



## **Stellungnahme zum Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 der Fernleitungsnetzbetreiber Konsultation durch die Bundesnetzagentur**

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 1. Juli 2020 den Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (NEP Gas) an die Bundesnetzagentur übergeben. Diese hat den Entwurf zur öffentlichen Konsultation gestellt und bittet um Stellungnahmen bis 28. August 2020. Die nachfolgende Stellungnahme der Deutschen Umwelthilfe (DUH) wiederholt dabei zahlreiche Punkte aus der vorangegangenen Stellungnahme zum Konsultationsdokument der FNB, da diese nach wie vor Gültigkeit besitzen.

Berlin, den 26. August 2020

### **Einleitung**

Klimaschutz ist Gesetz geworden. Im Klimaschutzgesetz §1 und §3 heißt es: „Die Treibhausgasemissionen werden im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise gemindert. Bis zum Zieljahr 2030 gilt eine Minderungsquote von mindestens 55 Prozent.“ „Grundlage bildet die Verpflichtung nach dem Übereinkommen von Paris aufgrund der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, wonach der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen ist, um die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels so gering wie möglich zu halten, sowie das Bekenntnis der Bundesrepublik Deutschland auf dem Klimagipfel der Vereinten Nationen am 23. September 2019 in New York, Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristiges Ziel zu verfolgen.“

Um die Klimaziele einzuhalten, muss demnach eine weitgehende Dekarbonisierung erfolgen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) empfiehlt in seinem Jahresgutachten 2020, nach Beschluss des Kohleausstiegs sofort den notwendigen Ausstieg aus der Nutzung fossilen Erdöls und Erdgases politisch und planerisch in Angriff zu nehmen, um Fehlinvestitionen in weitere fossile Technologien zu vermeiden und die notwendigen Transformationen einzuleiten.<sup>1</sup>

Um die Klimaziele zu erreichen, müssen für den fossilen Energieträger Erdgas erneuerbare Alternativen gefunden werden. Die DUH geht davon aus, dass diese Alternativen nicht im Umfang des heutigen Erdgasverbrauchs zur Verfügung stehen werden, also eine Reduktion des Gasangebots erfolgen wird. Die Konsequenz: Eine Reduktion des (Grün-)Gasverbrauchs und der notwendigen Kapazitäten für Ein- und Ausspeisung sowie für den Transport. Investitionen in Effizienz müssen aufgestockt und die Einsatzbereiche für Gas sorgfältig überlegt werden. Aus Sicht der DUH muss der Einsatz erneuerbarer Alternativen auf die Sektoren beschränkt werden, in denen es keine andere Wahl für die Defossilisierung gibt. Eine Anwendung im Gebäudesektor und für die individuelle Mobilität lehnt die

---

<sup>1</sup>[https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01\\_Umweltgutachten/2016\\_2020/2020\\_Umweltgutachten\\_Entschlossene\\_Umweltpolitik.html](https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.html)

DUH ab, weil hier effizientere Alternativen mit Gebäudeeffizienz, Wärmepumpe, Mobilitätswende und Elektroauto zur Verfügung stehen. Aus diesen Gründen ist auch eine Beimischung der Alternativen in das bestehende Erdgasnetz abzulehnen; sie müssen stattdessen in einem gesonderten Netz vom Erzeuger zum Großverbraucher gelangen.

Für erneuerbares Gas (grüner Wasserstoff, Power-to-X-Stoffe) müssen verpflichtende Klima- und Nachhaltigkeitsstandards gelten. Nur Gas aus erneuerbaren Quellen kann Teil der Energiewende sein. Förderung, Transport und Umlagefinanzierung von so genanntem blauem Wasserstoff (aus fossilem Erdgas mit Hilfe von Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> erzeugt) müssen demnach ausgeschlossen werden. Auch LNG-Terminals, die dem Import von fossilem (Fracking-)Gas dienen, sind abzulehnen. Ein Import grüner Gase kann erst dann in Betracht gezogen werden, wenn im Stromsektor der Herkunftsländer 100% Erneuerbare Energien eingesetzt werden oder eine entsprechende Strategie weit fortgeschritten ist. Der Fokus beim Einstieg in die PtX-Produktion muss zunächst auf der heimischen Erzeugung in Deutschland liegen.

Neue Gasinfrastruktur, wie sie mit dem NEP Gas geplant wird, muss die Einhaltung der Klimaziele ermöglichen und somit die oben genannten Paradigmen berücksichtigen. Um die bestehenden Erdgas-Abhängigkeiten aufzubrechen, muss die Infrastruktur ab sofort auf die erneuerbaren Alternativen hin ausgerichtet werden.

Problematisch ist aus Sicht der DUH die fehlende gesetzliche Grundlage. §15 Energiewirtschaftsgesetz formuliert keine Vorgaben zur Berücksichtigung des Klimaschutzes: Der NEP Gas muss „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.“ Der NEP Strom dagegen muss gemäß dem Szenariorahmen Strom für „die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“, siehe §12 Energiewirtschaftsgesetz. Klimaschutz spiegelt sich hier in den energiepolitischen Zielen wider. Die Stromnetzplanung ist damit bereits einen Schritt weiter.

Erst mit einem Paris-kompatiblen Szenario für 100% Erneuerbare Gase bis spätestens 2050 kann die Gasnetzplanung den Transformationspfad vollständig abbilden und den Investitionsbedarf ableiten.

Um auch die Gasnetzplanung den klimapolitischen Zielen unterzuordnen, fordert die DUH die Anpassung der rechtlichen Vorgaben für die Gasnetzplanung, zum Beispiel im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes. Die laufenden Arbeiten zum NEP Gas müssen bis zur Festlegung von Klimaschutzvorgaben auf Eis gelegt werden. Erst durch die rechtliche Verankerung von Klimaschutzvorgaben erhalten auch Bundesnetzagentur und Öffentlichkeit Handhabe, diese bei den FNB einzufordern.

## **Fragen und Anmerkungen zum Entwurf**

### **Methodik der Bedarfsermittlung (betrifft Frage 2.1. und auch Frage 10.1.2)**

Während das Stromnetz ausgebaut wird, um die Energiewende zu ermöglichen, orientiert sich die Gasnetzplanung allein an gemeldeten fossilen Transportbedarfen. Jeder, der Gas ein- oder ausspeisen will, bucht Kapazitäten im Gasnetz. Reichen die Kapazitäten nicht, wird das Gasnetz ausgebaut. Unklar

bleibt, nach welchen Kriterien die gemeldeten Projekte als zu berücksichtigen eingestuft werden. Aus Sicht der DUH müssen sowohl für das eingespeiste Gas als auch für die Verbraucher dieses Gases Klimaschutz- und Nachhaltigkeitskriterien gelten. Diese müssen in einem öffentlichen Aushandlungsprozess erstellt und die Projekte danach bewertet werden. Projekte dürfen nur dann in die Gasnetzplanung aufgenommen werden, wenn sie die Kriterien erfüllen. Die Kriterien müssen zum Beispiel sicherstellen, dass wertvolles grünes Gas nur in den Sektoren zum Einsatz kommt, in denen eine Defossilisierung sonst nicht möglich ist.

Auch eine nachhaltige Erzeugung aus 100 % erneuerbarem Strom muss garantiert sein. Aufgrund des besseren Wirkungsgrades sind grundsätzlich die direkte Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien – und damit auch der Transport über das Stromnetz – sowie Energieeffizienz und Energieeinsparung dem Einsatz von grünem Gas vorzuziehen. Durch den Bewertungsprozess kann sichergestellt werden, dass neue Infrastruktur nur gebaut wird, wenn sie den Klimazielen dient.

Da eine Beimischung grüner Gase im Erdgasnetz abzulehnen ist, muss der Bedarf reiner Wasserstoffleitungen geprüft werden. Dafür müssen die Ein- und Ausspeisepunkte für erneuerbares Gas ermittelt werden. Hier ist eine Abstimmung mit der Stromnetzplanung sinnvoll. Es muss z. B. entschieden werden, ob grünes Gas in Power-to-Gas-Anlagen an der Küste im Norden erzeugt und dann in Gasleitungen zum Verbraucher gelangen soll oder ob zunächst der Strom weiter transportiert wird und die Umwandlung in Gas dann in der Nähe des Verbrauchs erfolgen soll. Da die Entscheidung weder von den Übertragungsnetzbetreibern noch von den Fernleitungsnetzbetreibern kommen kann, sind hier politische Vorgaben notwendig, die u.a. Kosten-, Akzeptanz- und Umweltaspekte berücksichtigen.

Die FNB modellieren in der Grüngasvariante eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von 2 %. Kostbarer grüner Wasserstoff sollte aus Sicht der DUH nicht zum Erdgas hinzu gemischt werden. Auch im Experten-Workshop der Bundesnetzagentur am 5. August 2020 wurde dies seitens Prof. Detlef Stolten vom Forschungszentrum Jülich bestätigt – eine Beimischung ist aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll. Wir lehnen die Beimischung ab und erwarten ggf. die Umnutzung vorhandener Leitungen für Wasserstoff.

### **LNG Terminals (betrifft Fragekomplex 3.2.6)**

Die DUH lehnt die Errichtung neuer LNG-Terminals grundsätzlich ab, da die Terminals nicht für eine Umrüstung auf Wasserstoff geeignet sein werden und somit nie einem klimapolitischen Nutzen entsprechen können. Importfragen zu Wasserstoff wären ohnehin noch zu klären, bevor Investitionsentscheidungen in solche Importkapazitäten getroffen werden könnten. Demnach sind auch Gasfernleitungen, die wegen des Transports von LNG-Gas gebaut werden sollen, abzulehnen.

Im NEP Gas muss klar ersichtlich werden, welche Netzausbaumaßnahmen für den Transport von LNG-Gas vorgesehen sind.

Die Anschlussleitungen für die geplanten LNG-Terminals (Wilhelmshaven, Stade, Brunsbüttel) werden in den Plänen dargestellt, sind wegen der Rechtsgrundlage (Gasnetzzugangsverordnung, GasNZV) jedoch nicht Teil der Erdgas-/Wasserstoffmodellierung und somit kein Ausbauvorschlag der FNB. Um die LNG-Terminals aber ans vorhandene Netz anzubinden, brauche es neue Fernleitungen wie die ID-Nr. 767-01, die mit 253 Millionen Euro zu Buche schlagen und somit wesentlicher Treiber für die neuen Netzausbaumaßnahmen sind.

Neben den Anschlussleitungen, die auf Basis der GasNZV geplant werden, entsteht aus der Planung der LNG Terminals auch ein Ausbaubedarf im weiteren Erdgasnetz auf Grundlage des EnWG. Auch diese Leitungen müssen vom Verbraucher finanziert werden, schlagen mit erheblichen Kosten zu Buche und sind Teil des NEP Gas.

Unabhängig davon, ob diese in der GasNZV oder in der rechtlichen Grundlage für den NEP Gas, dem EnWG, geregelt werden: Diese Kosten werden beim Verbraucher hängen bleiben.

Im Entwurf ist nicht eindeutig ersichtlich, welche Anbindungen im NEP Gas für die Terminals nur nachrichtlich dargestellt sind und welche auch geplant / gebaut werden und somit von den FNB bzw. den Verbrauchern finanziert werden müssen. Um Konkretisierung/Klarstellung wird gebeten.

Es bleibt festzuhalten, dass für alle oben genannten LNG-Terminals bislang noch kein Antrag auf Genehmigung gestellt wurde und dennoch bereits jetzt Ausbaumaßnahmen im NEP Gas dafür zu finden sind. Diese „stranded investments“ sind nicht hinnehmbar.

#### **Rechtsrahmen für Wasserstoff (betrifft Frage 8.3.4.)**

„Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass für die Genehmigung und Umsetzung der identifizierten Maßnahmen eine Anpassung der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig ist.“ Hintergrund ist, dass eine Infrastruktur rein für Wasserstoff nicht vom §15 Energiewirtschaftsgesetz erfasst ist. Die Kosten für den Bau von Wasserstoffleitungen können daher nicht auf alle Gasverbraucher umgelegt werden.

Die DUH hinterfragt die Anpassung der Regulatorik zugunsten einer Umlegung von Kosten neuer Wasserstoffleitungen auf alle Gasverbraucher. Wasserstoffleitungen sollten von den Unternehmen bezahlt werden, die davon profitieren. Aus Sicht der DUH profitieren von Wasserstoffleitungen vor allem Großabnehmer wie Industrien, nicht jedoch private Verbraucher, da die DUH im Gebäude- und PKW-Bereich keine Anwendung für Wasserstoff sieht. Daher sollten private Verbraucher neue Leitungen dieser Art nicht mitfinanzieren müssen. Den Wunsch der FNB, §3 Nr. 19a „Gas“ des Energiewirtschaftsgesetzes zu ändern, sieht die DUH daher skeptisch.

Auch für die Umstellung vorhandener Leitungen auf Wasserstoff fehlt der Rechtsrahmen. Wann wird eine Leitung nicht mehr für Erdgas benötigt? Wer entscheidet über die jeweilige Nutzung? Wer überprüft dies? Auch hier sollte gelten, dass Kosten von den Abnehmern, bspw. der Industrie, getragen werden, und nicht von Privatverbrauchern. In jedem Fall muss der Entscheidungsweg im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2030 transparent und nachvollziehbar zu finden sein.

Bisher gibt es keinen Markt für grünes Gas. Die Planungen einer Grüngasvariante sind damit „aus der Luft gegriffen“. Es braucht jetzt politische Weichenstellungen für grünes Gas, damit die Klimaziele im Gasbereich erreicht werden können. NEP oder Szenariorahmen können dies nicht leisten. Wesentliche Maßnahme wäre hier die Einführung eines wirksamen CO<sub>2</sub>-Preises. Eine Befreiung von der EEG-Umlage oder von den Netzentgelten für Elektrolyseure oder Power-to-X-Anlagen lehnt die DUH dagegen ab.

### **Berücksichtigung des NEP Strom und Marktpartnerabfrage (betrifft Fragekomplex 8.1. und Frage 10.1.1.)**

Die Wasserstoffmodellierung innerhalb der Grüngasvariante berücksichtigt die Ergebnisse des NEP Strom 2019-2030 mit den Standorten von Power-to-X-Anlagen und ist gleichzeitig ein iterativer Prozess. Mittlerweile gibt es einen bestätigten Szenariorahmen Strom, der in den NEP Strom 2035 (Version 2021) münden wird. Hier sollte ein Abgleich mit aktuelleren Daten erfolgen.

Im Weiteren irritiert die DUH die Datengrundlage für die Modellierung der Grüngasvariante (Marktpartnerabfrage). Hier gibt es anscheinend eine Sammlung möglicher Standorte für Power-to-X-Anlagen, die z. B. auf den Daten von DVGW, der Strategieplattform Power to Gas (dena) oder dem Kopernikus-Projekt P2X fußen. Wir halten es für schwierig, darauf basierend Investitionsentscheidungen für den Netzausbau zu treffen, egal ob für neue Leitungen oder die Umnutzung von Leitungen. Die Grundlage für diese Entscheidungen muss transparent und nachvollziehbar gemacht werden.

### **Ausblick kommende Netzentwicklungspläne (betrifft Frage 10.1.3)**

Aus dem Entwurf (Seite 179): „Ein Projektvorhaben wird im Szenariorahmen berücksichtigt, wenn dieses vollumfänglich öffentlich dargestellt werden kann.“ Was genau bedeutet dies? Welche Kriterien muss ein Projektvorhaben erfüllen? Die Methodik müssen die FNB im NEP Gas transparent erläutern. Zum Beispiel wird offenbar das geplante LNG-Terminal Brunsbüttel bei den Planungen berücksichtigt, obwohl es aus Sicht der DUH keinesfalls „vollumfänglich öffentlich dargestellt werden kann“. Hier verweigern der Vorhabenträger sowie die betroffenen Behörden vielmehr eine Auskunft darüber, wann mit einer Inbetriebnahme des Terminals zu rechnen ist. Entsprechende Informationen wurden in Unterlagen, die der DUH zugänglich gemacht wurden, von Behördenseite geschwärzt.

Weiter im Dokument (ebd.): „Unabhängig davon, an welchen FNB ein Projektvorhabenträger seine Anfrage stellt, ermitteln die FNB im Rahmen der Modellierung, an wessen Netz die Anlage angeschlossen werden soll.“ Wer entscheidet dies und auf welcher Grundlage? Auch hier sollte die Methodik transparent erläutert werden.

### **Integrierte Netzplanung (betrifft Fragekomplex 10.2)**

Auch für das Gasnetz muss ein Szenariorahmen erstellt werden, der von den gleichen Annahmen wie der Szenariorahmen Strom (§12 Energiewirtschaftsgesetz) ausgeht: CO<sub>2</sub>-Reduktion um 95 % bis 2050. Dies ist die erste Hürde zum „Angleichen“.

Ein neuer Szenariorahmen für die Gasnetzplanung würde Antworten auf folgende Fragen bewirken:

Wie kann die Gasversorgung bis 2050 dekarbonisiert/defossilisiert werden?

Wie viel und welches Gas werden wir zur Verfügung haben?

Wo sollte Gas zukünftig noch eingesetzt werden?

Erst daraus lassen sich die Transportherausforderungen für die zukünftige Gasversorgung ableiten. Einen gemeinsamen Betrachtungszeitraum (gemeinsame Energie-Szenarien) von mindestens zehn Jahren halten wir für sinnvoll, der Ausblick in eine 15 Jahre entfernte Zukunft wäre noch zielführender.

Eine volkswirtschaftliche Kosten-/Nutzenrechnung wäre nötig: Ist die Elektrolyse bedarfsfern mit anschließendem Weitertransport in einer Pipeline oder doch die Stromleitung mit verbrauchsnahe Elektrolyse die bessere Wahl? Dies müsste dann in beide Netzentwicklungspläne oder einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan fließen.

Für die integrierte Netzplanung beider Infrastrukturen wäre das Angleichen der Verfahren zielführend: Wie die Stromnetzplanung sollte auch der Netzentwicklungsplan Gas eine Strategische Umweltprüfung (SUP) sowie die Bestätigung durch den Bundestag erfordern. Erst wenn beide Prozesse „auf Augenhöhe“ sind, kann man integriert planen.

### **Transparenz und Beteiligung**

Wenn man sich erstmalig mit dem Thema Gasnetzplanung beschäftigt, ist das Lesen des Dokuments eine große Herausforderung. Viele neue Begrifflichkeiten und Abkürzungen machen das Lesen schwierig. Das Glossar ist sehr hilfreich, aber man sollte Abkürzungen vermeiden, die nicht allen geläufig sind. Ansonsten wird die Konsultation für einige Marktteilnehmer (z. B. Verbraucher) kaum möglich.

Grundsätzlich empfehlen wir in Bezug auf die Kommunikation einen Austausch mit den Erstellern des NEP Strom. Dort ist in den letzten Jahren eine vergleichsweise transparente und verständliche Darstellung gelungen. Bspw. wurden Änderungen zwischen den Konsultationsdokumenten sichtbar gemacht, indem man die Anpassungen *kursiv* setzte.

Um die vorhandenen Unterspeicher in Deutschland zu visualisieren, wäre eine Allokation von Erdgas- (und Flüssig-Kohlenwasserstoff-) Speichern in Deutschland wie von der Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) 2015 dargestellt hilfreich. Es ist dann einfacher, die neuen Speicherprojekte geografisch wie auch im Gesamtbild einsortieren zu können.

***Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.***

***Für Rückfragen ist Nadine Bethge, Stellvertretende Leiterin des Bereichs Energie und Klimaschutz der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, unter Tel.: 030-2400867-962, Email: [bethge@duh.de](mailto:bethge@duh.de) erreichbar.***