



Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 21. Juni 2021 die vierwöchige Konsultation zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 gestartet. Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) begrüßt die Möglichkeit, als Umwelt- und Verbraucherschutzverband an der Konsultation teilnehmen zu können und tut dies wie folgt.

Berlin, den 7. Juli 2021

Einleitung

Obwohl sich die Bundesregierung völkerrechtlich zur Einhaltung des Pariser Abkommens und damit zu einer Einhaltung des 1,5 Grad-Ziels verpflichtet hat, kann in Deutschland immer noch Infrastruktur ohne Rücksicht auf Klimaziele errichtet werden. Dies gilt insbesondere für das Erdgasnetz und LNG-Terminals. Häufig werden diese Projekte gänzlich ohne eine Prüfung auf die Auswirkung auf Klimaziele genehmigt. Möglich machen dies Regelungslücken im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem rechtlichen Rückgrat des deutschen Energiesystems. Es regelt u.a. den Aus- und Umbau von Strom- und Gasnetz sowie die dazugehörigen Verfahren. Dass der Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur der Einhaltung der Klimaziele dienen muss, ist bisher kein Leitmotiv des EnWG.

Das Bundesverfassungsgericht hat am 29. April 2021 geurteilt, dass das Klimaschutzgesetz zu Teilen verfassungswidrig ist. Die Verfassungsbeschwerde wurde u.a. durch die DUH unterstützt. Mit dem Beschluss ist klar, dass auch die Infrastrukturplanung des zukünftigen Energiesystems zielgerichteter im Hinblick auf die zügige Ermöglichung der Klimaneutralität sein muss. „Stranded assets“ sind mit Blick auf die steigenden Belastungen der jungen Generation zu vermeiden. Eine integrierte Infrastrukturplanung über alle Sektoren hinweg ist notwendig. Ein Szenariorahmen Gas, der die Klimaziele nicht entsprechend berücksichtigt und dessen Modellierung bedarfsorientiert und nicht szenarienbasiert ist, ist für die Erreichung der Klimaziele extrem schädlich.

Die DUH fordert deshalb die Anpassung der rechtlichen Vorgaben für die Strom- und Gasnetzplanung. Es bedarf insbesondere der Änderung des §1 Abs.1 Energiewirtschaftsgesetz, in dem der Zweck des Gesetzes, nämlich Klimaschutz, neu bestimmt wird.

In der Konsequenz muss die Einhaltung der Klimaziele bei allen Infrastrukturvorhaben geprüft und sichergestellt sein. Nur so lassen sich „sunk investments“ und „stranded assets“ vermeiden, also Infrastruktur, die aufgrund der politischen bzw. wettbewerblichen Vorgaben vor Ablauf ihrer Refinanzierungszeit stillgelegt werden muss.

Auch an weiteren Stellen im EnWG muss die Einhaltung von Klimaschutz zum Leitgedanken werden. In §15 EnWG formuliert der Gesetzgeber bisher keine Vorgaben zur Berücksichtigung des Klimaschutzes: Der Netzentwicklungsplan 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.“ Damit folgt die Gasnetzplanung Transportbedarfen, die keinerlei klimapolitischer Vorgaben bedürfen. In der Folge wird im Wesentlichen Infrastruktur für fossiles Gas gebaut.

Um die Klimaziele einzuhalten, muss eine weitgehende Dekarbonisierung erfolgen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)¹ empfiehlt, 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.

Kapazitätsbedarfe

Es gibt Kapazitätsreservierungen in Form von

- a. 15 Kraftwerksneubauplanungen,
- b. einem Speicher,
- c. sechs LNG-Anlagen und
- d. einer Produktionsanlage.

Zu a) Drei der neuen Gaskraftwerke in Süddeutschland werden als besondere netztechnische Betriebsmittel eingesetzt, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat den Übertragungsnetzbetreibern einen Bedarf in Höhe von 1.200 MW_{el} bestätigt. Im Szenariorahmen Gas 2022-2032 werden drei Gaskraftwerke bestätigt, es geht um eine Gasanschlusskapazität von ca. 3.000 MW. Des Weiteren gibt es auf Seite 22 eine Übersicht zur Zuschlagserteilung für vier Kraftwerke. Wie passen diese Zahlen und Kapazitäten zusammen? Hier bedarf es einer Erläuterung.

Zu b) Der gemeldete Speicher der bayernets befindet sich gemäß eigenen Recherchen² in Nussdorf / Österreich und gehört einer Tochter der RAG Austria AG. Hier bedarf es einer nachvollziehbaren und transparenten Erläuterung, wie eine Anlage auf dem Gebiet eines anderen Landes Eingang in die nationale Netzentwicklungsplanung erhält.

¹https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.html und https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.html

² <https://www.rag-energy-storage.at/unternehmen/standorte/speicher.html>



Zu c) Zwei LNG-Anlagen mit jeweils drei Terminals sind im Szenariorahmen Gas 2022-2032 berücksichtigt. Der Kapazitätsausbauanspruch in Brunsbüttel ist noch nicht beschieden und dennoch wird das gesamte LNG-Projekt berücksichtigt. Die BNetzA kommentierte im Workshop der FNB, dass eine Realisierungswahrscheinlichkeit nur schwer zu bewerten ist. Wie passt diese Aussage mit einer Veranschlagung der Anlagen im Szenariorahmen zusammen? 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 (siehe auch Marktabfrage) wären ohnehin noch zu klären, bevor Investitionsentscheidungen in solche Importkapazitäten entschieden werden könnten. Demnach sind auch Anschlussleitungen, die wegen des Abtransports von LNG-Gas gebaut werden sollen, abzulehnen.

Zu d) Da in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) keine Begriffsdefinition zu finden ist, ist davon auszugehen, dass es sich bei der Produktionsanlage um eine Förder- bzw. Explorationsanlage für Erdgas handelt. Mit Blick auf die Einhaltung der Klimaziele ist hier mit einem klassischen „sunk investment“ zu rechnen. Derartige Kapazitätsmeldungen sollten heute nicht mehr Teil der Planung sein.

Mit Abschluss der Marktraumumstellung zum 1. Oktober 2021 sollte der gemeinsame deutsche Marktraum unter dem Aspekt der Kapazitätsbedarfe und des Klimaschutzes erneut angeschaut werden. Wie sieht es langfristig aus? Welche Schritte sind zu gehen, wenn zu erwarten ist, dass der Bedarf sinkt? Der Rückbau von Infrastruktur muss hier betrachtet werden. Die Rahmenbedingungen für den Ausstieg aus Erdgas sind von der Politik schnellstmöglich zu setzen.

Gasbedarfsentwicklung und Szenarien

Nach §15 EnWG erarbeiten die FNB einen Netzentwicklungsplan und hierzu zunächst einen Szenariorahmen zur Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern. Auf Seite 37 Szenariorahmen Gas steht:

„Im Szenariorahmen 2022 werden im Folgenden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland dargestellt. Die detailliert in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Es besteht keine Verbindung

zwischen den hier dargestellten Gasbedarfsszenarien und den in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, da sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund der Vorgaben der BNetzA bei ihren Modellierungsvarianten an konkreten Bedarfsmeldungen orientieren.“

Dies bedeutet: Die Szenarien im Szenariorahmen Gas sind in keiner Weise netzausbaurelevant, weder für Aus- noch Um- oder Neubau. Sie sind schmückendes Beiwerk einer durch und durch an Bedarfen orientierten Planung der FNB. Die Gasnetzplanung sollte stattdessen szenarienbasiert sein und dafür eine Bandbreite an Szenarien verwenden. Die vorliegenden Szenarien wären dafür obendrein ungeeignet, da sie im Vergleich nennenswerter Gasbedarfsprognosen³ mitunter die höchsten Gasbedarfe ansetzen.

Die Bundesnetzagentur bestätigt den Szenariorahmen und den Netzentwicklungsplan; dabei handelt es sich lediglich um eine Plausibilitätskontrolle. Ginge man von einer weitgehenden Bindung der Planfeststellungsbehörde an die Prognosen im Szenariorahmen aus, ergäbe sich eine gravierende Verschiebung im Legitimationsgefüge. Das aufgezeigte Legitimationsdefizit geht einher mit einem erheblichen Verlust staatlicher Steuerungsfähigkeit: So erfolgt eine Umweltprüfung erst im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens und nicht – wie bei staatlich verantworteten Planungsverfahren (Verkehrswege- und Stromnetzplanung) – als strategische Umweltprüfung (SUP) bereits im Verfahren der Bedarfsplanung selbst. So aber geht der entscheidende Ansatzpunkt für die Berücksichtigung übergeordneter Umweltbelange, insbesondere der Emission von Treibhausgasen, verloren und damit auch jede Steuerungsmöglichkeit des Staates in diesem Bereich. Umfangreiche Infrastrukturvorhaben für den Transport fossiler Brennstoffe in Deutschland werden an keiner Stelle des Verfahrens auf ihren Beitrag zum Klimawandel und die Vereinbarkeit mit den Verpflichtungen der Bundesrepublik zur Reduktion von Treibhausgasemissionen geprüft.

Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Die Marktabfrage ergab über 500 Projektmeldungen und eine geplante Elektrolyseleistung in Höhe von 24,5 GW_{el} in 2030 (siehe Tabelle 9, Seite 27). Diese Angaben liegen weit höher als Studien bisher errechnet haben. Eine Einordnung dieser hohen Einspeiseleistungen und -mengen wäre wünschenswert, vor allem mit Blick auf die Nationale Wasserstoffstrategie⁴, diese geht von 5 GW Elektrolysekapazitäten als Ankerpunkt in 2030 aus. Die DUH fordert ambitionierte 5 GW bis 2025.

Auch wenn es eine unverbindliche Marktabfrage war und erst die entsprechenden MoU (Memorandum of Understanding) zu mehr Verbindlichkeit führen werden, zeigen diese Meldungen aus Sicht der Gasbranche ein enormes Potential für Wasserstoff und Grüne Gase in Deutschland. Wenn dem wirklich so wäre, dann benötigt Deutschland eher eine Wasserstoff-Exportstrategie als eine Importstrategie und auch keine Importterminals.

Auch wenn ein zügiger Anstieg von Elektrolysekapazitäten in Deutschland wünschenswert wäre, um zum Beispiel bei der Dekarbonisierung der Industrie kurzfristig schon große CO₂-Verdrängungseffekte zu erreichen, ist ein Ausbau von 25 GW bis 2030 unrealistisch und ggf. sogar kontraproduktiv. Der

³ Abbildung 4, Konsultationsdokument Szenariorahmen NEP Gas 2022-2032

⁴ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>

Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen müsste entsprechendes Tempo aufnehmen und neben den Zielen im Stromsektor für genügend zusätzliche Anlagen sorgen, was beim derzeitigen Ausbautempo (sowohl der EE als auch der Stromnetze) bedauerlicherweise nicht absehbar ist.

Wir bitten um Transparenz und Detaillierung:

- Um welche Art der Wasserstoffherzeugung handelt es sich bei den Projektmeldungen?
- Wo kommt das grüne Gas bei den angenommenen Mengen her, welche EE-Anlagen werden dafür genutzt oder erst neu aufgebaut?
- Wie werden die Projekte angeschlossen: Wird bei der Wasserstoffprüfung erst der Netzkopplungspunkt festgelegt oder erst das 100%ige H₂-Verteilnetz? (Modellierung bzw. Herausnahme von Leitungen aus dem Erdgasnetz)
- Auf welcher Basis werden die Potenziale ausgeförderter EE-Anlagen als zusätzliche Wasserstoffquellen integriert? Wegen 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 Wasserstoff vorzuziehen.

Die Schaffung einer Transparenzplattform Wasserstoffnetz zur Beteiligung der privaten Wasserstoffnetzbetreiber und anderer neuer Akteure erscheint nötig. Es ist nicht allein das Business der FNB, alle Marktteilnehmer müssen fair integriert werden. Letztlich sollten Wasserstoffleitungen von den Unternehmen bezahlt werden, die davon profitieren. Aus Sicht der DUH profitieren von Wasserstoffleitungen vor allem Großabnehmer wie Industrien, nicht jedoch private Verbraucher. Wir sehen für Wasserstoff keine Anwendung im Gebäude- und PKW-Bereich. Daher sollten private Verbraucher neue Leitungen dieser Art nicht mitfinanzieren müssen.

Die Daten der Marktabfrage sind aus Sicht der DUH „aus der Luft gegriffen“. Wasserstoff wird als der neue Energieträger und „Heilsbringer“ gepriesen, aber woher die Leistungen und Mengen erneuerbaren Stroms kommen sollen, bleibt vollends unklar. Es braucht jetzt politische Weichenstellungen für grünes Gas, damit die Klimaziele erreicht werden können. NEP oder Szenariorahmen können dies nicht leisten.

Integrierte Planung

Auf Seite 14 Szenariorahmen Gas steht: *„Zwischen der Strom- und Gasnetzplanung der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber wird aktuell über die gegenseitige Berücksichtigung von einzelnen Planungsannahmen, wie z. B. Bestands- und Neubaukraftwerke, Größenordnung der Elektrolyseleistung und potenzielle Standorte, ein Abgleich gewährleistet. So wird in den zeitlich nacheinander stattfindenden Erstellungsprozessen für die Planungsannahmen auf das jeweils vorher durch die BNetzA genehmigte oder bestätigte Dokument referenziert. Dieses bislang praktizierte Vorgehen sollte vor dem Hintergrund einer von den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern angestrebten und gebotenen sektorübergreifend-optimierten Planung noch weiter verbessert werden.“*

Strom- und Gasnetz dürfen nicht länger unabhängig voneinander geplant werden. Beide sind Teil eines zunehmend integrierten Energiesystems. Durch Sektorenkopplung und auch die Erzeugung von

grünem Wasserstoff werden die Systeme weiter vernetzt. Dies muss sich in einer integrierten Planung widerspiegeln. Nicht zuletzt die Novelle des EnWG und die Schaffung des § 28q Netzentwicklungsplan Wasserstoff legen dies nahe. Eine reine Übertragung der Annahmen der Gasnetzplanung in die Stromnetzplanung wie gehabt ist unzureichend. Weitere Herausforderungen zeigen sich auch bei der Integration der gemeldeten Elektrolyseleistungen aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase. Die Interpolation scheint ein geeignetes Instrument, wie aber konkret „verschnitten“ wird, bleibt im Unklaren. Hier bitten wir um detaillierte Erläuterung.

Aus Sicht der DUH müssen zunächst die Voraussetzungen für Gasnetz- und Stromnetzplanung harmonisiert werden: Ebenso wie die Stromnetzplanung muss auch für die Gasnetzplanung die Berücksichtigung der Klimaziele maßgeblich werden. Zudem müssen die Szenarien für die Entwicklung des Energiesystems aufeinander abgestimmt werden: Für das Gasnetz muss ein Szenariorahmen erstellt / genutzt werden, der von den gleichen Annahmen wie der Szenariorahmen Strom ausgeht. Dies bedeutet zuvorderst den Einsatz von 100 % Erneuerbarer Energien bis spätestens 2045. Ein neuer Szenariorahmen für die Gasnetzplanung muss dementsprechend Antworten auf folgende Fragen geben: Wie kann die Gasversorgung bis spätestens 2045 defossilisiert werden? Wie viel und welches Gas werden wir zur Verfügung haben? Wo sollte Gas zukünftig noch eingesetzt werden? Gas- und Stromnetzplanung zu verzahnen und integriert zu planen ist vor allem sinnvoll, wenn grundsätzliche Alternativen zu diskutieren sind, z. B. bezüglich der Standortwahl von Elektrolyseuren.

Für die integrierte Netzplanung der Energieinfrastrukturen fordert die DUH das Angleichen der Verfahren: Wie die Stromnetzplanung sollte auch der Netzentwicklungsplan Gas eine Strategische Umweltprüfung (SUP) sowie die Bestätigung durch den Bundestag erfordern. Nicht zuletzt sollte die Gasnetzplanung ebenfalls szenarienbasiert sein. Erst wenn beide Prozesse „auf Augenhöhe“ sind, kann eine wirklich integrierte Planung umgesetzt werden.

Rechtsrahmen Wasserstoff

Da eine Beimischung grünen Wasserstoffs im Erdgasnetz abzulehnen ist, muss der Bedarf reiner Wasserstoffleitungen geprüft werden. Dafür müssen die Ein- und Ausspeisepunkte für grünen Wasserstoff ermittelt werden. Hier ist eine Abstimmung mit der Stromnetzplanung sinnvoll. Es muss z.B. entschieden werden, ob grüner Wasserstoff 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 nicht von den Netzbetreibern kommen kann, sind hier politische Vorgaben notwendig, die Kosten- und Umweltaspekte berücksichtigen. Die Netzbetreiber können aber Entscheidungsgrundlagen in Form von verschiedenen Alternativen für die Politik bereitstellen.

Klimaschutzgesetz (KSG): § 13 Berücksichtigungsgebot

Das KSG 2019 enthält den §13, das Berücksichtigungsgebot. In dem Gesetz steht, dass *„(1) die Träger öffentlicher Aufgaben bei ihren Planungen und Entscheidungen den Zweck dieses Gesetzes und die zu seiner Erfüllung festgelegten Ziele zu berücksichtigen haben“*. Und (2) *„Der Bund prüft bei der Planung,*

Auswahl und Durchführung von Investitionen und bei der Beschaffung, wie damit jeweils zum Erreichen der Klimaschutzziele nach § 3 beigetragen werden kann. Kommen mehrere Möglichkeiten bei der Planung, Auswahl und Durchführung von Investitionen und bei der Beschaffung in Frage, dann ist in Abwägung mit anderen relevanten Kriterien mit Bezug zum Zweck der Investition solchen der Vorzug zu geben, mit denen das Ziel der Minderung von Treibhausgasemissionen über die gesamte Nutzungsdauer des Investitionsguts oder Beschaffungsguts zu den geringsten Kosten erreicht werden kann. Mehraufwendungen bei der Investition oder Beschaffung sollen nicht außer Verhältnis zu ihrem Beitrag zur Treibhausgasminderung stehen.“

Aus Sicht der DUH müsste man diesen § 13 konsequent bei allen Aus- und Umbaumaßnahmen unserer Energieinfrastrukturen, egal ob Strom oder Gas (oder Wasserstoff), anwenden. Hat die BNetzA nicht die Rolle wie unter (2) beschrieben, also die Planung, Auswahl und Durchführung von Investitionen gemäß den Klimazielen zu überprüfen? Müsste dies nicht ebenso in der Entscheidung der BNetzA über die Regulierungsfreistellung für die geplanten LNG-Terminals Berücksichtigung finden?

Der Zugangsanspruch für LNG, Industrie, Speicher und Kraftwerke ist in den §§ 38 und 39 Gasnetzzugangsverordnung geregelt. Dieser Anspruch „sticht“ den oben unter (2) beschriebenen Spielraum aus und müsste hinterfragt werden. In wie weit dies Aufgabe der FNB oder der BNetzA wäre, ist juristisch zu klären.

Die ambitionierte Umsetzung des § 13 KSG würde aus Sicht der DUH dem Ziel der Treibhausgasneutralität in der Gasnetzplanung eine neue Dynamik verleihen.

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.

Für Rückfragen sind Nadine Bethge, Stellvertretende Leiterin Energie und Klimaschutz, und Ricarda Dubbert, Projektmanagerin Energie und Klimaschutz, der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-962/-966, Email: bethge@duh.de / dubbert@duh.de erreichbar.