



Initiative Erdgasspeicher e.V.
Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086
Fax +49 (0)30 36418-255
info@erdgasspeicher.de

www.erdgasspeicher.de

Entwurf zum Netzentwicklungs- plan Gas 2020-2030

Stellungnahme

Berlin, 28. August 2020

Über die Initiative Erdgasspeicher e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 13 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

Einleitung

Die deutschen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 1. Juli 2020 einen Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2020-2030 (NEP) bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingereicht. Am 5. August hat die BNetzA einen Konsultationsworkshop zu diesem Entwurf durchgeführt. Die Marktakteure werden von der BNetzA um Stellungnahme bis zum 28. August 2020 gebeten. Zur Strukturierung der Stellungnahme hat die BNetzA einen Konsultationsfragebogen ausgegeben.

INES dankt der BNetzA für die zweite Konsultation des Entwurfs des NEP und die Durchführung des Konsultationsworkshops. INES nimmt nachfolgend strukturiert entsprechend des Konsultationsfragebogens Stellung.

1. Einführung

Die NEP-Gas-Datenbank ist mittlerweile zur zentralen Transparenzplattform zum NEP entwickelt worden. INES begrüßt diese Entwicklung ausdrücklich und bittet darum, die Datenbank durch Umsetzung der drei nachfolgend genannten Punkte zu verbessern:

- **Ergänzung der Ausbauursache für sämtliche Ausbaumaßnahmen (z.B. „wird gebaut zum Anschluss eines LNG-Terminals oder Gaskraftwerks“).** Die im NEP enthaltene tabellarische Zuordnung von Ausbaumaßnahmen zu LNG-Terminals oder Gaskraftwerken ist hilfreich, um die Transparenz zu den Kosten der Netzentwicklung zu erhöhen. Diese Transparenz sollte nicht nur im Zusammenhang mit LNG-Terminals und Gaskraftwerken, sondern im Zusammenhang mit sämtlichen Ausbaumaßnahmen geschaffen werden.

Darstellung der Distanzen zwischen den einzelnen Netzpunkten, die zur Berechnung der Referenzpreismethode „Capacity Weighted Distance“ erforderlich sind. Gemäß des „Network Codes on harmonised transmission tariff structures for gas“ (NC TAR) sind zur Berechnung der Referenzpreismethode „Capacity Weighted Distance“ die Distanzen zwischen zwei buchbaren Netzpunkten zu Grunde zu legen. Von der EU wird diese Referenzpreismethode als Standard festgelegt. Zwar hat Deutschland in der nationalen Umsetzung des NC TAR durch REGENT eine von dieser Referenzpreismethode abweichende Methode festgelegt. Die Möglichkeit zur vollständigen Berechnung und einem darauf aufbauenden Vergleich sollte den Marktteilnehmer allerdings trotzdem gewährt werden. Da es sich um eine

Vielzahl von Distanzen handelt, müssen die Distanzen zu diesem Zweck maschinenlesbar bereitgestellt werden. Dafür eignet sich die NEP-Gas-Datenbank in besonderer Weise.

Erweiterung der dargestellten Daten zu jedem Netzknoten um eine Angabe zur prognostizierten Kapazitätsbuchung an dem jeweiligen Punkt. Zur Berechnung der Netzentgelte Gas entsprechend der einschlägigen Festlegungen (insb. REGENT, MARGIT, AMELIE, BEATE 2.0) sind die prognostizierten Kapazitätsbuchungen an jedem Punkt grundlegend. Erst mit einer stundenscharfen Angabe dieser prognostizierten Buchungen können sie aufgrund der Anwendung von Multiplikatoren berechnet werden. Da in der NEP-Gas-Datenbank bereits die einzelnen Netzknoten dargestellt werden, ist eine zugängliche Darstellung der von den Netzbetreibern prognostizierten Kapazitätsbuchungen an jedem Punkt einfach umsetzbar. Im Übrigen ließe ein Vergleich mit der tatsächlichen Netznutzung darüber hinaus eine Einschätzung zu, ob die Netznutzung, der die Netzentwicklung zu folgen hat, in der Vergangenheit realistisch von den FNB eingeschätzt worden ist. Die Netzentwicklungsplanung würde demzufolge in einen relevanten Kontext gestellt werden können, wodurch das Vertrauen in die Netzausbaumaßnahmen gestärkt werden könnte. Sind die Prognosen der FNB für die Vergangenheit zutreffend, könnte auch der Planung für die Zukunft leichter gefolgt werden.

Zusammenfassend empfiehlt INES, die NEP-Gas-Datenbank um die Distanzen zwischen bestehenden Netzknoten und die an diesen Punkten stundenscharf prognostizierten Kapazitätsbuchungen zu erweitern. Darüber hinaus sollte für Netzausbaumaßnahmen in der Datenbank der Ausbaugrund angegeben werden.

2. Szenariorahmen

Die Betrachtung von nur zwei Gasbedarfs-Szenarien (dena und EUCCO) ist nicht ausreichend, insb. wenn ein Szenario (EUCCO) lediglich einen Zeitraum bis 2030 umfasst. Es sollten mehrere Szenarien betrachtet werden, insbesondere auch solche, die eine langfristige Perspektive bis 2050 umfassen. Die Auswahl des Szenarios sollte nicht ausschließlich den Netzbetreibern überlassen werden. Es bieten sich evtl. auch Durchschnittswerte mehrerer Szenarien an. Zudem sollte klarer formuliert werden in welchen Fällen auf welches Szenario zurückgegriffen worden ist.

INES hält die betrachteten Szenarien und die Auswahl für unzureichend. Es sollten mehr Szenarien in die Betrachtung einbezogen werden. Aus diesen Szenarien sollte ein

robuster Zukunftspfad entwickelt werden. Einzig auf das optimistische dena-Szenario zurückzugreifen erscheint nicht sachdienlich.

3. Modellierung der Fernleitungsnetze

3.1. Grundsätzliche Vorgehensweise

Mit dem zeitlichen Rahmen von 10 Jahren wird nur ein Ausschnitt aus dem noch bevorstehenden Transformationsprozess der Energiewende betrachtet. **Vor dem Hintergrund der Klimaziele und ihrem Einfluss auf den Gasmarkt ist es allerdings nicht sachgerecht die Netzmodellierung nur auf die nächsten 10 Jahre auszurichten.** Signifikante Veränderungen in den Jahren nach 2030 können dazu führen, dass das Netz in einer deutlich anderen Form benötigt wird, als dies bei einem Blick bis 2030 erscheint.

Um trotz dieser Unsicherheiten das Gasnetz auf einem robusten Pfad für die zukünftigen Voraussetzung vorzubereiten, sollte zunächst der Einsatz von marktbasierten Instrumenten (MBI) anstelle des Netzausbaus eingeplant werden. **Erst wenn der Einsatz von marktbasierten Instrumenten belegt, dass zum einen ein nachhaltiger Bedarf der Netznutzung besteht und zum anderen der Einsatz von MBI den Netzausbau kostenseitig übersteigt, dann sollte eine Netzausbauplanung erfolgen.**

3.2. Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung

Gaskraftwerke

Eine Zuordnung von Gasspeichern im Rahmen von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) ist grundsätzlich sachgerecht. Die betroffenen Netznutzer erhalten diskriminierungsfrei die Möglichkeit zur Nutzung der Gasspeicherkapazitäten. Voraussetzung zur Nutzung ist allerdings auch eine ausreichende Versorgung der Gasspeicher mit netzseitigen Kapazitäten.

Der Clusteransatz erscheint sinnvoll, da er einen effizienteren Netzausbau sicherstellen kann.

Gasspeicher

Grundsätzlich sollte das Angebot fester frei zuordenbarer Kapazitäten (FZK) an allen Netzpunkten maximiert werden. Dazu ist insb. der Einsatz von MBI zu berücksichtigen. Verfügbare FZK müssen diskriminierungsfrei zwischen den Punktarten verteilt werden, damit die Netzbetreiber keinen Einfluss auf den Wettbewerb nehmen.

Vor dem Hintergrund, dass die FNB vorschlagen die LNG-Terminals mit einer Entry-Leistung von 32 GW vollständig (zu 100%) mit FZK auszustatten, alle in Deutschland vorhandenen Gasspeicher hingegen nur mit FZK-Kapazitäten für eine Leistung in Höhe von 51 GW (ca. 19%) ausgestattet sind, erscheint der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit nicht eingehalten zu werden. Gasspeicher tragen in der Folge über bedingte Kapazitätsprodukte einen größeren Anteil der Netzengpassrisiken. LNG-Terminals werden damit perspektivisch in der Netznutzung ungerechtfertigt bessergestellt.

LNG-Anlagen

Ein kosteneffizienter Netzausbau sollte auch im Zusammenhang mit LNG-Terminals im Vordergrund stehen. **INES empfiehlt deshalb, LNG-Anlagen mit DZK zu modellieren.** Als Zuordnungsaufgabe kann bspw. ein naheliegender Speicher-Exit zugeordnet werden, der die über LNG-Terminals importierten Gasmengen aufnehmen und damit die Netze im Engpassfall temporär entlasten kann. Mit der Modellierung einer DZK-Entry-Kapazität an LNG-Terminals wäre ein Gas-Import über LNG-Terminals demnach uneingeschränkt möglich, würde aber nicht zu einem ineffizienten Netzausbau führen.

Im Konsultationsdokument wird erläutert, dass für die LNG-Terminals eine konkurrierende Betrachtung der Planung zugrunde gelegt wird. Konkurrierend werden die LNG-Terminals zu Speichern und Grenzübergangspunkte (GÜP) bei der Modellierung betrachtet. Es wurde mitgeteilt, dass damit auch eine konkurrierende Vermarktung von Kapazitäten einhergeht. **Dieses Vorgehen erscheint jedoch vor dem Hintergrund der erforderlichen Langfristbuchungen gemäß §§ 38, 39 GasNZV nicht umsetzbar. Vielmehr entsteht der Eindruck, dass eine Verlagerung von Kapazitäten zum LNG-Terminal zulasten der anderen Einspeisepunkte vorgenommen wird.** Dies wäre nicht sachgerecht und würde zu einer Diskriminierung der anderen Einspeisepunkte führen. Im Zusammenhang mit Gasspeichern wird maximal die Leistungsfähigkeit bei einem Füllstand von 35% berücksichtigt. Im Gegensatz dazu wird eine Beschäftigung in Spitzenlastsituationen von derzeit noch im Bau befindlichen LNG-Terminals in Höhe von 50% angenommen. Dies ist nicht nachvollziehbar, da die in Abbildung 30 des NEP gezeigten europäischen Auslastungsgrade über das Jahr 2019 hinweg stark schwankten und es zudem keine Höchstlastsituation gab. Insoweit stellt die Grafik lediglich die auf Basis des weltweiten LNG-Handels preisoptimierte Beschäftigung dar. Darüber hinaus erscheint eine Übertragbarkeit auf Deutschland nicht plausibel. **Im Sinne einer kosteneffizienten Netzentwicklung sollten LNG-Terminals indikativ mit geringeren Auslastungsgraden in der Netzentwicklung berücksichtigt werden, bis originär erhobene Daten eine höhere Nutzung begründen. Die Anwendung von TaK erscheint nicht sachgerecht,** da LNG-Terminals vor allem mit den Grenzübergangspunkten um den Import von Gas konkurrieren. In der Folge tritt

ein Engpass dann auf, wenn die importierten Gasmengen an vorgelagerten und nahe beieinander liegenden GÜPs und LNG-Entry-Punkten nicht mehr abgeleitet werden können. Dies kann auch bei sehr niedrigen Temperaturen der Fall sein. Aufgrund der TaK-Temperaturfunktion besteht insbesondere dann allerdings keine Möglichkeit zur Unterbrechung der LNG-Entry-Kapazität, wenn TaK Anwendung finden würde.

Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und VIP

Es besteht keine ausreichende Transparenz darüber, wie die in der kapazitiven H-Gas-Bilanz aufgeführten Entry-Kapazitäten bzw. die in den Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf aufgeführten Exit-Kapazitäten jeweils in der Spalte „Grenzübergangspunkte“ (GÜP) hergeleitet worden sind. Dabei ist insbesondere von Bedeutung, darzustellen, inwieweit Exit- und Entry-Flüsse saldiert worden sind und in welcher Höhe eine Beschäftigung einzelner GÜP angenommen worden ist. Dazu sollte eine nachvollziehbare Herleitung auf Basis der Kapazitäten, welche in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt sind, vorgelegt werden.

H-Gas-Quellenverteilung

Anhand einer differenzierten Darstellung der angenommenen GÜP-Entry-Kapazitäten sollten die FNB dann auch nachvollziehbar die regionale Aufteilung des H-Gas-Zusatzbedarfs begründen. Trotz signifikanter Aufspeisung des deutschen Systems durch die Nord Stream I und perspektivisch durch die Nord Stream II gehen die FNB davon aus, dass der Zusatzbedarf zu 49,4 Prozent aus West/Südwest und 48,2 Prozent aus Süd/Südost gedeckt wird. **Dies kann ohne weitere Erläuterungen nicht nachvollzogen werden und erscheint nicht plausibel.**

Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Gas

Siehe hierzu 8. „Grüngasvariante“.

3.3. Modellierungsvarianten

Die **Modellierungsvorgaben** sollten weiterentwickelt werden. Die Netzbetreiber sollten dazu verpflichtet werden vorrangig **MBI anstatt des Netzausbaus** anzusetzen. Erst wenn der Einsatz von MBI einen nachhaltigen Bedarf der Netznutzung anzeigt, kann ein konventioneller Netzausbau gegen den Einsatz von MBI kostenseitig abgewogen werden. Erst wenn auch dieser Vergleich zugunsten des Netzausbaus zu entscheiden ist, sollte die Planung des konventionellen Netzausbaus im NEP vorgenommen werden.

Als weitere **Modellierungsvariante** sollte ein **Zielnetz 2050** modelliert werden, um den Netzausbau der nächsten 10 Jahre in einen größeren Kontext stellen zu können.

Es sollte in einer eigenständigen **Modellierungsvariante der Wechsel von Kraftwerken von Kohle- auf Gas** gerechnet werden. Auch hierfür erscheint ein **Cluster-Ansatz sinnvoll**. Der Cluster-Ansatz sollte auf Basis einer Realisierungswahrscheinlichkeit Kapazitäten für das gesamte Cluster berücksichtigen und in die Modellierung einbringen.

3.4. Marktgebietszusammenlegung

Grundvoraussetzung für die Planung von Fernleitungen sollte der Einsatz von MBI sein. Erst wenn der Einsatz von MBI belegt, dass zum einen ein nachhaltiger Bedarf besteht und zum anderen der Einsatz von MBI den Netzausbau kostenseitig übersteigt, dann sollte eine Netzausbauplanung erfolgen. **Diesem Gedanken folgend ist der Modell-Ansatz NewCap im Rahmen des Netzentwicklungsplans insgesamt sinnvoll.**

Es besteht keine Transparenz darüber wie sich die Kosten auf die einzelnen MBI im zeitlichen Verlauf verteilen, z.B. wie sich die Kosten im Jahre 2030 auf die Instrumente Börsenbasiertes Spreadprodukt etc. aufteilen lassen. Es ist nicht nachvollziehbar wieso sich die Kosten im Jahr 2030 für den Einsatz der MBI mehr als verdoppeln. **Es sollte ausführlich von den FNB dargelegt werden (von den Datenquellen bis hin zum Endergebnis durch Beschreibung der einzelnen Rechenschritte), wie die Kosten für den Einsatz der MBI hergeleitet worden sind.** Dies ist nicht nur aus Gründen der Transparenz wichtig, sondern schafft auch Vertrauen, da in zukünftigen NEP nicht unbemerkt Rechenmethoden abgeändert werden können, um das Ergebnis zugunsten des konventionellen Netzausbaus zu beeinflussen.

Die **angenommene Marktverschiebung** erscheint sachgerecht.

5. Entwicklung der L-Gas-Versorgung

5.2. H-Gas-Leistungsbilanz

Die von L- auf H-Gas umzustellenden Speicher sollten in der Netzplanung hinsichtlich ihres Kapazitätsbedarfs im H-Gas mit dem gleichen volumetrischen Umfang und der gleichen Qualität mit Transportkapazitäten berücksichtigt werden wie im L-Gas. Dies gilt auch für die am Speicher herrschenden Druckverhältnisse im Netz. Eine Veränderung der Drucksituation darf sich nicht zu Lasten des Speicherbetriebs (Verringerung des Arbeitsgasvolumens, höhere Energiekosten) auswirken. Die

Aufrechterhaltung der Vermarktbarkeit der Speicherkapazitäten während der Umstellung sollte in einem entsprechenden Umstellungskonzept berücksichtigt werden.

6. Entwicklung der H-Gas-Versorgung

6.2. H-Gas-Leistungsbilanz

Nachvollziehbarkeit und Annahmen der Leistungsbilanz

Im Sinne einer besseren Nachvollziehbarkeit bittet INES darum, die unterjährige **H-Gas-Bedarfsstruktur (insbesondere den planerischen Zeitpunkt der Spitzenlastsituation) schlüssig darzustellen und zu erläutern**. Die FNB sollten plausibel und transparent aufzeigen, wie sich die **signifikante Steigerung des Kapazitätsbedarfs um ca. 37% (auf 522 GW) im Verhältnis zu den Mengenentwicklungen erklären** lässt. Darüber hinaus könnte aus dem Verhältnis zwischen Arbeit und Leistung auch ein potenzieller Leerstand in den Fernleitungsnetzen besser bewertet werden. Im Zusammenhang mit der Spitzenlast sollte erläutert werden, inwieweit Ungleichzeitigkeiten der Lastspitzen einzelner Verbraucher bzw. Verbrauchergruppen berücksichtigt worden sind. INES bittet deshalb darum, analog zur L-Gas-Modellierung eine H-Gas-Mengenbilanz aufzustellen und zu erläutern.

GÜP und LNG-Anlagen

Es besteht keine ausreichende Transparenz darüber, wie die in der kapazitiven H-Gas-Bilanz aufgeführten Entry-Kapazitäten bzw. die in den Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf aufgeführten Exit-Kapazitäten jeweils in der Spalte „Grenzübergangspunkte“ (GÜP) hergeleitet worden sind. Dabei ist insbesondere von Bedeutung, darzustellen, inwieweit Exit- und Entry-Flüsse saldiert worden sind und in welcher Höhe eine Beschäftigung einzelner GÜP angenommen worden ist. Dazu sollte eine nachvollziehbare Herleitung auf Basis der Kapazitäten, welche in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt sind, vorgelegt werden.

Im Sinne einer kosteneffizienten Netzentwicklung sollten LNG-Terminals indikativ mit geringeren Auslastungsgraden als 50% in der Netzentwicklung berücksichtigt werden, bis originär erhobene Daten eine höhere Nutzung begründen. Vorstellbar wären zu Gasspeichern analoge Auslastungsgrade, auch um die anderenfalls daraus folgende Diskriminierung zwischen den Aufkommensquellen zu vermeiden.

Gasspeicher

Es besteht keine ausreichende Transparenz hinsichtlich der Annahmen zum Speichereinsatz. Insbesondere ist nicht klar, welche „füllstandsabhängigen Speicherdaten“ angenommen werden und wie das Speicherpotenzial, d.h. die Substitutionsmöglichkeit von GÜP-Kapazitäten durch Speicherkapazitäten, ermittelt bzw. abgewogen worden ist. Anstatt die Transparenz zu verschlechtern, indem (wie im Konsultationsdokument vorgeschlagen) in Zukunft das Speicherpotenzial nicht mehr ausgewiesen wird, sollte die Transparenz in den zuvor genannten Punkten vielmehr erhöht werden. **Ein Ausweis und eine Erläuterung des Speicherpotenzials in kommenden Netzentwicklungsplänen ist aus Sicht der INES obligatorisch. Darüber hinaus bedarf es einer nachvollziehbaren Herleitung der in der kapazitiven H-Gas-Bilanz aufgeführten Speicherkapazitäten auf Basis der Kapazitäten, die in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt sind.** Ebenso wie bei den GÜP ist dies für außenstehende Dritte derzeit nicht nachvollziehbar.

Produktion

Beim Vergleich der technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK) der Produktion gemäß NEP-Gas-Datenbank:

- Entry-Kapazitäten insgesamt: 19 GWh/h in 2020 bzw. 16 GWh/h in 2030
- Entry-Kapazitäten nur L-Gas: 14 GWh/h in 2020 bzw. 11 GWh/h in 2030

mit den in den Kapazitätsbilanzen angesetzten Kapazitäten für Inländische Produktion:

- 6 GW in 2019/20 bzw. 2,1 GW in 2030/31

ist festzustellen, dass sich die geringe Auslastung der vorhandenen TVK planerisch noch weiter erhöht. Hier stellt sich die Frage, wie systematisch mit dem Rückbau nicht mehr benötigter Gasnetze umzugehen ist. Es ist nicht kosteneffizient durch den Erhalt dieser Kapazitäten im Rahmen der Erlösobergrenze (EOG) operativen Kosten (OPEX) anzuerkennen, die für die Versorgungsaufgabe offensichtlich nicht mehr gebraucht werden.

Bedarf

INES bittet darum, zu erläutern, an welchen Stellen und welchem Umfang die beiden Szenarien I und II Einfluss auf das Konsultationsdokument genommen haben. Dies könnte in der Übersicht zu den Modellierungsvarianten kenntlich gemacht werden. Laut Konsultationsdokument baut die L-Gas-Modellierung auf dem Szenario II (EURO30) auf. **INES bittet darum, zu erläutern, welches Szenario der H-Gas-Modellierung zugrunde gelegt wurde.** Die FNB sollten darüber hinaus plausibel und

transparent aufzeigen, wie sich die **signifikante Steigerung des Kapazitätsbedarfs um ca. 37% (auf 522 GW) im Verhältnis zu den Mengenentwicklungen erklären** lässt.

6.3. H-Gas-Quellenverteilung

Siehe hierzu 3.2.8. „H-Gas-Quellenverteilung“.

7. Ergebnisse der Modellierung

Darstellung der Ergebnisse NewCap-Modellierung

Es sollte nicht nur für 2025 eine Aufteilung auf einzelne Instrumente vorgenommen werden. Zudem sollten die Werte nicht nur im Diagramm, sondern auch tabellarisch dargestellt werden, sodass die exakten Werte transparent sind.

Alternativer Netzausbau unbegründet

Es wäre sinnvoll, wenn die Netzbetreiber den alternativen Netzausbau modellieren würden, sodass eine eindeutige Kostenabwägung vorgenommen werden kann. Da der Betrieb eines Verdichters bereits die voraussichtlichen Kosten der MBIs übersteigt, ist zumindest für den Moment die Kostenabwägung nachvollziehbar. Allerdings schafft nur die Modellierung des alternativen Netzausbaus eine Grundlage für eine solide Kostenabwägung auch im weiteren Verlauf des Einsatzes der MBI.

8. Grüngasvariante

8.2. Grundsätzliches Vorgehen

Sinn der Grüngasvariante

Unabhängig von der aktuell in Klärung befindlichen Frage der Wasserstoffnetz-Regulierung, kann die Grüngasvariante im NEP Transparenz zu bestehenden und zusätzlich benötigten Wasserstoffnetzen schaffen. Die damit verbundene gesteigerte Transparenz ist zu begrüßen.

Modellierung der Grüngasvariante

Grundsätzlich ist es sicherlich sinnvoll Angebots- und Bedarfsseite genauer zu betrachten, um auf mögliche Transportanforderungen zu schließen. Aus Sicht der INES sollte allerdings zunächst in einem transparenten Verfahren unter Beteiligung aller

relevanten Stakeholder systematisch analysiert und abgewogen werden, ob bereits zum jetzigen Zeitpunkt eine vollumfängliche Regulierung potenzieller Wasserstoffnetze (analog zu den heutigen Erdgasnetzen) sinnvoll ist. Bei dieser Abwägung sollte aus Sicht der INES die Frage im Vordergrund stehen, ob ein jetziger Regulierungseingriff zur nachhaltigen Entwicklung eines Wasserstoffmarktes beiträgt oder der Entwicklung eher entgegensteht.

Darstellung der Grüngasvariante

Es ist unklar welche Erdgasleitungen gebaut werden, um eine Umwidmung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff zu ermöglichen. Es sollte untersucht werden, welcher Verdichterbau im Wasserstoffnetz notwendig ist, wenn nicht die Marktakteure (PtG-Anlagen-Betreiber), sondern die Netzbetreiber für Druckhaltung im Wasserstoffnetz Verantwortung tragen.

8.3. Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung und Erdgasmodellierung

Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

INES begrüßt die Analyse der FNB für ein Wasserstoff-Startnetz, welches im Wesentlichen durch Umwidmung bestehender Erdgasleitungen generiert werden kann. Für die Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur ist dies ein bemerkenswerter Ausgangspunkt und ein glücklicher Umstand.

Es muss allerdings hier die Frage erlaubt sein, warum ein Teilnetz dieser Größe für den Transport von Erdgas nicht mehr benötigt wird obwohl der Netzentwicklungsplan in der Vergangenheit wie auch weiterhin einen Ausbaubedarf in signifikanter Höhe vorsieht. Die FNB liefern damit einen Hinweis auf eine zunehmende Überdimensionierung des gesamten Fernleitungsnetzes zu Lasten der Netznutzer. Umso mehr sind die planerischen Annahmen der FNB zur Netzentwicklung transparent darzulegen und unabhängig zu prüfen. INES verweist auch auf die nach wie vor mangelnde Berücksichtigung der Speicherkapazitäten in der Netzplanung, die bisher nur unzureichend in der Leistungsbilanz berücksichtigt werden.

Bei der Auslegung eines zukünftigen Wasserstoffnetzes sollte die Netzentwicklung von Beginn an Speicher berücksichtigen, um eine wirtschaftliche Auslegung des Systems sicherzustellen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die geringere Energiedichte und damit verbunden geringere Transportdrücke für Wasserstoff die Speichernotwendigkeiten noch verstärken werden.

Die geringen Kosten, die im NEP für das Wasserstoffnetz ausgewiesen werden, erscheinen nicht plausibel. Es steht zu vermuten, dass versteckte Kosten im

Erdgassystem allokiert werden und damit von einer Subventionierung des Wasserstoffnetzes durch Erdgaskunden auszugehen ist.

Solange keine Quersubventionierung stattfindet, ist gegen eine Umwidmung von Leitungen nichts einzuwenden, wenn die Leitungen zum einen im Erdgassystem nicht mehr gebraucht werden und zum anderen dadurch kostengünstige (bereits (teil)abgeschriebene) Leitungen in einem Wasserstoffnetz weiter genutzt werden können.

9. Netzausbaumaßnahmen

9.2. Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen

Netzausbaumaßnahmen gemäß Grüngasvariante

Aus Sicht der INES sollte in einem transparenten Verfahren unter Beteiligung aller relevanten Stakeholder systematisch analysiert und abgewogen werden, ob bereits zum jetzigen Zeitpunkt eine vollumfängliche Regulierung potenzieller Wasserstoffnetze (analog zu den heutigen Erdgasnetzen) sinnvoll ist. Bei dieser Abwägung sollte aus Sicht der INES die Frage im Vordergrund stehen, ob ein jetziger Regulierungseingriff zur nachhaltigen Entwicklung eines Wasserstoffmarktes beiträgt oder der Entwicklung eher entgegensteht. **Erst wenn ein regulatorischer Eingriff im Wasserstoffmarkt die Fernleitungsnetzbetreiber für Erdgas dazu berechtigt und verpflichtet analog zum Erdgas Wasserstoffnetze zu planen und zu betreiben, erscheint der Vortrag eines Netzausbauvorschlages sachgerecht.**

Höhe der Kosten zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Die geringen Kosten, die für das Wasserstoffnetz ausgewiesen werden, erscheinen nicht plausibel. Es ist zu vermuten, dass der Aufbau des Wasserstoffnetzes aus dem Erdgassystem subventioniert wird.

Netzausbaumaßnahmen für die Marktgebietzzusammenlegung

Vor dem Hintergrund der Kostenabwägung erscheint das Vorgehen sachgerecht.

10. Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

10.2. Grüne Gase

Kriterien für Grüngasprojekte

Für einen verbindlichen Netzausbau im Rahmen eines Regulierungsregimes braucht es auch verbindliche Anschlussbegehren. Insofern ist auch für die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes ein Vorgehen analog zu §§38/39-Anfragen naheliegend.

Entscheidung über Anschluss im Erdgasnetz oder Wasserstoffnetz

Wasserstoff und Erdgasnetze sollten als getrennte Netze geplant und betrieben werden. Analog zum Verhältnis zwischen Strom und Gas ist eine integrierte Sichtweise im Hinblick auf Bedarfsszenarien sinnvoll.

In getrennten Netzen entscheidet der jeweilige Anschlusspetent darüber, an welches Netz er angeschlossen werden möchte. Dieses Vorgehen ist marktförderlich und erscheint deshalb sachgerecht.

Kriterium für verbindliches Grüngasprojekt

Ggf. analog zu §§38/39-Anfragen.

10.3. Integrierte Netzplanung

Angleich der Strom- und Gasnetzplanungen

Die Energiebedarfsszenarien sollten synchronisiert werden.

Führungsgröße (Strom oder Gas)

Weder Strom noch Gas sollten bei der Anpassung der Netzentwicklungsplanungen führen. Besteht ein abgestimmter Blick auf die Energiebedarfsszenarien folgt die Netzentwicklungsplanung automatisch in synchronisierter Form.

Harmonisierung der Betrachtungszeiträume

Eine Synchronisierung der Betrachtungszeiträume der NEP Strom und Gas sollte vollumfänglich sein. Der Betrachtungszeitraum sollte bis in eine treibhausgasneutrale Energieversorgung reichen.

Gemeinsamer Szenariorahmen Strom/Gas

Ein gemeinsamer Szenariorahmen für Strom und Gas ist sinnvoll.

Gemeinsamer Netzentwicklungsplan Strom/Gas

Für eine integrierte Netzentwicklungsplanung Strom und Gas ist ein gemeinsamer Netzentwicklungsplan nicht erforderlich. Ein gemeinsamer Szenariorahmen ist dafür ausreichend.

10.4. Langfristiger Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet

Vor dem Hintergrund, dass sich die Netzplanung und der Netzausbau über mehrere Jahre hinweg vollzieht und vor dem Hintergrund, dass eine bestehende Leitung über einige Jahrzehnte hinweg genutzt werden kann, sollte ein langfristiger Kapazitätsbedarf ermittelt werden. Andernfalls entkoppelt sich die Netzentwicklung vom tatsächlichen vorhandenen Bedarf. In einem regulierten System ist damit das Risiko verbunden, dass „Sunk Costs“ dennoch auf die Verbraucher umgelegt werden (können).

Zur besseren Herleitung der Kapazitätsbedarfe sollten auch unterjährige Verbrauchsstrukturen von den Netzbetreibern veröffentlicht werden. So kann zudem die Optimierung der Nutzung bestehender Infrastrukturen z. B. durch den Einsatz von MBI besser eingeschätzt werden.

11. Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020-2030

Im Umsetzungsbericht sollten die Einsatzkosten der MBI näher beleuchtet werden.

Darüber hinaus könnte im Umsetzungsbericht ein Monitoring zum Auslastungsgrad der bestehenden Gasfernleitungsnetze implementiert werden. Der Aufbau wenig

ausgelasteter und damit redundanter Leitungsstrukturen wäre so langfristig identifizierbar.

INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.bleschke@erdgasspeicher.de