



75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)568**

19. Februar 2024

Stellungnahme
INES Initiative Energien Speichern e.V.

Gesetzentwurf der Bundesregierung
**Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsgesetzes**

BT-Drs. 20/10014

Siehe Anlage

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN

INES

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de

Stellungnahme

Zum Dritten Gesetz zur Änderung des EnWG zur
Schaffung eines Rechtsrahmens für die Entwicklung
einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur

Stand: 19. Februar 2024

Einleitung

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur soll mit der Planung und Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes erfolgen. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) legen dafür der Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Antrag mit Maßnahmen zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes vor.

Insgesamt sieht ein Antragsentwurf der FNB ein Wasserstoff-Kernnetz mit einer Leitungslänge von 9.721 km vor, das überwiegend auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basiert. Die zu erwartenden Investitionskosten belaufen sich auf 19,8 Milliarden Euro.

INES hat im Rahmen eines vorläufigen Konsultationsverfahrens der BNetzA eine [Detailanalyse](#) zum Antragsentwurf des Wasserstoff-Kernnetzes erstellt. Dafür wurde zunächst die erwartbare Nachfrage- und Angebotsstruktur analysiert und daraus Infrastrukturanforderungen abgeleitet. Vor dem Hintergrund der Infrastrukturanforderungen wurden die Lastfälle überprüft und bewertet, die im Rahmen des Antragsentwurfs von den FNB vorgelegt worden sind. Mit Blick auf potenzielle Risiken bei der Netzplanung wird die Finanzierung betrachtet.

Die INES-Detailanalyse kommt zu folgenden zentralen Ergebnissen:

Analyse der Wasserstoffnachfrage

Die im Antragsentwurf angenommenen Ausspeisemengen für 2032 überschätzen den tatsächlichen Wasserstoffbedarf aller Voraussicht nach deutlich. Aus der Spanne der Wasserstoffnachfrage und deren Entwicklung bis 2050 in den verschiedenen Szenarien ist somit eine erhebliche Unsicherheit für die Wasserstoffnetzplanung in Deutschland abzuleiten. Auch die Zusammensetzung der Abnehmer unterscheidet sich zwischen den Szenarien und hat einen großen Einfluss auf die Netzplanung.

Im Rahmen der INES-Detailanalyse wird dennoch die Auslegung des Wasserstoffnetzes auf Basis der beschriebenen umfangreichen Verbrauchsleistungen und -mengen bewertet, auch wenn eine solche Nachfrage aller Voraussicht nach erst deutlich nach dem Jahr 2032 zu erwarten ist. Aus einer differenzierten Betrachtung der Ausspeiseleistungen/-mengen anhand der FNB-Projektdatebank ergibt sich eine maximale Nachfrage im Auslegungsjahr von rd. 80 GW_{th} bzw. 269 TWh_{th}.

Analyse des Wasserstoffangebots

Projekte zur Wasserstoffproduktion außerhalb Deutschlands wurden von den FNB nicht betrachtet. Eine ausreichende Angebotsanalyse, die einer fundierten Planung der Wasserstoff-Importinfrastrukturen zugrunde zu legen ist, fehlt in der Wasserstoffnetzplanung der FNB augenscheinlich.

Im Antragsentwurf werden für die inländische Wasserstoffproduktion über Elektrolyseure bereits Einspeisungen für das Jahr 2032 angenommen, die erst für deutlich spätere Jahre (z.B. gemäß dem Central-Szenario der Aurora Energy Research GmbH erst im Jahr 2050) zu erwarten sind. Die angenommenen Einspeisungen in Höhe von 88 TWh_{th} könnten die realen Einspeiseleistungen und -mengen aus Elektrolyseuren im Jahr 2032 demnach deutlich überschätzen. Vor dem Hintergrund, dass das Kernnetz aber bereits auf Bedarfe ausgelegt wird, die erst in späteren Jahren zu erwarten sind, steht die Annahme zu den Elektrolyseuren zumindest im Einklang mit der sonstigen Netzplanung.

Die über die inländische Wasserstoffproduktion hinausgehend erforderliche Wasserstoffmenge im Umfang von 178 TWh_{th} muss vollständig importiert werden. Leistungsbedarfe können allerdings in erheblichem Umfang durch Wasserstoffspeicher als Flexibilität bereitgestellt werden. Eine optimale Verteilung der Leistungsbedarfe zwischen Importpunkten und Wasserstoffspeichern hat INES deshalb im Rahmen einer Kapazitätsanalyse eingehend betrachtet.

Für die Mengenimporte wird eine Verteilung gemäß Aurora-Central-Szenario von 67 Prozent (Schiffstransport) und 33 Prozent (Pipeline-Transport) angenommen. Das bedeutet, dass 119 TWh_{th} über Terminals und 59 TWh_{th} über Pipelines importiert werden müssten, um in Summe auf ein Wasserstoffangebot im Umfang der Nachfrage von 269 TWh_{th} zu kommen.

Analyse der Kapazitätsbedarfe vor dem Hintergrund von Angebot und Nachfrage

Um 119 TWh_{th} über Terminals nach Deutschland importieren zu können, müsste ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von 13,6 GW_{th} realisiert werden. Die im Antragsentwurf angenommenen 15,8 GW_{th} Terminalkapazitäten würden den Annahmen folgend im Jahresdurchschnitt zu rd. 86 Prozent ausgelastet sein. Mit Blick auf die längerfristige Bedarfsperspektive (deutlich nach 2032) sind die angenommenen Terminalkapazitäten insofern nachvollziehbar.

Um 59 TWh_{th} über Grenzübergangspunkte (GÜP) nach Deutschland importieren zu können, müsste ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von knapp 7 GW_{th} realisiert werden. Die im Antragsentwurf angenommenen Importkapazitäten an GÜP im Umfang von 58,4 GW_{th} würden den Annahmen folgend im Jahresdurchschnitt zu knapp

12 Prozent ausgelastet sein. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass die Grenzübergangspunkte um ein Vielfaches überdimensioniert sind, obwohl sogar ein Auslegungsfall zugrunde liegt, der eher ein Zielsystem im Jahr 2045 bzw. 2050 beschreibt, als für 2032 anwendbar zu sein.

Zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffverbrauchsmengen im Umfang von 269 TWh_{th} muss ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von knapp 30,7 GW_{th} (inländische Produktion, Terminals und GÜP) realisiert werden. Die Differenz dieser „Must-Run-Leistung“ (durchschnittlichen Leistung) bis hin zum maximalen Leistungsbedarf (Spitzenlast) der Wasserstoffverbraucher im Auslegungsjahr, beschreibt die erforderliche Flexibilität. Der maximale Leistungsbedarf liegt bei 80 GW_{th}, wodurch sich ein Flexibilitätsbedarf im Umfang von 49 GW_{th} ergibt.

Die im Antragsentwurf angenommenen Wasserstoffspeicherkapazitäten im Umfang von rd. 8 GW_{th} (Auspeicherleistung) können diesen Flexibilitätsbedarf nur zu knapp 17 Prozent decken. Eine Analyse der FNB-Projekt Datenbank zeigt, dass ausschließlich solche Projekte der Kernnetzplanung zugrunde gelegt werden, die bereits für den Zeitraum bis 2032 vorgesehen sind. Da die Kernnetzplanung in allen anderen Aspekten weit über den Zeitraum 2032 hinausgeht, erscheint es inkonsistent, nur solche Speicherkapazitäten anzunehmen, die für das Jahr 2032 erwartet werden. Wird bei der Kernnetzplanung von vornherein davon ausgegangen, dass die Speicherung im Ausland erfolgt, dann verliert Deutschland im besten Fall die Chance, einen zentralen Aspekt der Wasserstoffwertschöpfungskette im Land aufzubauen. Im schlechtesten Fall, kann die Speicherung (Flexibilität) im Ausland nicht ausreichend bereitgestellt und nach Deutschland importiert werden. In diesem Fall müsste die Wasserstoffversorgung im Auslegungsjahr sogar als gefährdet bewertet werden.

Analyse der Lastfälle zur Netzauslegung

Eine Analyse der verschiedenen Lastfälle zeigt deutlich, dass die Importkapazitäten (GÜP und Terminals), die dem Wasserstoff-Kernnetz bisher zugrunde gelegten werden, bei tatsächlicher Beschäftigung erhebliche Transportanforderungen verursachen.

Im Rahmen der Lastfälle „Dunkelflaute“ und „Winter“ wird für die Region Nord eine sehr hohe Auslastung der Importkapazitäten zur Flexibilitätsbereitstellung angenommen. Um die auftretende Überspeisung der Region Nord abzubauen, werden die Einspeiseleistungen, insb. zu den Verbrauchsschwerpunkten der Region West transportiert. Dies erfordert im „Winterlastfall“ eine Transportkapazität zwischen der Region Nord und West im Umfang von knapp 23 GW_{th}. Diese Transportanforderung kann in erheblichem Umfang reduziert werden, wenn Importkapazitäten in der Region Nord durch Speicherkapazitäten in der Region West

(z.B. in NRW im Kavernenfeld Epe) substituiert werden. In vergleichbarer Weise könnten die Transportanforderungen zwischen der Region Nord und Ost reduziert werden, indem Importkapazitäten in der Region Nord durch Speicherkapazitäten in der Region Ost (z.B. in Sachsen-Anhalt) substituiert werden.

Die Herbstlastfälle offenbaren, dass die sehr großen, der Netzplanung zugrunde gelegten Importkapazitäten, bei regionaler Vollaustattung umfangreiche Flexibilitäten auf der Abnahmeseite erfordern. Vor allem die beiden Herbstlastfälle Nord und West zeigen, dass eine signifikante Erhöhung der Verbrauchslasten um bis zu 21 GW_{th} erforderlich ist, wenn Speicherkapazitäten nur unzureichend für die Aufnahme von Einspeiseleistungen aus Importkapazitäten angenommen werden. Sofern also nicht die Importkapazitäten reduziert werden, um eine einseitige und sehr hohe Überspeisung, insb. in der Region Nord zu verhindern, sollten umfangreiche Speicherkapazitäten in den beiden Regionen alleine deshalb vorgesehen werden.

Handlungsempfehlungen

Vor dem Hintergrund der durchgeführten Analysen empfiehlt INES, folgende Maßnahmen zu ergreifen, um Risiken bei der Wasserstoffnetzplanung zu reduzieren:

- Die angenommene Nachfrageperspektive sollte zeitlich neu eingeordnet werden. Es handelt sich bei der angenommenen Nachfrage vielmehr um eine längerfristige Bedarfsperspektive, die erst weit nach 2032 zu erwarten ist.
- Ausgehend von der längerfristigen Bedarfsperspektive sollte eine fundierte Analyse der Wasserstoffquellen außerhalb Deutschlands durchgeführt werden, um sachgerecht über die Allokation von Importkapazitäten (GÜP und Terminals) zu entscheiden.
- Speicherkapazitäten sollten Importkapazitäten, die bislang zur Flexibilitätsbereitstellung eingeplant werden, substituieren, um die Transportanforderungen im Wasserstoffnetz zu optimieren. Dazu ist es erforderlich die angenommenen Speicherkapazitäten an der längerfristigen Bedarfsperspektive auszurichten. Die Annahme zu den Wasserstoffspeicherkapazitäten passt nicht zur abgebildeten Bedarfsperspektive.
- Ein Finanzierungskonzept sollte grundsätzlich verhindern, dass die FNB ökonomische Risiken einer Fehlplanung auf andere Akteure (Staat, Erdgasmarkt) verlagern können. Es sollte deshalb eine Quersubventionierung vermieden und eine angemessene Risikobeteiligung durch Selbstbehalt an den Fehlbeträgen des Amortisationskontos sichergestellt werden.

Über uns

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten und etwa 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Die INES-Mitglieder treiben außerdem in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen: www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797/13657.

Kontakt

Sebastian Heinermann

Geschäftsführung

Tel: +49 30 36418-086

Fax: +49 30 36418-255

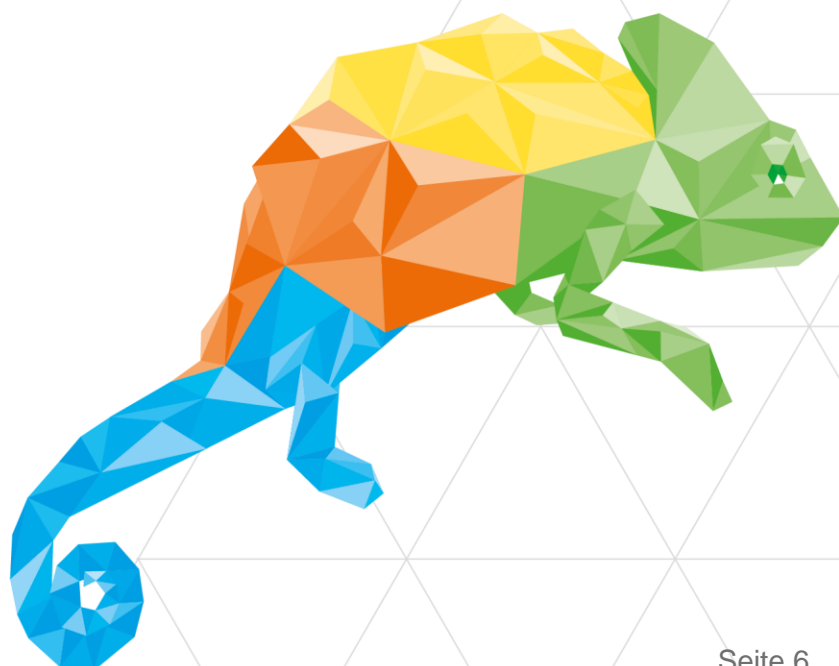
info@energien-speichern.de

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

www.energien-speichern.de



INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN

INES

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de