



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

E-Mail: info@fnb-gas.de

E.ON SE

Brüsseler Platz 1

45131 Essen

www.eon.com

Contact:

David Riemenschneider

Phone: +49-201/184-6796

david.riemenschneider@eon.com

Essen, 12.Juli 2017

Stellungnahme der E.ON SE zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030

**im Rahmen der Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern
vorgelegten Szenariorahmens (Stand 17.06.2019)**

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben der Öffentlichkeit am 17.06.2019 den von Prognos erstellten Entwurf eines Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 gemäß § 15a EnWG vorgelegt. Gerne nimmt E.ON die Gelegenheit zur Stellungnahme wahr.

Die vorliegende Stellungnahme umfasst dabei die Sicht der E.ON-Verteilnetzbetreiber

- Avacon Netz GmbH,
- Avacon Hochdrucknetz GmbH,
- Bayernwerk Netz GmbH,
- E.DIS Netz GmbH,
- HanseGas GmbH und
- Schleswig-Holstein Netz AG.

Uns ist bewusst, dass die Erstellung des Netzentwicklungsplans ein umfangreiches Unterfangen ist und sicherlich mit vielen Herausforderung verbunden ist. Vor diesem Hintergrund begrüßen wir ausdrücklich, dass im SR des NEP 2020-2030 zum ersten Mal ein Schwerpunkt auf das Thema „Grüne

Gase“ gelegt wird, welches auch aus unserer Sicht im Rahmen der Umsetzung der Energiewende zunehmend an Bedeutung gewinnen wird.

Leider konnten wir allerdings aufgrund der Kürze der Konsultationsfrist viele der damit zusammenhängenden Aspekte nicht so umfassend wie von uns gewünscht in unseren Unternehmen diskutieren. **Wir schlagen daher vor, zukünftig eine Konsultationsfrist von mindestens 6 Wochen einzuräumen, insbesondere unter Betrachtung der Tatsache, dass der NEP-Prozess durch den 2-Jahreszyklus entzerrt wurde.**

Zu Kapitel 2 „Eingangsgrößen Gasbedarf und Gasaufkommen“

Zu Kapitel 2.5 „Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage“

Die Abfrage der geplanten Projekte bei den Marktteilnehmern ist grundsätzlich ein geeigneter Ansatz, um ein Bild zu potenziellen „Grün Gas“-Entwicklungen zu erhalten.

Aus unserer Sicht greift allerdings die Fokussierung auf Projekte auf FNB-Ebene zu kurz, **auch die VNB hätten umfänglich miteinbezogen werden sollen.** Die Verteilnetzbetreiber als Kundenansprechpartner vor Ort sind häufig schon bei der Validierung erster Projektideen involviert, kennen die lokale Situation und häufig ist auch eine Integration in die vorhandenen regionalen Netzstrukturen eine Option. Gerade die VNB der E.ON-Gruppe haben historisch bedingt ein weitverzweigtes Hochdrucknetz mit zugehörigem Verteilnetz, über das sowohl viele nachgelagerte Netzbetreiber, Industriekunden und Gaskraftwerke (z.B. das neue Kraftwerk der Stadtwerke Kiel zur Fernwärmeerzeugung) versorgt werden. Zusätzlich besteht bereits Erfahrung bei der Umsetzung von Wasserstoffeinspeiseprojekten, so geht z. B. in Büttel/Schleswig-Holstein gerade eine Anlage zur Einspeisung von Wasserstoff ins 70 bar Netz in Betrieb. Insbesondere im Zusammenhang mit potentiellen Wasserstoffeinspeisungen auf verschiedenen Druckstufen ist eine Abstimmung zwischen allen beteiligten Netzbetreibern zwingend geboten.

Unklar ist, wie die abgefragten Projekte konkret im NEP berücksichtigt werden sollen. Bei einem Großteil der aufgezeigten Projekte ist die Realisierungswahrscheinlichkeit unserer Einschätzung nach eher gering, zumindest aber ungewiss. Es handelt sich dabei teilweise um Projektideen, die über die Reallaborförderung des BMWi finanziert werden sollen, bei denen voraussichtlich nur wenige der mehr als 80 beantragten Projekte einen Zuschlag bekommen werden. Eine weitere Gruppe bilden die Sektorkopplungsprojekte, die von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern in Kooperation betrieben werden. Dazu sind offenbar bei der Bundesnetzagentur Investitionsmaßnahme-Anträge gestellt worden, die unserer Erwartung nach gemäß der gültigen Rechtslage abgelehnt werden müssten. Ob Power-to-Gas-Anlagen überhaupt im regulierten Bereich errichtet und betrieben werden sollen, wird darüber hinaus sowohl in der Politik als auch der

Branche sehr kontrovers diskutiert. Im Grundsatz bestehen unserer Auffassung nach starke Präferenzen für eine Entwicklung im marktlichen Umfeld, was auch von der E.ON SE favorisiert wird. Unabhängig von diesen Bewertungen der Umsetzungswahrscheinlichkeiten sollte die Auflistung der aktuellen Grüngasprojekte (Tabelle 7, S. 22) um mindestens ein weiteres Projekt erweitert werden, und zwar um das Forschungsprojekt HYPOS H₂-Netz (Netzbetreiber MitnetzGas GmbH), und hier das Wasserstoffdorf im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen.

Zu Kapiteln 3-5 „Gasbedarfsentwicklung“, „Gasaufkommen“ und „Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland“

Wir begrüßen, dass das TechnologiemiX95-Szenario aus der Dena Leitstudie als eines der Referenzszenarien ausgewählt wurde. Bei Betrachtung der dort dargestellten Gasbedarfsentwicklungen wird ersichtlich, dass trotz des dort aufgezeigten Rückgangs des Gasbedarfs bis 2050 in einzelnen Kundengruppen, Gas und die vorhandene Gasinfrastruktur weiterhin eine integrale Rolle in der Energieversorgung Deutschlands spielen werden. Allerdings fällt auf, wie auch auf dem Konsultationsworkshop am 01.07.2019 mit der BNetzA diskutiert, dass die in den Modellierungsvarianten letztlich verwendeten Annahmen zum Teil nicht konsistent zu diesen diskutierten Gasbedarfsszenarien sind.

Zu Kapitel 3.2. „Gasbedarfsszenarien“

In letzter Zeit veröffentlichte Studien – hervorgehoben sei insbesondere die Dena Leitstudie „Integrierte Energiewende“, aus der ein Szenario ja auch im SR des NEP Gas als Referenzszenario ausgewählt wurde – kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass Transformationsszenarien, die zur Erreichung der Klimaschutzziele in 2050 die Nutzung erneuerbarer Gase und der bestehenden Gasinfrastruktur beinhalten, zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten und Eingriffen führen, als reine „all electric“-Ansätze, bei denen alle Bereiche der Energieversorgung direkt elektrifiziert werden. Insbesondere die Erreichung des 95%-Ziels erscheint realistisch überhaupt erst mit einem TechnologiemiX erreichbar.

Einsatzgebiete sind dabei vor allem Bereiche, in denen eine direkte Nutzung von erneuerbarem Strom technisch nicht möglich ist oder dieses nicht wirtschaftlich oder praktisch umsetzbar ist. Dies umfasst

- Teile des Verkehrs, dessen Mobilitätsbedürfnisse sich nicht (ausschließlich) über batteriebetriebene Antriebskonzepte decken lassen, wie z.B. der Schwerlastverkehr,
- Industrien, die für ihre Prozesse Hochtemperaturwärme benötigen oder bislang fossile Energieträger als Ausgangsstoff für ihre Produktion verwendet haben (Feedstock),
- Teile der Wärmeversorgung im Gebäudebestand, der sich praktisch und/ oder wirtschaftlich nicht auf einen hinreichend hohen Energieeffizienzstandard sanieren lässt.



Eine nicht vollständige Umstellung auf eine direktelektrische Energieversorgung ermöglicht gleichzeitig durch die mögliche Weiternutzung der bestehenden Gasnetze eine Optimierung von Energietransport und -verteilung und verringert damit den ohnehin schon beträchtlichen Ausbaubedarf der Stromnetze.

Ferner ist die Gasinfrastruktur, über Power-to-Gas gekoppelt mit dem Stromsystem, der einzig verfügbare Langfristspeicher für ein weitgehend auf fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung basierendes Energiesystem, welcher erneuerbaren Strom in Zeiten von systemweiten Produktionsüberschüssen aufnehmen und in Zeiten der sogenannten „Dunkelflaute“ sicher wieder bereitstellen kann.

Die Aufnahme des Themas „Grünes Gas“ in den SR des NEP Gas mit dem Ziel, eine transparente Diskussion der zugehörigen notwendigen Maßnahmen im Gasnetz zu starten, begrüßen die VNB der E.ON-Gruppe daher ausdrücklich. Der NEP Gas kann so dazu genutzt werden, alle Marktteilnehmer und insbesondere die VNB bei dem Thema „Grüne Gase“ frühzeitig und bei allen relevanten Überlegungen und Prozessschritten aktiv miteinzubeziehen.

Im Kontext mit der oben erwähnten volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Nutzung der bestehenden Gasnetze fällt allerdings auf, dass die FNB den Fokus auf den Aufbau einer separaten Wasserstoffinfrastruktur für Industrie und Verkehr legen und die Beimischung von Wasserstoff ins vorhandene Erdgasnetz (Aussage der FNB auf dem Konsultationsworkshop, in die Erdgasnetze max. 2 Vol.-% Wasserstoff beimischen zu wollen) nicht weiter betrachten wollen. Auch wir sind davon überzeugt, dass der Betrieb von reinen Wasserstoffinfrastruktur für die Industrie, ggfs. auch durch regional unterschiedlichen Bedarf getrieben eher in der Sphäre der VNB entstehend, ein wichtiger Bestandteil des Energiesystems sein kann. **Wir sehen aber als einen ebenso wichtigen Baustein einer voranschreitenden Dekarbonisierung die steigende Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Erdgasnetze an** (weit über die genannten 2 Vol.-% hinaus). Auch wenn hier in gewissem Umfang Anpassungen in den Netzen oder der Anlagen der Kunden erforderlich werden können, ist dies unserer Auffassung von hoher Bedeutung, um die in den oben genannten Studien ermittelte volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Nutzung der Bestandsinfrastruktur umzusetzen. Da hier die zugehörigen Analysen und ggfs. Anpassungsprozesse einen gewissen zeitlichen Vorlauf benötigen, wäre eine systematischen Betrachtung und offene Diskussion im Rahmen des NEP Gas durchaus hilfreich, um auch in diesem Feld ein realistisches und gemeinsames Bild zu erhalten. Wir möchten an diesem Punkt die Gelegenheit nutzen, um auf ein VNB-Kompendium zu Wasserstoff in Verteilnetzen hinzuweisen. Das DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH hat im Auftrag der VNB der E.ON-Gruppe und der Thüga AG Studien erstellt, in denen die Wasserstoff-Verträglichkeit von Gasverteilnetzen mit Wasserstoffanteilen von bis zu 100 Vol.-% untersucht wurden. Ergebnis der Studien ist, dass mehr Wasserstoff hinsichtlich Material und Funktion im Verteilnetz möglich ist, als es das aktuelle DVGW-Regelwerk Arbeitsblatt G 260 / G 262 zulässt. Zur praktischen



Erprobung gibt es dazu ferner bei der Avacon Netz GmbH ein Projekt, in dem im bestehenden Gasnetz bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff zugemischt werden sollen.

Um die zitierten volkswirtschaftlichen Vorteile der Nutzung der Gasbestandsinfrastruktur auch wirklich vollumfänglich erreichbar zu machen, sollte unnötiger Netzausbau vermieden werden, um so die Netzkosten für die Endverbraucher auch tatsächlich möglichst niedrig zu halten. Nur so kann ein effizienter und nachhaltiger Betrieb unserer Netze auch in Zukunft ermöglicht werden. **Deshalb muss der Trigger zum Netzausbau unserer Ansicht nach immer aus konkreten Projekten und konkreter Marktnachfrage kommen.** Das entspricht auch dem bisherigen Vorgehen im Rahmen des NEP, wonach ein Netzausbau durch ein konkretes Projekt und die zugehörige §38/39 Anfrage angestoßen wird.

An dieser Stelle erkennen wir aber durchaus das Dilemma an: aktuell sind die Rahmenbedingungen nicht gegeben, um Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich zu errichten und zu betreiben. Wir benötigen dringend politische Maßnahmen, die einerseits endlich die regulatorischen Rahmenbedingungen so anpassen, dass Sektorkopplung ermöglicht und andererseits die erforderliche Kostenentwicklung der Sektorkopplungstechnologien angestoßen wird. Ansonsten werden die ermittelten volkswirtschaftlich vorteilhaften Transformationsszenarien zur Erreichung der Klimaziele kaum umsetzbar sein.

Daher sehen wir den nun im SR des NEP Gas gewählten Ansatz als einen Impuls an, im Rahmen des NEP Prozesses die Diskussion zu Grünen Gasen anzustoßen und damit – analog zur L-H-Gasumstellung – in der Branche gemeinsam einen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Weg zum Umbau unserer Netze hin zu steigenden Grüngas-Anteilen erarbeiten zu können. Im späteren Verlauf können dann auf dieser Basis ggfs. erforderliche, konkrete Netzausbaumaßnahmen abgeleitet werden. **Zum jetzigen Zeitpunkt, basierend lediglich auf der FfE-Studie und der unverbindlichen Marktabfrage, in der eine Vielzahl von Projekten mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit genannt wurden, bereits Netzausbauten anzustoßen und zu realisieren, hielten wir jedoch für falsch.** Das würde auch dem Betrachtungszeitraum des NEP widersprechen, der nur auf die nächsten 10 Jahre bis 2030 ausgelegt ist.

Zu Kapiteln 3.5 Bedarfsentwicklung von Wasserstoff

Der NEP ist aus unserer Sicht eine gute Möglichkeit, um Wege aufzuzeigen und transparent mit dem Markt zu diskutieren, wie eine (schrittweise) Umstellung der Netze und Anwendungen hin zu einer Wasserstoffversorgung möglichst kosteneffizient gelingen kann. **Neben dem Aufbau bzw. wo möglich der Umwidmung von Teilnetzen auf reinen Wasserstoff sollte genauso eine erhöhte Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz im Mittelpunkt der Betrachtungen stehen. Unabdingbar ist in beiden Fällen aus unserer Sicht eine frühzeitige Einbindung der VNB,** da jeweils



Auswirkungen auf alle Netzebenen zu erwarten sind. Es sollten die im Rahmen der L/H-Gas-Umstellung gesammelten, weitgehend positiven Erfahrungen hinsichtlich entsprechender Kommunikations- und Einbeziehungsprozesse als Vorbild dienen.

Auffällig sind in bei der Behandlung des Themas Sektorenkopplung via Power-to-Gas und Wasserstoff die Unterschiede zum NEP Strom.

Im NEP Strom wurden bislang deutlich geringere Wasserstoffbedarfe und Elektrolyse-Kapazitäten angenommen, als nun im SR des NEP Gas. Dies liegt unserem Verständnis nach daran, dass im NEP Gas neben industriellem Wasserstoffbedarf auch der des Verkehrs berücksichtigt wurde. Bis 2030 sind für den Verkehr 17,9 TWh angenommen, dies entspricht 26% des aktuellen Wasserstoffbedarfs der chemischen Industrie in Deutschland (S.41). Im Vergleich dazu wird im SR zum NEP Strom 2030 (Version 2019, S.77) in diesem Sektor ein maximaler Wasserstoffbedarf von 10 TWh gesehen, der aber aus fossilen Quellen und nicht aus Elektrolyse gedeckt werden soll und daher nicht für den NEP Strom relevant sei. Auch in Bezug auf die erwartete installierte Elektrolyse-Leistung zur Produktion von Wasserstoff und synthetischem Methan ergeben sich Unterschiede, hier geht der NEP Strom 2030 (Version 2019, 1. Entwurf, S.27) selbst in dem sehr optimistischen Szenario zur Sektorkopplung (Szenario C 2030) mit einer max. installierten Leistung von 3 GW_{el} an PtG-Anlagen in 2030 aus. Im Gegensatz dazu schlagen die FNB im SR zum NEP 2020-2030 vor, für die Modellierung des Jahres 2030 eine PtG-Kapazität von 7,5 GW_{el} (Wasserstoff und Methan) zu berücksichtigen (siehe Kapitel 9.3.2 auf S.96).

Wir plädieren dafür, dass ÜNB und FNB zukünftig ein abgestimmtes Szenario für diese Sektorenkopplung anstreben sollten. Dabei sollte u.E. auch das im Rahmen der Gasbedarfsszenarien als ein Referenzszenario ausgewählte TM95-Szenario der Dena Leitstudie herangezogen werden und als Orientierung der FfE-Studienarbeiten zur Regionalisierung der Power-to-Gas-Potenziale dienen.

Zu Kapitel 4.3 „Biomethaneinspeisung“:

Ein nennenswerter Teil der Biomethananlagen in Deutschland speist in die Gasverteilnetze der VNB der E.ON Gruppe ein. Über 40 der in Deutschland existierenden Biomethananlagen sind an unsere Netze angeschlossen und weitere sind im Bau. Dies entspricht einem Anteil von 19% aller Anlagen in Deutschland (215 Anlagen gesamt in Deutschland, siehe FfE-Studie S. 34).

Grundsätzlich unterstützen wird den Ansatz, dass neben der Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan aus Power-to-Gas eine Erhöhung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz einen Beitrag zur sukzessiven Dekarbonisierung der gasversorgten Sektoren leisten sollte. Die FNB schreiben dabei den Biogasanlagen, die aktuell ans Stromnetz angeschlossen sind, ein großes Potential zu. Diese Einschätzung können wir leider nicht teilen. Viele der Anlagen, die derzeit an unser Stromnetz angeschlossen sind, sind von der Leistungsgröße viel zu klein. Unter den aktuellen



Rahmenbedingungen ist der Betrieb einer Biomethanerzeugungsanlage zur Einspeisung ins Erdgasverteilnetz ab einer Größe von ca. 300 m³/h i.N. wirtschaftlich darstellbar, das entspricht einer Anlagengröße mit mind. 3 MW Leistung. Bei den vorhandenen Anlagen, die ins Stromnetz einspeisen, handelt es sich häufig um kleine Anlagen auf im kW-Bereich, diese sind zudem weit verstreut, so dass eine Clusterung mit zentraler Einspeisung notwendig wäre (hohe Leitungsbaukosten). Wir sind aktuell bereits im Austausch mit den Biogasanlagenbetreibern, da viele dieser Anlagen demnächst aus der EEG-Förderung fallen und dann wirtschaftlich nicht mehr weiterbetrieben werden können. Hier suchen die Anlagenbetreiber nach zukünftigen Geschäftsmodellen, andernfalls werden viele der Anlagen voraussichtlich nach Wegfall der EEG-Förderung ihren Betrieb einstellen. Dies ist ferner ein wichtiger Aspekt für das Thema CO₂-Quellen zur Methanisierung, weil diese Anlagen gemäß FfE-Studie als grünes CO₂ Potential ein wichtiger Parameter für die Standortauswahl für Power-to-Gas-Anlagen darstellen (siehe FfE-Studie S.7). **In Konsequenz ist hier unbedingt eine Weiterentwicklung des Förderrahmens erforderlich, damit diese Potenziale der Biogaseinspeisung gehoben werden können.**

Zu Kapitel 8 „Versorgungssicherheit“

Importe aus den Niederlanden

Die Avacon Hochdrucknetz und die Avacon Netz begrüßen, dass in den Niederlanden große Industriekunden schneller als geplant von L- auf H-Gas angepasst werden. Ebenfalls bewerten wir es als positiv, dass ein Prozess zur Bewertung der Versorgungssicherheit gestartet wurde, da auch wir die erneuten Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala mit großer Sorge betrachten. **Uns ist bewusst, dass die FNB hier nur geringen Handlungsspielraum haben und möchten gerne unsere maximale Unterstützung anbieten. Wir stehen daher für Gespräche z.B. über ein Vorziehen von Umstellgebieten in unseren Netzgebieten gerne zur Verfügung.**

Inländische Produktion

Die BVEG nimmt Sicherheitsabschläge an. 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.**

Auch in diesem Zusammenhang stehen wir grundsätzlich gerne bereit für Gespräche über ein Vorziehen von Umstellungen in unserem Netzgebiet.

Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030

Den Vorschlag für den Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 bewerten wir positiv.



Derzeit sehen wir – wie bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen – 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 Abschnitten „Importe aus den Niederlanden“ und „Inländische Produktion“ erwähnt ist uns aber bewusst, dass die FNB hier nur sehr begrenzte Einflussmöglichkeiten haben und agieren müssen. Daher stehen wir – wie oben angemerkt – gerne zu Gesprächen bereit.

Zu Kapitel 9 „Modellierung“

Wie bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen zu den vorhergehenden Szenariorahmen herausgestellt, **ist es für uns nach wie vor sehr wichtig, dass die Interne Bestellung der VNB verwendet wird** (erste 5 Jahre gemäß Langfristprognose der internen Bestellung, danach konstante Fortschreibung). Wir begrüßen daher sehr, dass dies bei der aktuell vorgeschlagenen Modellierung so umgesetzt wird.

Quellen:

FfE-Studie	Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, Stand 24.06.2019
NEP Strom 2030	Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf
SR NEP Strom 2030	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
Dena Leitstudie	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Juli 2018