Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz

Impressum/ Legal Disclaimer

Ansprechpartnerin:
Barbara Fischer

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.,
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
info@fnb-gas.de

Berlin, 22.07.2024

Die Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Dies gilt auch für die im Antrag gemachten Angaben zu Kostenschätzungen und Realisierungszeitpunkten. Haftungsansprüche gegen die Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

bayernets GmbH
Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de

Ferngas Netzgesellschaft mbH
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de

Fluxys Deutschland GmbH
Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com

Fluxys TENP GmbH
Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com

GASCADE Gastransport GmbH
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de

Gastransport Nord GmbH
Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de

GRTgaz Deutschland GmbH
Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de

Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
Huttropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de

NEL Gastransport GmbH
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de

Nowega GmbH
Anton-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de

ONTRAS Gastransport GmbH
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com

Open Grid Europe GmbH
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net

terranets bw GmbH
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de

Thyssengas GmbH
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com

Inhalt

1 Einführung und Hintergrund 9

2 Antrag Wasserstoff-Kernnetz 12

3 Konsultation des Antragsentwurfs für das Wasserstoff-Kernnetz durch die BNetzA 14

4 Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz 16

4.1 Grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz 16
4.2 Ergebnisse des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz 21

5 Leitungsmeldungen von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern 25

6 Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032 27

6.1 Grundsätzliche Planungsleitsätze und Alternativenprüfung 27
6.2 Transportinfrastrukturen als Basis für die Modellierung 30
6.3 Grundsätzliche Vorgehensweise 30
6.4 Definition und Ergebnisse der Lastfälle 32

7 Wasserstoff-Kernnetz 2032 38

7.1 Vorrang und Prozess der Umstellung 38
7.2 Umgang mit Anschlussleitungen 39
7.3 Ergebnisse Wasserstoff-Kernnetz 40
7.4 Berücksichtigung der Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber 44
7.5 Änderungen des Wasserstoff-Kernnetzes zum Antragsentwurf vom 15. November 2023 46

8 Ermittlung von Maßnahmen im Erdgasnetz zur Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes 48

8.1 Vorgehensweise 48
8.2 Ergebnisse 50

Unterschriften der Fernleitungsnetzbetreiber 53

Anhang **55**

Anhang 1: Erläuterungen zu Grenzübergangspunkten im Wasserstoff-Kernnetz 55
Anhang 2: Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023 – Alternativenvergleich gemäß § 28q Absatz 2 EnWG 62
Anhang 3: Adressen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber 68

Anlagen **69**

Glossar **71**

Literatur **73**

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1: Einspeiseleistungen für Wasserstoff auf Kreisebene sowie an Grenzübergangspunkten, Angaben in GW_{th} für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert 22

Abbildung 2: Ausspeisemengen für Wasserstoff auf Kreisebene im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 in TWh als Brennwert 24

Abbildung 3: Prozessschritte für die Wasserstoffnetzplanung 31

Abbildung 4: Einspeiseseitig betrachtete Regionen* der Lastfälle 33

Abbildung 5: Ermittlung von Skalierungsfaktoren für die KWK-Ausspeiseleistung über eine polynomische Regression 35

Abbildung 6: Temperaturabhängige KWK-Ausspeiseleistung für den Winterlastfall 36

Abbildung 7: Ablauf der Leitungsumstellung von Methan auf Wasserstoff 38

Abbildung 8: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz (inkl. Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber) 41

Abbildung 9: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz, mit Ein- und Ausspeisegebieten 42

Abbildung 10: Berücksichtigung von Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz 45

Abbildung 11: Vorgehensweise bei der Ermittlung von Leitungen für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032 48

Abbildung 12: Erdgasverstärkende Maßnahmen für die Umsetzung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032 51

Abbildung 13: Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023 62

Tabelle 1:	Berücksichtigte Einspeiseleistungen im Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert	21
Tabelle 2:	Berücksichtigte Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff im Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert	23
Tabelle 3:	Tiefste und höchste Tagesmitteltemperatur am 10.02.2021 nach Regionen	35
Tabelle 4:	Ergebnisse der Modellierung für das Wasserstoff-Kernnetz	40
Tabelle 5:	Gasversorgungsinfrastruktur für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032	50
Tabelle 6:	Investition für die alternative Kombination Achim nach Groß Tessin und Achim/Weser/ Drohne/ Bielefeld nach Bobbau/ Brandenburg a. d. Havel	65
Tabelle 7:	Adressen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber	68

1 Einführung und Hintergrund

Die Betreiber von Fernleitungsnetzen (Fernleitungsnetzbetreiber) teilen das Ziel der Bundesregierung eines schnellen und kosteneffizienten Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur, die den Markthochlauf ermöglicht und in den EU-Binnenmarkt eingebettet ist.

Mit ihren Initiativen zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat die Bundesregierung die wesentlichen benötigten regulatorischen, kartellrechtlichen und netzplanerischen Grundlagen zur Entwicklung eines ausbaufähigen Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Zieljahr 2032 gelegt. Die letzte EnWG-Novelle ist am 17. Mai 2024 in Kraft getreten.

Mit dem vorliegenden Antrag erfüllen die Fernleitungsnetzbetreiber ihre gesetzliche Verpflichtung gem. § 28q Abs. 2 EnWG. Dieser offizielle gemeinsame Antrag wird seitens der BNetzA geprüft und nochmals konsultiert. Nach der Genehmigung des Antrags durch die BNetzA, die innerhalb von zwei Monaten erfolgen soll, werden die Netzbetreiber unverzüglich mit der Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes beginnen.

Ein deutschlandweites Wasserstoff-Kernnetz, das einen breiten Zugang zum Energieträger bzw. Rohstoff Wasserstoff ermöglicht, bildet die Basis für die Entwicklung eines funktionierenden Wasserstoffmarktes und ist Voraussetzung dafür, dass Deutschland seiner angestrebten Vorreiterrolle beim Klimaschutz gerecht werden kann. Dazu ist es wichtig, das Wasserstoff-Kernnetz vorausschauend und skalierbar zu planen. Um die notwendige Flexibilität zur Anpassung der Planung sicherzustellen, sieht § 28q Abs. 8 EnWG eine Überprüfung aller Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes im Rahmen des integrierten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff vor – ausgenommen von der Überprüfung sind Maßnahmen, die bis Ende 2025 begonnen und bis Ende 2027 planerisch in Betrieb genommen werden sollen (siehe § 28q Abs. 8 EnWG). Zudem ist die gesetzliche Möglichkeit einer zeitlichen Streckung einzelner Investitionen über das Zieljahr 2032 hinaus bis 2037 vorgesehen. Damit wurde die Möglichkeit geschaffen, auf veränderte Bedarfsentwicklungen in der turnusmäßigen Netzentwicklungsplanung zu reagieren. Das Zieljahr des Kernnetzes bleibt weiterhin 2032 – die zeitliche Flexibilisierung (d. h. spätere Inbetriebnahme einer Leitung) ist nur für Maßnahmen des Kernnetzes möglich, die bereits von der BNetzA als Teil des Kernnetzes genehmigt wurden. Das erhöht die Flexibilität der bedarfsgerechten und effizienten Netzentwicklungsplanung und erhält gleichzeitig den Rahmen und die Verlässlichkeit für die Kernnetz-Investitionen. Mit dieser Flexibilisierung kann nicht nur das Amortisationsrisiko für den Staat und die Netzbetreiber sowie deren Investoren reduziert, sondern auch die Ausgestaltung des Kernnetzes optimal mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa synchronisiert werden.

Gemäß § 28q Abs. 2 EnWG haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Auftrag zur Entwicklung eines überregionalen Wasserstoff-Kernnetzes (On- und Offshore). Dabei sollen weitere Infrastrukturen, die geeignet sind, Wasserstoff auf der Wasserstoff-Transportebene sicher zu transportieren, berücksichtigt werden.

Bestehende Bedarfe auf der Verteilernetzebene, welche die Kriterien des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz gemäß § 28q Abs. 4 EnWG erfüllen, werden bereits jetzt kapazitiv in der technischen Planung für das Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt. Im Kernnetz nicht berücksichtigte Bedarfe können in einem zweiten Schritt im Rahmen des

zukünftigen Regelprozesses für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff Eingang finden. Den Entwurf des Szenariorahmens als Grundlage für den ersten integrierten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff legte die zuständige Koordinierungsstelle für die integrierte Netzentwicklungsplanung (KO.NEP) fristgemäß am 01. Juli 2024 vor, der Entwurf für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff wird dann am 31. Mai 2025 vorgelegt. Darüber hinaus müssen zeitnah die gesetzlichen und regulatorischen Voraussetzungen zur Umstellung auf Wasserstoff von Netzbereichen und angeschlossenen Kunden auf der Verteilernetzebene geschaffen werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen mit diesem Antrag ihre Planung für das Wasserstoff-Kernnetz einschließlich geeigneter Leitungen von weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern, die sich im Rahmen der Gelegenheit zur Stellungnahme seitens der Fernleitungsnetzbetreiber im Juli 2023 und im Rahmen der Konsultation des Antragsentwurfs seitens der BNetzA im Dezember 2023/ Januar 2024 gemeldet haben, vor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die von diesen weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern gemeldeten Leitungen anhand technischer und gesetzlicher Kriterien geprüft. So musste die gemeldete Infrastruktur zur Erfüllung der im Gesetz verankerten Zielsetzungen beitragen sowie den Kriterien für das Szenario zum Wasserstoff-Kernnetz entsprechen. Sofern die Leitungsmeldungen die technischen und gesetzlichen Voraussetzungen für eine Integration in das Wasserstoff-Kernnetz erfüllt haben und die Infrastruktur für die Erfüllung der Transportaufgabe erforderlich ist, wurden sie im Rahmen der Modellierung berücksichtigt und sind Teil des beantragten Wasserstoff-Kernnetzes geworden. Dies erfolgte unabhängig davon, dass einige der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber die Verwendung ihrer Leitungsmeldung unter verschiedene Vorbehalte der Klärung des regulatorischen und finanziellen Rahmens für das Wasserstoff-Kernnetz gestellt haben.

Im Sinne einer gesamtwirtschaftlich optimierten Planung wird das Wasserstoff-Kernnetz überwiegend aus umgestellten Leitungen der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie zusätzlich aus neu zu errichtenden Wasserstoffleitungen bestehen. Für die umzustellenden Erdgasleitungen weisen die Fernleitungsnetzbetreiber nach, dass zum Zeitpunkt einer Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff sichergestellt ist, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem ergänzten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Hierfür haben die Fernleitungsnetzbetreiber die erforderlichen zusätzlichen Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes ausgewiesen, die zeitgleich mit dem Wasserstoff-Kernnetz genehmigt werden müssen. Seitens der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber wurde bestätigt, dass nach Umsetzung der durch sie gemeldeten Leitungsumstellung bis 2032 der Betrieb im verbleibenden Methannetz gesichert ist.

Die Regelungen zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes – insbesondere die Regelungen zum sog. Amortisationskonto – sind nach Maßgabe der erforderlichen beihilferechtlichen Genehmigung der EU-Kommission anzuwenden; der Inhalt dieser Genehmigung bestimmt somit unmittelbar die Anwendung der gesetzlichen Regelungen (§ 28r Abs. 10, § 28s Abs. 6 EnWG). Am 27. Juni 2024 wurde im Bundesgesetzblatt bekannt gemacht, dass die Europäische Kommission am 21. Juni 2024 die beihilferechtliche Genehmigung zur Anwendung von § 28r Abs. 1 bis 9 und § 28s Abs. 1 bis 5 EnWG erteilt hat und die genannten Vorschriften nach Maßgabe dieser

Genehmigung anzuwenden sind. Dem Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber liegt die Annahme zu Grunde, dass die Regelungen der §§ 28r und 28s EnWG auch nach Maßgabe der beihilferechtlichen Genehmigung unverändert und vollumfänglich anwendbar sind.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass zum Zeitpunkt der Einreichung des Antrags noch nicht alle regulatorischen Festlegungen für das Wasserstoff-Kernnetz getroffen sind. Offen ist u. a. noch die Festlegung des Hochlaufentgeltes durch die BNetzA in der zweiten Jahreshälfte 2024. Auch bezüglich eines Marktmodells für Wasserstoff einschließlich der Vermarktung der Transportkapazitäten werden Regelungen noch erarbeitet. Zudem sind die zukünftigen Marktrollen wie z. B. der Speicher, insbesondere in der Markthochlaufphase, bislang ungeklärt.

Eckpunkte für die vertragliche Ausgestaltung der Bereitstellung und Finanzierung des Amortisationskontos zur Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes zwischen den Vertragspartnern wurden in einem Memorandum of Understanding (MoU) festgehalten, welches die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Entscheidung zur Antragsstellung maßgeblich berücksichtigt haben. Die vertragliche Ausgestaltung des MoU ist noch rechtsverbindlich umzusetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen geschlossen und verbindlich hinter dem Konzept des Wasserstoff-Kernnetzes. Sie wollen das Wasserstoff-Kernnetz bauen und betreiben. Sie haben die langjährige Expertise für eine schnelle und professionelle Umsetzung dieser Infrastruktur der Zukunft. Mit dem Antrag legen sie die Planung für ein voll funktionsfähiges Wasserstoff-Kernnetz für das Jahr 2032 vor. Der Antrag umfasst alle Maßnahmen des geplanten Wasserstoff-Kernnetzes und zielt auf eine vollumfängliche Genehmigung dieser Maßnahmen ab. Mit der Genehmigung wird das Wasserstoff-Kernnetz auf den Weg gebracht und schrittweise umgesetzt.

2 Antrag Wasserstoff-Kernnetz

1. Die Fernleitungsnetzbetreiber beantragen die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes gemäß § 28q Abs. 2 Satz 1 EnWG wie folgt:

   1.1. Die Genehmigung der Wasserstoff-Kernnetz-Neubaumaßnahmen der Anlage 3 mit den ID-Nummern KLN001-01 bis KLN068-01, KLN 072-01 bis KLN079-01, KLN081-01 bis KLN106-01 sowie KVS000-01, KVS003-01 und KVS007-01 der Spalte „Antrags-ID“, einschließlich aller für den Anlagenbetrieb erforderlichen Nebenanlagen der Leitungen und Verdichter. Für die jeweilige Projektdurchführung verantwortlich ist bzw. sind das oder die in der Spalte „verantwortliche(s) Unternehmen“ benannte bzw. benannten Unternehmen.

   1.2. Die Genehmigung der Wasserstoff-Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen der Anlage 4 mit den ID-Nummern KLU001-01 bis KLU025-1b, KLU027-01, KLU029-01 bis KLU057-01b, KLU059-01 bis KLU132-01, KLU137-01 sowie KLU139-01 bis KLU143-01 der Spalte „Antrags-ID“, einschließlich aller für den Anlagenbetrieb erforderlichen Nebenanlagen der Leitungen. Für die jeweilige Projektdurchführung verantwortlich ist bzw. sind das oder die in der Spalte „verantwortliche(s) Unternehmen“ benannte bzw. benannten Unternehmen

   Da die Umstellung der Infrastruktur auf Wasserstoff nur mit Umsetzung der zugehörigen erdgasverstärkenden Maßnahmen möglich ist, beantragen die Fernleitungsnetzbetreiber die jeweilige Umstellung zusammen mit den jeweils zugeordneten erdgasverstärkenden Maßnahmen im Rahmen des Kernnetzantrags.

   1.3. Die Genehmigung der Wasserstoff-Kernnetz-Maßnahmen der Anlage 2 mit den ID-Nummern AND007-01, AND023-01, AND025-01 bis AND045-01, AND055-01, AND058-01, AND059-01, AND064-01, AND065-01, AND067-01 bis AND071-01, AND073-01b bis AND074-01a, AND082-01, AND088-01, AND089-01, AND093-01, AND094-01, AND096-01 bis AND100-01, AND102-01, AND106-01 bis AND110-01 sowie AND113-01 bis AND119-01 der Spalte „ID-Nummern“, einschließlich aller für den Anlagenbetrieb erforderlichen Nebenanlagen der Leitungen und Verdichter. Für die jeweilige Projektdurchführung verantwortlich ist bzw. sind der, das oder die in der Spalte „Betreiber/ Eigentümer/ verantwortliche(s) Unternehmen" benannte bzw. benannten Unternehmen.

2. Darüber hinaus beantragen die Fernleitungsnetzbetreiber die Genehmigung der erdgasverstärkenden Maßnahmen der Anlage 5 mit den ID-Nummern 436-02b, 760-01, 761-01, 767-02, 768-01, 941-01 bis 945-01, 947-01 bis 952-01, 960-01, 961-01, 964-01, 965-01, 967-01, 968-01, 1001-01 bis 1013-01, 1015-01 bis 1036-01 sowie 1038-01 bis 1063-01, einschließlich aller für den Anlagenbetrieb erforderlichen Nebenanlagen der Leitungen und Verdichter. Für die jeweilige Projektdurchführung verantwortlich ist bzw. sind das oder die in der Spalte „verantwortliche Unternehmen“ benannte bzw. benannten Unternehmen.

Die Bestimmung projektverantwortlicher Unternehmen, soweit in Anlage 3-5 noch nicht vorgenommen, kann erforderlichenfalls durch die BNetzA auf Basis von § 15c Abs. 3 EnWG in Verbindung § 28q Abs. 7 EnWG erfolgen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen klar, dass die Antragstellung für das Wasserstoff-Kernnetz vollumfänglich für alle Projekte des gesamten Wasserstoff-Kernnetzes erfolgt.

Das EnWG sieht eine Überprüfung aller Kernnetzmaßnahmen im Rahmen des integrierten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff vor – ausgenommen von der Überprüfung sind Maßnahmen, die bis Ende 2025 begonnen und bis Ende 2027 planerisch in Betrieb genommen werden sollen (siehe § 28q Abs. 8 EnWG). Die überprüften Maßnahmen werden im integrierten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff von der BNetzA bestätigt, wenn die entsprechenden Bedarfe bestehen. Mit Bestätigung dieser Projekte in zukünftigen Netzentwicklungsplänen werden - sofern noch nicht geschehen - auch Vorhabenträger zur Umsetzung der entsprechenden Kernnetzmaßnahmen benannt. Der turnusmäßigen integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff kommt damit eine wichtige Funktion bei der Realisierung eines effizienten und resilienten Wasserstoff-Kernnetzes zu. Eine spätere Benennung einzelner Vorhabenträger im Rahmen der integrierten Netzentwicklungsplanung hat keine Auswirkung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit dieser Projekte.

Bei Gemeinschaftsprojekten stimmen alle beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber der Umstellung auf Wasserstoff zu. Gleichzeitig werden die Fernleitungsnetzbetreiber die genehmigten Wasserstoff-Kernnetzmaßnahmen durch geeignete Vorarbeiten weiterentwickeln und konkretisieren. So haben gewisse Vorarbeiten der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber für diese Projekte – insbesondere mit planerischer Inbetriebnahme von 2030 bis 2032 – auch bereits begonnen, insbesondere mit Blick auf die raumordnerische Planung oder mögliche Trassenführungen, um möglichst vielen Kundenbedarfen optimiert gerecht zu werden. Die entsprechenden Ansprechpartner für die Projekte werden bis zur offiziellen Benennung der Vorhabenträger auf der Webseite des FNB Gas e.V. transparent einsehbar veröffentlicht (https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/).

Dieses Vorgehen bietet allen Akteuren ein deutlich höheres Maß an Sicherheit über den konkreten Bedarf der einzelner Kernnetzmaßnahmen. Zudem können somit veränderte marktliche oder regulatorische Rahmenbedingungen in den Investitionsentscheidungen besser berücksichtigt werden.

3 Konsultation des Antragsentwurfs für das Wasserstoff-Kernnetz durch die BNetzA

Die BNetzA hat den Entwurf des Antrags zur Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes vom 15. November 2023 bis 8. Januar 2024 konsultiert. Im Sinne eines transparenten und effizienten Verfahrens wurde damit bereits vor dem Start des formellen Verfahrens, allen Stakeholdern und der Öffentlichkeit Gelegenheit gegeben, sich zu dem Antragsentwurf zu äußern. Durch das vorgelagerte Konsultationsverfahren sollte der Genehmigungsprozess für das Wasserstoff-Kernnetz vorbereitet und die zeitnahe Genehmigung nach Vorlage des Antrags ermöglicht werden.

Im Rahmen der Konsultation sind bei der BNetzA 181 Stellungnahmen eingegangen. Viele Stellungnehmende begrüßten die Vorlage des Antragsentwurfs und unterstützten diesen. Darüber hinaus thematisieren die Stellungnahmen insbesondere:

- weitere zu berücksichtigende Ein- und Ausspeiseprojekte,
- die Erschließung weiterer Regionen über hinzuzufügende Leitungsabschnitte,
- Inbetriebnahmezeitpunkte von Leitungsprojekten,
- Änderungs- und Neumeldungen von Leitungsprojekten der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber,
- Verzahnung mit den Verteilernetzen in der integrierten Netzentwicklungsplanung,
- Berücksichtigung von bidirektionalen Wasserstoffkapazitäten an europäischen Grenzübergangspunkten sowie
- Berücksichtigung der in Planung befindlichen H2-ready Gaskraftwerke.

Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern die Stellungnahmen unter Beachtung der Vertraulichkeit zur Verfügung gestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Stellungnahmen geprüft und ihre Einschätzung der Bundesnetzagentur übermittelt. Die BNetzA selbst hat die Stellungnahmen ebenfalls bewertet und in einem FAQ-Dokument[1] ausführlich beantwortet.

Ein besonderes Augenmerk bei der Prüfung der Stellungnahme durch die Fernleitungsnetzbetreiber lag auf den zusätzlich gemeldeten Ein- und Ausspeiseprojekten sowie Änderungs- und Neumeldungen von Leitungsprojekten von weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern.

Die zusätzlich gemeldeten Ein- und Ausspeiseprojekte wurden daraufhin geprüft, ob sie die in Kapitel 4.1 beschriebenen Kriterien zur Festlegung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz erfüllen. Für insgesamt 27 Projekte war dies der Fall. Diese wurden

[1] Das Dokument ist abrufbar auf der Webseite der Bundesnetzagentur unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html.

in Anlage 1 unter den Projektnummern 763 bis 789 zusätzlich zu den bereits im Antragsentwurf dargestellten Projektmeldungen aufgelistet.

Die Aufnahme der zusätzlich in der BNetzA-Konsultation gemeldeten Bedarfe in die Lastfälle der Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes (vgl. Kapitel 6.4) ist nicht notwendig, da darin bereits umfangreiche Bedarfe geprüft wurden. Diese Anschlussnehmer können über das Wasserstoff-Kernnetz erschlossen werden, da die ermittelte Transportkapazität des Wasserstoff-Kernnetzes diskriminierungsfrei an anfragende Anschlussnehmer vergeben werden wird. Das Vermarktungsregime steht zum Zeitpunkt der Abgabe dieses Antrags noch nicht fest. Dessen ungeachtet verpflichtet § 28n Abs. 1 EnWG die Betreiber von Wasserstoffnetzen, *„Dritten den Anschluss und den Zugang zu ihren Wasserstoffnetzen zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren“*. Hierzu sind sie verpflichtet, *„gemeinsame Vertragsstandards zu entwickeln [und] unter Berücksichtigung der Entwicklung des Wasserstoffmarktes Einspeise- und Ausspeisekapazitäten [anzubieten]“*. Durch diese zu entwickelnden Regeln wird sichergestellt werden, dass allen Interessenten diskriminierungsfrei ein Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz gewährt wird, unabhängig von der Berücksichtigung in den Lastfällen der Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes.

Darüber hinaus gab es Änderungsmeldungen von weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zu den Leitungsmeldungen vom Juli 2023. Hierbei wurden einzelne Leitungen gestrichen, technische Parameter geändert sowie neue Leitungen hinzugefügt. Ebenso gab es Neumeldungen von weiteren potenziellen Wasserstoff-netzbetreibern, die sich erstmalig im Rahmen der Konsultation der BNetzA gemeldet haben. Alle hinreichend konkreten Änderungs- und Neumeldungen von Leitungsprojekten wurden im Rahmen einer weiteren Modellierung auf eine Integration in das Wasserstoff-Kernnetz geprüft. Das Ergebnis ist in Anlage 2 dargestellt.

Im Rahmen dieser Modellierung gab es ebenfalls Änderungen bei den Maßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber. Anlässe für diese Änderungen waren insbesondere Erkenntnisse aus aktuellen Machbarkeitsstudien und Optimierungsmöglichkeiten im Rahmen der finalen Modellierung.

Im Ergebnis der Konsultation des Antragsentwurfs vom 15. November 2023 durch die BNetzA wurde das durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu beantragende Wasserstoff-Kernnetz leicht geändert. Diese Änderungen werden in Abschnitt 7.3 und in den Anlagen 1 bis 5 näher beschrieben.

In einigen Stellungnahmen wurde angemerkt, dass die im Antragsentwurf veröffentlichten Inbetriebnahmedaten von ursprünglichen Planungen im Rahmen gemeinsamer IPCEI-Projekte abweichen. Eine zu späte Inbetriebnahme von Leitungen würde auch Erzeugungs- und Verbrauchsprojekte, die an diesen Leitungen angebunden werden sollen und ihrerseits eine IPCEI-Förderung erfahren, gefährden. Tatsächlich wurden die Förderbescheide für die IPCEI-Leitungsprojekte erst kurz vor Abgabe des Antrags an die Unternehmen übergeben. Diese inzwischen mehrjährige Verzögerung zur initialen Planung hat zur Folge, dass sich die Leitungsprojekte und damit auch die Inbetriebnahme dieser Projekte weiter verzögert. Im Übrigen wird bezüglich der Bestimmung der Inbetriebnahmedaten auf die Ausführungen in Kapitel 7.3 verwiesen.

Für alle weiteren Inhalte und Themen der BNetzA-Konsultation verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf das FAQ-Dokument der BNetzA [BNetzA 2024].

4 Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz

Im Folgenden werden die grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032 (vgl. Kapitel 4.1) sowie die daraus resultierenden Ergebnisse beschrieben (vgl. Kapitel 4.2).

4.1 Grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz

Kriterien zur Festlegung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz

Die gesetzlichen Grundlagen für das Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes ergeben sich aus § 28q EnWG. Zur Operationalisierung wurden in gemeinsamen Gesprächen zwischen BMWK, BNetzA, BKAmt, BMF, FNB Gas und BDEW die Kriterien für die Festlegung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz weiter konkretisiert und abgestimmt. Das Szenario hat steuernde Funktion für das Wasserstoff-Kernnetz und ist Grundlage für dessen Modellierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber.

Als Ausgangsbasis für das Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes diente das Ergebnis der Marktabfrage WEB 2021 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 [FNB Gas, 2023], welches durch aktuelle Informationen angepasst wurde. So wurden beispielsweise Projekte, die gemäß dem Kenntnisstand der Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr weiterverfolgt werden, herausgenommen. In das Szenario sind auch Analysen der Wasserstoffstrategien der Bundesländer sowie Rückmeldungen zu konkreten Projekten aus den Bundesländern eingeflossen.

Im nächsten Schritt fand durch die Fernleitungsnetzbetreiber eine Prüfung der Projektmeldungen dahingehend statt, inwieweit sie die nachfolgend aufgeführten Kriterien des BMWK und der BNetzA erfüllen. Die Auswahl der Projekte zur Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff anhand dieser Kriterien soll sicherstellen, dass das zu ermittelnde Wasserstoff-Kernnetz den politischen Zielvorgaben entspricht.

Das Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz beruht auf folgenden Kriterien:

- Das Projekt ist Teil eines IPCEI- oder PCI-Prozesses.
- Das Projekt dient der Einbindung des Wasserstoff-Kernnetzes in ein (perspektivisches) europäisches Wasserstoffnetz.
- Das Projekt ist Teil eines Reallabors der Energiewende, das durch das BMWK gefördert wird.
- Das Projekt dient der Dekarbonisierung der folgenden Industriezweige und -prozesse:
    - Eisen und Stahl,
        - Erzeugung von Rohstahl aus Primärroute,
        - Wärme- und Glühöfen, Stahl-Walzwerke: Kontinuierliches Erwärmen von Flach-/ Langstahl, dis-/ kontinuierliche Wärmebehandlung von Flachstahl,

- Umformtechnik: Dis-/ kontinuierliches Erwärmen von Schmiedebauteilen,

- Chemie,
  - Ammoniaksynthese,
  - Grundstoffchemie: Ethylen/ Olefine, Methanol,
- Raffinerien,
  - Entschwefelung, Hydrocracking, E-Kerosin, Methanol,
- Glasindustrie inkl. Glasfaser,
  - Kontinuierliches Schmelzen von Behälterglas in großen Anlagen,
  - Kontinuierliches Schmelzen von Flachglas,
- Mittlere bis große Produktionsstätten für Keramik und Ziegelprodukte.

- Das Projekt dient der Einspeisung von Wasserstoff, der durch Elektrolyseanlagen erzeugt wird. Die vorgesehenen Einspeiseleistungen für Wasserstoff werden pauschal auf 50 % je Standort herunterskaliert. Abweichend davon wird für folgende Elektrolyseure die volle geplante Einspeiseleistung (d. h. 100 %) zugrunde gelegt:
  - Elektrolyseure, die als IPCEI gefördert werden (ca. 2,5 GW_{el}),
  - Elektrolyseure, die als Reallabore der Energiewende gefördert werden (ca. 0,2 GW_{el}),
  - Geförderte Offshore-Elektrolyseure (ca. 1 GW_{el} über Pipeline AquaDuctus an Land geführt).
- Das Projekt dient der Speicherung von Wasserstoff und ist als IPCEI-Projekt pränotifiziert oder weist konkrete Anhaltspunkte für Investitionen auf.
- Berücksichtigung von KWK-Kraftwerksstandorten aus dem Marktstammdatenregister mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 100 MW (entspricht einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 235 MW_{th}).

Auf Grundlage dieser Kriterien und unter Beachtung einer maximalen Entfernung von 20 km zum Wasserstoff-Kernnetz sowie einer regionalen Ausgewogenheit erfolgte eine Auswahl der Projekte für das Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes.

Eine Projektübersicht mit den im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz und in der Modellierung berücksichtigten Projekten findet sich in der Anlage 1 des gemeinsamen Antrags zum Wasserstoff-Kernnetz. In der Anlage 1 finden sich auch solche Projektmeldungen, welche die Voraussetzungen für die Aufnahme in das Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz grundsätzlich erfüllen, allerdings war deren Anschluss aufgrund der Entfernung zum Wasserstoff-Kernnetz (>20 km) wirtschaftlich nicht zumutbar bzw. deren Meldung erfolgte erst im Rahmen der informellen Konsultation des Antragsentwurfs zum Wasserstoff-Kernnetz.

Bedarfsmeldungen, die keinen Eingang in das Szenario gefunden haben, haben die Möglichkeit, sich in den Regelprozess zur integrierten Netzplanung Gas und Wasserstoff

einzubringen und können dann in der weiteren Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden.

Erläuterung der Kriterien zur Festlegung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz

Nachfolgend werden die zwischen BMWK, BNetzA, BKAmt, BMF, FNB Gas und BDEW abgestimmten Kriterien zur Festlegung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz weiter erläutert.

Grundlage für die Berücksichtigung von Infrastrukturen im Wasserstoff-Kernnetz sind **IPCEI-Projekte** (Important Projects of Common European Interest) und **PCI-Projekte** (Projects of Common Interest) sowie die **Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetz**.

Bei den **Important Projects of Common European Interest** (IPCEI) handelt es sich um Wasserstoffgroßprojekte, die im Rahmen eines gemeinsamen europäischen Wasserstoffprojekts (sogenannte Wasserstoff-IPCEI) staatlich gefördert werden sollen (Kofinanzierung: Bund 70 %, Bundesland 30 %). Die Projekte wurden im Rahmen eines Interessensbekundungsverfahren unter Berücksichtigung besonderer Anforderungen ausgewählt. Die Förderung der deutschen Vorhaben erfolgt gemeinsam mit der Förderung von Projekten in europäischen Partnerländern. Die verschiedenen nationalen Projekte sollen so miteinander vernetzt werden, dass alle Länder voneinander profitieren und gemeinsam eine europäische Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden kann. Im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt werden die Erzeugungs-, Verbrauchs-, Leitungs- und Speicherprojekte des Wasserstoff-IPCEI.

Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI/ PMI) sind grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte, die die Energiesysteme der EU-Mitgliedstaaten (und ggf. darüber hinaus) miteinander verbinden. Die EU-Kommission vergibt den Status als PCI für grenzüberschreitende Infrastrukturvorhaben alle zwei Jahre. Mit diesem Status können sich Projektentwickler auf weitere (EU-)Förderung bewerben, z. B. der Connecting Europe Facility (CEF). Darüber hinaus sollen PCI von verbesserten regulatorischen Bedingungen, geringeren Verwaltungskosten durch optimierte Umweltprüfungsverfahren sowie beschleunigten Planungen und Genehmigungserteilungen profitieren – gerade auch auf nationaler Ebene. Bis Mitte Dezember 2022 haben sich Projektentwickler (zumeist europäische Fernleitungsnetzbetreiber) mit insgesamt 180 Einreichungen um den PCI-/ PMI-Status beworben. Viele der Projekte fassen mehrere Einzelprojekte als Verbund/ Korridor zusammen. Ein Großteil der Projekte ist u. a. auf die Wasserstoffversorgung in Deutschland ausgerichtet. Aufgeteilt in drei Regionalgruppen, in denen Deutschland vertreten ist, wird über die Projekte und ihren Beitrag zu den Kriterien Marktintegration, Versorgungssicherheit und Wettbewerb beraten. Die EU-Kommission hat mit der Delegierten Verordnung (EU) 2024/1041 vom 28. November 2023 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/869 Wasserstoffprojekten [EU-Kommission, 2024] den PCI-Status zuerkannt.

Die perspektivische **Einbindung des Wasserstoff-Kernnetzes in ein europäisches Wasserstoffnetz** steht im Einklang mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung. Ziel ist es, mittelfristig eine stärkere und engere Kooperation mit interessierten EU-Mitgliedstaaten zu etablieren, die einen koordinierten Markthochlauf

ermöglicht, gemeinsame Standards setzt, Abstimmungen erleichtert und koordinierte Importe ermöglicht. Ein Großteil des in Deutschland benötigten Wasserstoffs wird durch Importe abgedeckt werden, nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien werden langfristig rund 50 % bis 70 % des Wasserstoffbedarfs durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden.

In das Wasserstoff-Kernnetz aufgenommen werden außerdem **Reallabore der Energiewende** zu Wasserstofftechnologien. Diese u. a. vom BMWK geförderten Projekte ermöglichen es, Wasserstofftechnologien in der praktischen Anwendung unter realen Bedingungen und im industriellen Maßstab zu testen, was durch eine Anbindung ans Wasserstoff-Kernnetz erleichtert wird.

Im Bereich der **Industrie** sind wasserstoffbasierte Technologien vor allem in solchen Sektoren eine geeignete Transformationsoption, in denen sie fossile Rohstoffe wie Erdgas, Erdöl oder Kohle in der stofflichen Nutzung ersetzen. Genauso kann auch die energetische Nutzung von Wasserstoff in bestimmten Bereichen die einzige Option zur Dekarbonisierung darstellen. Daher werden aus der im Rahmen einer Marktabfrage Wasserstoff Erzeugung und Bedarf (WEB 2021) ermittelten Projektliste der Fernleitungsnetzbetreiber [„Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032“, FNB Gas, 2023] Projekte in die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes aufgenommen, die Industriezweigen zuzuordnen sind, bei denen aus heutiger Sicht alternativ zur Wasserstoffnutzung keine sinnvolle Option zur Dekarbonisierung des Industrieprozesses besteht. Dies beinhaltet u. a. Eisen und Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik und Ziegelprodukte.

Wasserstoffspeicher in Deutschland werden gemäß den BMWK-Langfristszenarien zukünftig eine entscheidende Rolle für das Gelingen der Energiewende spielen. Aufgrund der vorteilhaften geologischen Bedingungen in Deutschland (Salzstöcke) erscheint es auch mit Blick auf die europäische Dimension sinnvoll, umfangreich Speicherprojekte für Wasserstoff zu realisieren. Wasserstoffspeicher sind zukünftig unter anderem für die Wasserstoffversorgung der Wasserstoffkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen von zentraler Bedeutung. Durch die Verbindung von Speicherstandorten und den Aufbau einer grenzüberschreitenden Transportinfrastruktur können die deutschen Speicher zudem den grenzüberschreitenden Handel von Wasserstoff erleichtern, was die Integration des europäischen Wasserstoffmarktes fördert. Durch Investitionen in die deutsche Wasserstoffspeicherinfrastruktur kann die allgemeine Versorgungssicherheit mit Wasserstoff innerhalb der EU verbessert werden.

In Stellungnahmen zum Szenario wurde eine Berücksichtigung von höheren Speicherleistungen angesprochen. Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen die Einschätzung, dass höhere Speicherleistungen (und ein höheres Arbeitsgasvolumen) die Versorgungssicherheit des Wasserstoff-Kernnetzes erhöhen würde. Die Frage des benötigten Speicherbedarfes wurde im Rahmen der Erstellung des Wasserstoff-Kernnetzes nicht systematisch geprüft. Zudem halten es die Fernleitungsnetzbetreiber für nicht vereinbar mit dem projektbasierten Ansatz des Szenarios, Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, PtG-Anlagen oder Import-Terminals zu reduzieren, um höhere Speicherkapazitäten zu berücksichtigen. Der Wasserstoffbedarf muss über die genannten Quellen gedeckt werden und die in der Anlage 1 benannten Projekte selbst entstammen konkreten Vorhaben. Eine Reduktion der Kapazitäten wäre nicht nur ein Eingriff in diese

konkreten Projekte, sondern würde auch bedeuten, dass die Möglichkeiten zur marktgerechten Beschaffung eingeschränkt werden.

Das Wasserstoff-Kernnetz soll weiterhin ausreichende Anschlussmöglichkeiten für **Erzeugungsregionen und Elektrolyseure** gewährleisten. Die zu berücksichtigende Einspeiseleistung von Elektrolyseuren soll in Einklang mit der Nationalen Wasserstoffstrategie stehen. Dort wird in der aktuellen Fassung ein Zielwert von mindestens 10 GW (inländische Elektrolyse) für das Jahr 2030 angegeben und für die Folgejahre ein starker Hochlauf angestrebt. Um die Ziele und Annahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie praktisch zu implementieren, werden für die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes die Projekte, die die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen einer Marktabfrage Wasserstoff Erzeugung und Bedarf 2021 ermittelt haben, mit angepasster Kapazität aufgenommen. Die Standorte von Elektrolyseuren sollen perspektivisch systemdienlich gewählt werden, um die Kompatibilität mit der nationalen Wasserstoff- und Stromnetzplanung zu gewährleisten und auch perspektivisch eine sichere Stromnetzbetriebsführung zu garantieren. Denn nur Elektrolyseure in räumlicher Nähe zu den von ihnen errichteten bzw. kontrahierten Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien können in allen Stunden des Jahres engpassfrei Strom beziehen. Systemdienliche Standorte vermeiden so Engpässe im Übertragungsnetz, zusätzlichen Netzausbau und zusätzliche CO_2-Emissionen durch Redispatch-Kraftwerke.

Das Wasserstoff-Kernnetz soll zudem große **Kraft-Wärme-Kopplungs-Standorte** (KWK) erfassen, für die ein Weiterbetrieb unter der späteren Nutzung von Wasserstoff wahrscheinlich ist. Der Schwellenwert von 100 Megawatt elektrischer KWK-Leistung setzt einen Fokus auf Standorte mit hohem Wärmebedarf, bei denen mit hoher Wahrscheinlichkeit KWK auch zukünftig eine Rolle bei der Wärmebereitstellung spielen wird. Erste Vorüberlegungen unter Annahme dieses Größenkriteriums haben zudem auf eine gute räumliche Abdeckung durch das Wasserstoff-Kernnetz schließen lassen. Während das Größenkriterium auf die räumliche Auslegung des Kernnetzes abzielt, ist die zusätzliche Annahme der durchschnittlich 2.500 Vollbenutzungsstunden für die Dimensionierung des Netzes beziehungsweise für die bereitzustellende Wasserstoffmenge relevant. Je Megawatt elektrischer KWK-Leistung soll eine durchschnittliche Betriebsdauer von 2.500 Stunden im Jahr angesetzt werden. Die Modellierung geht in einem ersten Schritt von der Annahme aus, dass überwiegend bereits bestehende Kraftwerksstandorte auf eine spätere Wasserstoffnutzung umgestellt werden. Dies ist insbesondere für Standorte mit hohem Wärmebedarf zu erwarten. Über eine Abfrage der Fernleitungsnetzbetreiber wurden außerdem Standorte berücksichtigt, für die bereits zum jetzigen Zeitpunkt (Juni 2023) hinreichend konkrete Planungen bezüglich einer späteren Umstellung auf den Wasserstoffbetrieb vorliegen.

Die **regionale Ausgewogenheit** des Wasserstoff-Kernnetzes ist der Bundesregierung ein wichtiges Anliegen. Das Wasserstoff-Kernnetz beinhaltet Projekte mit überregionalem Charakter zur Schaffung eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes. Die Trassenführung des Wasserstoff-Kernnetzes beinhaltet demnach sowohl Nord-Süd- als auch West-Ost-Korridore, um deutschlandweit zentrale Wasserstoffstandorte anzubinden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz dargestellt.

4.2 Ergebnisse des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz

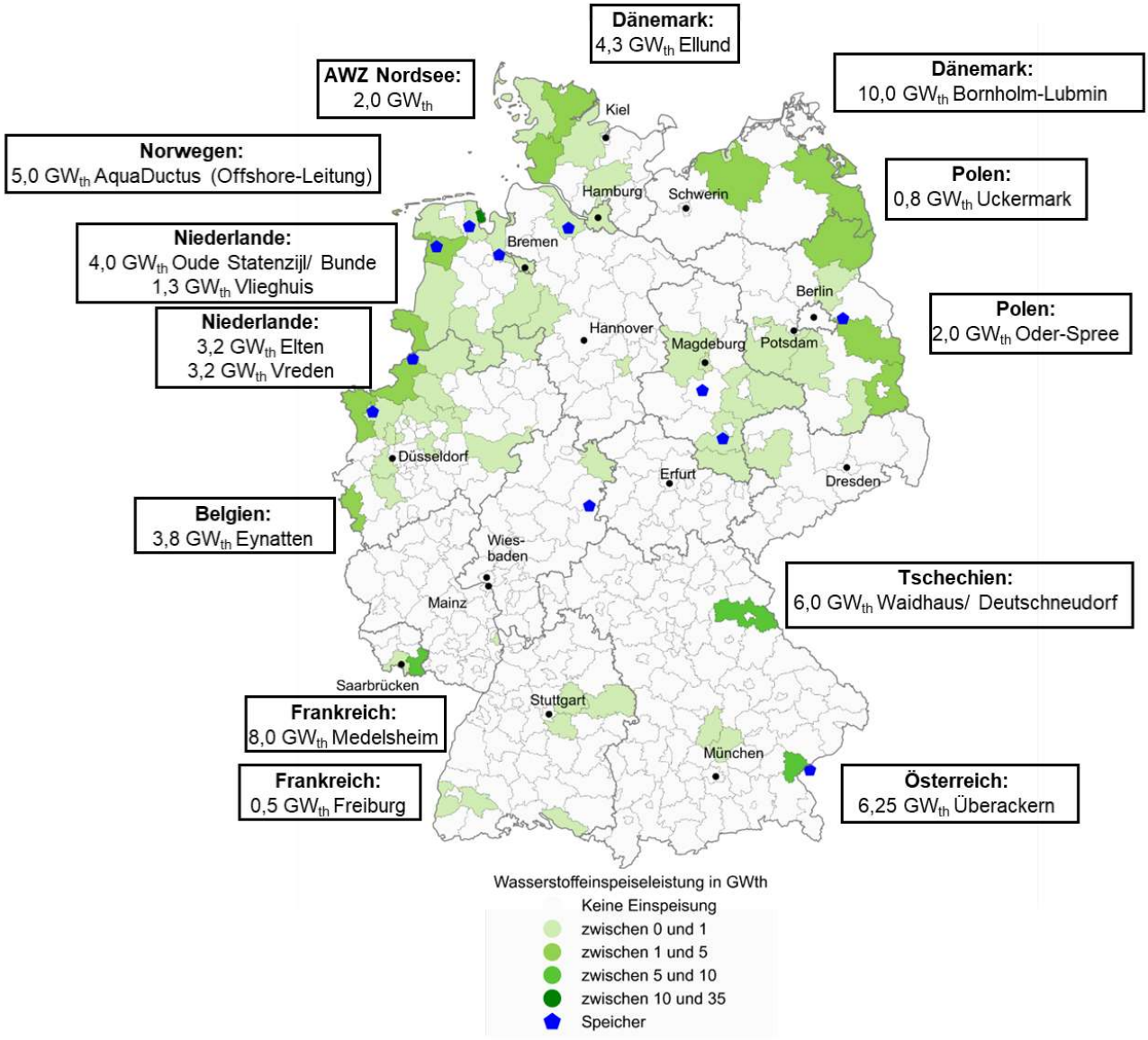
Im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz werden insgesamt 293 Wasserstoffprojekte berücksichtigt. In der folgenden Tabelle 1 werden die ermittelten Einspeiseleistungen für Wasserstoff in Summe und in der darauffolgenden Abbildung 1 regionalisiert auf Kreisebene dargestellt. Als sonstige Einspeisungen sind insbesondere Importe über Schiffterminals zu verstehen, an denen Wasserstoff in einer anderen Form, wie z. B. LOHC oder Ammoniak, angelandet und anschließend als Wasserstoff eingespeist wird.

Tabelle 1: Berücksichtigte Einspeiseleistungen im Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert

	Einheit	GÜP	Elektrolyse	Speicher	Sonstige Einspeisungen	Gesamt
Einspeiseleistung	GW_{th}	58	15	8	19	101

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 1: Einspeiseleistungen für Wasserstoff auf Kreisebene sowie an Grenzübergangspunkten, Angaben in GW_{th} für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Geo-Basis-DE/BKG(2023) (Kartengrundlage)

Weitere Informationen zu den Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten finden sich im Anhang 1.

In der folgenden Tabelle 2 werden die Ausspeiseleistungen und -mengen für das Jahr 2032 für Wasserstoff in Summe und in Abbildung 2 regionalisiert auf Kreisebene dargestellt. Im Rahmen der Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes wird die ermittelte Gesamtleistung berücksichtigt.

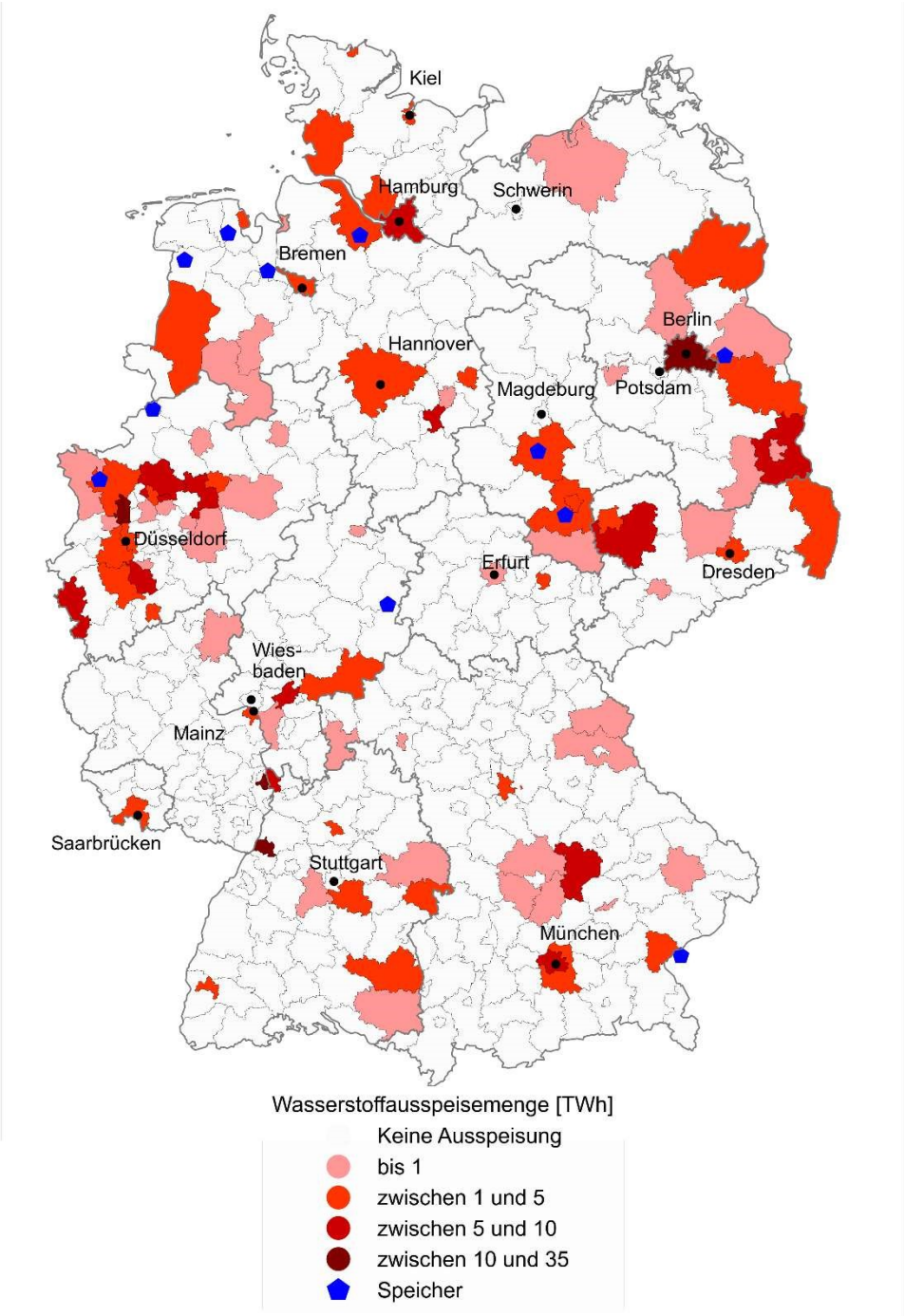
Tabelle 2: Berücksichtigte Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff im Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert

	Ausspeiseleistung* [GW_{th}]	**Ausspeisemenge* [TWh_{th}], Brennwert**
Gesamt	**87**	**278**
- davon IPCEI-, PCI- und Reallabor-Projekte	10,6	49
- davon Projekte zur Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetz	0,3	0
- davon Eisen und Stahl	7,7	50
- davon Chemie	5,2	32
- davon Raffinerien	4,2	30
- davon Glasindustrie, inkl. Glasfaser	0,3	1
- davon mittlere bis große Produktionsstätten für Keramik und Ziegelprodukte	0,2	1
- davon KWK-Anlagen	62,0	157
- davon Speicher	7,6	11

* Doppelzählungen sind möglich, d. h. ein Projekt kann mehreren Kriterien zugeordnet sein.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 2: Ausspeisemengen für Wasserstoff auf Kreisebene im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 in TWh als Brennwert



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Geo-Basis-DE/BKG(2023) (Kartengrundlage)

5 Leitungsmeldungen von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern

Betreiber von Verteilernetzen, Wasserstoffnetzbetreiber und Betreiber von sonstigen Rohrleitungsinfrastrukturen hatten verschiedene Möglichkeiten, Leitungsmeldungen in den Prozess des Wasserstoff-Kernnetzes einzubringen:

1. Leitungsmeldungen auf Basis des im Juli 2023 von den Fernleitungsnetzbetreibern veröffentlichten Planungsstands

2. Leitungsmeldungen im Rahmen der BNetzA-Konsultation zum Antragsentwurf von November 2023 bis Anfang Januar 2024.

Mit der Veröffentlichung des ersten Planungsstands für ein überregionales Wasserstoff-Kernnetz am 12. Juli 2023 wurde zugleich Betreibern von Verteilernetzen, Wasserstoffnetzbetreibern und Betreibern von sonstigen Rohrleitungsinfrastrukturen gem. § 28q Abs. 5 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme und Meldung weiterer Wasserstoffinfrastrukturen für das Wasserstoff-Kernnetz gegeben. Für die Rückmeldung an den FNB Gas standen die E-Mail-Adresse info@fnb-gas.de und ein spezielles, über die Website des FNB Gas abrufbares Formular für Leitungsmeldungen zur Verfügung. Die in dieser ersten Phase eingegangen Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber wurden im Antragsentwurf zum Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt.

Die BNetzA hat ab dem 15. November 2023 den Antragsentwurf der Fernleitungsnetzbetreiber zum Wasserstoff-Kernnetz konsultiert, um den Prüfungs- und Genehmigungsprozess zu beschleunigen. Stellungnahmen zum Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz konnten bis zum 8. Januar 2024 abgegeben werden. In diesem Rahmen wurden Leitungsmeldungen von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern aktualisiert bzw. es wurden neue Meldungen abgegeben.

Alle in den beiden Phasen abgegebenen Leitungsmeldungen werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt, wobei einige Leitungsmeldungen durch den jeweiligen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber zurückgezogen wurden.

Insgesamt lagen den Fernleitungsnetzbetreibern 123 Leitungsmeldungen von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern vor. Die gemeldeten Leitungen sind technisch sehr heterogen. Der Nenndurchmesser liegt zwischen DN 40 und DN 1000, die Längen variieren im Bereich von 0,2 km bis 92 km und der maximal zulässige Betriebsdruck MOP beträgt zwischen 8 barg und 100 barg. Die Gesamtlänge der gemeldeten Infrastrukturen beträgt knapp 1.700 km. Davon sind rund 40 km heute schon im Bestand (Wasserstoff), rund 530 km Neubau und rund 1.120 km Umstellungen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im März 2024 die weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber, welche im Antragsentwurf vom 15. November 2023 Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes waren, und Neumeldende im Rahmen der BNetzA-Konsultation angeschrieben und um weitere Informationen gebeten. Diese Angaben sind in die Anlage 2 eingeflossen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben geprüft, ob Leitungen, die weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber gemeldet hatten, die technischen Voraussetzungen für eine Integration in das Wasserstoff-Kernnetz erfüllen und ob diese Infrastruktur für die Transportanforderungen genutzt werden kann. Die weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber, welche Leitungsmeldungen für das Wasserstoff-Kernnetz abgegeben haben, wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber informiert, ob ihre Leitungsmeldungen im Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigt wurden oder nicht. Die Ergebnisse werden in Kapitel 7.4 dargestellt.

In Kapitel 7.4 nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Kategorisierung für die Leitungsmeldungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber vor:

- Im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigte Leitungsmeldungen,
- Im Wasserstoff-Kernnetz nicht berücksichtigte Leitungsmeldungen,
- Zurückgezogene Leitungsmeldungen und dementsprechend nicht berücksichtigt im Wasserstoff-Kernnetz.

In der Anlage 2 begründen die Fernleitungsnetzbetreiber die vorgenommene Kategorisierung für jede Leitungsmeldung.

Zudem haben einige potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber ihre Leitungsmeldungen unter den Vorbehalt der Klärung der regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen für das Wasserstoff-Kernnetz gestellt. Daher können die Fernleitungsnetzbetreiber im Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz keine verbindliche Aussage machen, ob die Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber für das Wasserstoff-Kernnetz zur Verfügung stehen werden. Die BNetzA wird im Rahmen der Prüfung dieses Antrags nach § 28q Absatz 6 Satz 4 EnWG die weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber *„auffordern, zu erklären, ob sie mit der Aufnahme ihrer Infrastruktureinrichtungen in das Wasserstoff-Kernnetz einverstanden sind.“*

6 Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032

Im folgenden Kapitel werden grundsätzliche Parameter für die Modellierung beschrieben. Zunächst werden die grundsätzlichen Planungsleitsätze dargestellt (vgl. Kapitel 6.1). Danach erfolgt eine Beschreibung der Transportinfrastrukturen (vgl. Kapitel 6.2), welche die Grundlage für die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes bilden. Anschließend wird die grundsätzliche Vorgehensweise der Modellierung (vgl. Kapitel 6.3) erläutert. Abschließend erfolgt die Darstellung der Lastfälle für die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes (vgl. Kapitel 6.4).

6.1 Grundsätzliche Planungsleitsätze und Alternativenprüfung

Grundsätzliche Planungsleitsätze

Die grundlegenden Planungsleitsätze, nach denen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ermittlung des Wasserstoff-Kernnetzes ausgerichtet haben, werden durch §28q Abs. 1 Satz 2 des novellierten EnWG vorgegeben:

*„Ziel ist der Aufbau eines **deutschlandweiten, effizienten, schnell realisierbaren, ausbaufähigen und klimafreundlichen Wasserstoff-Kernnetzes**, das alle wirksamen Maßnahmen enthält, um die zukünftigen wesentlichen Wasserstoffproduktionsstätten und die potenziellen Importpunkte mit den zukünftigen wesentlichen Wasserstoffverbrauchspunkten und Wasserstoffspeichern zu verbinden.“*

Insbesondere wird hier durch die konkrete Beschreibung von Maximen klar aufgezeigt, dass den Grundsätzen „deutschlandweit“, „effizient“, „schnell realisierbar“ „ausbaufähig“ und „klimafreundlich“ bei der Wasserstoff-Kernnetzplanung zu folgen ist.

Das Wasserstoff-Kernnetz legt den Grundstein für die Dekarbonisierung der Wirtschaft und Industrie sowie weiterer potenzieller Sektoren und leistet damit einen zentralen Beitrag für eine klimafreundliche Energieversorgung in Deutschland.

Unter Effizienz ist in diesem Zusammenhang u.a. zu verstehen, dass die Planungen für ein Wasserstoff-Kernnetz so auszurichten sind, dass Eingriffe in die Umwelt und Natur so gering wie möglich gehalten werden, das Wasserstoff-Kernnetz in seinem Zielzustand gemessen am Aufwand eine hohe Wirksamkeit besitzt, um den künftigen Anforderungen gerecht zu werden und zeitnah erste Umsetzungen möglich sind.

Unter Effizienz ist ebenfalls Kosteneffizienz zu verstehen. Eine Umstellung von Leitungsinfrastrukturen ist aus Kostengründen stets zu bevorzugen. Dies ergibt sich schon aus der einfachen Tatsache heraus, dass die Umstellung von Leitungs-infrastrukturen im Vergleich zum Neubau von Wasserstoffleitungen nur rund ein Fünftel der Investitionen erfordert. Darüber hinaus ist die Umstellung einer Leitungsinfrastruktur deutlich schneller zu realisieren als ein Neubau. Ein Neubau ist hingegen grundsätzlich dann erforderlich, wenn es an Umstellungsalternativen mangelt beziehungsweise dieser alternativlos ist, da überhaupt keine oder nur zu klein dimensionierte umzustellende Infrastruktur vorhanden ist.

Im Zuge der Betrachtung der Kosteneffizienz erfolgte eine Prüfung, ob der Anschluss von Wasserstoffeinspeise- sowie Ausspeiseprojekten, die nicht der Kraft-Wärme-Kopplung dienen, wirtschaftlich sinnvoll ist. Hierfür ist unter anderem die Entfernung zu den

Transportleitungen des Kernnetzes entscheidend. Bei einer Entfernung von mehr als 20 km wurde der Anschluss als nicht wirtschaftlich darstellbar eingeordnet und nicht berücksichtigt. Das Ergebnis dieser Prüfung wird in Anlage 1 mit einem entsprechenden Kommentar am Projekt vermerkt. Daher ist ein strategischer Ausbau effizient und sinnvoll, der auf einer hinreichenden Dimensionierung basiert und der die Robustheit und Resilienz des Netzes hinsichtlich seiner künftigen Anforderungen durch eine effiziente, bedarfsgerechte Skalierbarkeit im Fokus hat. Skalierbarkeit lässt sich durch eine Planung realisieren, die eine spätere mögliche Erhöhung der Transportkapazität durch eine Erhöhung des transportwirksamen Druckes durch die zusätzliche Installation von Streckenverdichtern auf der Leitungstrasse ermöglicht.

Bei der Ableitung der Grundsätze für die Netzplanung ist darüber hinaus zu beachten, dass Transportkapazität mit einer für die operative Abwicklung (in Abhängigkeit vom Netzzugangsregime) erforderlichen Flexibilität konkurriert.

Die wesentlichen Einflussgrößen für das Potenzial (Transport und Flexibilität) des Netzes sind:

- Netzgeometrie (Volumen): Hier sind größere Nennweiten von Vorteil.
- Druckbedingungen: Eine hohe Druckauslegung ist vorteilhaft (Betrieb mit Abstand zum Auslegungsdruck).
- Drucklastwechsel: Ein hoher Druck und größere Durchmesser sind vorteilhaft.

Es muss darauf geachtet werden, dass die Dimensionierung und räumliche Erschließung teilweise widerstrebende Aspekte sind. Eine Reduzierung der Dimensionierung einer Wasserstoffneubauleitung um ein oder zwei Durchmesserklassen kann bei einer zusätzlichen Neubauleitung 30 % bis 50 % der Länge rechtfertigen. Dies ist kostenneutral, da sehr große Durchmesserklassen spezifisch sehr teuer sind. Durch diesen zusätzlichen Neubau können zusätzliche Regionen erschlossen, die Vermaschung der Infrastruktur gestärkt und die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Eine Reduzierung der Durchmesserklassen hat darüber hinaus weiter positive Auswirkungen im Sinne der Kosteneffizienz und schnellen Realisierbarkeit.

Ab einem Durchmesser größer DN 1200 erfordert der Leitungsbau mit zunehmender Nennweite anspruchsvolle technische Sonderlösungen, wie beispielsweise den Einsatz größerer Baumaschinen und das Handling größerer Tonnagen, die neben technischen Aspekten eine Beschränkung des Lieferantenkreises bzw. Verfügbarkeiten mit sich bringen. Große Durchmesser haben zudem Auswirkungen auf den Tiefbau inkl. Wasserhaltung; jede Wasserkreuzung wird somit enorm aufwendig und es könnte zu einem wesentlich größeren Eingriff in die Schutzgüter (Natur- und Bodenschutz) kommen.

Zusammenfassend muss bei der Dimensionierung darauf geachtet werden, dass die teilweise gegenläufigen Ziele auf ihre Vor- und Nachteile hinsichtlich ihrer Umsetzung und ihres Betriebs gegengeprüft werden. So bieten große Durchmesser Vorteile hinsichtlich der Netzgeometrie (Rohrvolumen, Transportkapazität), allerdings ergeben sich auch Nachteile auf der Kosten- und Ausführungsseite (Genehmigungs- und Terminrisiko).

Letztendlich zeigen die Erfahrungen, dass die Abhängigkeit von einzelnen Gasimporteuren versorgungssicherheitsrelevant ist. Daher ist es wichtig, die

Abtransportierbarkeit von Wasserstoff jederzeit und über größere Entfernungen von vornherein sicherzustellen. Um Abhängigkeiten zu reduzieren, sollten einerseits mehrere leistungsstarke Importpunkte eines europäischen Verbundes und andererseits Wasserstoffspeicher angebunden werden. Die Versorgungssicherheit kann durch Robustheit und Resilienz des Wasserstoff-Kernnetzes gewährleistet werden, die u. a. durch Diversifizierung erreicht wird – es sollten mehrere zuverlässige Quellen erschlossen werden, und ein guter Vermaschungsgrad des Wasserstoff-Kernnetzes ist anzustreben. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass dies u. a. durch die in den Lastfällen angewandte Logik der festen freien Zuordenbarkeit (FZK) der Ein- / Ausspeisekapazitäten und die Auslegung in den geeigneten Durchmessern und Druckstufen erreicht wird.

Alternativenprüfung

Vor dem Hintergrund der gesetzlichen Forderung gemäß §28q Abs. 2 Satz 2 EnWG haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse des Wasserstoff-Kernnetzes einer Prüfung auf mögliche kosteneffizientere Alternativen unterzogen.

Ziel der Alternativenprüfung ist konkret darzulegen, dass die jeweils ermittelten und im Antragsentwurf zum Wasserstoff-Kernnetz vorgeschlagenen Umstellungs- und Neubauleitungen jeweils inkl. Nebenanlagen die langfristig kosten- und zeiteffizientesten Lösungen darstellen.

Für Umstellungsleitungen erfolgt die Alternativenprüfung anhand eines Investitionsvergleichs mit einem möglichen Neubau einer Wasserstoffleitung anstatt einer Umstellung. Neben den originären Kosten der Umstellung einer einzelnen Maßnahme werden zusätzlich die Kosten der entsprechend zugeordneten erdgasverstärkenden Maßnahme im Kostenvergleich mit einbezogen. Sofern eine erdgasverstärkende Maßnahme mehreren Umstellungsmaßnahmen zugeordnet ist, erfolgt eine anteilige Kostenaufteilung dieser erdgasverstärkenden Maßnahme. Durch die Überprüfung, inwiefern erdgasverstärkende Maßnahmen eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ermöglichen, wird somit ebenso dem Gedanken der Effizienz gefolgt. Sofern im Erdgas geringere Maßnahmen als im Wasserstoff erforderlich sind, werden diese – um dem Grundsatz der Kosteneffizienz und schnelleren Realisierbarkeit zu folgen – bevorzugt in die Planung aufgenommen.

Die Alternativenprüfung für Neubauleitungen folgt dem Ansatz zu untersuchen, ob eine mögliche Umstellung vorhandener Erdgasinfrastrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber oder der durch weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber gemeldeten Erdgasinfrastrukturen dem Neubau vorgezogen werden könnte. In diese Betrachtung fließt auch die Prüfung ein, ob ein Neubau aufgrund der Ermangelung an Umstellungsleitungen grundsätzlich erforderlich ist. Die Überprüfung erfolgt anhand der folgenden Kriterien:

1. Eine mögliche Umstellungsleitung wird weiterhin im Methannetz benötigt und kann nicht durch vergleichsweise günstige Maßnahmen kompensiert werden,

2. die Kapazität der Umstellungsleitung ist nicht ausreichend,

3. ein Neubau ist erforderlich, da keine Umstellungsleitung vorhanden ist,

4. der Neubau dient der Erschließung neuer Erzeugungs- oder Bedarfsräume im Sinne einer regionalen Ausgewogenheit,

5. weitere Neubautrassen können verworfen werden,

6. eine Neubauleitung ist gegenüber dem Streckenverdichter wirtschaftlich nicht sinnvoll,

7. Verdichtung oder höherer Vordruck durch ausländischen TSO.

Die Kriterien 6 und 7 beziehen sich auf den Neubau von Verdichterstationen.

Bei der Ableitung der Grundsätze für die Netzplanung ist darüber hinaus zu beachten, dass Transportkapazität mit einer für die operative Abwicklung (in Abhängigkeit vom Netzzugangsregime) erforderlichen Flexibilität konkurriert.

Die Ergebnisse der Alternativenprüfung für die Umstellungs- und Neubauleitungen sind im Anhang 2 sowie den Anlagen 3 und 4 dargestellt.

6.2 Transportinfrastrukturen als Basis für die Modellierung

Für die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes wurden insbesondere folgende Transportinfrastrukturen zugrunde gelegt:

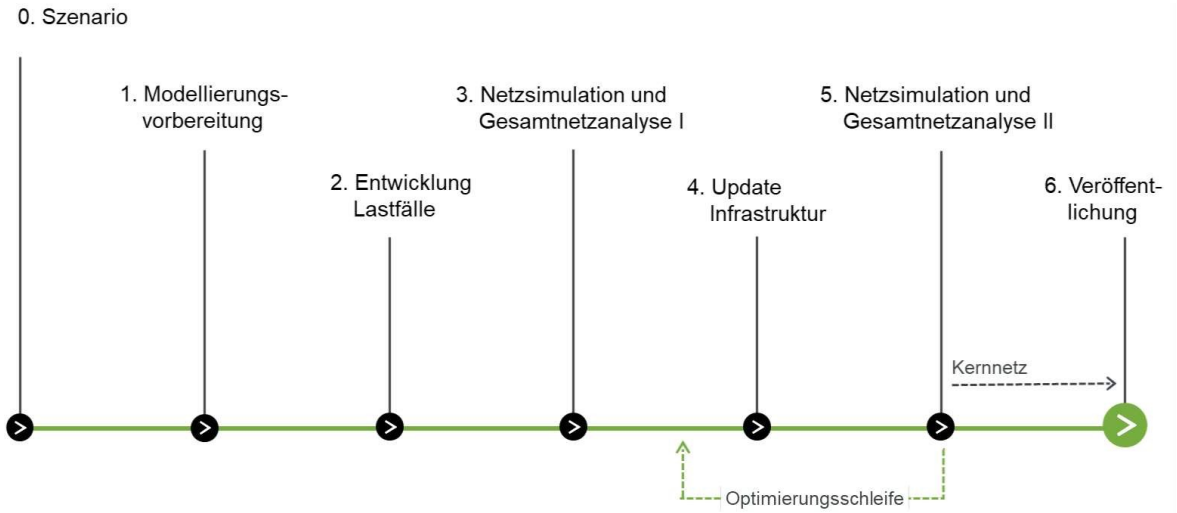
- Das Wasserstoffnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032,
- Leitungsinfrastrukturen aus IPCEI-, PCI- und Reallabor-Projekten,
- Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber (vgl. Kapitel 5).

Im Rahmen der Modellierung wird anhand verschiedener Lastfälle geprüft, welche Leitungen für ein effizientes, funktionsfähiges Wasserstoffnetz benötigt werden und ob ggf. weitere Leitungen erforderlich sind. Zudem werden im Rahmen der Modellierung notwendige Verdichterstationen ermittelt.

6.3 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der gesamte Prozessablauf der Modellierung ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

Abbildung 3: Prozessschritte für die Wasserstoffnetzplanung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beschreibung der einzelnen Prozessschritte

0. Szenario

- Basis der Modellierung ist das abgestimmte Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz. Die grundsätzliche Vorgehensweise und die Ergebnisse hierzu sind in Kapitel 4 beschrieben.

1. Modellierungsvorbereitung

- Die Fernleitungsnetzbetreiber implementieren entsprechend 6.2 die Transportinfrastruktur in ein auf Basis strömungsmechanischer Methoden arbeitendes Simulationswerkzeug mit dem Ziel einer einheitlichen Modellierungsgrundlage.
- Zu berücksichtigende Ein- und Ausspeiseleistungen werden geeigneten Netzanbindepunkten der Transportinfrastrukturen zugeordnet.
- Es werden Prämissen für die Modellierung definiert (z. B. Einspeisetemperaturen und Übergabedrücke).

2. Entwicklung von Lastfällen für ein funktionsfähiges und versorgungssicheres Wasserstoff-Kernnetz

- Die Fernleitungsnetzbetreiber entwickeln unterschiedliche Flusssituationen anhand von definierten Lastfällen, um Belastungstests der Infrastruktur durchzuführen.
- In einem Lastfall werden die Bedingungen für die Beschäftigung der Ein- und Ausspeisepunkte definiert.

3. Netzsimulation und Gesamtnetzanalyse I

- Die Fernleitungsnetzbetreiber führen eine Netzsimulation durch und prüfen, ob die bisher berücksichtigte Infrastruktur hinlänglich und ausreichend ist, um die Transportanforderungen zu erfüllen.
- Die Prüfung erfolgt auf Basis der definierten Lastfälle.

4. Update Infrastruktur

- Wenn die vorgesehene Infrastruktur die Transportanforderungen nicht erfüllen kann, beziehen die Fernleitungsnetzbetreiber zusätzliche Leitungen und Verdichter ein, um Engpässe zu beheben. Ebenso können Infrastrukturelemente, die in der vorangegangenen Netzsimulation nicht benötigt wurden, wieder entfernt werden (Optimierung).
- Dabei können sowohl Bestandsleitungen als auch Neubauleitungen, Regler, Armaturen oder Verdichter Teil der Modellierung sein.

5. Netzsimulation und Gesamtnetzanalyse II

- Die Fernleitungsnetzbetreiber führen eine Netzsimulation auf Basis der überarbeiteten Infrastruktur durch und prüfen, ob diese hinlänglich und ausreichend ist, um die Transportanforderungen zu erfüllen.
- Die Fernleitungsnetzbetreiber führen eine Optimierung der Lösungsalternativen, ggf. unter Anwendung weiterer Annahmen, durch.
- Ist die Infrastruktur zur Deckung der Transportanforderungen ausreichend und wird kein Spielraum für Optimierungen mehr gesehen, so endet der Modellierungsprozess.

6. Veröffentlichung

- Die Ergebnisse des Wasserstoff-Kernnetzes werden im Rahmen des Konsultationsprozesses der BNetzA veröffentlicht.

6.4 Definition und Ergebnisse der Lastfälle

Lastfälle

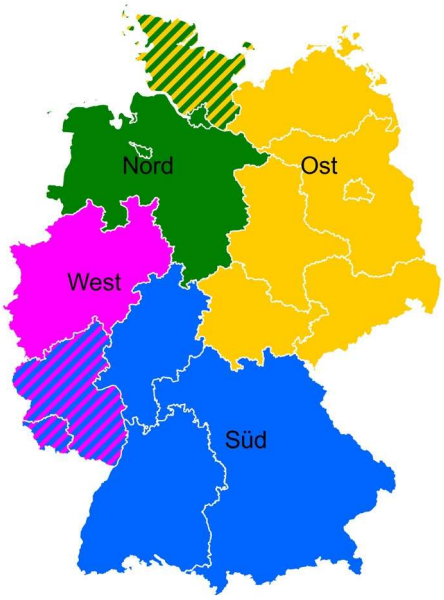
Zur Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes ist eine Betrachtung von verschiedenen Lastfällen erforderlich, um die Resilienz mit Blick auf sich deutlich unterscheidende Lastsituationen sowie eine freie Zuordenbarkeit der vorgegebenen Kapazitäten zu gewährleisten.

Grundlage für die Ableitung der Lastfälle ist das zu diesem Zweck, unter der Federführung des BMWK und der BNetzA, entwickelte und mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmte Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz mit den in Kapitel 4 beschriebenen Annahmen für Ein- und Ausspeisekapazitäten.

Das wesentliche Kennzeichen der verschiedenen Lastfälle ist die Prüfung und Auslegung des Netzes hinsichtlich unterschiedlicher regionaler Verteilungen der Einspeise- und

Ausspeiselasten. Dazu wird Deutschland in verschiedenen Regionen aufgeteilt (Nord, West, Ost, Süd), die dann jeweils mit ihrer räumlich zugeordneten Ein- und Ausspeiselast diametral getestet werden. Das heißt, wenn zum Beispiel alle Einspeisungen im Norden auf ihre Abtransportierbarkeit bzw. freien Zuordenbarkeit getestet werden, wird dazu diametral der Süden sehr hoch durch Ausspeisungen belastet.

Abbildung 4: Einspeiseseitig betrachtete Regionen der Lastfälle*



* Schraffierte Gebiete sind in 2 Regionen enthalten: Rheinland-Pfalz/Saarland in West/Süd, Schleswig-Holstein in Nord/Ost.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Darüber hinaus werden strukturell unterschiedliche Lastfälle definiert, die die Belastung und Verteilung über Deutschland abbilden sollen. So wird zwischen Herbst-, Winter- und Dunkelflaute-Lastfällen differenziert, die sich im Wesentlichen durch die Höhe der Belastung und vor allem im Winter durch eine temperaturabhängige KWK-Leistung unterscheiden. Da das Wasserstoffnetz im Sommer durch die geringeren Verbräuche deutlich weniger belastet wird, ist die separate Betrachtung eines Sommerlastfalles zur Netzauslegung nicht erforderlich.

Die aktuell unterstellten Lastsituationen wären auch bei einem Ansatz zusätzlicher Speicherleistungen weiterhin sachgerecht und auslegungsrelevant. Die Idee, durch zusätzliche Speicherleistungen den Netzausbau zu reduzieren, wäre nicht vereinbar mit der Prämisse fester frei zuordenbarer Kapazitäten und dem vorgegebenen Szenario für das Wasserstoff Wasserstoff-Kernnetz. Zusätzliche Lastfälle für den Speichereinsatz könnten sogar zu zusätzlichen Ausbauten führen, wenn die Speicherleistungen nicht von vornherein als netzdienlich angesetzt würden. Die Netzdienlichkeit des Speichereinsatzes ist wiederum vom unterstellten Marktmodell abhängig.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben insgesamt sechs sogenannte „restriktive“ Lastfälle für die Netzauslegung ermittelt, die im Folgenden beschrieben werden:

Dunkelflaute

In diesem Szenario erzeugen Wind- und Solaranlagen witterungsbedingt über einen begrenzten Zeitraum wenig Strom, weshalb auch Elektrolyseure in dieser Zeit keinen Wasserstoff produzieren und einspeisen. Der Stromverbrauch wird in diesem Fall von steuerbaren Kapazitäten, insbesondere auch KWK-Anlagen, gedeckt. Zur Bilanzdeckung wurden nur nicht-volatile Einspeisungen angesetzt. Diese Situation erfordert eine netzstabilisierende Entnahme von Wasserstoff aus den Speichern. Zugleich wird eine Beschäftigung aller verfügbaren Wasserstoff-KWK-Anlagen unterstellt, um neben Wärme auch Strom für das Übertragungsnetz zur Verfügung zu stellen.

- Einspeiseleistung:
  - Volatile Einspeiseprojekte 0 %, nicht-volatile Einspeiseprojekte inkl. Grenzübergangspunkte 100 %,
  - Speicher 100 %.
- Ausspeiseleistung:
  - KWK 100 %, Industrie 100%, Speicher 0 %.

Winterlastfall

In den Winter- und Herbstlastfällen testen die Fernleitungsnetzbetreiber, ob die im Szenario angenommenen Einspeiseleistungen regional gebündelt gleichzeitig darstellbar sind.

Ein Winterlastfall wird aufgrund der hohen Einspeiseleistungen im Norden für maximierte Nord-Einspeisungen getestet. Dazu werden eher niedrige Abnahmen im Norden mit hohen Abnahmen im Süden bei gleichzeitig niedrigen Einspeiseleistungen im Süden gegenübergestellt, um einen maximal restriktiven Transportfall im Winter zu prüfen. Ausspeicherung wird in diesem Lastfall nicht verwendet, um die Netzbelastung durch die hohen Einspeisungen im Norden nicht zusätzlich zu verstärken. Stattdessen wird eine „integrierte Speicherbeschäftigung“ unterstellt, in der die Speicher einspeichern oder stillstehen. Letzteres ist in dieser Situation weniger netzdienlich und wird daher angenommen.

Die KWK-Abnahmen werden dabei je nach regionaler Auslegungstemperatur berücksichtigt. Hierfür wurde eine Temperaturanalyse über das gesamte Bundesgebiet durchgeführt.

Im ersten Schritt wurden die mittleren, täglichen Lufttemperaturen in zwei Meter Höhe unter Verwendung von Daten des Climate Data Centers des Deutschen Wetterdienstes zu 21 repräsentativ in der Nähe der größten gemeldeten KWK-Anlagen ausgewählten Messpunkten über einen Betrachtungszeitraum von ca. zehn Jahren (01. Januar 2013 bis zum 11. Juni 2023) ermittelt. Die Temperaturdaten wurden in fünf Regionen (Bayern/Baden-Württemberg, NRW/ Rheinland-Pfalz/ Saarland/Hessen, Schleswig-Holstein/Bremen/Niedersachen/ Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern / Berlin/Brandenburg, Sachsen/Sachsen-Anhalt/Thüringen) konsolidiert, um unterschiedliche Temperaturbereiche, die gleichzeitig in Deutschland auftreten, zu berücksichtigen. Es wurde angenommen, dass die maximale KWK-Abnahme in den diametral gelegenen südlichsten Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg zu der im Betrachtungszeitraum tiefsten gemessenen Tagesmitteltemperatur (TM_{min}) erfolgt

(Bezugswert) und diese mit den am selben Tag höchsten gemessenen Tagesmitteltemperaturen (TM_{max}) in den anderen Regionen gegenübergestellt.

Für den 10.02.2021, dem Tag mit der im Betrachtungszeitraum niedrigsten Tagesmitteltemperatur (TM_{min}) in Bayern und Baden-Württemberg, wurden die folgenden Temperaturen ermittelt:

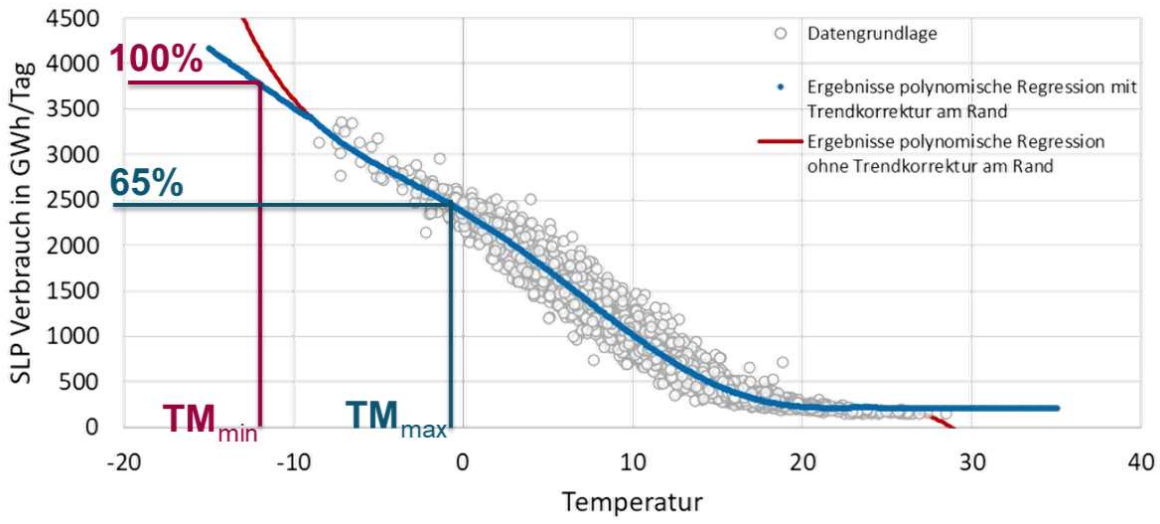
Tabelle 3: Tiefste und höchste Tagesmitteltemperatur am 10.02.2021 nach Regionen

	Einheit	Region BY/BW	Region MV/BB/BE	Region TH/ST/SN	Region SH/HH/NI/HB	Region NW/HE/SL/RP
TM_{min}	°C	-11,4				
TM_{max}	°C		-1,4	-2,7	-2,7	-5,5

Quelle: [Deutscher Wetterdienst, 2023]

Im zweiten Schritt wurden die gewonnenen Temperaturdaten in eine polynomische Regression des BDEW, welche den SLP-Gasverbrauch abhängig von der gewichteten Tagesmitteltemperatur abschätzt, eingesetzt. Das Standardlastprofil (SLP) wurde verwendet, da hier das Heizlastverhalten gut abgebildet wird, welches auch für die wärmegeführte Nutzung der KWK-Anlagen in erster Näherung unterstellt werden kann.

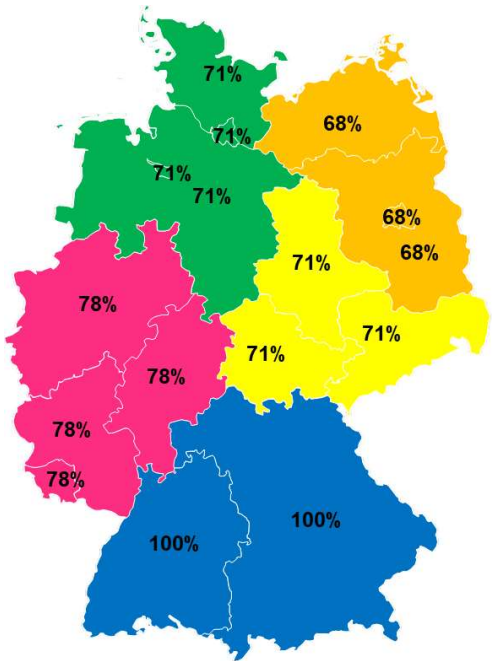
Abbildung 5: Ermittlung von Skalierungsfaktoren für die KWK-Ausspeiseleistung über eine polynomische Regression



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, adaptiert aus [BDEW, 2022]

Die beispielhafte Ermittlung eines Skalierungsfaktors ist in *Abbildung 5* dargestellt. Die für den Winterlastfall abgeleiteten Werte zeigt *Abbildung 6*.

Abbildung 6: Temperaturabhängige KWK-Ausspeiseleistung für den Winterlastfall



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Das Ergebnis der Analyse zeigte eine Bandbreite von 68 % bis 78 % der maximalen temperaturabhängigen Abnahmen der anderen Bundesländer in dem Fall, dass in den südlichen Bundesländern nahezu Auslegungstemperatur (bei maximaler Abnahme) vorherrscht. Diese 68 % bis 78 % werden bundeslandabhängig als Entlastungspotenzial durch die KWK verwendet.

- Einspeiseleistung:
  - Einspeiseprojekte inkl. Grenzübergang 100 % in der Region Nord, Speicher 0 %,
  - übrige Einspeisungen zur Bilanzdeckung beschäftigt, dabei die möglichst nördlich gelegenen vorrangig.
- Ausspeiseleistung:
  - 100 % der möglichen Ausspeiseleistungen in der Region Süd, lediglich auf Einspeicherung wird verzichtet,
  - 20 % restliche Bundesländer, KWK regional bundeslandabhängig zwischen 68 % und 78 %, Speicher 0 %.

Herbstlastfälle

In den vier Herbstlastfällen werden ausgehend von den vier gebildeten Regionen Nord, West, Ost und Süd jeweils pro Region die maximalen Einspeiseleistungen (ohne Speicher) angesetzt und geprüft, ob ein deutschlandweiter Bedarf von 20 % gedeckt werden kann. 20 % entsprechen in etwa der Grundlast bei Industriekunden im heutigen Erdgasnetz. Bei einem Überschuss von Einspeiseleistung werden zusätzlich die am weitesten entfernten Ausspeisungen bis zum Bilanzausgleich erhöht.

- Einspeiseleistung:
  - Für Einspeiseprojekte 100 % in der jeweiligen Region, 0 % in den übrigen Regionen,
  - Speicher 0 %.
- Ausspeiseleistung:
  - Grundlastbedarf für Industrie, KWK und Speicher.

Auf Grund ähnlicher Temperaturen im Herbst und im Frühjahr ist eine zusätzliche Betrachtung von Frühjahrslastfällen nicht erforderlich.

7 Wasserstoff-Kernnetz 2032

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung dargelegt. Aufbauend auf den Vorrang der Umstellung von Leitungen (vgl. Kapitel 7.1) und der Vorgehensweise mit Anschlussleitungen (vgl. Kapitel 7.2) werden die Ergebnisse für das Wasserstoff-Kernnetz (vgl. Kapitel 7.3) ausgewiesen. Kapitel 7.4 gibt für dieses Wasserstoff-Kernnetz einen Überblick zu den berücksichtigten und nicht berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber. Die Veränderungen des Wasserstoff-Kernnetzes gegenüber dem Entwurf vom 15. November 2023 sind Kapitel 7.5 zu entnehmen.

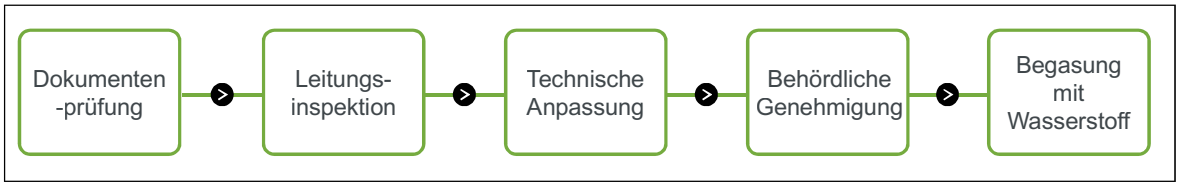
7.1 Vorrang und Prozess der Umstellung

Nach § 28q Abs. 2 Satz 4 EnWG ist die Möglichkeit der Umstellung von vorhanden Leitungsinfrastrukturen vorrangig zu prüfen. Schließlich wird in der Regel die Umstellung einer vorhanden Leitungsinfrastruktur, wenn diese für die Erfordernisse des Wasserstoff-Kernnetzes ausreichend ist, die langfristig kosten- und zeiteffiziente Lösung sein. Dies ist gemeinhin auch dann der Fall, wenn für die Umstellung zusätzliche Ausbaumaßnahmen des bestehenden Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang notwendig werden. Darüber hinaus ist der Eingriff in die Umwelt deutlich geringer.

Wenn eine Leitung von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt wird, wird sie im Rahmen dieses Prozesses durch die Nutzung für ein anderes Medium einer wesentlichen Änderung im Sinne der Gashochdruckleitungsverordnung unterzogen.

Die Umstellung wird durch den Leitungsbetreiber in Zusammenarbeit mit einem Sachverständigen nach Gashochdruckleitungsverordnung geplant. Der Netzbetreiber und der Sachverständige erstellen für jede einzelne Leitung einen Maßnahmenkatalog (Einzelbegutachtung). Dieser wird durch den Netzbetreiber unter Aufsicht des Sachverständigen abgearbeitet. Die Umstellung erfolgt nach folgendem technischen Schema:

Abbildung 7: Ablauf der Leitungsumstellung von Methan auf Wasserstoff



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neben verschiedensten Laboranalysen (stichprobenartige Überprüfung von Umfangsnähten und Werkstoffproben) wird die Leitung mit einem Inspektionsgerät, dem sogenannten Molch, untersucht. Der Molch wird durch eine Schleuse in die Leitung eingebracht und füllt den gesamten Leitungsquerschnitt aus. Anschließend wird er von dem Gasstrom durch die Leitung geschoben und nimmt Messdaten zum Zustand der Leitung auf. Die Trasse, in der die Rohrleitung liegt, muss für diese Überprüfung nur punktuell aufgegraben werden. Im Nachgang werden die gesammelten Daten mittels spezieller Software ausgewertet.

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen der Molchung und der Dokumentationsprüfung wird die Gasleitung im Sinne des §113c EnWG i. V. m. dem geltenden technischen Regelwerk für Wasserstoff angepasst. Dazu werden bei der konkreten Umsetzung der Maßnahmen z. B. Verdichter eingesetzt, um die Leitungen zu entleeren und die Methanemissionen zu minimieren. Im Anschluss wird die Leitung mit Wasserstoff befüllt, um dann in ein reguläres Transportregime überzugehen.

7.2 Umgang mit Anschlussleitungen

Ziel des Wasserstoff-Kernnetzes ist laut § 28q Absatz 1 Satz 2 EnWG *„der Aufbau eines deutschlandweiten, effizienten, schnell realisierbaren, ausbaufähigen und klimafreundlichen Wasserstoff-Kernnetzes, welches alle wirksamen Maßnahmen enthält, um die zukünftigen wesentlichen Wasserstoffproduktionsstätten und potenziellen Importpunkte mit den zukünftigen wesentlichen Wasserstoffverbrauchspunkten und Wasserstoffspeichern zu verbinden.“*

Sogenannte Anschlussleitungen sind nicht Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes. Für diese Abgrenzung haben die Fernleitungsnetzbetreiber Kriterien für die Definition von Anschlussleitungen entwickelt, anhand derer die Klassifizierung als Anschlussleitung erfolgt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass diese Kriterien zur Definition von Anschlussleitungen nur für das Wasserstoff-Kernnetz Anwendung finden. Für die weitere integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass dann die grundsätzlichen Kriterien der Netzanschlussprozesse, ähnlich wie bereits für Gas, Anwendung finden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Basis verschiedener Parameter fünf Kriterien für die Definition von Anschlussleitungen entwickelt. Geprüft wird die Aufnahme ins Wasserstoff-Kernnetz anhand folgender Kriterien bzw. Prüffragen:

1. Wurde für die Leitung ein IPCEI-Antrag gestellt?
2. Handelt es sich bei der Leitung um eine Umstellungsleitung?
3. Hat die Leitung einen Durchmesser größer DN 300 (Transportcharakter)?
4. Ist die Leitung ins Gesamtnetz eingebunden (regionale Erschließung)?
5. Ist an die Leitung mehr als ein Kunde angeschlossen?

Alle Leitungen im Wasserstoff-Kernnetz, für die ein IPCEI-Antrag gestellt wurde, wurden in die Anlagen 2 bis 4 aufgenommen. Wurde für die Leitungen kein IPCEI-Antrag gestellt, erfolgte die Prüfung anhand der weiteren Kriterien (Prüffragen 2. bis 5.). Als Anschlussleitung wurden die Maßnahmen definiert, für welche alle Prüffragen 2. bis 5. mit „nein“ beantwortet wurden. Wird eine der Prüffragen 2. bis 5. mit „ja“ beantwortet, handelt es sich nicht um eine Anschlussleitung.

Für Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber eine Bestätigung eingefordert, dass es sich bei den gemeldeten Leitungen nicht um Anschlussleitungen handelt. Auf Grundlage dieser Rückmeldung wurden Anschlussleitungen nicht in das Wasserstoff-Kernnetz aufgenommen.

7.3 Ergebnisse Wasserstoff-Kernnetz

Auf Basis des in Kapitel 4 beschriebenen Szenarios und der Transportinfrastrukturen für die Modellierung (vgl. Kapitel 6.2) haben die Fernleitungsnetzbetreiber Netzsimulationen für das Wasserstoff-Kernnetz durchgeführt.

In der Ergebnisdarstellung für das Wasserstoff-Kernnetz finden sich die Leitungsinfrastrukturen (Umstellungs- und Neubauleitungen, inkl. der Kosten für Nebenanlagen, insbesondere Gasdruckregel- und -messanlagen) und Verdichterstationen wieder. Kundenanlagen zur Verdichtung und Messung an innerdeutschen Einspeisepunkten (z. B. für Elektrolyseure) und Anschlussleitungen sind nicht enthalten (vgl. Kapitel 7.2).

Die Wasserstoffmodellierung führt für das Wasserstoff-Kernnetz insgesamt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 4: Ergebnisse der Modellierung für das Wasserstoff- Kernnetz

	Bis Ende 2032
Technische Parameter für das Wasserstoff-Kernnetz	
Verdichterstationen [MW]	291
Leitungen [km]	9.666
- umzustellende Leitungen der FNB	5.047
- Neubauleitungen der FNB	3.561
- Offshore-Leitungen der FNB	256
- umzustellende Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber	462
- Neubauleitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber	340
- Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)* [km]	168
Investitionen Wasserstoff-Kernnetz [Mrd. Euro]	
Verdichterstationen	1,7
Leitungen (inkl. Kosten für Nebenanlagen, wie beispielsweise GDRM-Anlagen)	18,0
- umzustellende Leitungen der FNB	3,2
- Neubauleitungen der FNB	12,3
- Offshore-Leitungen der FNB	1,7
- umzustellende Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber	0,2
- Neubauleitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber	0,6
Gesamtinvestitionen	**19,7**

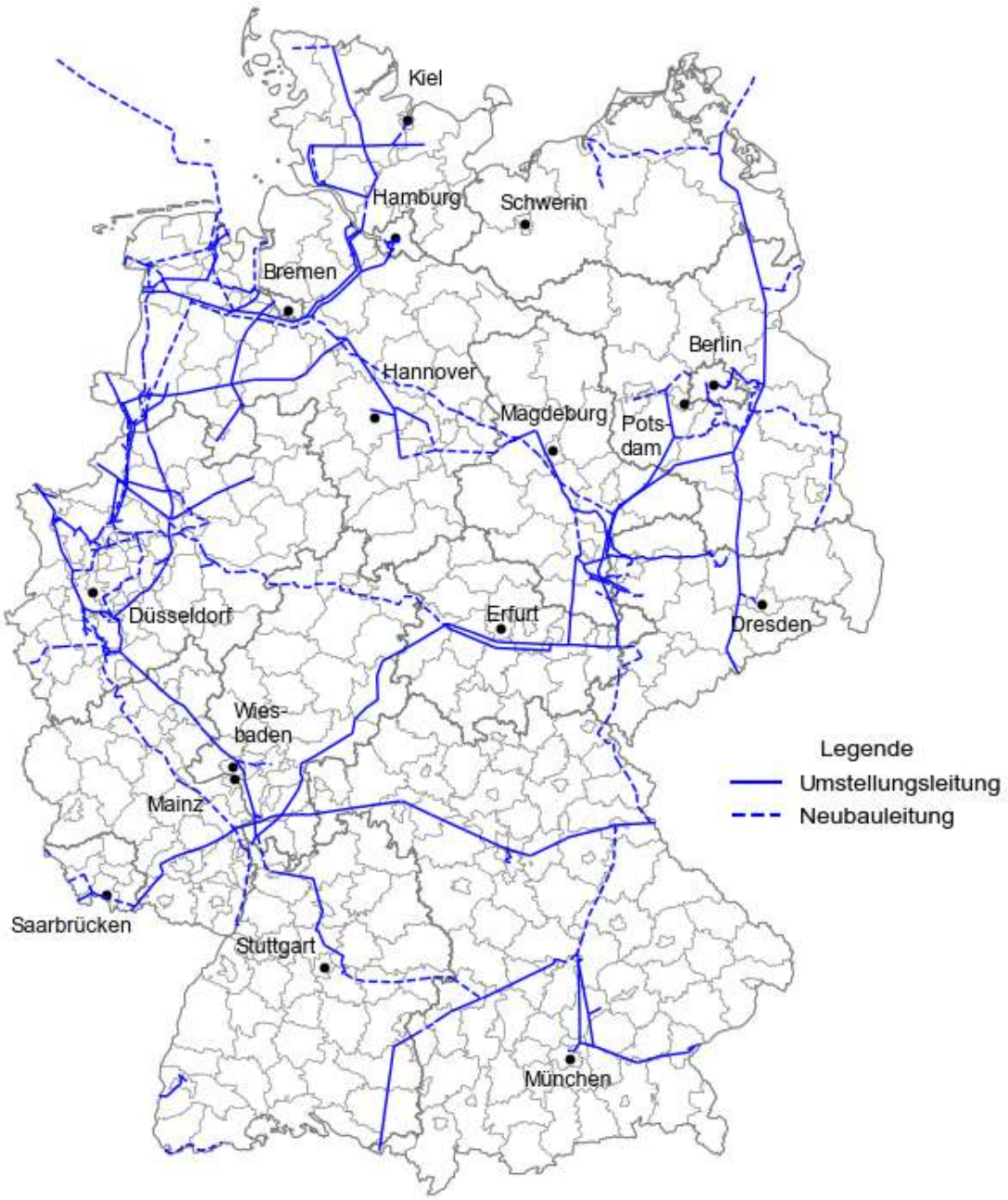
* CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 8 zeigt den Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes und den Umfang der Leitungsinfrastrukturen mit einer Gesamtlänge von 9.666 km. Darin enthalten sind die berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber (vgl. Kapitel 7.4). Die darauffolgende Abbildung 9 zeigt die Lage des Wasserstoff-Kernnetzes in Relation zum zuvor ermittelten Wasserstoffein- und -ausspeisebedarf.

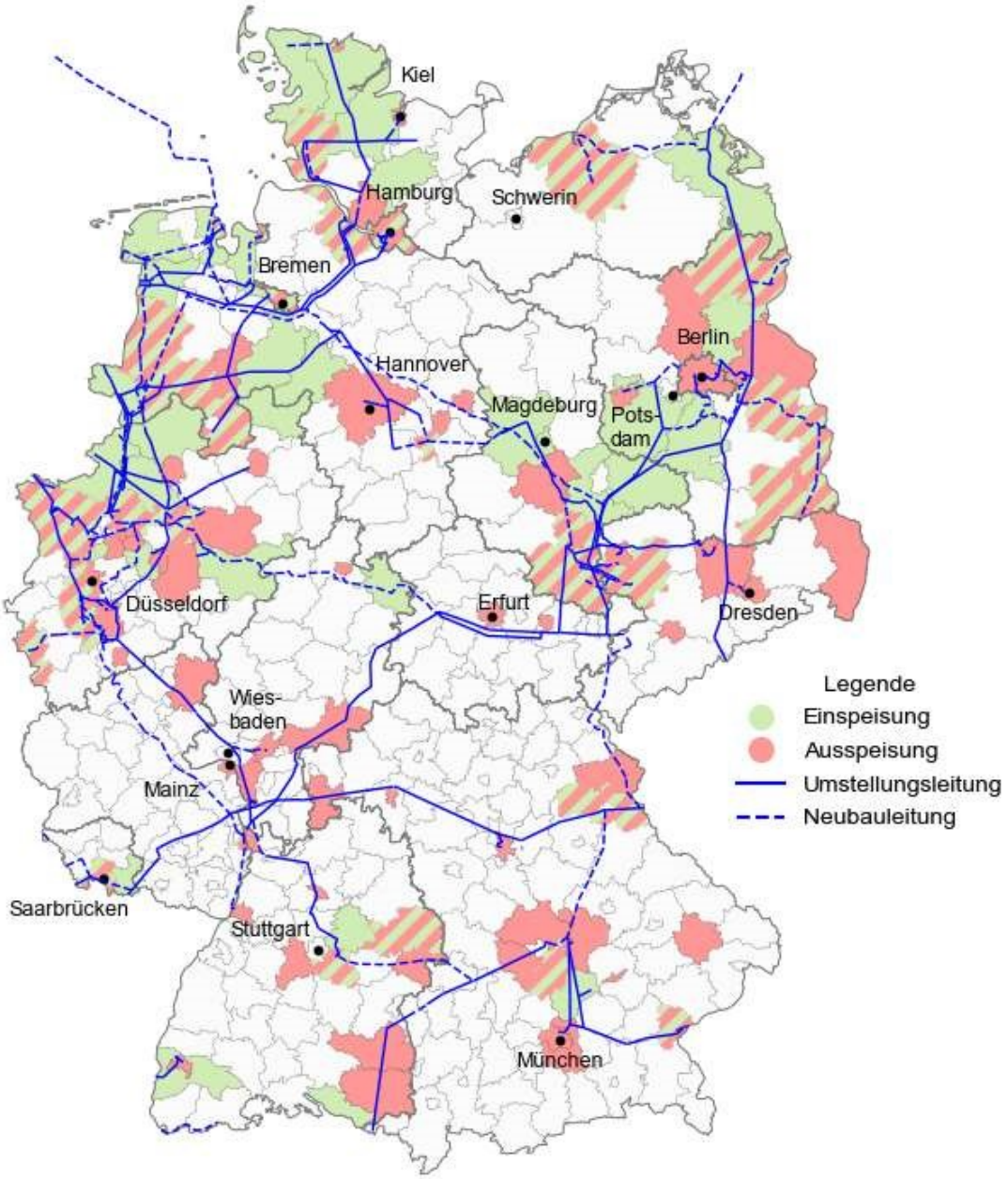
In Anlage 6 findet sich eine Detailkarte des Wasserstoff-Kernnetzes mit einer Zuordnung der ID-Nummern aus den Anlagen 2, 3 und 4.

Abbildung 8: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz (inkl. Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Geo-Basis-DE/BKG(2023) (Kartengrundlage)

Abbildung 9: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz, mit Ein- und Ausspeisegebieten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Geo-Basis-DE/BKG (2023) (Kartengrundlage)

Eine detaillierte Übersicht über alle Netzausbaumaßnahmen für das Wasserstoff-Kernnetz ist in den Anlagen 2 bis 5 enthalten. Eine anlagenscharfe Darstellung von Nebenanlagen, insbesondere Gasdruckregel- und Messanlagen ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich, da die Grundsätze für den Netzzugang, den Betrieb und die Steuerung des Netzes aktuell nicht feststehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Anlagen 3 bis 5 Inbetriebnahmedaten für die ermittelten Maßnahmen ausgewiesen. Hierfür wurde hinsichtlich der Realisierungsgeschwindigkeit der Maßnahmen grundsätzlich auf die Erfahrungswerte der Fernleitungsnetzbetreiber aus den in der Vergangenheit umgesetzten Erdgasausbaumaßnahmen zurückgegriffen. Die Realisierungsgeschwindigkeit ist dabei immer maßnahmenspezifisch zu bestimmen, hierbei spielen verschiedene Parameter eine Rolle, wie z. B. Art und Umfang der Maßnahme, bestehende Vorarbeiten, Verfügbarkeit von Ressourcen, notwendige Sonderbauten oder Investitionszyklen. Das Wasserstoff-Kernnetz wurde für das Jahr 2032 ermittelt, frühere Inbetriebnahmedaten basieren teilweise auf bestehenden Absprachen mit zukünftigen Wasserstoffanschlusskunden. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass zügig mit der Umsetzung der Maßnahmen für das Wasserstoff-Kernnetz begonnen werden muss.

In der Abbildung 9 wird deutlich, dass das Wasserstoff-Kernnetz nicht alle Kreise direkt erschließt. Kreise mit Wasserstoffbedarfen für KWK-Anlagen, die räumlich nicht am Wasserstoff-Kernnetz liegen, wurden dennoch kapazitiv in der Wasserstoffmodellierung berücksichtigt. Im Rahmen der weiteren zukünftigen Wasserstoffnetzentwicklung können diese Kreise an das Wasserstoff-Kernnetz angebunden werden. Im Folgenden wird beispielhaft auf einzelne Kreise eingegangen.

Der Wasserstoffbedarf der Stadt Chemnitz begründet sich durch eine bestehende KWK-Anlage. Dieser Bedarf wurde im Wasserstoff-Kernnetz am nächstmöglichen Punkt angesetzt. Die Erschließung kann im Rahmen der integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG), sobald konkrete Planungen hinsichtlich der Umstellung der KWK-Anlage vorliegen, geprüft werden.

Der Wasserstoffbedarf im Landkreis Deggendorf (Regierungsbezirk Niederbayern) ist begründet durch die KWK-Anlage eines Industriebetriebes. Es handelt sich nicht um eine Nah-/ Fernwärmeversorgung, sondern die erzeugte Wärme wird im Produktionsprozess des Betriebes eingesetzt. Durch bestehende Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber oder durch von weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern gemeldete Leitungssysteme ist dieser Landkreis nicht an das Wasserstoff-Kernnetz anbindbar. Die Erstellung eines Anschlusskonzeptes für den Landkreis Deggendorf und die Wasserstoff-Erschließung der Region Niederbayern ist geplant und kann in die integrierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG) eingebracht werden.

Zur Kostenberechnung, sowohl für die Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber als auch für die Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber, wurden die im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 unterstellten Orientierungskostensätze der Transportinfrastruktur zu Grunde gelegt. Sie wurden um geeignete Faktoren zur Berücksichtigung der grundsätzlichen Mehr- oder Minderkosten für wasserstofftaugliche Bauteile sowie aktueller Erkenntnisse erweitert. Von einer Veröffentlichung der Orientierungskostensätze sehen die Fernleitungsnetzbetreiber in diesem Dokument wegen möglicher Marktauswirkungen ab. Für die Gasdruckregel- und Messanlagen wird für die Kosten aus den oben genannten Gründen ein pauschaler Ansatz auf Basis der Erfahrung der Fernleitungsnetzbetreiber anhand der Leitungskilometer verwendet.

Die oben dargestellten Ergebnisse des Wasserstoff-Kernnetzes stellen die effizienteste Lösung des im EnWG an die Fernleitungsnetzbetreiber gegebenen Auftrags zur Entwicklung eines überregionalen Wasserstoff-Kernnetzes dar. Dies wird insbesondere unter Berücksichtigung der durch das BMWK einzubeziehenden Ein- und

Ausspeisepunkte, ihrer Leistung, den definierten Lastfällen und der weitreichenden Berücksichtigung der kosteneffizienten Umstellung von Bestandsinfrastruktur (vgl. Kapitel 7.1) deutlich.

So kann ein Großteil der Projektmeldungen an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen und dabei lediglich geringe Abstände zur Leitungsinfrastruktur ausgewiesen werden. Der größte Teil der Anschlussnehmer kann an umgestellten Bestandsnetzen angeschlossen werden.

Neubauleitungen dienen einerseits dem Anschluss großer neuer Importpunkte oder andererseits der überregionalen bzw. europäischen Vernetzung, was auch eine Verbindung der Importkorridore über das Wasserstoff-Kernnetz ermöglicht. Die leistungsstarken Importpunkte sind grundlegender Bestandteil der zukünftigen Versorgungsstrategie Deutschlands mit Wasserstoff und werden nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien langfristig rund 50 % bis 70 % des Wasserstoffbedarfs decken. Folglich ist in diesem Fall auch eine leistungsstarke Leitungsinfrastruktur zu errichten. Weitere leistungsstarke Leitungsinfrastruktur wird durch definierte Lastfälle zur Bewältigung von belastenden Szenarien notwendig. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen sich hier insbesondere der Aufgabe einer Vernetzung der Verbrauchs- und Einspeiseschwerpunkte in Ost- und Westdeutschland sowie in Nord- und Süd-Deutschland ausgesetzt. Diese Verbindungen müssen für den Fall einer sehr stark einseitigen Netzlast gestärkt werden.

Eine Verringerung der Leitungskilometer aus umzustellender Bestandsinfrastruktur würde somit die Anzahl der anschließbaren gemeldeten Projekte verringern. Ein Verzicht auf den Neubau von kleineren Verbindungen zwischen den Bestandsnetzen würde die Effizienz des Wasserstoff-Kernnetzes beeinträchtigen. Weniger oder aber weniger leistungsstarke Leitungsinfrastruktur zur Vernetzung der Verbrauchs- und Einspeiseschwerpunkte würden der Vorgabe einer resilienten Ausgestaltung des Wasserstoff-Kernnetzes nicht gerecht werden.

7.4 Berücksichtigung der Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber

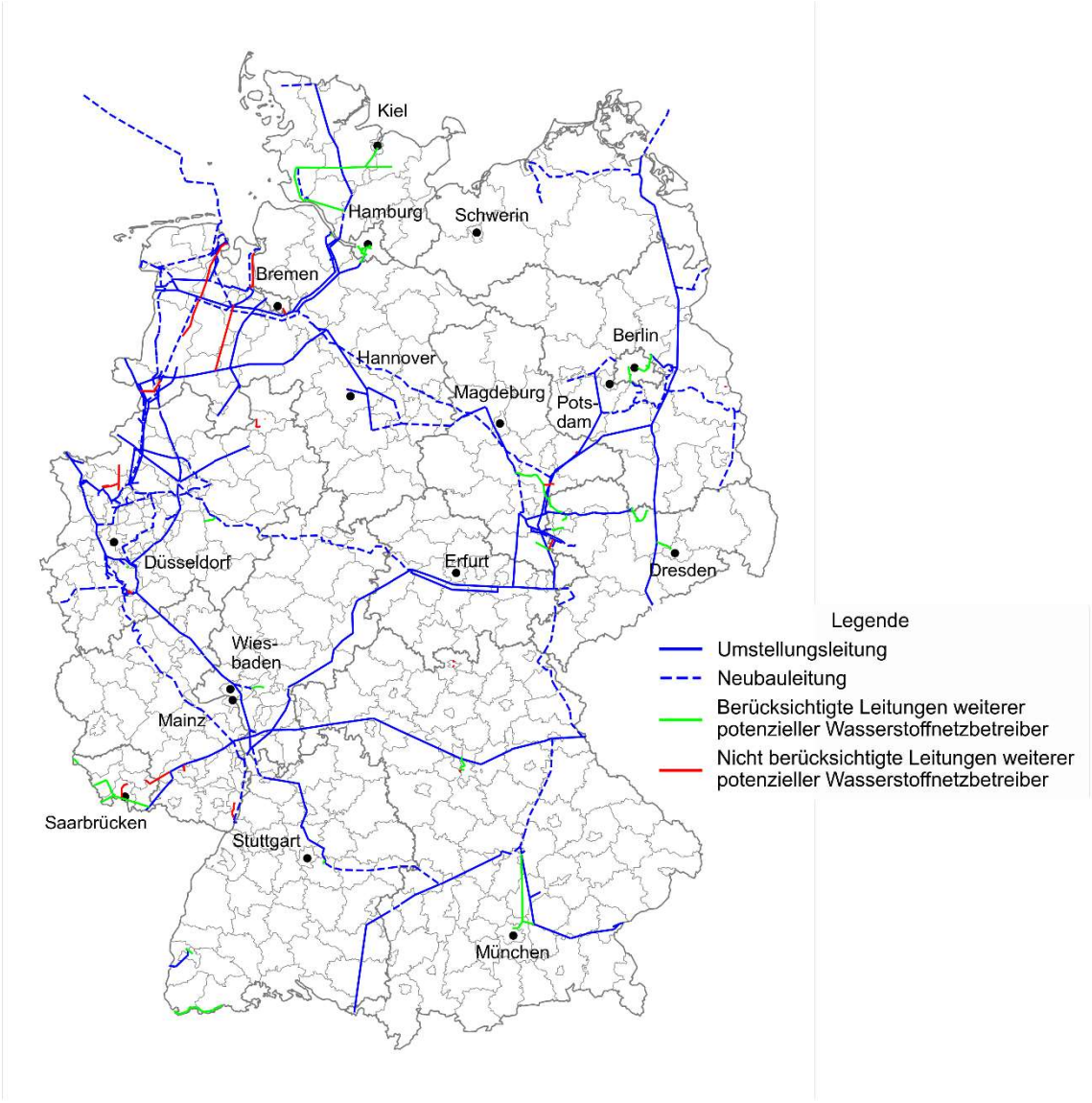
Im Kapitel 5 wurde der Prozess der eingegangenen Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber beschrieben. Insgesamt haben weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber 123 Leitungsmeldungen eingereicht. Davon wurden 34 Leitungsmeldungen zurückgezogen.

Als Ergebnis aus der Modellierung schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, 61 Leitungsmeldungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber mit einer Länge von rund 800 km in das Wasserstoff-Kernnetz aufzunehmen (vgl. Anlage 2).

Die Anlage 2 zum Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz listet die Leitungsmeldungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber auf und begründet konkret die Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung einzelner Leitungsmeldungen. Hiermit werden auch die Anforderungen zur Alternativenprüfung nach § 28q Absatz 2 EnWG grundsätzlich erfüllt.

Die folgende Abbildung 10 zeigt, welche Leitungsmeldungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt wurden und welche nicht. Zurückgezogene Leitungsmeldungen werden in der Abbildung 10 nicht dargestellt.

Abbildung 10: Berücksichtigung von Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber im Wasserstoff- Kernnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Geo-Basis-DE/BKG(2023) (Kartengrundlage)

Die Entscheidung zur Aufnahme von Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber in das Wasserstoff-Kernnetz erfolgt letztendlich durch die BNetzA.

7.5 Änderungen des Wasserstoff-Kernnetzes zum Antragsentwurf vom 15. November 2023

Im Nachgang zur Veröffentlichung des Antragsentwurfs vom 15. November 2023 haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Wasserstoff-Kernnetz weiter auf Optimierungen geprüft. Hierdurch können Investitionen und die Belastung zukünftiger Wasserstoff-Netznutzer reduziert werden. Die Transportaufgabe des Kernnetzes wird weiterhin uneingeschränkt erfüllt. Die Änderungen werden im Folgenden beschrieben.

Maßnahme 362-Oude-Bunde (KLU028-01)

Die Umstellungsleitung 362-Oude-Bunde (KLU028-01) wird aus dem Wasserstoff-Kernnetz zurückgezogen, da parallele Leitungsinfrastrukturen im Wasserstoff-Kernnetz enthalten sind. Die Notwendigkeit dieser Maßnahme ist daher nicht gegeben.

Maßnahme 305A-Wilhelmshaven-Jemgum (KLU026-01)

Die Umstellungsleitung 305A-Wilhelmshaven-Jemgum (KLU026-01) von Wilhelmshaven nach Sande wird aus dem Wasserstoff-Kernnetz zurückgezogen. Die Kosten für die Umstellung dieses Leitungsabschnitts stehen nicht im Verhältnis zu dem Nutzen der Leitung für Wasserstoff. Weitere Untersuchungen haben ergeben, dass der Bau einer Vielzahl von erdgasverstärkenden Maßnahmen für die Umstellung dieser Leitung notwendig wäre.

Maßnahme 170-Rehden-Reiningen (KLU058-01)

Die Umstellungsleitung 170-Rehden-Reiningen (KLU058-01) wird aus dem Wasserstoff-Kernnetz zurückgezogen, da Leitungsinfrastrukturen im Wasserstoff-Kernnetz enthalten sind, die dieselbe Transportaufgabe übernehmen können. Die Notwendigkeit dieser Maßnahme ist daher nicht geben. Die hiermit in Zusammenhang stehende erdgasverstärkende Maßnahme 1037-01 entfällt damit ebenfalls.

Maßnahme 433-Coswig-Dresden (KLN080-01)

Die Anbindung des Standorts Dresden an das Wasserstoff-Kernnetz soll nach wie vor über die Leitung 433-Coswig-Dresden (KLN080-01) erfolgen. In Abstimmung mit SachsenNetze HS.HD trat bisher ein FNB als Vorhabenträger auf. Nach intensiven Gesprächen zwischen dem FNB und SachsenNetze HS.HD haben SachsenNetze HS.HD nun ihr Interesse bekundet, die Vorhabenträgerschaft für die Leitung 433-Coswig-Dresden (KLN080-01) zu übernehmen. Somit wird die Leitung in die Anlage 2 aufgenommen und die Antrags-ID der Leitung in AND068-01 geändert. Die Benennung der Leitung 433-Coswig-Dresden und alle anderen Parameter bleiben gleich. In der Anlage 3 entfällt somit dieser Leitungsabschnitt entsprechend.

Anbindung von Rostock an das Wasserstoff-Kernnetz

Die Anbindung des Standorts Rostock an ein Wasserstoff-Netz war ursprünglich über das IPCEI-Projekt Doing Hydrogen und die Leitungsverbindung Rostock-Glasewitz-Ketzin vorgesehen. Im Laufe der Weiterentwicklung des Projekts wurde deutlich, dass die anfangs vorgesehene Umstellung von Erdgasleitungen nicht geeignet ist für das angezeigte Transportvolumen. Gleichzeitig entwickelte sich das Projekt FLOW, das auf

Basis der Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen eine leistungsfähige Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern Richtung Süden ermöglicht. Durch die Querverbindung Rostock-Wrangelsburg und den Abtransport über das Projekt FLOW kann Rostock auch ohne die Leitung aus dem Projekt Doing Hydrogen effektiv an das Wasserstoff-Kernnetz angebunden werden. Die Transportaufgabe des Kernnetzes wird damit erfüllt. Im Ergebnis entfallen damit gegenüber dem Antragsentwurf vom 15. November 2023 die drei Leitungsabschnitte 236-Glasewitz-Pritzwalk (KLN069-01), 264-Pritzwalk-Ketzin (KLN070-01) und 265-Ketzin-Buchholz (KLN071-01) im Wasserstoff-Kernnetz. Im Vergleich der alternativen Leitungsabschnitte Glasewitz-Ketzin-Buchholz und Rostock-Wrangelsburg hat sich gezeigt, dass die alleinige Anbindung von Rostock an das Wasserstoff-Kernnetz über die Leitung Rostock-Wrangelsburg die gesamtwirtschaftlichen Kosten minimieren kann.

Weitere Änderungen

Weitere kleinere Änderungen gegenüber dem Antragsentwurf vom 15. November 2023 werden in den Anlagen 3 bis 5 des Antrags beschrieben.

Bereits gegenüber dem veröffentlichten Planungsstand vom 12. Juli 2023 gab es Änderungen, die bereits im Antragsentwurf beschrieben wurden. Diese Beschreibung ist nun im Anhang 2 dieses Dokuments enthalten.

8 Ermittlung von Maßnahmen im Erdgasnetz zur Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes

Im Sinne einer gesamtwirtschaftlich optimierten Planung entwickelt sich das Wasserstoff-Kernnetz 2032 überwiegend aus umgestellten Leitungssystemen der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie aus neu zu errichtenden Wasserstoffleitungen. Damit erfüllen die Fernleitungsnetzbetreiber die Anforderungen des § 28q Abs. 2 Satz 3 EnWG, wonach die Möglichkeit der Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen vorrangig zu prüfen und darzulegen ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dementsprechend ermittelt, welche Leitungen des Wasserstoff-Kernnetzes 2032 aus der Umstellung von Erdgasinfrastruktur herangezogen werden können, wobei zum Zeitpunkt der Umstellung einer Infrastruktur auf Wasserstoff sichergestellt bleibt, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann.

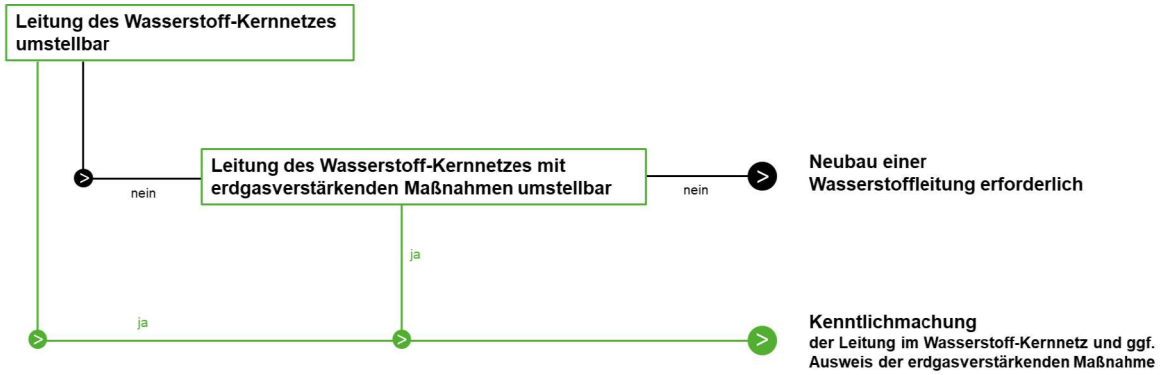
Zu den erforderlichen zusätzlichen Maßnahmen im Fernleitungsnetz weisen die Fernleitungsnetzbetreiber weiter darauf hin, dass die Genehmigung der erdgasverstärkenden Maßnahmen gemeinsam mit den Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes erfolgen muss.

8.1 Vorgehensweise

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Basis der LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante C des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 und des ermittelten Wasserstoff-Kernnetzes untersucht, welche Erdgasinfrastruktur bis 2032 für eine Wasserstoffnutzung im Wasserstoff-Kernnetz umgestellt werden könnte. Wesentliche Voraussetzung für die Klassifizierung der Umstellbarkeit einer Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff war dabei, dass die in der LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante C ausgewiesenen Kapazitätsbedarfe durch das verbleibende Fernleitungsnetz gedeckt werden können.

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung von Erdgasinfrastruktur für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032 ist in Abbildung 11 schematisch dargestellt.

Abbildung 11: Vorgehensweise bei der Ermittlung von Leitungen für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben jene Infrastruktur für die Prüfung der Umstellbarkeit herangezogen, die für eine Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz als erforderlich identifiziert wurde. Für diese Erdgasinfrastruktur wurde geprüft, ob sie bis Ende 2032 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnte. Sofern eine Erdgasinfrastruktur nicht umstellbar ist, erfolgt eine weitere Prüfung, ob sie mittels Maßnahmen im Fernleitungsnetz (sog. „erdgasverstärkende Maßnahmen“) doch umstellbar wäre. Ist eine Umstellung durch etwaige erdgasverstärkende Maßnahmen kosteneffizient möglich, so ist die Infrastruktur ebenfalls als umstellbar qualifiziert, wobei ihr die entsprechenden erdgasverstärkenden Maßnahmen zugeordnet werden. Hierbei kann es sich zum Beispiel um kurze Neubauleitungen, um Teil-Parallelisierungen von Bestandssystemen, die Umhängung von Verbrauchern und Verbrauchsgebieten auf andere Leitungssysteme sowie den Zubau an Verdichtungsleistung oder Gasdruckregel- und Messanlagen handeln.

Die durch die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 28q Abs. 2 S.4 EnWG geprüfte Möglichkeit der Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen wird als ein Unterfall der Alternativenprüfung zur Ermittlung der langfristig kosten- und zeiteffizientesten Lösung angesehen. Die Umstellung von vorhandenen Erdgasinfrastrukturen stellt damit das Ergebnis eines Netzoptimierungsprozesses dar, der regelmäßig mit weitergehenden Maßnahmen im verbleibenden Fernleitungsnetz verbunden ist.

Im Rahmen dieser Umstellungsprüfung haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 28q Abs. 2 S. 6 EnWG nachzuweisen, *„dass die Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausgelöst werden kann und das verbleibende Fernleitungsnetz die zum Zeitpunkt der Umstellung voraussichtlich verbleibenden Erdgasbedarfe erfüllen kann.“* Der Nachweis kann nur unter Berücksichtigung der damit im Zusammenhang stehenden erforderlichen Maßnahmen erbracht werden, da ohne diese die verbleibenden Erdgasbedarfe nicht erfüllt werden können. Die BNetzA genehmigt den Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz gemäß § 28q Abs. 8 EnWG nur, wenn die Voraussetzungen insbesondere auch des Abs. 2 erfüllt sind; damit muss die BNetzA prüfen, ob der Nachweis zur Umstellungsfähigkeit und der damit zwingend verbundenen erdgasverstärkenden Maßnahmen erbracht wurde.

Da diese Maßnahmen untrennbar mit der Umstellung einer vorhandenen Leitungsinfrastruktur auf Wasserstoff verbunden sind, müssen die erdgasverstärkenden Maßnahmen im Rahmen des Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz genehmigt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden mit Genehmigung nach § 28q Abs. 7 EnWG zur Umstellung verpflichtet. Dieser Verpflichtung können die Fernleitungsnetzbetreiber nur nachkommen, wenn sie ab diesem Zeitpunkt auch zur Umsetzung der erdgas-verstärkenden Maßnahmen berechtigt sind. Durch die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Realisierung der erdgasverstärkenden Maßnahmen wird die Versorgung im verbleibenden Erdgassystem sichergestellt (die Genehmigung der erdgas-verstärkenden Maßnahmen dient damit der Sicherstellung der Genehmigungsfähigkeit der Leitungsumstellung).

Daher beantragen die Fernleitungsnetzbetreiber die Genehmigung der Umstellung der Infrastruktur auf Wasserstoff, die nur mit Umsetzung der zugehörigen erdgasverstärkenden Maßnahmen möglich ist, unter der ausdrücklichen Bedingung der Genehmigung dieser erdgasverstärkenden Maßnahmen.

8.2 Ergebnisse

Die folgende Tabelle zeigt, in welchem Umfang Gasversorgungsinfrastruktur perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung bis zum Jahr 2032 umgestellt werden könnte und somit für das Wasserstoff-Kernnetz zur Verfügung stehen würde. Es wird zudem deutlich, in welchem Umfang erdgasverstärkende Maßnahmen dafür erforderlich sind.

Tabelle 5: Gasversorgungsinfrastruktur für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032

	Bis Ende 2032
Umstellung von Leitungen von Methan auf Wasserstoff [km]	
Bis zum Jahr 2032 auf Wasserstoff umstellbare Leitungen	**5.047**
- davon ohne erdgasverstärkende Maßnahmen umstellbar	1.703
- davon mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar	3.345
Erdgasverstärkende Maßnahmen - Technische Parameter	
- Verdichterstationen [MW]	97
- Neubauleitungen [km]	558
Erdgasverstärkende Maßnahmen - Investitionen	
Erdgasverstärkende Maßnahmen [Mrd. Euro]	**1,9**
- Verdichterstationen	0,5
- Leitungen	0,9
- Sonstige Maßnahmen (inkl. Umhängungen, GDRM-Anlagen, Armaturenstationen)	0,5

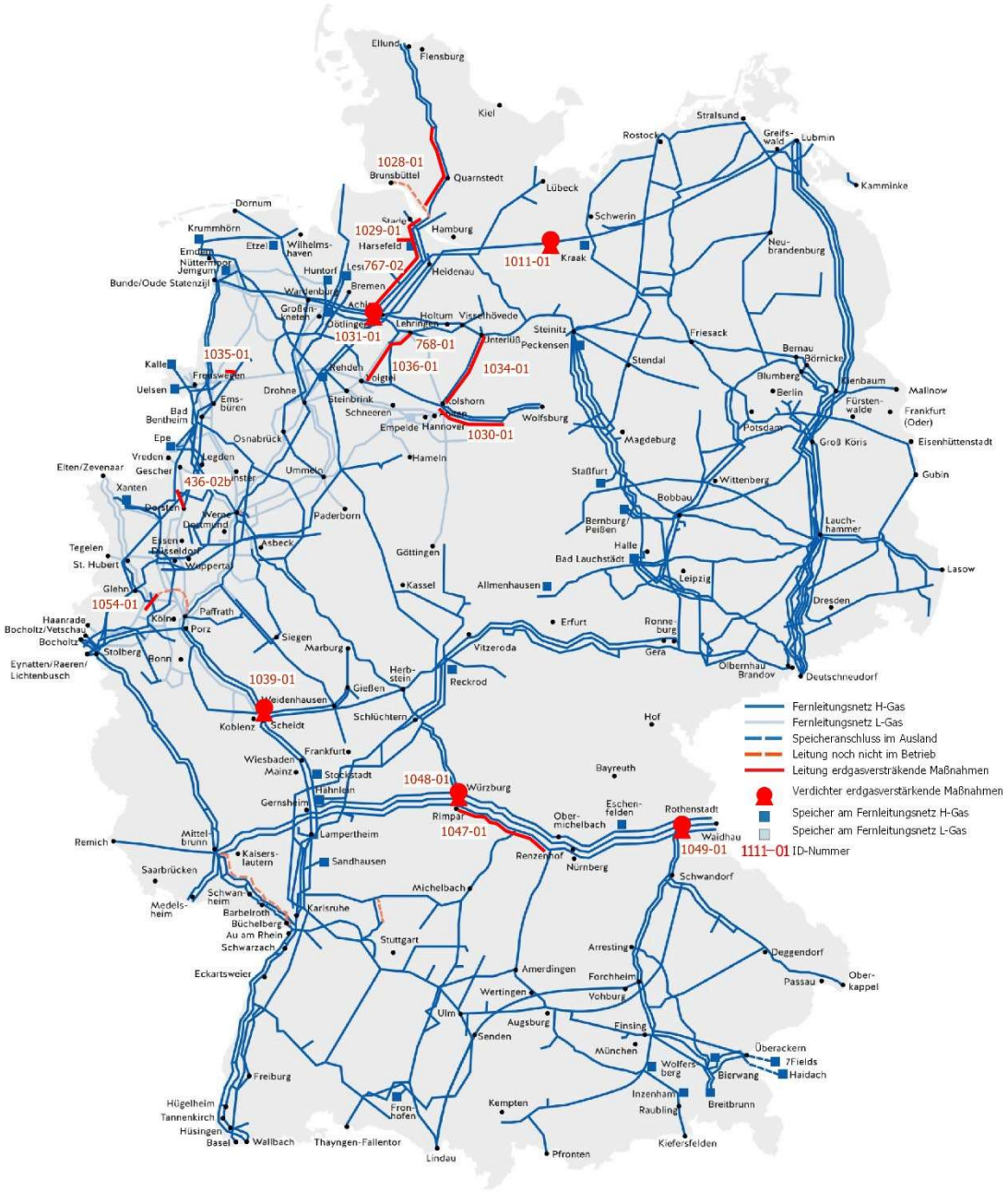
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Anlage 4 sind die Gasversorgungsinfrastrukturen, welche auf Wasserstoff umgestellt werden könnten, dargestellt. Hier erfolgt auch eine Zuordnung, welche erdgasverstärkenden Maßnahmen aus Anlage 5 für die jeweiligen Umstellungen auf Wasserstoff erforderlich sind. Ebenso sind in dieser Anlage die erdgasverstärkenden Maßnahmen ausgewiesen.

Bis Ende 2032 sind damit Gasversorgungsleitungen mit einer Länge von insgesamt 5.047 km umstellbar, wobei 1.703 km ohne und 3.345 km mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar sind. Somit ist rund ein Drittel des identifizierten Leitungsnetzes ohne erdgasverstärkende Maßnahmen umstellbar. Die Kosten für die erdgasverstärkenden Maßnahmen belaufen sich auf rund 1,9 Mrd. Euro. Hierdurch lassen sich die oben genannten 3.345 km kostengünstig umstellen. Andernfalls würden für einen entsprechenden Neubau von Wasserstoffleitungen deutlich höhere Investitionen im unteren zweistelligen Milliardenbereich anfallen.

Die folgende Abbildung zeigt die Lage der ermittelten erdgasverstärkenden Maßnahmen. Aus Übersichtsgründen sind in der Karte größere Leitungen und Verdichterstationen dargestellt.

Abbildung 12: Erdgasverstärkende Maßnahmen für die Umsetzung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Einordnung der Ergebnisse

Die Ermittlung von Maßnahmen im Erdgasnetz zur Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes für das Jahr 2032 basiert auf der Modellierungsvariante LNGplus C aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Für eine mögliche Anpassung des Szenariorahmens 2022, wie sie in § 28q Abs. 2 EnWG vorgesehen ist, lag den Fernleitungsnetzbetreibern keine belastbare Grundlage vor.

Allerdings ergeben sich vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen über die kommunale Wärmeplanung, als ein zentraler Baustein der Energie- und Klimapolitik, Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Kapazitätsentwicklung. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Entwicklung der Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber weiterverfolgen, insbesondere wie diese sich in die kommunale Wärmeplanung einbetten. Auch die Kraftwerksstrategie, zu denen bereits erste Eckpunkte vorliegen, wird neue Impulse für die Kapazitätsbedarfsentwicklung setzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher die weitere Entwicklung bei den KWK- und Kraftwerksbedarfen auch im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Strom beobachten.

Die zur Erreichung der Klimaschutzziele zu erwartenden signifikanten Leistungs- und Mengenrückgänge bzgl. des Methanbezugs bei gleichzeitig geänderten Gasimporten und Speichernutzungen führen ebenfalls zu Unsicherheiten, die zu künftigem Anpassungsbedarf beim Erdgasrückgang und Wasserstoffhochlauf führen sowie Einfluss auf die benötigten Leitungen und Umstellungszeitpunkte haben können. Die sich dadurch verändernde Netzbelastung wird signifikante Auswirkungen auf die Möglichkeit haben, Gasversorgungsleitungen für Wasserstoff nutzbar zu machen. Gleichzeitig substituieren Kraftwerke und Verteilernetzbetreiber Erdgas durch Wasserstoff, was einen entsprechenden Wasserstoffhochlauf voraussetzt. Im integrierten Netzentwicklungsplanungsprozess Gas und Wasserstoff ist unter Berücksichtigung der Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber für Erdgas und Wasserstoff eine Anpassung des Szenarios möglich.

Nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber kann sich der Umfang der erdgasverstärkenden Maßnahmen in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen vermindern. Diese vermutete Reduzierung der benötigten Maßnahmen begründet sich beispielsweise dadurch, dass sowohl in der Planung zum Wasserstoff-Kernnetz als auch in der Planung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 eine Reihe von KWK-Anlagen und deren Leistung einmal im Erdgas und zum anderen im Wasserstoff berücksichtigt sind. Das Ziel der Fernleitungsnetzbetreiber ist es, diese Doppelberücksichtigung in den kommenden Netzentwicklungsplänen aufzulösen.

Entsprechend dieser genannten Entwicklungen ist die Ermittlung von Gasversorgungsleitungen, welche bis zum Jahr 2032 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können, mit Unsicherheiten verbunden und daher kontinuierlich im Rahmen des integrierten Netzentwicklungsplanungsprozesses Gas und Wasserstoff zu überprüfen.

Unterschriften der Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets GmbH

bayernets GmbH

Ferngas Netzgesellschaft mbH

Ferngas Netzgesellschaft mbH

Fluxys Deutschland GmbH

Fluxys Deutschland GmbH

Fluxys TENP GmbH

Fluxys TENP GmbH

GASCADE Gastransport GmbH

GASCADE Gastransport GmbH

Gastransport Nord GmbH

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

GRTgaz Deutschland GmbH

Christian [illegible]zen (Jul 18, 2024 20:55 GMT+2)

Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

NEL Gastransport GmbH

NEL Gastransport GmbH

Frank Heunemann
Frank Heunemann (Jul 18, 2024 18:34 GMT+2)

Nowega GmbH

Sebastian Koch (Jul 18, 2024 18:37 GMT+2)

Nowega GmbH

Ralph Bahke
Ralph Bahke (Jul 18, 2024 18:06 GMT+2)

ONTRAS Gastransport GmbH

Gunar Schmidt
Gunar Schmidt (Jul 19, 2024 08:53 GMT+2)

ONTRAS Gastransport GmbH

Thomas Hüwener
Thomas Hüwener (Jul 18, 2024 17:34 GMT+2)

Open Grid Europe GmbH

Detlef Brüggemeyer
Detlef Brüggemeyer (Jul 18, 2024 18:31 GMT+2)

Open Grid Europe GmbH

Katrin Flinspach
Katrin Flinspach (Jul 19, 2024 12:30 GMT+2)

terranets bw GmbH

Thyssengas GmbH

Thomas Becker
Thomas Becker (Jul 19, 2024 11:31 GMT+2)

Thyssengas GmbH

Anhang

Anhang 1: Erläuterungen zu Grenzübergangspunkten im Wasserstoff-Kernnetz

Die Einbindung des deutschen Wasserstoffnetzes in ein europäisches Wasserstoffnetz ist eine wichtige Voraussetzung für das Funktionieren der gesamten Infrastruktur. Für die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes wurden folgende Annahmen an den Grenzübergangspunkten getroffen (vgl. hierzu auch Abbildung 1):

Dänemark: Offshore-Anbindung Ostsee

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Dänemark nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Offshore-Anbindung Ostsee wurde im Rahmen der Abstimmungsprozesse zwischen den technischen Experten von Energinet und GASCADE abgestimmt. Die betrachteten PCI-Projekte Interconnector Bornholm-Lubmin (HYD-N-854/HYD-N-800) und Flow (HYD-N-796) dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Dänemark nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. d) EnWG.

Für das vorgelagerte dänische Wasserstofftransportprojekt Interconnector Bornholm-Lubmin, hat Energinet eine Exportkapazität von 240 GWh pro Tag errechnet. Für den Grenzübergangspunkt wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 240 GWh pro Tag abgestimmt. Daher wurde in Lubmin eine Einspeisekapazität von in Summe 10 GW für das Zieljahr 2032 angesetzt.

Neben dem PCI-Projekt Interconnector Bornholm-Lubmin ist das PCI-Projekt Baltic Sea Hydrogen Collector (PRJ-G-277) durch Gasgrid Finland Oy (Finnland) und Nordion Energi AB (Schweden) beantragt. Über dieses PCI-Projekt soll Wasserstoff von Finnland und Schweden nach Deutschland transportiert werden. Die Projektbeteiligten haben eine Kooperation vereinbart, um Doppelinfrastruktur zu vermeiden. Ein Ergebnis könnte sein, den Interconnector Bornholm-Lubmin in den Baltic Sea Hydrogen Collector zwischen Bornholm und Lubmin zu integrieren, insbesondere, wenn die Wasserstoffpotenziale auf Bornholm nicht vollständig bis 2032 entwickelt werden. Die für Dänemark angenommene Einspeisekapazität von 10 GW ist somit als Einspeisekapazität aus der Ostseeregion (Dänemark + Schweden + Finnland) zu verstehen.

Dänemark: Ellund

Die Netzbetreiber Energinet und Gasunie arbeiten seit 2020 am Aufbau einer Wasserstoffverbindung zwischen Dänemark und Deutschland über den Grenzübergangspunkt Ellund. Im Rahmen der Kooperation wurde in einer ersten Machbarkeitsstudie im Jahr 2021 die grundsätzliche Umsetzbarkeit einer Verbindung untersucht. In 2023 wurde im Hydrogen Market Assessment Report [Energinet, 2023] die grundlegenden Marktannahmen erneut bewertet und bestätigt. Grundsätzlich besitzt Dänemark sehr gute Standorte für die Erzeugung von erneuerbarer Energie/Strom (insbesondere Offshore-Wind). Das Erzeugungspotenzial übersteigt deutlich den

dänischen Bedarf, so dass es sinnvoll ist dieses Erzeugungspotenzial zur Bereitstellung von Wasserstoff auch für den deutschen Markt zu nutzen. Die gute Eignung von Dänemark für die Erzeugung von Wasserstoff wird auch durch die Langfristszenarien des BMWK bestätigt. Das Erzeugungspotenzial von Dänemark wird im Rahmen der europaweiten Optimierung der Szenarien bereits im T45-Strom-Szenario nahezu vollständig ausgeschöpft.

Das aktuell von Energinet und Gasunie abgestimmte Exportpotenzial für Wasserstoff aus Dänemark basiert auf dem mittleren Pfad der Dänischen Energieagentur (DEA) für den Aufbau von Elektrolyse in Dänemark [Analyseforudsætninger til Energinet, 2022 (DEA-AF22)]. Auf dieser Basis wurden auch die Kapazitäten des am 28.11.2023 unter Ziffer 9.9 in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigten Wasserstoffkorridors bestimmt (2,5 GW in 2030; 6,5 GW in 2035).

Für das Prüfjahr 2032 ergibt sich auf Basis der DEA-AF22 Zahlen eine Leistung von 4,3 GW an Einspeisekapazität, die am Grenzübergangspunkt Ellund angesetzt wurde.

Norwegen: Offshore-Anbindung Nordsee

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland wurde im Rahmen der German-Norwegian Energy and Industrial Partnership Joint Feasibility Study on Hydrogen unter Mitwirkung des FNB Gas, der dena sowie von Gassco und Equinor abgestimmt. Für die Transportroute Norwegen Deutschland wurden sowohl IPCEI wie auch PCI-Anträge gestellt. Die verschiedenen beantragten Projekte *CHE-pipeline, H2T Projekt* und *AquaDuctus* dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG.

Für die vorgelagerte norwegischen Wasserstofftransportprojekte *CHE-pipeline* (HYD-N-1249) und *H2T Projekt* (HYD-N-884, HYD-N-1339), haben Equinor und Gassco für ihre PCI-Anträge eine Kapazität von insgesamt 820 GWh pro Tag angegeben. Für das Projekt AquaDuctus, das an die norwegischen PCI anschließen soll, wurde eine Kapazität von 480 GWh pro Tag ermittelt. Für den Import nach Deutschland wurde aus der German-Norwegian Energy and Industrial Partnership Joint Feasibility Study on Hydrogen eine Kapazität von 5 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Für die Anbindung der Offshore-Wasserstoffproduktion in der deutschen AWZ und dem Import von Wasserstoff aus den Anrainerstaaten der Nordsee (Norwegen, Vereinigten Königreich, Niederlande oder Dänemark) ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber eine Offshore-Leitung ausreichend. Wegen seines IPCEI-Status wurde AquaDuctus (SEN1 bis deutsche Küste bei Wilhelmshaven) im Wasserstoff-Kernnetz als Offshore-Leitung berücksichtigt. Über die im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigte Ausbaustufe von AquaDuctus kann neben den für das Jahr 2032 angenommenen 5 GW Importkapazität, perspektivisch eine Kapazität von 20 GW für die Aufnahme von Wasserstoff aus der Nordsee bereitgestellt werden. Durch eine zusätzliche Verdichtung (kein Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes) kann die Importkapazität weiter auf bis zu 30 GW gesteigert werden.

Im Dezember 2022 wurde für das AquaDuctus Projekt der Status als Project of Common Interest (PCI) bei der EU-Kommission mit abschnittsweisen Inbetriebnahmen bis 2035 beantragt. Im März 2023 wurde Abschnitt 1 des AquaDuctus Projekts (Bunde bis SEN-1) durch das BMWK prä-notifiziert und formell in das IPCEI-Notifizierungsverfahren der Hy2Infra-Welle aufgenommen. Im Fokus stand zum damaligen Zeitpunkt die Anbindung des SEN-1 Gebiets und der Abtransport der darin produzierten Wasserstoffmengen ab 2030, sowie die Möglichkeit zur Erweiterung der Pipeline (sowohl kapazitiv als auch räumlich) je nach Ausbauerfordernis zu einem späteren Zeitpunkt. Die Projekt-Parameter des AquaDuctus Projekts wurden in Abstimmung mit BMWK festgelegt.

Am 28.11.2023 wurde der PCI-Prozess durch die EU-Kommission mit dem Ergebnis abgeschlossen, dass AquaDuctus den PCI-Status erhalten hat.

Niederlande: Vlieghuis

Die angesetzte Kapazität für Wasserstoff von den Niederlanden nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen der Gasunie/ Hynetwork Services B.V. (Niederlande) und Thyssengas GmbH (Deutschland) abgestimmt. Die beantragten PCI-Projekte „Hydrogen network phase 1“ (NL) (HYD-N-468) und „Vlieghuis-Ochtrup“ (DE) (HYD-A-906) dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus den Niederlanden im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG.

Die Projekte sind in der Group HI WEST 26 („Interconnection Netherlands-Germany at Vlieghuis“) zusammengefasst. Für den Grenzübergangspunkt Vlieghuis haben Gasunie / Hynetwork Services und Thyssengas für den gemeinsamen PCI-Antrag eine Kapazität von 14,4 GWh pro Tag ab dem Jahr 2027 errechnet. Ab dem Jahr 2029 wurde eine Kapazität von 19,2 GWh pro Tag gemeldet, ab dem Jahr 2031 eine Kapazität von 31,2 GWh pro Tag. Das beantragte PCI „Vlieghuis-Ochtrup“ (HYD-A-906) ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Vlieghuis eine Ein- und Ausspeisekapazität von 1,3 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Niederlande: Oude Statenzijl/ Bunde

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von den Niederlanden nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/Bunde wurde im Rahmen der Abstimmungsprozesse zwischen den technischen Experten von Hynetwork Services und Gasunie Deutschland sowie OGE abgestimmt. Die betrachteten Projekte Dutch Hydrogen Backbone, HyPerLink I und H2ercules dienen dem Aufbau von Importmöglichkeiten von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. d) EnWG. Um die europäische Integration zu gewährleisten, wurden die Leistungen an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden konsistent zur Planung der GTS bzw. der Hynetwork Services gewählt. Für den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/ Bunde wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 4 GW für 2032 abgestimmt.

Niederlande: Elten

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von den Niederlanden nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Elten wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste

der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von Hynetwork Services und Open Grid Europe abgestimmt. Die beantragten Projekte Dutch Hydrogen Backbone und H2ercules dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG.

Für das vorgelagerte niederländische Wasserstofftransportprojekt Dutch Hydrogen Backbone, HYD-N-468, hat Hynetwork Services für den PCI-Antrag eine Kapazität von 76,8 GWh pro Tag errechnet. Für den Grenzübergangspunkt Elten wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 76,8 GWh pro Tag für das Projekt H2ercules Network North-West, HYD-N-1075, abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt Elten anschließt. Das beantragte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Elten eine Einspeisekapazität von in Summe 3,2 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Niederlande: Vreden

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von den Niederlanden nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Vreden wurde im Rahmen der Abstimmungsprozesse zwischen den technischen Experten von Hynetwork Services und Open Grid Europe abgestimmt. Die betrachteten Projekte Dutch Hydrogen Backbone und Umstellung der Ltg. 27 Vreden-Dorsten dienen der Verbesserung der Importmöglichkeiten von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. d) EnWG.

Für das vorgelagerte niederländische Wasserstofftransportprojekt Dutch Hydrogen Backbone, hat Hynetwork Services eine Exportkapazität von 76,8 GWh pro Tag errechnet. Für den Grenzübergangspunkt Vreden wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 76,8 GWh pro Tag für die Umstellung der Ltg. 27 Verden-Dorsten, abgestimmt, die unmittelbar an den Grenzübergangspunkt Vreden anschließt. Die Umstellung der Ltg. 27 Vreden-Dorsten ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Vreden eine Einspeisekapazität von in Summe 3,2 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Belgien: Eynatten

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Belgien nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von Fluxys Belgium SA und Open Grid Europe abgestimmt. Die bestätigten Projekte Belgian Hydrogen Backbone und H2ercules dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus dem belgischen Netz nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG.

Für das vorgelagerte belgische Wasserstofftransportprojekt Belgian Hydrogen Backbone, HYD-N-1311, hat Fluxys Belgium SA für den PCI-Antrag eine Kapazität von 91,2 GWh pro Tag errechnet. Für den Grenzübergangspunkt Eynatten wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 91,2 GWh pro Tag für das Projekt H2ercules Network West, HYD-N-1038, abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt anschließt. Das

bestätigte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Eynatten eine Einspeisekapazität von 3,8 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Frankreich: Medelsheim

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Frankreich nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von GRTgaz, GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe abgestimmt. Die bestätigten Projekte H2Med, HY-FEN und H2ercules dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Portugal, Spanien, Frankreich nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG. Der Wasserstoffkorridor wurde am 28.11.2023 unter Ziffer 9.1 in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigt.

Für das vorgelagerte französische Wasserstofftransportprojekt HY-FEN – H2 Corridor Spain – France – Germany connection, HYD-N-569, hat GRTgaz eine Kapazität von 200 GWh pro Tag errechnet, die sich auf den deutsch-französischen Grenzübergangspunkt und die kleineren grenznahen Projekte mosaHYc und RHYN verteilt. Für Medelsheim wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 192 GWh pro Tag für das Projekt H2ercules Network South, HYD-N-1052, abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt anschließt. Das bestätigte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Medelsheim eine Einspeisekapazität von 8 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Frankreich: Freiburg

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Frankreich nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen GRTgaz und terranets bw abgestimmt. Die beantragten Projekte RHYn und RHYn Interco dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Portugal, Spanien, Frankreich nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG. Das Projekt wurde am 28.11.2023 unter Ziffer 9.2.1 in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigt.

Für das vorgelagerte französische Wasserstofftransportprojekt RHYn, HYD-N-969, hat GRTgaz für den PCI-Antrag eine Kapazität von 12 GWh pro Tag errechnet, die über den neuen Grenzübergangspunkt auf Höhe Freiburg transportiert werden. Für Freiburg wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 12 GWh pro Tag für das Projekt RHYn Interco, HYD-N-1096, abgestimmt, das unmittelbar an den neuen Grenzübergangspunkt anschließt. Das bestätigte PCI RHYn Interco ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Freiburg eine Einspeisekapazität von 0,5 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Österreich: Überackern

Die angesetzte Kapazität für Wasserstoff von Österreich nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von Gas Connect Austria und bayernets abgestimmt. Die beantragten Projekte H2 Backbone WAG + Penta-West (HYD-N-757) und HyPipe Bavaria – The Hydrogen Hub (HYD-N-642) dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Nordafrika über Italien und Österreich nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG im Rahmen der Initiative SoutH2 Corridor. Zudem ermöglichen die beantragten Projekte im Rahmen der Initiative H2EU+Store auch den Transport von Wasserstoff aus der Ukraine über die Slowakei und Österreich zum Grenzübergangspunkt Überackern.

Für das vorgelagerte österreichische Wasserstofftransportprojekt H2 Backbone WAG + Penta-West hat Gas Connect Austria für den PCI-Antrag eine Einspeisekapazität von 150 GWh pro Tag mit den Partnern der Initiativen für den deutsch-österreichischen Grenzübergangspunkt Überackern ermittelt und abgestimmt. Der Wasserstoffkorridor wurde am 28.11.2023 unter Ziffer 10.1 in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigt. Das bestätigte PCI HyPipe Bavaria – The Hydrogen Hub ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde am Grenzübergangspunkt Überackern eine Einspeisekapazität von 6,25 GWh/h für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Tschechische Republik: Waidhaus

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff aus der Tschechischen Republik nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von GRTgaz Deutschland, Net4gas und Open Grid Europe abgestimmt. Die bestätigten Projekte Central European Hydrogen Corridor und H2ercules dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus der Ukraine über die Slowakei und Tschechien sowie aus Nordafrika über Italien, Österreich, Slowakei und Tschechien nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG. Der Wasserstoffkorridor wurde am 28.11.2023 unter Ziffer 9.1.6 (dt. Teil) und Ziffer 10.2.1 (tsch. Teil) in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigt.

Für das vorgelagerte tschechische Wasserstofftransportprojekt Central European Hydrogen Corridor (CZ part), HYD-N-990, hat Net4gas eine Kapazität von 144 GWh pro Tag am Grenzübergangspunkt Waidhaus errechnet. Diese Kapazität wurde mit den deutschen Partnern für das Projekt H2ercules Network South, HYD-N-1052, abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt anschließt. Das bestätigte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Waidhaus eine Einspeisekapazität von 6 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Tschechische Republik: Deutschneudorf

Die angesetzte Kapazität für Wasserstoff von Deutschland nach Tschechien und die Rückspeisung von Tschechien nach Deutschland in Waidhaus wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen Net4Gas, GASCADE und Open Grid Europe abgestimmt. Die beantragten

Projekte Flow East, CGHI und H2ercules South dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff zunächst aus Dänemark, in späteren Jahren aus Schweden und Finnland nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG. Zusätzlich besteht in Deutschneudorf durch die PCI-Projekte auch die Möglichkeit Wasserstoff aus Tschechien in das deutsche Wasserstoffnetz einzuspeisen.

Für das tschechische Wasserstofftransportprojekt CGHI hat Net4Gas für den PCI-Antrag eine Kapazität von 144 GWh pro Tag errechnet. Für Deutschneudorf wurde somit eine Kapazität von 144 GWh pro Tag angenommen, da die Kapazität durch das beantragte PCI CGHI begrenzt wird. Das beantragte PCI Flow East ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Deutschneudorf eine Ausspeisekapazität von 6 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Polen: Oder-Spree, Uckermark

Im Rahmen der Ermittlung des Wasserstoff-Kernnetzes wurden zwei unterschiedliche Grenzübergangspunkte an der Landesgrenze zu Polen betrachtet. Im Landkreis Oder/Spree in der Nähe der Stadt Eisenhüttenstadt und im Landkreis Uckermark in der Nähe der Stadt Schwedt.

Die angesetzte Kapazität für Wasserstoff von Polen nach Deutschland für beide Grenzübergangspunkte wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen GAZ-SYSTEM und ONTRAS erörtert. Die beantragten Projekte Polish Hydrogen Backbone Infrastructure HYD-N-983 (Verbindung zum polnischen Wasserstoffnetz bei Schwedt) und Nordic-Baltic Hydrogen Corridor HYD-N-1310 (Verbindung zum polnischen Wasserstoffnetz bei Eisenhüttenstadt) dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff direkt aus Polen und aus der Region Nord-Ost Europa über die Baltischen Staaten und Polen nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG. Der Nordic-Baltic Hydrogen Corridor wurde am 28. November 2023 unter Ziffer 11.2 in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigt.

Als Teil des polnischen Wasserstofftransportprojekt Polish Hydrogen Backbone Infrastructure der GAZ-SYSTEM ist aktuell die Einspeisung von Wasserstoff in Westpommern geplant, welcher über eine Verbindung in Schwedt auch nach Deutschland exportiert werden soll. In einem gemeinsamen MoU zwischen den Netzbetreibern GAZ-SYSTEM und ONTRAS mit dem H2-Erzeuger wurde die weitere Entwicklung des Projektes vereinbart. Für den Grenzübergangspunkt bei Schwedt wurde zunächst eine Kapazität von 0,8 GWh pro Stunde für das Jahr 2032 als realistisch angesetzt.

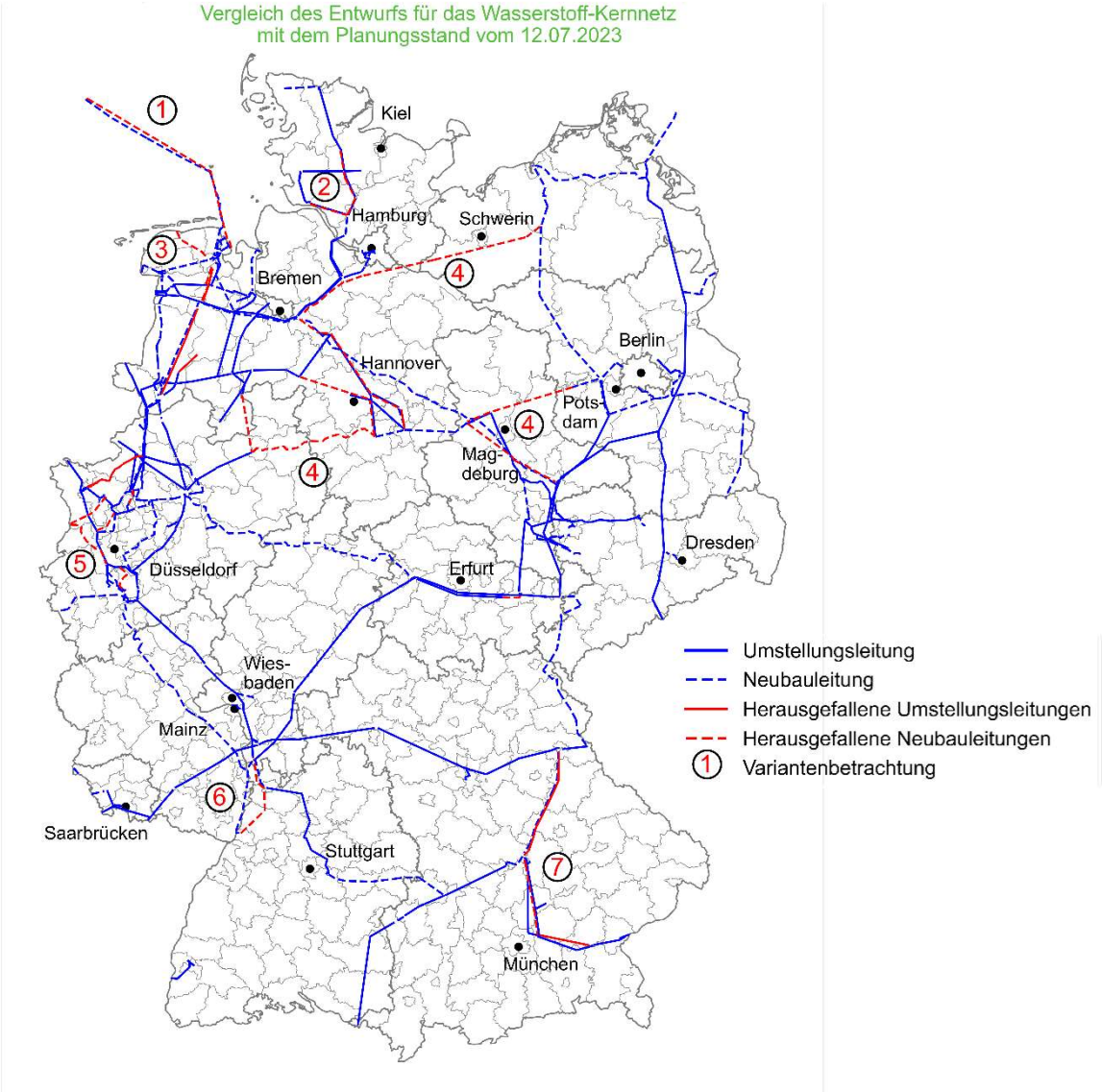
Für das Wasserstofftransportprojekt Nordic-Baltic Hydrogen Corridor haben GAZ-SYSTEM und ONTRAS für den PCI-Antrag jeweils eine Kapazität von 200 GWh pro Tag ermittelt. Für den Grenzübergangspunkt bei Eisenhüttenstadt wurde eine Kapazität von 48 GWh pro Tag als realistisch für das Jahr 2032 eingeschätzt. Daher wurde für diesen Grenzübergangspunkt eine Einspeisekapazität von 2 GW für das Prüfjahr 2032 angesetzt.

Anhang 2: Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023 – Alternativenvergleich gemäß § 28q Absatz 2 EnWG

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben einen Alternativenvergleich gemäß § 28q Absatz 2 EnWG durchgeführt. Dieser erfolgte bereits im Antragsentwurf vom 15. November 2023 im Vergleich zum Planungsstand vom 12. Juli 2023. Die Ergebnisse dieses Alternativenvergleichs sind im Folgenden dargestellt und weiterhin gültig.

Die folgende Abbildung 13 zeigt die Leitungen des Wasserstoff-Kernnetzes in Dunkelblau. Gleichzeitig sind Leitungen in Rot dargestellt, welche im Vergleich zum Planungsstand vom 12. Juli 2023 entfallen sind.

Abbildung 13: Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bei den im Vergleich zum Planungsstand vom 12. Juli 2023 (im Folgenden Planungsstand) entfallenen Leitungen handelt es sich in der Regel um Leitungsalternativen, die im Folgenden beschrieben werden. Die Nummerierung der Varianten in der folgenden Beschreibung entspricht der Darstellung in der Abbildung 13.

Zusätzlich zu den im Folgenden beschriebenen Varianten ergeben sich weitere kleinere Leitungsabschnitte, die in der Modellierung für die Deckung des Bedarfs nicht benötigt werden. Diese Änderungen werden nicht im Detail erläutert, da es sich hier nicht um Alternativen gemäß § 28q Absatz 2 EnWG handelt.

Zur Auswahl der Leitungen bei Leitungsalternativen wurden die folgenden Kriterien in der Reihenfolge berücksichtigt:

1. PCI-Genehmigung oder/und IPCEI-Beantragung liegt gegenüber der Alternative vor.

2. Investitionskosten geringer als bei der Alternative.

3. Bevorzugte Umstellung von Bestandsleitungen gegenüber Neubauleitungen, um Eingriffe in Natur und Umwelt zu reduzieren.

1. Offshore Nordsee
Im Planungsstand waren zwei Offshore-Leitungstrassen dargestellt. Für die Anbindung der Offshore-Wasserstoffproduktion in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und dem Import von Wasserstoff aus den Anrainerstaaten der Nordsee (NO, UK, NL oder DK) ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber eine Offshore-Leitung ausreichend. Dementsprechend konnte die in Abbildung 13 mit Ziffer 1 dargestellte Leitung entfallen. Wegen seines IPCEI-Status wurde AquaDuctus (Offshore-Gebiet SEN1 bis zur deutschen Küste bei Wilhelmshaven und von dort onshore nach Bunde) im Wasserstoff-Kernnetz als Offshore-Leitung berücksichtigt.

2. Schleswig-Holstein
Im Planungsstand war eine in nord-südlicher Richtung verlaufende Neubauleitung für den Wasserstofftransport vorgesehen. Im vorliegenden Antragsentwurf wurde stattdessen eine Bestandsleitung zum Transport von Wasserstoff eingesetzt und eine entsprechende erdgasverstärkende Maßnahme zum Erhalt der Versorgungssicherheit im Erdgas berücksichtigt. Hintergrund dafür ist die Einschätzung, dass diese Leitung in einer folgenden Netzplanung nicht benötigt werden würde, wenn der Methantransportbedarf – insbesondere der Export in Richtung Dänemark – einvernehmlich reduziert werden könnte. Dänemark plant bereits ab 2027 autark zu sein in der Versorgung durch eine Erhöhung der Biomethanproduktion sowie eine Reduktion des Bedarfs.

Der Erdgastransport würde über eine Bestandsleitung eines Verteilernetzbetreibers realisiert werden. Die Planung dieser Lösung ist mit dem Netzbetreiber bereits aufgenommen worden.

Auf eine nach Brunsbüttel verlaufende Neubauleitung konnte mit der Meldung einer Bestandsleitung eines potenziellen Wasserstoffnetzbetreibers gegenüber dem Planungsstand verzichtet werden.

3. Raum Wilhelmshaven

Im Planungsstand zeigte der Raum Wilhelmshaven verschiedene Leitungsprojekte, die zur Erfüllung der Transportaufgabe dienen sollten. In der in Abbildung 13 mit der Ziffer 3 gekennzeichneten Region ergab sich im Rahmen der Iterationen zur Optimierung des Wasserstoff-Kernnetzes eine sinnvolle Lösung. So wurden u. a. von Wilhelmshaven bzw. Schillig (Anlandung Offshore) verschiede Projektideen zum Abtransport der Wasserstoffleistungen geprüft. Letztendlich entfielen dadurch zwei Leitungsprojekte aus dem Raum Etzel in Richtung Barßel. Ein Leitungsprojekt, welches einen IPCEI-Status hat, wurde in Abstimmung zwischen den betroffenen Unternehmen und der zuständigen Behörde anstatt in Richtung Barßel innerhalb des H2ercules-Vorhabens in Richtung Bunde (Antrags-ID KLN046-01) verlegt. Eine wichtige Alternative zu den Leitungen von Wilhelmshaven bzw. Etzel nach Barßel aus dem Planungsstand stellt eine Leitung aus dem Raum Wilhelmshaven nach Wardenburg (Antrags-ID KLN029-01) dar, die zur Bewältigung des erheblichen Transportbedarfes in Richtung Osten benötigt wird. Darüber hinaus ist eine Verbindung von Barßel in Richtung Wardenburg erforderlich (Antrags-ID KLN024-01). Diese Lösung ist gegenüber den ursprünglichen Planungsansätzen sehr viel günstiger, da hier mehrere teilweise parallele Projektideen gebündelt werden konnten und eine technische Lösung gefunden wurde, die mit der Planung der West-Ost-Verbindungen korrespondiert.

Ferner entfällt aufgrund der Wahl des Anlandepunktes die ursprünglich vorgesehene Verbindung an die Nordsee in Dornum.

4. West-Ost-Verbindungen

In den Planungsvarianten wurde identifiziert, dass ein leistungsstarkes Ost-West-System in Nord- und Mitteldeutschland das gesamte Netz sehr effizient unterstützt. Die Ost-West-Verbindungen bringen Flüsse auf das leistungsfähige Nordost-Südwest-Bestandssystem (Lubmin-Radeland-Bobbau-Rückersdorf-Reckrod-Lampertheim). Mit den Ost-West-Verbindungen wird dabei auch eine effiziente Nord-Süd-Transportkomponente realisiert. Mit den leistungsstarken Verknüpfungen wird auch die angestrebte Vermaschung im Wasserstoff-Kernnetz und eine sehr resiliente Struktur in Bezug auf die Lage von Ein- und Ausspeiseleistung erreicht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben verschiedene Varianten untersucht, um eine Kombination von leistungsstarken Ost-West-Verbindungen zu entwickeln. Im Grundsatz kam hier eine Kombination aus einem Leitungsneubau von Achim nach Bobbau und einem weiteren Leitungsneubau von Werne nach Eisenach in Frage. Alternativ zu dieser Kombination kamen eine Neubauleitung von Achim nach Groß Tessin sowie mehrere Neubauleitungen zur Verstärkung der Bestandsinfrastruktur zwischen Achim/ Weser/ Drohne/ Bielefeld und Bobbau/ Brandenburg a. d. Havel in Betracht.

Die Neubauten für die Leitungsverbindungen Achim-Hallendorf, Cluster Ahlten-Kolshorn und Achim-Groß Tessin boten in späteren Iterationen nur einen geringen Mehrwert für eine leistungsstarke Verbindung von Ost und Westdeutschland und wurden daher als mögliche Optionen verworfen. Zur Versorgung des Raums Hannover mit Wasserstoff konnte weiterhin eine Umstellung von Bestandsinfrastruktur genutzt werden. Zudem konnte auf den Neubau der Verbindungsleitungen zwischen Wefensleben-Bobbau sowie Wefensleben-Brandenburg a. d. Havel verzichtet werden.

Die Neubauleitung Wefensleben-Brandenburg a. d. Havel wurde im Rahmen der Netzmodellierung nicht weiter berücksichtigt, da der direkte Anschluss einer Ost-West-Verbindung von Wefensleben nach Bobbau zu einem geringeren Druckverlust führt und damit den Transport nach Süden besser unterstützt.

Im Zuge der Alternativenprüfung konnten die Fernleitungsnetzbetreiber als effizienteste Kombination die im Planungsstand aufgeführten Ost-West-Verbindungen Achim-Bobbau (KLN027-01, KLN-030, KLN012-01) und Werne-Eisenach (KLN098-01) identifizieren. Den Investitionen für diese Kombination in Höhe von ca. 2.038 Mio. Euro stehen für die alternative Kombination (Achim nach Groß Tessin und Achim/ Weser/ Drohne/ Bielefeld nach Bobbau/ Brandenburg a. d. Havel) Investitionen in Höhe von ca. 3.586 Mio. Euro gegenüber.

Tabelle 6: Investition für die alternative Kombination Achim nach Groß Tessin und Achim/Weser/ Drohne/ Bielefeld nach Bobbau/ Brandenburg a. d. Havel

	Druckstufe	Durchmesser	Länge	Investition
Leitungsabschnitt	PN in barg	DN in mm	in km	in Mio. Euro
Achim - Groß Tessin	PN 80	DN 1200	257	1.086
Achim - Luttum	PN 80	DN 600	25	61
Luttum - Peine	PN 80	DN 1200	114	484
Peine - Sophiental	PN 80	DN 500	15	34
Sophiental - Hallendorf	PN 70	DN 400	22	8
Cluster Ahlten - Kolshorn	PN 80	DN 800	5	15
Weser - Lehrte	PN 80	DN 1200	63	267
Bielefeld - Lehrte	PN 80	DN 1200	135	569
Drohne - Ummeln	PN 80	DN 1000	51	184
Wefensleben - Bobbau	PN 80	DN 1200	102	432
Wefensleben - Brandenburg a. d. Havel	PN 80	DN 1200	106	446
Summe Investition				**3.586**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5. Ruhrgebiet

In Nordrhein-Westfalen, insbesondere im Ruhrgebiet und im Raum Köln, bot der Planungsstand Wasserstoff-Kernnetz ebenfalls mehrere Alternativen zur Erfüllung der Transportanforderungen. Im Zuge der Modellierung wurden die geeignetsten Leitungsprojekte ausgewählt, weniger effiziente Projekte zurückgenommen und die ausgewählten Projekte bedarfsgerecht in der Nennweite angepasst. Die zurückgenommenen Projekte sind ebenfalls in Abbildung 13 rot markiert dargestellt.

Der Umstellungsleitung **Gescher Süd-Wardt** (als Doppelleitung zwischen Bergerfurth und Wardt) konnte kein Bedarf gemäß vereinbartem Szenario zugeordnet werden. Durch die Leitungsdimensionierung in DN 200 ist die Transportleistung begrenzt und würde kein anderes Leitungsprojekt zwischen Coesfeld und Krefeld ersetzen können. Die Transportaufgabe aus den entwickelten Lastfällen kann von weiter südlich gelegenen

Leitungen (z. B. Leitung Dorsten-Hamborn) übernommen werden. Die Leitung wird im Wasserstoffnetz erst berücksichtigt, wenn der regionale Bedarf entlang des Leitungsverlaufes zu decken ist.

Die Leitung **Dorsten-Boy** wurde im Wasserstoff-Kernnetz nicht berücksichtigt, da die Transportaufgabe durch einen Teil des H2ercules-Projektes und der Dorsten-Recklinghausen-Verbindung übernommen wird. Die Leitungsrechte sind auf DN 400 beschränkt und eine Ausführung in größerer Nennweite erschien durch die dichte Bebauung in diesem Gebiet ambitioniert. Es können rund 17 km Neubau (rund 33 Mio. Euro) eingespart werden. Der dem Wasserstoff-Kernnetz zugeordnete Bedarf in Gladbeck kann bedient werden.

Zwischen **Oberhausen und Duisburg Nord** gab es zwei alternative Trassenverläufe für die Herstellung einer Verbindung. Hier hat die Leitungsführung über Dinslaken den Vorzug erhalten, da sie die Dorsten-Hamborn-Leitung als IPCEI Projekt bereits integriert und der weitere Trassenverlauf einfacher realisierbar erscheint als die Variante durch dicht bebautes Gebiet im Duisburger Norden.

Auch zwischen **Duisburg Nord und Krefeld** gab es zwei mögliche Trassenverläufe für die notwendige Neubauverbindung. Es wurde die südliche Trassierung mit einer Rheinquerung bei Krefeld gewählt. Für diesen Weg liegt bereits eine Machbarkeitsstudie vor.

Die Verbindungen **Venlo-Scholven** und **Venlo-Glehn** wurden nicht berücksichtigt. Mit dem Grenzübergangspunkt Zevenaar und einem Leitungsstrang der NETG steht ein naher Importpunkt mit einer kostengünstiger umzustellenden und ebenso leistungsfähigen Transportleitung zur Verfügung. Ergänzt wird dieser Transportweg durch die Verbindung Krefeld-Duisburg Nord-Hamborn-Dorsten-Scholven. Diesem Potenzial wurde der Vorzug gegenüber dem Grenzübergangspunkt Venlo gegeben. Es können Investitionen allein auf deutscher Seite in Höhe von rund 43 Mio. Euro vermieden werden.

Die Verbindung **Merkenich-Kalscheuren** (DN 700) wurde verworfen, da über den Transportweg Glehn-Kalscheuren (DN 400) und Glehn-Brühl (DN 900) kapazitiv ausreichende Alternativen geboten werden können. Der Transportweg Glehn-Kalscheuren ist in erheblichem Umfang über Umstellung zu realisieren. Für einige Teilbereiche, die ergänzt werden müssen, liegen bereits Wegerechte und Genehmigungen vor und verkürzen die Realisierungsdauer. Es werden rund 13 Mio. Euro an Investitionen vermieden.

6. Raum Ludwigshafen-Karlsruhe

Im Planungsstand waren im Raum Ludwighafen-Karlsruhe ursprünglich zwei Verbindungen (DN 800) von Lampertheim nördlich von Ludwigshafen bis Karlsruhe zu beiden Seiten des Rheins enthalten. Im Zuge der Modellierung hat sich herausgestellt, dass zur Erfüllung der Transportaufgabe in Richtung Karlsruhe ein Leitungsneubau ausreichend ist. Hierfür wurde der linksrheinische Transportweg über Ludwigshafen (KLN013-01) präferiert, da dieser kürzer und somit günstiger als die alternative, entfallene rechtsrheinische Verbindung östlich von Mannheim ist. Zudem sorgt die gewählte Variante für eine optimale regionale Ausgewogenheit, da mit dem Leitungsneubau Lampertheim-Heidelberg (KLN082-01) bereits eine geeignete Maßnahme für die Erschließung von Verbrauchsschwerpunkten des rechtsrheinischen Teils der Region Rhein-Neckar geplant ist. Darüber hinaus waren im Planungsstand ursprünglich zwei

kürzere Verbindungen zu den in Lampertheim zusammenlaufenden Bestandsleitungen (KLU078-01, KLU021-01) enthalten, von der eine Variante entfallen konnte. Insgesamt konnten im Raum Ludwigshafen-Karlsruhe im Zuge der Optimierung die Leitungslängen um ca. 102 km und das Investitionsvolumen um rund 318 Mio. Euro reduziert werden.

7. Bayern

Im Rahmen der Optimierung der Wasserstoff-Kernnetz-Planung wurde ein Teil der Einspeisekapazitäten von 6,25 GWh/h am Grenzübergangspunkt Überackern den südbayerischen Bedarfsschwerpunkten (u. a. Chemieindustrie Burghausen und Ingolstadt, sowie dem Großraum München) zugeordnet. Dies hat gegenüber dem Planungsstand vom Juli eine entlastende Wirkung auf die Anbindung des südbayerischen Raums an die MEGAL in Rothenstadt (vgl. Abbildung 13). Die Berücksichtigung der Leitungsinfrastrukturmeldungen 405-Finsing-Ismaning Nord (AND088-01) sowie 406-Ismaning Nord-Münchsmünster (AND089-01) entlastet zusätzlich die Transportstrecke Haiming-Forchheim-Finsing.

Durch eine angepasste Auslegung der neu zu errichtenden Verdichterstation in Forchheim, die regionale Zuordnung und die Berücksichtigung der genannten VNB-Leitungsinfrastrukturmeldung ist gegenüber dem Planungsstand des Wasserstoff-Transportnetzes die Neubaumaßnahme zwischen Forchheim und Finsing und die Umstellung der Leitung Gröben-Finsing entfallen.

Für die Verbindung in Richtung südbayerischer Raum über die Trasse Rothenstadt-Forchheim hatte sich im Planungsstand des Wasserstoff-Kernnetzes ein sehr hoher Transportbedarf gezeigt. Dafür war die Umstellung einer der beiden existierenden Erdgasleitungen allein nicht ausreichend. Es ergab sich die Notwendigkeit, neben der Umstellung auch eine neue Leitung zu errichten. Diese Situation hat sich durch die oben genannte Entlastung entschärft.

Da an der umzustellenden Leitung jedoch mehr als 10 Erdgaskunden angeschlossen sind, die an eine andere Erdgasleitung umgehängt werden müssten, kämen zu den Umstellungskosten von rund 52 Mio. Euro rund 100 Mio. Euro Investitionen für die Umhängungen als erdgasverstärkende Maßnahmen hinzu. Damit würden die Kosten für eine Umstellung und eine kleinere Neubauleitung die Kosten für die hier vorgeschlagene Lösung einer einzigen DN 1000 Neubauleitung überschreiten. Aus den genannten wirtschaftlichen Gründen wird zugunsten des Neubaus auf eine Leitungsumstellung auf der Trasse Rothenstadt-Forchheim im Zeithorizont bis 2032 verzichtet.

Mit den aufgeführten Leitungssystemen und der Auslegung der Verdichterstation in Forchheim wird ein zielgerichteter und leistungsstarker Transport in und durch Bayern gewährleistet.

Anhang 3: Adressen der gemäß Anlage 2 berücksichtigten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber

Tabelle 7: Adressen der gemäß Anlage 2 berücksichtigten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber

	Unternehmen	Adresse
1	badenovaNETZE GmbH	Tullastraße 61, 79108 Freiburg i. Br.
2	Creos Deutschland GmbH/Creos Deutschland Wasserstoff GmbH	Am Zunderbaum 9, 66424 Homburg
3	Gasnetz Hamburg GmbH	Ausschläger Elbdeich 127, 20539 Hamburg
4	Mainova AG	Solmsstr. 38, 60486 Frankfurt am Main
5	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Industriestr. 10, 06184 Kabelsketal
6	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG	EUREF-Campus 1-2, 10829 Berlin
7	N-ERGIE Netz GmbH	Sandreuthstraße 21, 90441 Nürnberg
8	Netz Leipzig GmbH	Arno-Nitzsche-Str. 35, 04277 Leipzig
9	Netze BW GmbH	Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart
10	Raffinerie Heide GmbH	Postfach 1440, 25734 Heide
11	RheinEnergie AG/Rheinische Netzgesellschaft mbH	Parkgürtel 24, 50823 Köln
12	SachsenNetze GmbH	Rosenstraße 32, 01067 Dresden
13	Schleswig-Holstein Netz AG	Schleswag-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
14	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München
15	Wasserstoff-Netz Burgenlandkreis GmbH (WNBG)	Schönburger Str. 41, 06618 Naumburg
16	Westnetz GmbH	Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund

Anlagen

Anlage 1: Projektübersicht für das Szenario zum Wasserstoff-Kernnetz

Das Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz wurde in Kapitel 4 beschrieben. In der Anlage sind die Projekte dargestellt, welche die Kriterien des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz erfüllen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Anlage 1 dreigeteilt. Der obere Bereich des Tabellenblatts bis Zeile 1468 (Projekt-ID 762) zeigt die in der Modellierung berücksichtigten Projekte. Ab Zeile 1470 (Projekt-ID 009) bis Zeile 1549 (Projekt-ID 672) werden die Projekte aufgeführt, die nicht berücksichtigt wurden, da sie eine Entfernung von mehr als 20 Kilometern vom Wasserstoff-Kernnetz haben und kein KWK-Projekt sind. Ab Zeile 1551 (Projekt-ID 763) werden Projekte aufgelistet, die im Rahmen der BNetzA-Konsultation des Antragsentwurfs bis zum 08. Januar 2024 gemeldet wurden und deren Anschlussnehmer zwar nicht in die Modellierung eingegangen sind, die aber durch das des Wasserstoff-Kernnetz erschlossen werden können.

Anlage 2: Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber

In Kapitel 5 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Prozess hinsichtlich der Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber beschrieben. In der Anlage 2 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die eingegangenen Leitungsmeldungen zum Wasserstoff-Kernnetz dar und zeigen auf, welche Leitungen im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt wurden und welche nicht. Diese Entscheidung wird in der Anlage 2 begründet. Aus dieser Anlage ist dementsprechend ersichtlich, welche Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber die Fernleitungsnetzbetreiber für die Berücksichtigung im Wasserstoff-Kernnetz vorschlagen. Die im Rahmen der Erhebung der Fernleitungsnetzbetreiber zusätzlich von den weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern erhaltenen Informationen werden in Anlage 2 ebenfalls dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Anlage 2 dreigeteilt. Der obere Bereich des Tabellenblatts bis Zeile 65 (Antrags-ID AND119-01) zeigt die für das Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigten Leitungsmeldungen. Ab Zeile 67 (Antrags-ID AND001-01) werden die Leitungsmeldungen aufgeführt, die nicht berücksichtigt wurden. Ab Zeile 96 (Antrags-ID AND008-01) werden Leitungsmeldungen aufgelistet, die von den weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zurückgezogen wurden.

Anlagen 3 bis 5: Maßnahmenlisten der Fernleitungsnetzbetreiber

In den Anlagen 3 bis 5 werden die ermittelten Maßnahmen für das Wasserstoff-Kernnetz detailliert beschrieben. In den Anlagen sind folgende Maßnahmen enthalten:

- Anlage 3: Neubaumaßnahmen
- Anlage 4: Umstellungsmaßnahmen
- Anlage 5: Erdgasverstärkende Maßnahmen

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen in diesen drei Anlagen die technischen Parameter der Maßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoff-Kernnetz dar. Eine Wasserstoffnetzinfrastruktur muss nach § 28q Absatz 4 EnWG bestimmte Voraussetzungen erfüllen, um genehmigungsfähiger Teil des Wasserstoff-Kernnetzes zu sein. Zum Nachweis dieser Voraussetzungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der BNetzA entsprechende Spalten in diese Anlage aufgenommen, in

denen die Zuordnung der Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes zu den gesetzlichen Voraussetzungen, insbesondere auch in Bezug auf § 28q Absatz 4 Satz 4 EnWG, erfolgt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Maßnahmenliste inklusive betriebsnotwendigen Zubehörs und Nebenanlagen zu verstehen ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen weiter darauf hin, dass eine Zuordnung der einzelnen Maßnahmen zu den gesetzlichen Voraussetzungen nur in wenigen Ausnahmefällen eindeutig möglich ist. Das Wasserstoff-Kernnetz wird resilient aufgebaut und soll eine freie Zuordenbarkeit zwischen Ein- und Ausspeisung ermöglichen. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber, wie in Kapitel 6.4 beschrieben, mehrere Lastfälle für das Wasserstoff-Kernnetz modelliert, um die Wasserstoffein- und -ausspeisekapazitäten auf die freie Zuordenbarkeit zu testen. Die Flüsse innerhalb des Wasserstoff-Kernnetzes sind deswegen nur für wenige Leitungsabschnitte eindeutig. Im Übrigen muss grundsätzlich jeder Einspeisepunkt bilanziell auch mit jedem Ausspeisepunkt verbunden werden können und trägt damit unmittelbar zur Dekarbonisierung aller Industriezweige bei. Dies gilt dann im gleichen Maße ebenso für die Leitungen und Leitungsabschnitte, die diese Einspeisepunkte erschließen. Auch eine „Transportleitung“, welche sich inmitten des Wasserstoff-Kernnetzes befindet, ist für eine großflächige Versorgung notwendig und erfüllt deshalb eine Vielzahl der im Gesetz genannten Voraussetzungen. Nur bei einer „regionalen Leitung“, welche sich eher am Rande des Wasserstoff-Kernnetzes befindet und keine Einspeisepunkte erschließt, ist eine spezifischere Zuordnung, beispielsweise zu einzelnen Kundengruppen, möglich.

Eine eindeutige Zuordnung der Maßnahmen zu den gesetzlichen Voraussetzungen ist dementsprechend mit Unsicherheiten verbunden. Insbesondere die Zuordnung von Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes zu den konkreten Wasserstoff-Einspeise- und Ausspeiseprojekten (vgl. Anlage 1) ist aus den genannten Gründen nicht möglich.

Anlage 6: Detailkarte des Wasserstoff-Kernnetzes

In der Anlage 6 werden die als Ergebnis der Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigten Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber sowie die berücksichtigten Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber detailliert kartografisch dargestellt. Die Karte hat eine hohe Auflösung und enthält eine Suchfunktion zum Auffinden der einzelnen Leitungsabschnitte anhand ihrer ID-Nummern aus den Anlagen 2 bis 4.

Glossar

Abs.	Absatz
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
bar(g)	Druck bezogen auf Normalnull
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BKAmt	Bundeskanzleramt
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CEF	Connecting Europe Facility
CO_2	Kohlendioxid
el	elektrisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EU-Kommission	Europäische Kommission
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
FZK	Feste frei zuordenbare Kapazität
GDRM	Gasdruckregel- und Messanlagen
GÜP	Grenzübergangspunkt
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IPCEI	Important Project of Common European Interest
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan(ung)
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PCI	Projects of Common Interest/ Vorhaben von gemeinsamem Interesse
PMI	Projects of Mutual Interest/ Vorhaben von gegenseitigem Interesse
PtJ	Projektträger Jülich
SEN	Sonstiger Energiegewinnungsbereich Nordsee, für die Erzeugung von Wasserstoff aus Windkraft vorgesehene Fläche
SLP	Standardlastprofil

th	thermisch
TWh	Terawattstunde
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEB 2021	(Marktabfrage) Wasserstoff Erzeugung und Bedarf
Ziff.	Ziffer

Literatur

[Analyseforudsætninger til Energinet, 2022] Analyseforudsætninger til Energinet, AF 22, Download unter (Download am 13. September 2023): https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsaetninger-til-energinet

[BDEW, 2022] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Diskussionspapier „Gasverbrauch: Heizen wir weniger als sonst?“ vom 09. Dezember 2022, Abbildung 8, Download unter (Download am 15. August 2023): https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20221209_Diskussionspapier-Gaseinsparung.pdf

[BNetzA 2024] Bundesnetzagentur: „Wasserstoff-Kernnetz“ mit Verlinkung auf „FAQ-Dokument“, Download unter (Download am 10. Juni 2024) https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html

[Deutscher Wetterdienst, 2023] Deutscher Wetterdienst – CDC (Climate Data Center), Download unter (Download am 15. August 2023): https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html

[Energinet, 2023] Energinet and Gasunie publish pre-feasibility study on hydrogen infrastructure, Download unter (Download am 13. September 2023): https://en.energinet.dk/Gas/Gas-news/2021/04/27/GUD-rapport/

[EU-Kommission, 2024] DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2024/1041 DER KOMMISSION vom 28. November 2023 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse und Vorhaben von gegenseitigem Interesse, Download unter (Download am 06. Mai 2024): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401041

[FNB Gas, 2023] Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032, Ergebnisse der Marktabfrage WEB 2021, Anlage 2, Download unter (Download am 19. Juni 2023): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-2_Projektmeldungen-WEB-1.xlsx