnte.

Der BDEW weist generell daraufhin, die betroffenen Verteilnetzbetreiber bei Änderungen der Umstellungsplanungen, abweichend vom NEP Gas, frühzeitig zu informieren. Zudem sollten auch während der L- auf H-Gas-Umstellung die bestätigten festen Kapazitätsprodukte der Internen Bestellungen nicht in unterbrechbare Kapazitäten umgestellt werden.

#### **5.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2030**

Bei der L-Gas-Leistungsbilanz fällt auf, dass nach wie vor in erheblichem Umfang vorhandene Speicherkapazitäten aufgrund mangelnder Entry-Kapazitäten nicht zur Leistungsdeckung herangezogen werden, während sich dies auf der Produktionsseite genau umgekehrt darstellt. Bis zum Jahr 2030 wird dort Entry-Kapazität in Höhe von 11 GW vorgehalten, die am Ende mehr als das Vierfache der vorhandenen Produktionskapazität (2,5 GW) beträgt. Bereits in 2017/18 werden mit 14 GW L-Gas Entry-Kapazität nahezu das Doppelte der produktionsseitig darstellbaren Maximalkapazität (rd. 7 GW) vorgehalten. Darüber hinaus weitere 5 GW Entry-Kapazität auf der H-Gas Seite, welche für die Spitzenbetrachtung in der Leistungsbilanz überhaupt keine Rolle spielen.

Demgegenüber werden bei den L-Gasspeichern die speicherseitig vorhandenen Kapazitäten (selbst bei nur 50%igem Füllstand knapp 26 GW) aufgrund transporttechnischer Engpässe um rd. 5 GW (mithin 20%) auf rd. 21 GW Entry-Kapazität gekürzt.

Der BDEW regt an, bei der L-Gas-Leistungsbilanz nochmals zu prüfen, welche Optimierungsmöglichkeiten zur Reduzierung dieser komplementären Situation möglich sind.

#### **5.10 zusätzlicher Konvertierungsbedarf**

Der BDEW stimmt zu, dass eine Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und Importe, der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen ist. Bereits heute sind solche Anlagen in Betrieb, es besteht zudem die Möglichkeit, weitere Anlagen zu errichten – darunter auch mobile Anlagen, die an unterschiedlichen Standorten eingesetzt werden könnten. Eine Entscheidung für die Erweiterung der bestehenden Konvertierungskapazitäten sollte auch immer vor dem Hintergrund der begrenzten Einsatzdauer (ca. 10 Jahre) getroffen werden.

Dabei sollte auch geprüft werden, inwieweit bestehende Möglichkeiten, wie z.B. Speicher mit Hilfe von LTC-Verträgen, einen netzdienlicheren Betrieb ermöglichen, oder andere marktwirtschaftliche Anreize zu schaffen sind, um die vorhandene Infrastruktur besser ausnutzen zu können, um diese temporären Leistungs- und Mengen- Lücken abzudecken.

## **Kapitel 6: Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheits-szenario**

### **6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030**

#### **6.1.1 Prämissen**

Es bleibt unklar, warum die Anschlussleistung des geplanten LNG-Terminals in Brunsbüttel in voller Höhe in der Leistungsbilanz berücksichtigt wird. Die Bereitstellung der benötigten Gasmengen in einem Spitzenlastfall ist davon abhängig, dass die entsprechenden LNG-Mengen rechtzeitig geordert bzw. angelandet werden. Es besteht damit analog der Frage einer fehlenden Leistungsbereitstellung aus frühzeitig geleerten Gasspeichern, Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Verfügbarkeit der Leistung. Der BDEW empfiehlt daher eine Berücksichtigung in Höhe von 50% der Anschlussleistung in der H-Gas-Leistungsbilanz.

#### **6.1.4 Berücksichtigung der Speicher (Entry)**

Die Fernleitungsnetzbetreiber orientieren sich bei der Berücksichtigung der Kapazitätsdarbietung aus H-Gasspeichern an einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von lediglich 35 %. Begründet wird dies mit den in der Vergangenheit in einzelnen Jahren beobachteten geringen Speicherfüllständen zu Beginn des Monats März. Die im Auftrag des BMWi erstellte Studie zur Versorgungssicherheit geht dagegen von Speicherfüllständen von bis zu 60 % zu Beginn des Monats Februar aus und kommt auf dieser Basis zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheitslage in Deutschland insgesamt auf einem sehr hohen Niveau liegt.

Ungeachtet der Frage, ob der in der Leistungsbilanz angesetzte Leistungsbedarf überhaupt noch im Monat März auftreten kann, ließe sich der in der Leistungsbilanz berücksichtigte Beitrag der Speicher erheblich steigern, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber in ihren Planungen von einem höheren durchschnittlichen Füllstand von bspw. 50 % ausgehen würden.

Der BDEW plädiert daher dafür, die Gasspeicher auch in der H-Gas-Leistungsbilanz mit ihrem Leistungsvermögen bei einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von 50 % zu berücksichtigen.

Der in der Leistungsbilanz ausgewiesene Zusatzbedarf an den Grenzübergangspunkten (Entry) könnte entsprechend reduziert werden.

Unklar bleibt zudem, wieso die Fernleitungsnetzbetreiber von einer erhöhten Leistungsbereitstellung der Speicher (Entry) im Vergleich zum NEP Gas 2016-2026 sprechen (vgl. Kapitel 6.1.4. auf S. 111 des Konsultationsdokumentes). Ein (leicht) erhöhtes Potenzial der Speicher lässt sich nur im Kurzfristbereich feststellen. Bereits ab dem Jahr 2019/20 ist der Beitrag der Speicher zur Leistungsbilanz nur noch geringer als im NEP Gas 2016-2026 berücksichtigt (NEP Gas 2018-2028: 134 GWh/h; NEP Gas 2016: 140 GWh/h). Zudem findet eine zunehmende Verschiebung von ehemals originär berücksichtigter Speicherleistung hin zu einer mit einer Leistungsbereitstellung aus GÜP konkurrierenden Speicherleistung („Speicherpotenzial“) statt. So beträgt z.B. im Jahr 2029/30 die im NEP Gas 2018-2028 berücksichtigte Speicherleistung 161 GWh/h (originär) und 36 GWh/h (Speicherpotenzial). Im NEP Gas 2016 wurden für das Jahr 2030 dagegen noch 170 GWh/h originäre Leistungsbereitstellung aus Speichern und 28 GWh/h „Flexibilität GÜP/Speicher“ berücksichtigt.

Der schleichende Verlust des Beitrags der Speicher zur Leistungsbilanz im H-Gas wird auch durch folgenden Vergleich erkennbar: Laut NEP Gas 2018-2028 wird der H-Gas-Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 nur noch zu 39% durch Speicher gedeckt (vgl. Kapitel 6.1.4. auf S. 112 des Konsultationsdokumentes). Ausweislich des NEP Gas 2016 wurde der entsprechende Bedarf noch zu 46% durch Speicher gedeckt (vgl. NEP 2016, S. 141).

Es ist zwar grundsätzlich nachvollziehbar, dass es bei dem im NEP Gas 2018-2028 berücksichtigten erheblichen Anstieg des Leistungsbedarfes an den Grenzübergangspunkten (ohne entsprechenden Ausbau der Speicherleistungen) zu einem relativen Verlust des Beitrags der Speicher zur H-Gas-Leistungsbilanz kommt. Allerdings wird aus Sicht des BDEW durch die Fernleitungsnetzbetreiber im vorliegenden Konsultationsdokument auch weiterhin nicht transparent dargestellt, in welchem Umfang diesem zusätzlichen Leistungsbedarf an den Exit GÜP mit einem entsprechenden planerischen Zubau an Importkapazitäten (Entry GÜP/LNG) begegnet wird. Durch den Einsatz der inländischen Speicher ließe sich eine effiziente Strukturierung des Gasbedarfes an den Exit-Punkten erreichen. Beispielsweise müssen die für den Transit in die Nachbarländer berücksichtigten hohen Leistungsbedarfe an den Exit GÜP nicht notwendigerweise mit den für den Import der entsprechenden Gasmengen erforderlichen zusätzlichen Entry-Kapazitäten (GÜP/LNG) korrespondieren.

Der BDEW hält es daher für erforderlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan neben der Leistungsbilanz auch eine H-Gas-Mengenbilanz aufführen, aus der ersichtlich wird, wie viel Kapazität am Entry GÜP/LNG zwingend erforderlich ist, um die benötigten zusätzlichen Gasmengen für den inländischen Verbrauch und den Transit in die Nachbarländer zu importieren (Bandstruktur) und wie viel Flexibilität beim Mengenbezug über die Ausbauten an den Entry-Punkten von GÜP/LNG zusätzlich zugebaut wird. Die Erläuterung der Fernleitungsnetzbetreiber, dies sei aufgrund der Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten der Beschäftigung der GÜP-Entries & Exits für die Zukunft nicht verlässlich möglich, vermag nicht zu überzeugen. Diesem Problem kann durch entsprechende Annahmen begegnet werden, z.B. durch eine Fortschreibung von aus der Vergangenheit abgeleiteten Vollbenutzungsstunden. Für wertschöpfungsübergreifende Gespräche im Bezug auf eine H-Gas-Mengenbilanz bietet sich der BDEW als Plattform an. Der BDEW gibt zudem zu bedenken, dass ein überdimensionierter Ausbau der Netzinfrastruktur an den Entry-Punkten von GÜP/LNG zwar grundsätzlich vorteilhaft für eine weitere Diversifikation der Gasbezüge sein kann, allerdings aus volkswirtschaftlicher Sicht bei einer Refinanzierung über regulierte Netzentgelte zu überhöhten Kosten der Gasversorgung führen wird.



## **7 Ergebnisse der Modellierung**

### **7.1 Zusätzliche Anforderungen durch EUGAL<sup>1</sup>, sowie Verteilernetzbetreiber, Gas-kraftwerke und Speicher**

Der unverändert aus dem NEP Gas 2016 übernommene 1. Absatz sollte inhaltlich dem aktuellen Szenariorahmen angepasst werden, der sich ggü. dem NEP Gas 2016 maßgeblich durch die Netzausbaumaßnahme der EUGAL-Transitleitung unterscheidet. Dementsprechend sollten die in Abbildung 33 dargestellten zusätzlichen Anforderungen in GW um die neu geplanten EUGAL-Exit-Kapazitäten in Höhe von rd. 47 GW entsprechend ergänzt werden. Zudem werden lt. Kapitel 2.5.2 (S. 31 des Konsultationsdokumentes) für neue Kraftwerke in Süddeutschland zur Vermeidung eines ansonsten „überdimensionierten und ineffizienten Netzausbaus“ außerhalb der regionalen Cluster insgesamt nur 1,2 GW<sub>el</sub> anstelle der nominalen Summe aller Projekte (4,1 GW<sub>el</sub>) berücksichtigt. Das bedeutet überregional eine signifikante Reduzierung der 14 GW in Abbildung 33 auf rund 6 GW, welches zur besseren Einordnung als Hinweis vermerkt werden sollte.

### **7.3 Modellierungsergebnisse Speichervariante**

In Kapitel 7.3.5 wurden die lokalen Speichererfordernisse untersucht. Die Erkenntnis, dass im Netzgebiet H-Gas-Süd kein lokaler Speicherbedarf vorhanden ist, ist nach Meinung des BDEW widersprüchlich. Es wird ein zunehmender lokaler Speicherbedarf in Süddeutschland festgestellt, sowie eine notwendige Differenzierung unter Berücksichtigung der Temperaturverteilung in Deutschland (häufig kältere Temperaturen in Süddeutschland). Trotzdem wird unter bestimmten Bedingungen die Schlussfolgerung gezogen, dass keine Sicherung der lokalen Speicherleistung im Netzgebiet H-Gas-Süd notwendig ist. Der BDEW schätzt die Einhaltung dieser Bedingungen (keine Buchung der nicht gebuchten Exit-FZK an den GÜP, Reduzierung des Absatzbedarfs um 21% ggü. Bedarf bei Auslegungstemperatur) als kritisch ein. Es stellt sich hierbei die Frage, was die Konsequenzen sind, wenn die genannten Bedingungen nicht eingehalten werden.

Aufgrund der Unterdeckung in der L-Gas-Bilanz ist bei der Modellierung der Speichervariante hinsichtlich der bilanziell erforderlichen Leistung auf Grundlage des reduzierten Speichererfordernisses nicht von der in der L-Gas-Bilanz (Basisvariante) transportbedingt eingeschränkt berücksichtigten Speicherleistung auszugehen. Stattdessen sollte der verbleibende L-Gas-Bedarf (Leistung) als Basis herangezogen werden. Nach Abzug der zugrunde gelegten Reduzierung der Spitzenleistung (21%) und Berücksichtigung sonstiger Aufkommen (DE Produktion, Import, Konvertierung) ergibt sich der bilanzielle Speicherbedarf.

Zu dem Marktgebietsübergang Dronhe ist begrüßenswert, dass in der NEP Gas Datenbank mittlerweile 8,6 GWh/h an fester Kapazität auch auf der Einspeiseseite angesetzt ist. Laut der H-Gas-Leistungsbilanz auf Seite 119 des Konsultationsdokuments existiert weiterhin im

---

<sup>1</sup> Die BNetzA hat im Workshop zum NEP Gas 2018-2028 auch um Stellungnahme zum EUGAL-Projekt gebeten. Der BDEW befindet sich derzeit noch im Meinungsfindungsprozess für das weitere Konsultationsverfahren.

GASPOOL Marktgebiet ein Überschuss von 10,4 GWh/h, der im NCG Marktgebiet einerseits dringend benötigt, andererseits jedoch scheinbar auch künftig nur unterbrechbar zur Verfügung steht. Der BDEW bittet, diesen Sachverhalt in dem NEP Gas 2018-2028 näher zu erläutern.

## **Kapitel 9: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende**

Der BDEW teilt die Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass Gas und die bestehende Gasinfrastruktur auch im zukünftigen Energiesystem einen bedeutenden und ökonomisch wertvollen Beitrag leisten wird. Mit Gas lassen sich die kurzfristigen Klimaschutzziele ebenso einhalten wie die weiteren Etappenziele auf dem Weg zur Dekarbonisierung. Ob wir langfristig sichere Speicher für Tage der Stromengpässe in energieverbrauchsintensiven kalten Jahreszeiten brauchen oder ob wir klimaneutral Wärme in den verdichteten städtischen Räumen erzeugen wollen, die nötige Infrastruktur ist beim Gas schon vorhanden.

Eine infrastrukturelle Sektorkopplung – die optimierte, integrierte Nutzung der Energieinfrastrukturen zur Verzahnung von Strom, Wärme und Mobilität – könnte helfen, Synergien zwischen den Stromnetzen und den Gasnetzen zu heben. So könnten das Gasnetz und die angeschlossenen Gasspeicher als Langzeitspeicher für die Stromerzeugung dienen und andererseits Strom aus Erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gases leisten. Damit wird deutlich, dass die Gasinfrastruktur auch weiterhin für Speicherung, Transport und Flexibilisierung unverzichtbar bleibt.

Für ein optimiertes Energiesystem sollten Strom- und Gasnetze abgestimmt aufeinander geplant werden, z.B. in einem „Quer“-Netzentwicklungsplan. Bei der Bildung von Szenarien für einen Quer-Netzentwicklungsplan sollte die Power-to-Gas-Technologie als zentrale Technologie berücksichtigt werden.