

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030

Konsultationsdokument der deutschen Fernlei-
tungsnetzbetreiber vom 04.05.2020

Berlin, 29. Mai 2020

1 Vorbemerkung

Der BDEW nimmt im Folgenden Stellung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) 2020-2030 der Fernleitungsnetzbetreiber. Das Konsultationsdokument des NEP Gas baut auf dem zugehörigen Szenariorahmen auf, welcher am 12. Juli 2019 durch den BDEW kommentiert und im Dezember 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde.

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 2020-2030 vom 4. Mai 2020 fokussiert sich insbesondere auf die Aspekte Entwicklung der H-Gas-Versorgung, die Modellierungsergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg und die Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff.

In Bezug auf die Modellierung von LNG-Anlagen mit FZK, die konkurrierend modelliert werden, sehen wir Klärungsbedarf.

Wir begrüßen, dass die FNB eine Grüngasvariante modelliert und Netzausbaumaßnahmen für die Grüngasvariante vorgeschlagen haben. Aus unserer Sicht ist der NEP-Prozess geeignet, die Transformation der Gasinfrastruktur für eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu gestalten.

Der BDEW nimmt zu nachfolgenden Kapiteln des Konsultationsdokuments zum NEP Gas 2020-2030 wie folgt Stellung:

Zu Kapitel 3: Modellierung der Fernleitungsnetze

3.2.2 Gaskraftwerke

Neubauprojekte

Für Neubauprojekte wurden Zuordnungspunkte ersetzt. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, warum eine FZK-Zuordnung zwar nicht möglich ist, jedoch eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung von Mallnow durch das gesamte deutsche Netz bis hin zum Süden Deutschlands. Dies erscheint zumindest unplausibel. Der Punkt Mallnow erscheint aus marktlicher Sicht wenig geeignet, da das dahinterliegende Marktgebiet nur aus einer Transit-Pipeline besteht und es auf dem dortigen VHP im Prinzip nur einen Verkäufer von Gas geben kann. Alternative Zuordnungen sollten immer einen Zugang zu einem ähnlich liquiden Handelsplatz wie den deutschen VHPs gewährleisten.

In der Tabelle 9 ist noch auffällig, dass beim Gaskraftwerksneubau Nr. 3 neben Eynatten und Mallnow noch Speicher als Zuordnungsaufgabe infrage kommen. Unklar ist, um welche Spei-

cher es sich hierbei handelt und warum diese Speicher auch nicht für die anderen Gaskraftwerksneubauten mit der Zuordnung Eynatten oder Mallnow möglich ist.

3.2.6 LNG-Anlagen

Der BDEW begrüßt grundsätzlich einen effizienten Netzausbau und damit die Modellierung der neu anzuschließenden LNG-Terminals auf Basis von konkurrierender Transportkapazität.

Die Kriterien für eine konkurrierende Modellierung der Transportkapazität und eine damit einhergehende potenzielle Verlagerung von Kapazitäten, bspw. von einzelnen Speicheranschlusspunkten zu LNG-Terminals, sollten dabei transparent, diskriminierungsfrei und sachgerecht sein. Es sollten außerdem möglichst alle in Frage kommenden Punkte in die konkurrierende Zone einbezogen werden, um den zu verlagernden Kapazitätsanteil an einzelnen Punkten möglichst gering zu halten. Eine Erläuterung, warum an welchem Punkt wie viel Kapazität verlagert werden kann/soll, würde die Transparenz erhöhen.

Eine Verlagerung auf Basis der Nutzung der Transportkapazität in der Vergangenheit sollte etwaige Sondereffekte (zwei zuletzt warme Winter 2018/2019 und 2019/2020) berücksichtigen. Die darauf aufbauende Modellierung sollte zudem an den mit den LNG-Terminals konkurrierenden Punkten mindestens die an diesen Punkten im betrachteten Zeitraum max. gebuchte Transportkapazität (in kWh/h) weiterhin berücksichtigen. Hinzu kommt, dass es für andere Marktteilnehmer aufgrund der Marktgebietszusammenlegung im Oktober 2021 und den damit in Zusammenhang stehenden Regulierungsfestlegungen im letzten Jahr nicht möglich war, langfristig Einspeisekapazität zu buchen. Auch mit den neuen Festlegungen wird der Großteil der Einspeisekapazitäten voraussichtlich nur für die kommenden ein bis zwei Jahre buchbar sein.

Es ist grundsätzlich fraglich, inwiefern eine einseitige Verlagerung und damit der Entzug von Kapazitäten an inländischen Gasspeichern und Grenzübergangspunkten im Sinne der Versorgungssicherheit ist. Eine Aufkommensquelle wird hier lediglich durch eine andere Aufkommensquelle ersetzt, nicht jedoch ergänzt. Dabei sollte der Wettbewerb über die Commodity Gas und nicht ordnungspolitisch/regulativ über den Zugang zur Gasinfrastruktur erfolgen. Für den BDEW ist zudem nicht nachvollziehbar, weshalb für Modellierungszwecke zwar ein konkurrierender Ansatz zur Verlagerung gewählt wird, die spätere Vermarktung der konkurrierenden Kapazität jedoch nicht konkurrierend erfolgen soll/kann und damit ggf. eine permanente Verlagerung der Kapazitäten von GÜP-/Speicherpunkten hin zu LNG stattfindet. Ebenfalls offen ist, wie mit später verfügbaren (ungenutzten) Einspeisekapazitäten an LNG-Einspeisepunkten zu verfahren ist. Der für die konkurrierende Modellierung angesetzte Kapazitätsanteil sollte aus Sicht des BDEW zumindest auch konkurrierend und damit bedarfsgerecht und diskriminierungsfrei vermarktet werden.

Modellierung LNG-Anlagen mit FZK

Grundsätzlich begrüßen wir die Modellierung von LNG-Anlagen mit FZK, die konkurrierend modelliert werden.

Allerdings stellt sich für uns die Frage, warum LNG-Anlagen auf Basis §§ 38, 39 GasNZV FZK mit konkurrierender Vermarktung erhalten, jedoch neue Gaskraftwerke auf der gleichen Rechtsbasis nur DZK. Hierzu ist dem Entwurf des NEP zu entnehmen, dass die FZK-Zuweisung für LNG-Anlagen ein „Beitrag zur Versorgungssicherheit [ist] und der Erhöhung der Liquidität der Märkte durch eine Diversifizierung der Aufkommensquellen“ dient. Warum diese Aussage nicht in gleichem Maße für Gaskraftwerke, jedoch bezüglich ihrer Wirkung für den Strommarkt gilt, erschließt sich nicht. Ebenso stellt sich die Frage, weshalb LNG-Terminals Privilegien in Bezug auf Kapazitätsreservierung und -buchungen erhalten, obwohl ursprünglich mit der Änderung der GasNZV gerade z. B. in Bezug auf Grenzübergangspunkte ein Level-Playing-Field hergestellt werden sollte.

3.4 Marktgebietszusammenlegung

Infolge der bevorstehenden Marktgebietszusammenlegung kann es zu Netzengpässen in dem vereinigten Marktgebiet kommen. Zur Behebung der Netzengpässe sind die Realisierung von Netzausbaumaßnahmen sowie der Einsatz von marktbasierter Instrumenten gemäß dem Konsultationsentwurf des NEP 2020 angedacht. Umfang und Inhalt dieser Aktivitäten (Netzausbaumaßnahmen und marktbasierter Instrumente) sind wegen der ausstehenden Spezifikation noch nicht in den Konsultationsentwurf eingegangen, der am 13. Mai beim Workshop der Fernleitungsnetzbetreiber präsentiert worden war. Es stellt sich die Frage, inwieweit diese Aktivitäten Kapazitätsrestriktionen (in befristeter und unterbrechbarer Form) vorbeugen können, die den nachgelagerten VNBs im Rahmen zukünftiger interner Bestellungen auferlegt werden können.

Zur Beantwortung dieser Frage wäre eine Prognose der Restriktionen auf Basis der dem Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe und Kapazitätsverfügbarkeiten für den Zeitraum zwischen 2020 und 2030 mit Differenzierung nach der geographischen Netzregion, Gasqualität, und Restriktionsart (befristet/unterbrechbar) hilfreich.

Das Ergebnis dieser Restriktionsprognose soll in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden.

Diese Zusatzinformationen sollen die Verteilnetzbetreiber bei einer vorausschauenden Planung ihrer Kapazitätsvergaben an ihre Netzkunden unterstützen.

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

Es ist nicht transparent dargestellt, welchen Anteil die drei geplanten deutschen LNG-Anlagen bei der H-Gas-Leistungs- und Mengenbilanz haben und welche Alternativen es gäbe, um die deutsche sowie west- und mitteleuropäische H-Gas-Bereitstellung sicherzustellen.

Zwar sind die drei LNG-Terminals in Tabelle 28 ab dem GWJ 2022/23 berücksichtigt, jedoch widerspricht sich die volle geplante Einspeiseleistung von 32 GWh/h über alle drei Terminals mit den folgenden drei Aussagen:

- Zunächst ist auf S. 101 (Abschnitt 6.1.2) erwähnt, dass aufgrund der durchschnittlichen Auslastung vorhandener europäischer LNG-Terminals abgeleitet wurde, dass eine 50-%ige Auslastung der deutschen LNG-Terminals angenommen wird. Weiterhin wird angenommen, dass eine gleichzeitige Beschäftigung aller drei LNG-Anlagen und der konkurrierenden Einspeisepunkte in einer Spitzenlastsituation im Winter nicht eintritt.
- Auf S. 104 (Abschnitt 6.1.2.) wird ausgeführt, dass der planerische Bedarf zuerst durch Pipeline-Gas gedeckt wird und der verbleibende Bedarf durch LNG-Importe.
- Auf S. 106 (Abschnitt 6.3) ist vermerkt, dass Fluxys Belgium SA am GÜP Eynatten zukünftig Gasmengen bis zu 13 bcm/a mit Potenzial auf bis zu 20 bcm/a für den deutschen Markt bereitstellen kann (Pipeline-gas aus dt. Perspektive; LNG-Gas aus belgischer Perspektive).

Kapitel 7: Ergebnisse der Modellierung

7.2 Modellierungsergebnisse Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Die Auslegungsvariante bw berücksichtigt u. a. die Langfristprognose der nachgelagerten VNB der terranets bw über 2025 hinaus und schafft somit einen zusätzlichen Blickwinkel auf mögliche zukünftige Kapazitätsbedarfe. Die zur Bewältigung des betrachteten potenziellen Mehrbedarfs ermittelten Maßnahmen werden nicht in den Umsetzungsvorschlag der FNB übernommen, sondern dieser wird lediglich insoweit angepasst, dass spätere Mehrkosten bei Eintritt der Auslegungsvariante vermieden werden können. Im Sinne einer kosteneffizienten Netzentwicklung vor dem Hintergrund verschiedener Bedarfsszenarien ist dies zu begrüßen.

Warum sich allerdings die angeführten zu erwartenden Bedarfsänderungen in den Netzen der VNB exakt auf das Netzgebiet der terranets bw beschränken, ist nicht nachzuvollziehen und trägt nicht zum Verständnis des NEP als gesamtdeutsche Netzentwicklung bei. Somit werden mögliche Mehrbedarfe der VNB, deren Netz mittel- oder unmittelbar an das Fernleitungsnetz der anderen FNB angeschlossen ist, nicht über 2025 hinaus in der Fernleitungsnetzentwicklung berücksichtigt. Dies kann einerseits eine Benachteiligung der betroffenen Netzbetreiber durch entstehende Kapazitätsengpässe und andererseits Mehrkosten im Netz der FNB zur Folge haben. Um dies zu vermeiden und die durchaus sinnvollen und wichtigen Erkenntnisse der Auslegungsvariante bw zu erhalten, ist eine Erweiterung der Auslegungsvariante auf die Langfristprognose aller Netznutzer zu prüfen.

Kapitel 8: Grüngasvariante

8.9.1 Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitung auf Wasserstoff

Der BDEW begrüßt, dass die FNB eine Grüngasvariante modelliert und Netzausbaumaßnahmen der Grüngasvariante vorgeschlagen haben. Der Prozess des NEP ist maßgeblich geeignet, die Transformation der Gasinfrastruktur für eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu gestalten. Der BDEW sieht eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur, wenn sie analog zu heutigen Gasnetzen der öffentlichen Versorgung dient, als Teil der Gasnetzinfrastuktur. Der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen kann helfen, die Strom- und Gasnetze auf allen Netzebenen gleichmäßiger auszulasten. Dies bedeutet, dass über einen gemeinsamen Planungsprozess der Strom- und Gasnetzbetreiber geeignete Standorte für systemintegrierte Elektrolyseure ermittelt werden und in den Netzentwicklungsplänen auszuweisen sind. In die Standortortanalyse hat insbesondere die Zubauplanung Erneuerbarer Energien, die Ausbauplanung der Stromnetzinfrastuktur, die Umstellungsfähigkeit des heutigen Gasversorgungssystems und daraus resultierende Wasserstofftransportmöglichkeiten sowie der Wasserstoffbedarf in den Sektoren Industrie, Wärmeversorgung und Verkehr einzufließen.

Die FNB stellen dar, dass sich eine reine Wasserstofftransportinfrastruktur als Startnetz vorrangig durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen zur Anbindung bestehender Wasserstoffabnahmeschwerpunkte der Industrie entwickeln wird. Zur Anbindung regionaler und größerer Verteilnetze an dieses Wasserstoffnetz ist eine enge und frühzeitige Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern, z. B. im Rahmen des NEP-Prozesses, sinnvoll.

Auch infolge der Regionalität des Dargebotes erneuerbarer Energien ist eine stärkere Einbindung der VNB und möglichen Aggregatoren von erneuerbaren Anlagen bei der Netzplanung angebracht. Zwischen den Netzebenen muss eine enge Zusammenarbeit etabliert werden.

Neben der Umstellung auf reine Wasserstoffnetze sollte im NEP auch angedacht werden, wie die Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz erhöht werden kann. Insbesondere im Netz der VNB kann über die Wasserstoffbeimischung in die vorhandenen Erdgasnetze ein nennenswerter Beitrag zur Dekarbonisierung, z. B. im Wärmesektor, geleistet werden. Auch zur Abstimmung dieser Entwicklungen ist eine Einbindung der VNB in den NEP-Prozess sinnvoll.

Ansprechpartner:

Ingride Kouengoué

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Reinhardtstraße 32

10117 Berlin

Tel.: +49 30 300 199-1116

Ingride.kouengoué@bdew.de

www.bdew.de