



Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
Georgenstr. 23
10117 Berlin

per E-Mail an: info@fnb-gas.de

E.ON SE
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

Contact:
David Riemenschneider
Phone: +49151 59072708
david.riemenschneider@eon.com

Essen, 16. Juli 2021

Stellungnahme der E.ON Gas-VNB zur Konsultation des Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben der Öffentlichkeit am 21.06.2021 den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 gemäß § 15a EnWG vorgelegt. Die E.ON Gas-VNB - namentlich die Avacon Netz GmbH, Avacon Hochdrucknetz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH, HanseGas GmbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Westnetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Syna GmbH und energis-netzgesellschaft mbH - beteiligen sich gerne an der Konsultation und nehmen zum vorliegenden Szenariorahmen wie folgt Stellung:

Anders als noch zum Zeitpunkt des vorherigen NEP Gas hat der Gesetzgeber mittlerweile einen eigenen rechtlichen Rahmen für die Bau und Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen geschaffen. In § 28q EnWG wird die Aufgabe eines erstmaligen Berichts über den Ausbaustand des Wasserstoffnetzes sowie die Erstellung eines Netzentwicklungsplans Wasserstoff an alle regulierte Wasserstoffnetzbetreiber sowie die Fernleitungsnetzbetreiber adressiert, welcher in jedem geraden Kalenderjahr erstmals drei Monate nach Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas 2022 vorgelegt werden muss. In diese Arbeiten sind auch alle nicht regulierten Wasserstoffnetzbetreiber einzubeziehen, welche wiederum zur Zusammenarbeit verpflichtet sind.

Eine Berücksichtigung von reinen Wasserstoffbedarfen und daraus abgeleitete Schlussfolgerungen für die Netzentwicklung des Gasnetzes im Rahmen des NEP Gas sind aus unserer Sicht daher auf Basis des bisherigen Prozesses nicht sinnvoll und offensichtlich auch nicht die Intention des Gesetzgebers.

Grundsätzliche Anmerkungen zur Planung des Wasserstoffnetzes

Mit den bisherigen Erfahrungen sehen wir, die E.ON Gas-VNB, das bisher etablierte Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplan Gas gemäß § 15a EnWG nicht als geeignet an, den notwendigen



Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, die auf zukünftige Bedarfe ausgelegt ist, planerisch zu begleiten. Der bisherige Prozess ist vom zehnjährigen Planungshorizont und der stark „bedarfsorientierten“ Kapazitätsplanung, die sich ausschließlich an konkreten Projekten orientiert, geprägt. Die Planung eines Wasserstoffnetzes muss sich viel stärker an der zukünftigen Rolle von Wasserstoff im vollständig defossilisierten Energiesystem orientieren und weniger an heute bekannten, konkreten Pilotprojekten. Da jedoch keinerlei Verbindung besteht zwischen den Bedarfsszenarien und den in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten, die für den NEP Gas genutzt werden, ist auch keine auf Szenarien basierende zukunftsgerichtete Planung eines Wasserstoffnetzes möglich. Wir erachten es daher als notwendig, den Prozess zur Planung der Wasserstoffinfrastruktur entsprechend unserer Einleitung nicht im Rahmen des NEP Gas fortzuführen, sondern im vom Gesetzgeber vorgesehenen NEP Wasserstoff, der sich analog zum NEP Strom mehr an längerfristigen Prognosen ausrichten sollte. Aus unserer Sicht ist dabei die Kooperation mit allen Netzbetreibern auf regionaler bzw. Verteilerebene entscheidend, sie müssen in den Prozess von Anfang an aktiv miteinbezogen werden. Denn je nach regionalen Kundenbedürfnissen sowie der dezentralen Erzeugungssituation in der Region wird die Transformation hin zu einer klimaneutralen Gasversorgung in lokal/ regional differenzierten Schritten vor Ort geplant und umgesetzt werden. Sowohl die Beimischung wie auch die leitungsgebundene Versorgung mit reinem Wasserstoff werden dabei mit der Zeit auf Verteilerebene zunehmend eine Rolle spielen. Diese Transformation kann nur vom Verteilnetzbetreiber vor Ort gemanagt werden. Mit dem vorgelagerten FNB sollten dann im wesentlichen basierend auf den regionalen Versorgungsplanungen aggregierte Leistungsbedarfe an Netzkopplungspunkten für Methan und Wasserstoff abgestimmt werden, die im Zeitverlauf die Entwicklung der regionalen Erzeugungssituation sowie der Systemkonvergenzen (Kundenwechsel vom Methan- auf das Wasserstoffsystem) berücksichtigen.

Die im Vorfeld durchgeführte Marktpartnerabfrage zeigt zwar etwaige Projekte auf, ist jedoch in dieser Form für die Planungen der zukünftige Wasserstoffnetzentwicklung leider kaum hilfreich. Insbesondere singulär, vertragliche Bindungen von Kunden im Verteilnetz an die Fernleitungsnetzbetreiber vornehmen zu wollen, ist für eine effiziente und ganzheitliche regionale Netzentwicklung kontraproduktiv und wird daher von uns abgelehnt. Dies umsomehr, als aus der Darstellung im Szenariorahmen und der Anlage 2 eine transparente Zuordnung zu Kunden im Verteilnetz nicht ableitbar ist und damit den VNB keine Grundlage bietet, die Bedarfe in ihren Netzgebieten zu beurteilen.

Unabhängig davon, ob die Marktpartnerabfrage und die beabsichtigten MoUs zielführend und sinnvoll erscheinen, dürften die Anforderungen an die Projektträger (Kriterien für Projekte, weitere Voraussetzungen) zum jetzigen Zeitpunkt unrealistisch hoch sein, so dass hier so oder so ein weitgehendes Ausbleiben von MoUs zu erwarten wäre. Dabei verstehen wir das Dilemma der FNB, die zum einen eine Verbindlichkeit der Projekte im Rahmen des NEP Gas benötigen, zum anderen aber eine langfristige Wasserstoffentwicklung darstellen und darauf aufbauend eine Netzentwicklung für Wasserstoffnetze planen wollen. Dieses Dilemma kann aber aus unserer Sicht – wie bereits erwähnt - nur im Zusammenspiel aller beteiligten Netzbetreiber und der Erstellung eines NEP Wasserstoff gelöst werden, der dann anders als der NEP Gas und ähnlich wie der NEP Strom mehr auf fundierten, die Klimawende unterstützenden Szenarien, als nur gemeldeten Bedarfen, aufbauen sollte.



Wasserstoff-Beimischung in das Erdgasnetz

Neben der Planung von Netzen zur Deckung des entstehenden reinen Wasserstoffbedarfs gilt es gerade unter Berücksichtigung der jüngst verschärften Klimaschutzziele für 2030, bestehenden Gasanwendungen, vor allem im Wärmebereich, schnell die Option einer Dekarbonisierung in den vorhandenen Gas-Versorgungsstrukturen zu eröffnen. Die bestehenden Verteilnetze müssen dazu ein immer grüner werdendes Erdgas-äquivalentes Gas zu den Kunden bringen. Neben einer kurzfristigen Erhöhung der Biomethaneinspeisung in die Verteilnetze sollte diesem bis zu einem optimalen Grad (20 bis 30 Vol-%) Wasserstoff beigemischt werden können. Ansonsten ist die Zielerreichung der Klimaschutzziele im Gebäudesektor - insbesondere mit Blick auf den Gebäudebestand - in 2030 kaum zu schaffen. Eine kategorische Ablehnung von Wasserstoffbeimischung ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar. Ferner sollten die absehbar in Deutschland verfügbaren Biomethanpotenziale berücksichtigt und Maßnahmen zu ihrer Hebung angestossen werden (siehe unten).

Aus unserer Sicht sollte die Erreichung der Klimaschutzziele so unbedingt unterstützt werden. Wir schlagen dazu die Implementierung einer Grüngasquote (GGQ) vor, wodurch dann eine zuverlässige und zielgenaue Dekarbonisierung von Gasanwendungen angereizt wird. Mit einer technologie- und herkunftsoffenen Grüngasquote lässt sich der Dekarbonisierungspfad der Gaswirtschaft bis 2045 zielgenau und planbar für die Marktteilnehmer festlegen. Diese wählen dann stets die günstigste Möglichkeit, um die geforderte Quote zu erfüllen. Gleichzeitig ergibt sich so ein Anreiz für Grüngasproduzenten in entstehende Erzeugungsanlagen zu investieren. Dadurch setzen sich in jeder Phase die kostengünstigsten Technologien durch. Mit einem integren Zertifizierungs- und Handelssystem könnte ein Markt entstehen, auf dem Akteure aus unterschiedlichsten Sektoren ihre Über- oder Untererfüllung der GGQ miteinander handeln und ausgleichen.

Gasbedarfsentwicklung: (Kapitel 4) Langfassung / Kurzfassung

Im westlichen Rheinland realisieren einzelne Industriebetriebe ihre Wärmeversorgung durch Brikettfeuerung sowie Abwärmenutzung nahe gelegener Braunkohlenkraftwerke. Durch Auslaufen der Braunkohlenförderung und -verstromung sind betreffende Unternehmen veranlasst ihre Wärmeversorgung auf den Bezug von leitungsgebundenem Erdgas umzustellen. Auch aufgrund dieses Effektes hat Westnetz im Rahmen der diesjährigen internen Bestellung einen signifikanten Kapazitätszuwachs bei Industriekunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) festgestellt, der zur Steigerung von Bestellkapazität für das Stammgebiet beigetragen hat.

Die Umstellung von Wärmeerzeugungssystemen aus vergleichbaren Motiven wird voraussichtlich auch Anschlusskunden anderer Netzbetreiber im regionalen Umfeld von Stein- und Braunkohlenkraft-/heizwerken betreffen. Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans könnte untersucht werden, ob diese Umstellungsmaßnahmen regionale Kapazitätszuwächse in einer bedeutsamen Größenordnung generieren und daher im NEP sowie innerhalb der Branche thematisiert und ausgewiesen werden sollten.



Darüberhinaus konnte bei Industriekunden aus dem Segment der Verpackungsindustrie eine erhöhte Nachfrage nach zusätzlicher Anschlusskapazität verzeichnet werden. Dieser Trend lässt sich vermutlich auf die Ausweitung des Onlinehandels zurückführen.

Bezüglich der Langfristprognose im Rahmen der internen Bestellung (vgl. § 16 KoV XII) würde die Fortschreibung der Berechnungsergebnisse ausschließlich auf Basis von vergangenheitsorientierten Bewertungsmethoden stets einen geringfügig steigenden Bestellwertbedarf für das Stammgebiet von Westnetz innerhalb der nächsten Dekade ergeben. Diesem Trend stehen – auch flankiert durch den jüngsten Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 29.04.2021 – verschärfte Ziele zur Eindämmung von CO₂ Emissionen in der Zukunft gegenüber, die weiteren Bedarfszuwachsen von Bestellkapazitäten bzw. Vorhalteleistung entgegenwirken. Dieser Gegensatz stellt Westnetz, aber auch alle anderen VNB, wiederkehrend vor die Problematik, treffende Bedarfsprognosen sachgerecht zu ermitteln.

Gasaufkommen Wasserstoff und Grüne Gase – Biomethaneinspeisung (Kapitel 5.3.1; S. 50)

Wie oben erwähnt sehen wir neben der Wasserstoffbeimischung die Biomethaneinspeisung als wichtigen Baustein zur Defossilisierung des Wärmesektors, insbesondere im Haushaltsbereich. Das liegt zum einen an den im Vergleich zur Wasserstoffherzeugung mit ca. 5-7 Cent/kWh günstigen Gesteungskosten, zum anderen an den nahezu identischen chemischen Eigenschaften, wie Erdgas (Ersatzgas gemäß DVGW G260). Dadurch besteht die Möglichkeit, sukzessive den Anteil an Biomethan im Erdgas zu erhöhen, ohne dass irgendwelche Anpassungen in der bestehenden Infrastruktur beim Netzbetreiber und Endkunden erforderlich werden. Des Weiteren ist hierbei wichtig, dass neue Biomethananlagen als Rohstoff zur Vergärung neben NaWaRos, die vielfach in der öffentlichen Kritik stehen, vor allem Reststoffe wie z.B. Schlachtabfälle, Gülle und Biomüll verwenden. Hier sehen wir es als entscheidend an, alle Potentiale zur Biomethanherzeugung in Bezug auf Reststoffe, Gülle und Müll, also Stoffe die unabhängig von der anschließenden Verwertung sowieso anfallen, ausgenutzt und dafür auch die erforderlichen Anreize geschaffen werden. Ohne diese Anstrengungen ist die Erreichung der Klimaschutzziele kaum erreichbar. Daher halten wir die in Kapitel 5.3.1 / Tab. 23 angenommenen Potentiale für die Biomethaneinspeisung für deutlich zu niedrig angesetzt. Auf Grundlage verschiedener Studien sehen wir – entsprechende politische Unterstützung vorausgesetzt, z.B. durch die oben angesprochene Grüngasquote - ein realistisches Biomethanpotential in Deutschland von rd. 100 TWh. Diese Aussage wird auch durch die Praxiserfahrung gestützt, dass wir bei einigen E.ON VNB aktuell wieder vermehrt Anfragen zur Biomethaneinspeisung erhalten (insbesondere in Norddeutschland) und neue Projekte realisiert werden. Hinzu kommt, dass die Nachfrage nach Biomethan ebenfalls steigt, da z.B. KWK-Anlagen für die Nahwärmeversorgung auf Biomethan umstellen wollen, um klimafreundlicher zu werden.

Inländische Wasserstoffproduktion durch Windenergieanlagen (Kapitel 7.3; S. 60)

Bei der Wasserstoffquellenverteilung wird eine zusätzliche inländische Produktion von Wasserstoff durch Onshore-Windparks, deren EE-Förderung im betrachteten Zeitbereich ausläuft, angenommen. Wir sehen eine zusätzliche Elektrolyseleistung i.H.v. 29 GW_{el} als deutlich überschätzt an. Es sollte dringend darauf geachtet werden, dass die installierte Onshore-Windleistung aus Energiesystemsicht



nicht mehrfach „eingeplant“ wird. Ein Abgleich mit dem NEP Strom ist notwendig. Im Szenariorahmen zum NEP Strom wird der Weiterbetrieb der Onshore Windenergieanlagen nach Ende der Förderung mithilfe einer Weibull-Verteilung modelliert wodurch sich bspw. eine durchschnittliche Betriebsdauer von 22 Jahren ergibt. Der Stromverbrauch der durch die zusätzliche Wasserstoffproduktion durch Windenergieanlagen entsteht, ist im Szenariorahmen für den NEP Strom ebenfalls nicht berücksichtigt. Es ist generell zu hinterfragen, inwieweit ein Weiterbetrieb ausgeförderter Windenergieanlagen zu Zwecken der Wasserstoffproduktion rentabler sein soll als aus Sicht des Elektrizitätsmarkts. Dagegen spricht auch die aktuell beschlossene EEG-Befreiung für Elektrolyseure, die für einen Hochlauf der Elektrolysekapazitäten in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen zwingend erforderlich ist. Es wird immer individuelle Konzepte geben, bei denen der Weiterbetrieb eines Windparks nach Auslaufen der EEG-Förderung im Zusammenspiel mit einer Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion wirtschaftlich sinnvoll sein kann und damit auch umgesetzt wird, allerdings sehen wir darin nicht das Standardmodell für einen Großteil der Altanlagen und schon gar kein Elektrolysepotential in der Größenordnung von 29 GW_{el}.

Versorgungssicherheit (Kap. 9) (L-H-Gas)

Die aktuelle Prognose des Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) zeigt einen deutlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021 von bis zu 17 %. Diese Prognose weicht wesentlich von den bisherigen ab und führt zu einer Unterdeckung regionaler Leistungsbilanzen (Seite 75).

In der Stellungnahme zum Umsetzungsbericht 2019 haben wir bereits die Intransparenz bezüglich der zu Grunde gelegten Annahmen und Ableitungen angemerkt. Gerne möchten wir an dieser Stelle noch einmal eine Begründung für die Höhe und Art der Sicherheitsabschläge einfordern. Aus Sicht der VNB wäre es wichtig zu wissen, welche regionalen Gebiete betroffen sind, denn nur so können Gegensteuerungsmaßnahmen ergriffen werden.

Derzeit läuft bei der Avacon Hochdrucknetz GmbH die Prüfung der Vorverlegung der Umstellgebiete Salzgitter I – III aus den Jahren 2028 bis 2030 in die Jahre 2027 bis 2029. Die Avacon Hochdrucknetz GmbH begrüßt diese geplante Vorverlegung des Bereichs ausdrücklich.

Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032 (S.75)

Den Vorschlag gemäß 9.1.4 für den Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032 bewerten wir positiv.

Derzeit sehen wir – wie bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen beschrieben – in Anbetracht der hohen Gerätezahlen kaum Spielraum für eine Straffung der L-H-Gasumstellung. Die von der L-H-Gasumstellung betroffenen nachgelagerten Netzbetreiber äußern bereits heute immer wieder Bedenken über die möglichen Folgen einer nicht ausreichend hohen Anzahl verfügbarer Anpassungsmonteur. Wie in den vorangegangenen Stellungnahmen geäußert, ist uns aber bewusst, dass die FNB hier nur sehr begrenzte Einflussmöglichkeiten haben und agieren müssen insbes. vor dem erneuten Rückgang der deutschen L-Gasproduktion. Daher stehen wir weiterhin gerne zu Gesprächen bereit.