



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

Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030

Stellungnahme

Berlin, 29. Mai 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.

1. Einleitung

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 4. Mai 2020 die Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (NEP Gas) gestartet.

Basis des Konsultationsdokuments zum NEP Gas ist der im Dezember 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen. Die Marktteilnehmer sind von den FNB aufgerufen worden, bis zum 29. Mai 2020 ihre Stellungnahmen zum NEP Gas zu übermitteln. Die FNB haben am 13. Mai 2020 einen webbasierten Workshop durchgeführt, bei dem der NEP Gas erläutert worden ist.

Vor diesem Hintergrund nimmt INES nachfolgend Stellung zum Konsultationsdokument zum NEP Gas.

2. Gasbedarfsszenarien

Im NEP Gas werden zwei Gasbedarfsszenarien betrachtet. Das Szenario I (dena-TM95) prognostiziert eine Steigerung des gesamtdeutschen Gasbedarfs in Höhe von 7 Prozent (im Zeitraum 2020 – 2030). Das Szenario II (EURO 30) prognostiziert einen Rückgang des gesamtdeutschen Gasbedarfs im gleichen Zeitraum um 9 Prozent.

INES-Kommentierung:

- 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 Projektionen der beiden Szenarien unterscheiden sich signifikant. Während das Szenario I (dena) einen steigenden Gasbedarf sieht (+7 Prozent), fällt gemäß Szenario II (EURO30) der Gasbedarf im gleichen Zeitraum (-9 Prozent). INES bittet die FNB, sich mit dieser erheblichen Diskrepanz auseinanderzusetzen und potenzielle Auswirkungen dieser Unsicherheiten auf die Netzentwicklung aufzuzeigen.
- Die größte Bedarfssteigerung bis 2030 ist gemäß Konsultationsdokument im Bereich der Gaskraftwerke zu erwarten. Bis zum Jahr 2050 sinkt der Bedarf

allerdings wieder unter das heutige Niveau. INES bittet die FNB deshalb darum, sich kritisch mit der Frage auseinanderzusetzen, ob ein darauf aufbauender Netzausbau nachhaltig und damit vertretbar sein kann. Bereits bestehende, jedoch auch neue Verbindungsleitungen zwischen Gaskraftwerken und nahegelegenen Gasspeichern erscheinen für diesen nur zeitweise höheren Bedarf geeignet, um Netzausbaukosten zu optimieren.

3. L- und H-Gas-Netzmodellierung

Gasverwendung

Dem NEP Gas folgend steigt der H-Gas-Bedarf im Betrachtungszeitraum von 2019/2020 bis 2030/2031 von 380 GWh/h auf 522 GWh/h. Dies entspricht einem Anstieg von 37 Prozent. Ein wesentlicher Teil des Anstiegs ist auf die L-/H-Gas-Umstellung zurückzuführen, da der L-Gas-Leistungsbedarf in den H-Gas-Markt überführt wird. Der L-Gas-Bedarf ohne Berücksichtigung der L-/H-Gas-Umstellung beträgt im Zeitraum von 2019/2020 bis 2030/2031 zwischen 77,2 GWh/h und 81,6 GWh/h.

INES-Kommentierung:

- Die L-/H-Gas-Umstellung erklärt den angenommenen erheblichen Bedarfsanstieg an H-Gas-Kapazität in Höhe von 142 GWh/h (+37 Prozent) nur zu einem Teil (maximal 57 Prozent). INES bittet deshalb darum, ausführlich darzustellen, wie der Bedarfsanstieg abgeleitet wurde. Darüber hinaus bittet INES darum, zu erläutern, wie dieser Anstieg vor dem Hintergrund des Szenario II (EUCO30) zu bewerten ist, das letztlich einen rückläufigen Gasbedarf ausweist.
- Im Sinne einer besseren Nachvollziehbarkeit bittet INES darum, die unterjährige H-Gas-Bedarfsstruktur (insbesondere den Zeitpunkt der Spitzenlastsituation) schlüssig darzustellen und zu erläutern. Die FNB sollten plausibel und transparent aufzeigen, wie sich die signifikante Steigerung des Kapazitätsbedarfs 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.
- INES bittet grundsätzlich darum, die Exit-Seite der Kapazitätsbilanzen nach Netznutzergruppen aufzuschlüsseln und die Zusammensetzung zu erläutern.

Gasaufkommen

Im Zusammenhang mit den Kapazitätsbilanzen wird erläutert, welche Entry-Kapazitäten zur Deckung des Gasbedarfs (Exit-Kapazitäten) im Rahmen der Netzmodellierung angenommen werden.

INES-Kommentierung:

Grenzübergangspunkte

- 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 (NEP-Gas-DB) aufgeführt sind, vorgelegt werden.
- 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.

LNG-Terminals

- Ein kosteneffizienter Netzausbau sollte im Zusammenhang mit LNG-Terminals Vorrang gegeben werden. INES empfiehlt an LNG-Anlagen statt FZK ein DZK-Entry-Produkt der Modellierung zugrunde zu legen. Als Zuordnungsaufgabe sollte 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 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 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 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 ist eine Übertragbarkeit auf Deutschland nicht plausibel erscheint.
- 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.

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 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-DB aufgeführt sind. Ebenso wie bei den GÜP ist dies für außenstehende Dritte derzeit nicht nachvollziehbar.

Produktion

- Beim Vergleich der TVK der Produktionskapazitäten gemäß NEP-Gas-DB (Entry-Kapazitäten insgesamt: 19 GW in 2020 bzw. 16 GW in 2030 / Entry-Kapazitäten nur L-Gas: 14 GW in 2020 bzw. 11 GW 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.

Generell sollte für alle in der NEP-Gas-DB vorhandenen Punktarten die Überleitung in die jeweiligen Kapazitätsbilanzen nachvollziehbar sein.

4. Wasserstoff-Netze

Im Konsultationsdokument wird eine Netzmodellierung für Wasserstoffnetze analog zum Erdgasnetz vorgenommen und zur Konsultation gestellt.

INES-Kommentierung:

Regulierung Wasserstoffnetze

- Aus Sicht der INES ist es richtig, frühzeitig zu diskutieren, welche Regulierungseingriffe im Wasserstoffmarkt erforderlich sind, damit sich ein Wasserstoffmarkt zügig und reibungslos entwickeln kann. Klar erscheint bereits heute, dass für Wasserstoffnetze ein Regulierungsansatz gerechtfertigt ist, sobald sie eine flächendeckende Infrastruktur zur öffentlichen Versorgung bilden.
- Da Wasserstoffnetze (noch) kein Bestandteil einer flächendeckenden öffentlichen Versorgung sind, war ein Regulierungseingriff bislang nicht erforderlich. Bestehende Wasserstoffnetze werden zurzeit von unregulierten Marktakteuren betrieben.
- Aus Sicht der INES sollte deshalb 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.

- Um diese zentrale Frage fundiert abwägen zu können, sollten zunächst relevante Kriterien definiert werden, vor deren Hintergrund die Alternativen „Wasserstoffnetze werden reguliert“ vs. „Wasserstoffnetze werden marktwirtschaftlich entwickelt“ zu bewerten sind. Dies bietet die Möglichkeit auch Zwischenstufen von Regulierungsmöglichkeiten (Verhandelter TPA, etc.) in die Betrachtung mit einzubeziehen.

Umwidmung bestehender Erdgasleitung

- Im Zusammenhang mit der Betrachtung von Wasserstoff-Netzen im Konsultationsdokument ist bemerkenswert, dass signifikante Leitungskilometer ohne weiteres für Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden können, d.h. für die Erdgasversorgung nicht mehr gebraucht werden. Aus Kostengründen ist selbstverständlich eine Weiternutzung bestehender ungenutzter Leitungen zu begrüßen, bevor neue Wasserstoffnetze gebaut werden.
- Dass Leitungsnetze für die Erdgasversorgung nicht mehr gebraucht werden, wirft allerdings auch die Frage auf, wie die FNB systematisch identifizieren, ob Erdgasnetze noch gebraucht werden und wie grundsätzlich mit dem Rückbau nicht mehr erforderlicher Netze umgegangen wird.
- Werden darüber hinaus Erdgasleitung gebaut, um Wasserstoffleitungen freizustellen, könnte damit eine Redundanz entstehen, die auf lange Sicht nicht erforderlich ist. Auch vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie in diesem Fall ein Rückbaukonzept und die Kostenanalyse aussieht.

5. Marktgebietszusammenlegung

Im Konsultationsdokument wird bereits erläutert, wie ein Netzausbau gegen den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) abgewogen wird. Eine konkrete Kostenabwägung ist mit dem Versand des Entwurfsdokuments an die Bundesnetzagentur (BNetzA) zu erwarten.

INES-Komentierung:

- INES bittet darum, die Kriterien einer Kostenabwägung mit den Marktteilnehmern zu konsultieren. Aus Sicht der INES sollte für die Kostenabwägung noch einmal erörtert werden, welche Abschreibungsdauer für die Netze zugrunde gelegt wird. Vor dem Hintergrund der Klimaziele könnte

eine Reduktion der Abschreibungsdauer zu einer realitätsnäheren Abwägung und damit zu einer robusteren bzw. nachhaltigeren Netzentwicklung beitragen.

- Darüber hinaus sollte erörtert werden, welcher Kostenvorteil in der flexiblen Nutzbarkeit von MBI liegt. Während ein erfolgter Leitungsbau nicht mehr revidiert werden kann, lassen sich MBI aufgrund ihrer vertraglichen Konstruktion leichter an kurzfristige Änderungen der Netznutzung aufgrund von Marktverschiebungen anpassen. Das Buchungsverhalten der Netznutzer zeigt deutlich, dass eine langfristig orientierte Nutzung bestehender Infrastrukturen der heutigen Realität nicht mehr entspricht. An diese Gegebenheiten sollte sich die Netzplanung durch flexible Ansätze anpassen. Vor dem Hintergrund der flexiblen Nutzungsmöglichkeit von MBI zur Erbringung einer Transportaufgabe erscheint es sachgerecht, MBI Vorrang vor dem Netzausbau einzuräumen. Erst wenn MBI tatsächlich genutzt werden, ist eine Abwägung gegenüber einem konventionellen Netzausbau grundsätzlich sinnvoll. Werden MBI hingegen nicht abgerufen, wäre dies ein Beleg dafür, dass ein Netzausbau gar nicht erforderlich ist.
- Um MBI in die Lage zu versetzen, den Netzausbau grundsätzlich zu flexibilisieren, sollte neben einer Bewirtschaftung potenzieller Nord-Süd-Engpässe aufgrund der Marktgebietszusammenlegung ein allgemeiner Markt für Transportdienstleistungen entwickelt werden. Kapazitätsengpässe sollten grundsätzlich über MBI gemanagt werden. Der Einsatz von bedingten Kapazitäten wäre damit im Übrigen überflüssig.

INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.bleschke@erdgasspeicher.de