

# Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz

---

## Impressum/ Legal Disclaimer

Ansprechpartnerin:  
Barbara Fischer

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.,  
Georgenstraße 23, 10117 Berlin  
[info@fnb-gas.de](mailto:info@fnb-gas.de)

Berlin, 15. November 2023

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen ausdrücklich darauf hin, dass dieser Entwurf des gemeinsamen Antrags ausschließlich der Vorbereitung und Beschleunigung des noch gesetzlich festzulegenden Verfahrens zur Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes und der zugehörigen erforderlichen Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes dient. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind weder zur Abgabe dieses Antragsentwurfes verpflichtet, noch kann in diesem ein Präjudiz gesehen werden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten der geplanten gesetzlichen Regelungen einen Antrag auf Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes bei der Bundesnetzagentur einreichen werden. Mit der Veröffentlichung und Übermittlung des Entwurfs des gemeinsamen Antrags an die BNetzA/ das BMWK ist ebenfalls keine Investitionsentscheidung für die genannten Maßnahmen in der beschriebenen Form verbunden. Die dahingehende Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber hängt maßgeblich von den noch zu treffenden gesetzlichen Regelungen, insbesondere von der Einführung eines rechtssicheren, kapitalmarktfähigen Finanzierungskonzepts, und der Zustimmung der jeweiligen Aufsichtsgremien der Fernleitungsnetzbetreiber ab.

Darüber hinaus übernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber 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. 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](http://www.bayernets.de)

**Ferngas Netzgesellschaft mbH**

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

[www.ferngas.de](http://www.ferngas.de)

**Fluxys Deutschland GmbH**

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

**Fluxys TENP GmbH**

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

**GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.gascade.de](http://www.gascade.de)

**Gastransport Nord GmbH**

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)

[www.gtg-nord.de](http://www.gtg-nord.de)

**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

[www.gasunie.de](http://www.gasunie.de)

**GRTgaz Deutschland GmbH**

Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin

[www.grtgaz-deutschland.de](http://www.grtgaz-deutschland.de)

**Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**

Huttropstraße 60, 45138 Essen

[www.lbtg.de](http://www.lbtg.de)

**NEL Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.nel-gastransport.de](http://www.nel-gastransport.de)

**Nowega GmbH**

Anton-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster

[www.nowega.de](http://www.nowega.de)

**ONTRAS Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

[www.ontras.com](http://www.ontras.com)

**Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

[www.oge.net](http://www.oge.net)

**terraneTS bw GmbH**

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

[www.terraneTS-bw.de](http://www.terraneTS-bw.de)

**ThyssenGas GmbH**

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

[www.thyssenGas.com](http://www.thyssenGas.com)

## Inhalt

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Einführung und Hintergrund</b>  | <b>7</b>  |
| <b>2</b> | <b>Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz</b>   | <b>9</b>  |
| 2.1      | Grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz                  | 9         |
| 2.2      | Ergebnisse des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz  | 13        |
| <b>3</b> | <b>Leitungsmeldungen von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern</b>                                      | <b>17</b> |
| <b>4</b> | <b>Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032</b>  | <b>19</b> |
| 4.1      | Grundsätzliche Planungsleitsätze und Alternativenprüfung   | 19        |
| 4.2      | Transportinfrastrukturen als Basis für die Modellierung  | 22        |
| 4.3      | Grundsätzliche Vorgehensweise  | 22        |
| 4.4      | Definition und Ergebnisse der Lastfälle  | 24        |
| <b>5</b> | <b>Wasserstoff-Kernnetz 2032</b>   | <b>29</b> |
| 5.1      | Umgang mit Anschlussleitungen  | 29        |
| 5.2      | Umgang mit in der Modellierung berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber | 30        |
| 5.3      | Ergebnisse Wasserstoff-Kernnetz  | 30        |
| 5.4      | Berücksichtigung der Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber                            | 35        |
| 5.5      | Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023                             | 37        |
| <b>6</b> | <b>Ermittlung von Maßnahmen im Erdgasnetz zur Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes</b>                | <b>43</b> |
| 6.1      | Vorgehensweise   | 44        |
| 6.2      | Ergebnisse   | 45        |
|          | <b>Anhang</b>  | <b>49</b> |
|          | <b>Anlagen</b>   | <b>56</b> |
|          | <b>Glossar</b>   | <b>58</b> |
|          | <b>Literatur</b>   | <b>60</b> |

## Abbildungen und Tabellen

|               |   |    |
|---------------|---|----|
| Abbildung 1:  | Einspeiseleistungen für Wasserstoff auf Kreisebene sowie an Grenzübergangspunkten, Angaben in $\text{GW}_{\text{th}}$ für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert | 14 |
| Abbildung 2:  | Ausspeisemengen für Wasserstoff auf Kreisebene im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz, Angaben für das Jahr 2032 in TWh als Brennwert                           | 16 |
| Abbildung 3:  | Prozessschritte für die Wasserstoffnetzplanung  | 22 |
| Abbildung 4:  | Einspeiseseitig betrachtete Regionen* der Lastfälle   | 25 |
| Abbildung 5:  | Ermittlung von Skalierungsfaktoren für die KWK-Ausspeiseleistung über eine polynomische Regression  | 27 |
| Abbildung 6:  | Temperaturabhängige KWK-Ausspeiseleistung für den Winterlastfall  | 27 |
| Abbildung 7:  | Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz (inkl. Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber)   | 32 |
| Abbildung 8:  | Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz, mit Ein- und Ausspeisegebieten  | 33 |
| Abbildung 9:  | Berücksichtigung von Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz   | 36 |
| Abbildung 10: | Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023  | 37 |
| Abbildung 11: | Vorgehensweise bei der Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032  | 44 |
| Abbildung 12: | Erdgasverstärkende Maßnahmen für die Umsetzung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032  | 47 |

|            |   |    |
|------------|---|----|
| Tabelle 1: | Einspeiseleistungen nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert   | 13 |
| Tabelle 2: | Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert                         | 15 |
| Tabelle 3: | Tiefste und höchste Tagesmitteltemperatur am 10.02.2021 nach Regionen   | 26 |
| Tabelle 4: | Ergebnisse der Modellierung für das Wasserstoff-Kernnetz  | 31 |
| Tabelle 5: | Investition für die alternative Kombination Achim nach Groß Tessin und Achim/ Weser/ Drohne/ Bielefeld nach Bobbau/ Brandenburg a. d. Havel | 40 |
| Tabelle 6: | Gasversorgungsinfrastruktur für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032  | 46 |

# 1 Einführung und Hintergrund

Die 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 ihrer Initiative zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat die Bundesregierung die wesentlichen benötigten regulatorischen, kartellrechtlichen und netzplanerischen Grundlagen zur Entwicklung eines ausbaufähigen Wasserstoff-Kernetzes gelegt. Bei Vorlage dieses Entwurfes für den gemeinsamen Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoff-Kernetz befindet sich der Gesetzesentwurf noch im Gesetzgebungsprozess, der im Spätherbst 2023 abgeschlossen werden soll.

Mit dem vorliegenden Entwurf des Antrags kommen die Fernleitungsnetzbetreiber in Absprache mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) dem Wunsch der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach, frühzeitig seitens der genehmigenden Behörde eine erste Prüfung und Konsultation mit dem Markt und der Öffentlichkeit vornehmen zu können. Nach Inkrafttreten der EnWG-Novelle werden die Fernleitungsnetzbetreiber, vorbehaltlich der noch zu treffenden gesetzlichen Regelungen, insbesondere der rechtssicheren Verankerung eines kapitalmarktfähigen Finanzierungskonzepts und der Zustimmung der jeweiligen Aufsichtsgremien der Fernleitungsnetzbetreiber, gemäß § 28r Abs. 2 des Entwurfs der EnWG-Novelle<sup>1</sup> [Deutscher Bundestag, 2023] einen finalen gemeinsamen Antrag für die Errichtung eines Wasserstoff-Kernetzes bei der BNetzA einreichen. Auch dieser finale Antrag wird seitens der Behörde konsultiert werden. Nach der Bestätigung des Antrags durch die BNetzA werden die Netzbetreiber unverzüglich mit der Realisierung des Wasserstoff-Kernetzes beginnen.

Ein deutschlandweites Wasserstoff-Kernetz, das einen breiten Zugang zum Energieträger bzw. Rohstoff Wasserstoff ermöglicht, bildet die Basis für die Entwicklung eines liquiden Wasserstoffmarktes und ist Voraussetzung dafür, dass Deutschland seiner angestrebten Vorreiterrolle beim Klimaschutz gerecht werden kann. Dazu ist es wichtig, das Wasserstoff-Kernetz vorausschauend und skalierbar zu planen.

Die Regelungen im Gesetzesentwurf der EnWG-Novelle [Deutscher Bundestag, 2023] stellen einen klaren Auftrag an die Fernleitungsnetzbetreiber zur Entwicklung eines überregionalen Wasserstoff-Kernetzes (On- und Offshore) dar. Dabei sollen weitere Infrastrukturen, die geeignet sind, Wasserstoff auf der Fernleitungsebene sicher zu transportieren, berücksichtigt werden.

Bestehende Bedarfe auf der Verteilernetzebene, welche die Kriterien des Szenarios für das Wasserstoff-Kernetz erfüllen, werden bereits jetzt kapazitiv in der technischen Planung für das Wasserstoff-Kernetz berücksichtigt. Darüberhinausgehende Bedarfe sollen in einem zweiten Schritt im Rahmen des geplanten zukünftigen Regelprozesses für eine integrierte Netzentwicklungsplanung (Wasserstoff und Methan) Eingang finden. Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten diesbezüglich bereits im September 2022 mit der Veröffentlichung des Wasserstoff-Berichts gemäß § 28p EnWG entsprechende

---

<sup>1</sup> EnWG-E bezieht sich auf die Novelle des Kabinettsbeschlusses vom 24. Mai 2023, im Zuge der bereits auf den Weg gebrachten Novellierung des EnWG mit Kabinettsbeschluss vom 15. November 2023 wird §28r zu §28q.

Vorschläge vorgelegt, die unter anderem gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern erarbeitet wurden. Darüber hinaus sind weitere Änderungen im EnWG notwendig, etwa um die Schnittstelle zum Netzentwicklungsplan Strom zu definieren, aber auch zur Etablierung eines vorgelagerten Energieszenarienprozesses, der eine gemeinsame Grundlage für die Netzentwicklungsplanungen Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) schafft. Das Bundeskabinett hat dazu am 15. November 2023 eine entsprechende Gesetzesinitiative auf den Weg gebracht. Zudem 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 Antragsentwurf ihre Planung für das Wasserstoff-Kernnetz einschließlich geeigneter Leitungen von weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern, die sich im Rahmen der Gelegenheit zur Stellungnahme im Juli 2023 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 können 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 Wasserstoff-Kernnetzes geworden. Dies erfolgte unabhängig davon, dass einige potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber die Verwendung ihrer Leitungsmeldung unter den Vorbehalt der Klärung der regulatorischen und finanziellen Bedingung 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.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Antragsentwurfs nicht nur zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes zahlreiche offene Fragen bestehen (z. B. das Zugangs- und Hochlauf-Entgeltregulierungsregime). Auch bezüglich eines Marktmodells für Wasserstoff einschließlich der Vermarktung der Transportkapazitäten bestehen große Unsicherheiten bzw. liegen keine Regelungen vor. Beispielsweise sind die zukünftigen Marktrollen wie z. B. der Speicher, insbesondere in der Markthochlaufphase, bislang ungeklärt.

## 2 Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz

Im Folgenden werden die grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz im Jahr 2032 (vgl. Kapitel 2.1) sowie die daraus resultierenden Ergebnisse beschrieben (vgl. Kapitel 2.2).

### 2.1 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 § 28r EnWG-E. 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 die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes durch die Fernleitungsnetzbetreiber.

Als Ausgangsbasis für das Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes diente das Ergebnis der Marktabfrage WEB 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,
- o Chemie,
  - Ammoniaksynthese,
  - Grundstoffchemie: Ethylen/ Olefine, Methanol,
- o Raffinerien,
  - Entschwefelung, Hydrocracking, E-Kerosin, Methanol,
- o Glasindustrie inkl. Glasfaser,
  - Kontinuierliches Schmelzen von Behälterglas in großen Anlagen,
  - Kontinuierliches Schmelzen von Flachglas,
- o 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:
  - o Elektrolyseure, die als IPCEI gefördert werden (ca. 2,5 GW<sub>el</sub>),
  - o Elektrolyseure, die als Reallabore der Energiewende gefördert werden (ca. 0,2 GW<sub>el</sub>),
  - o Geförderte Offshore-Elektrolyseure (ca. 1 GW<sub>el</sub> 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<sub>th</sub>).

Auf Grundlage dieser Kriterien und unter Beachtung einer regionalen Ausgewogenheit wurden Projekte in das Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz aufgenommen und finden somit Eingang in die Modellierung. Bedarfsmeldungen, die keinen Eingang in das Szenario gefunden haben, haben die Möglichkeit in dem geplanten, sich zeitnah anschließenden rollierenden Regelprozess zur integrierten Netzplanung (Wasserstoff und Methan) aufgenommen zu werden.

Eine Projektübersicht mit den im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigten Projekten findet sich in der Anlage 1 zum Entwurf des gemeinsamen Antrags zum Wasserstoff-Kernnetz.

## 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 Interessensbekundungsverfahrens 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 erlässt den delegierten Rechtsakt zur Erstellung der ersten Unionsliste, die Wasserstoffprojekte enthält, gemäß Verordnung (EU) 2022/869 Artikel 3 Abs. 4 bis zum 30. November 2023.

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) 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.

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<sub>2</sub>-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 Startnetzes 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.

## 2.2 Ergebnisse des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz

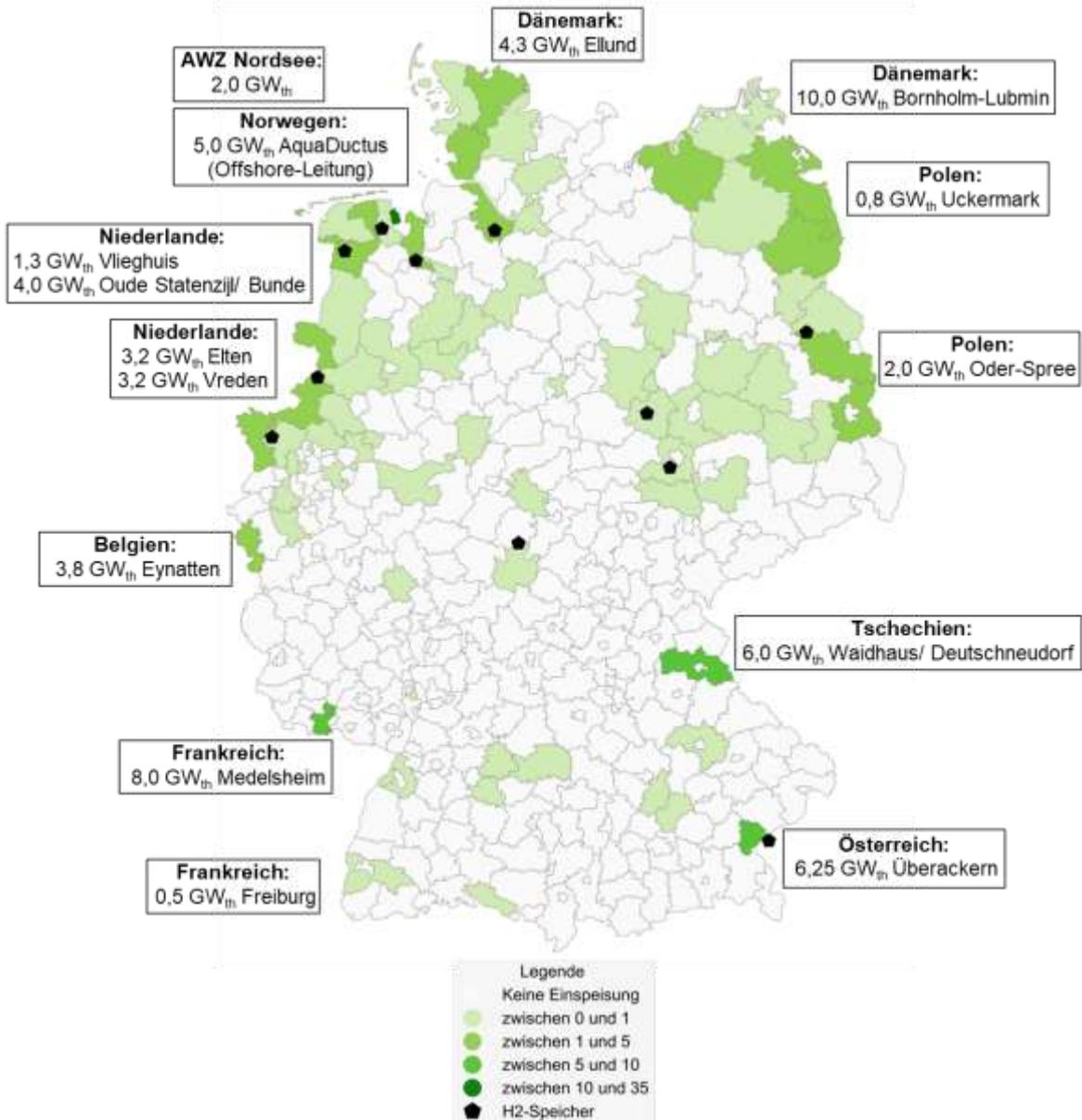
Im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz werden insgesamt 309 Wasserstoffprojekte berücksichtigt. In der folgenden Tabelle 1 werden die ermittelten Einspeiseleistungen für Wasserstoff in Summe und in der darauffolgenden Abbildung 1 regionalisiert auf Kreisebene dargestellt. Als sonstige Einspeisungen 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: Einspeiseleistungen nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert*

|                   | Einheit          | GÜP | Elektrolyse | Speicher | Sonstige Einspeisungen | Gesamt |
|-------------------|------------------|-----|-------------|----------|------------------------|--------|
| Einspeiseleistung | GW <sub>th</sub> | 58  | 15          | 8        | 19                     | 101    |

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 1: Einspeiseleistungen für Wasserstoff auf Kreisebene sowie an Grenzübergangspunkten, Angaben in  $\text{GW}_{\text{th}}$  für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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.

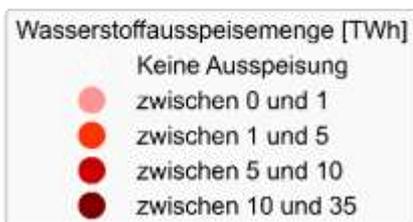
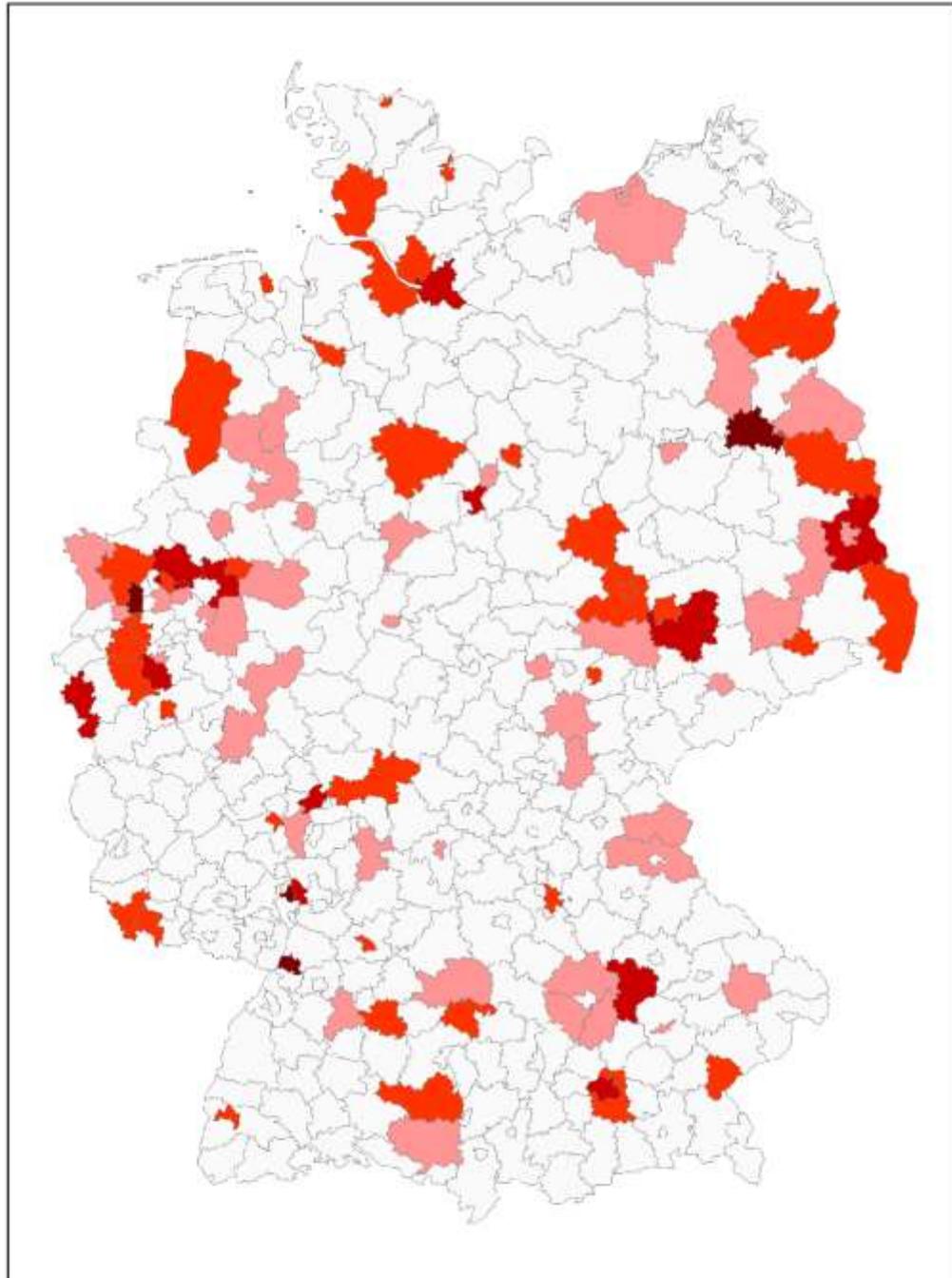
*Tabelle 2: Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert*

|  | Ausspeiseleistung*<br>[GW <sub>th</sub> ] | Ausspeisemenge*<br>[TWh <sub>th</sub> ], Brennwert |
|--|---|--|
| <b>Gesamt</b>  | <b>87</b>                                 | <b>279</b>   |
| - davon IPCEI-, PCI- und Reallabor-Projekte                                  | 10,3                                      | 49   |
| - davon Projekte zur Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetz          | 0,3                                       | 0  |
| - davon Eisen und Stahl  | 7,8                                       | 50   |
| - davon Chemie   | 5,2                                       | 32   |
| - davon Raffinerien  | 4,2                                       | 30   |
| - davon Glasindustrie, inkl. Glasfaser                                       | 0,4                                       | 2  |
| - 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

### 3 Leitungsmeldungen von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern

Mit der Veröffentlichung des aktuellen Planungsstands für ein überregionales Wasserstoff-Kernnetz am 12. Juli 2023 wurde zugleich Betreibern von Verteilernetzen, Wasserstoffnetzbetreibern und Betreibern von sonstigen Rohrleitungsinfrastrukturen gem. § 28r Abs. 5 EnWG-E 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](mailto:info@fnb-gas.de) und ein spezielles, über die Website des FNB Gas abrufbares Formular für Leitungsmeldungen zur Verfügung.

Insgesamt erreichten die Fernleitungsnetzbetreiber 62 Rückmeldungen. Neben der Meldung von Leitungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch Stellungnahmen erhalten, die nicht ausschließlich Leitungsmeldungen darstellten. Insbesondere wenn diese Stellungnahmen das unter der Federführung des BMWK und der BNetzA entwickelte Szenario betrafen, wurden diese Stellungnehmenden auf die durch das BMWK parallel eröffnete Möglichkeit zur Stellungnahme für Länder, Verbände und sonstigen Stakeholder verwiesen. In diesem Fall konnten Stellungnahmen ebenfalls bis zum 28. Juli 2023 direkt an das BMWK übermittelt werden.

Im Folgenden gehen die Fernleitungsnetzbetreiber kurz auf die wesentlichen Aspekte der Leitungsmeldungen ein:

Mit den 62 Rückmeldungen haben die Fernleitungsnetzbetreibern insgesamt 99 Leitungsmeldungen durch 26 potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber erhalten. Die gemeldeten Leitungen sind technisch sehr heterogen. Der Nenndurchmesser liegt zwischen DN 40 und DN 1000, die Längen variieren im Bereich von 0,1 km bis 92 km und der maximal zulässige Betriebsdruck MOP beträgt zwischen 8 barg und 100 barg. Die Gesamtlänge der gemeldeten Infrastrukturen beträgt rund 1.400 km. Davon sind rund 40 km heute schon im Bestand (Wasserstoff), rund 300 km Neubau und rund 1.060 km Umstellungen.

Von den 99 gemeldeten Infrastrukturen wurden zehn Leitungen zurückgezogen und 18 Leitungen erfüllten die Kriterien nicht, sodass am Ende 71 Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber zur Modellierung berücksichtigt wurden.

Für die 18 Leitungen, die die Kriterien nicht erfüllten, lagen folgende Ausschlussgründe vor (siehe Anlage 2):

- Fünf Leitungen sind aufgrund eines zwischenzeitlichen Eigentümerwechsels den Fernleitungsnetzbetreibern zuzuordnen und werden deshalb nicht als Leitungsmeldung in Anlage 2, sondern als FNB-Leitungen im Antragsentwurf berücksichtigt (Anlage 3),
- Fünf Leitungen werden nicht berücksichtigt wegen zu geringen Druckniveaus,
- Fünf Leitungen können aufgrund der Entfernung zum Wasserstoff-Kernnetz und fehlender Kundenbedarfe im Szenario nicht verwendet werden,
- Drei Leitungen werden nicht berücksichtigt wegen zu später Umstellung/Fertigstellung (nach 2032) bzw. unsicheren Planungsstands.

Die verbleibenden 71 Leitungsmeldungen hatten eine Gesamtlänge von rund 980 km und sind in der Modellierung für das Wasserstoff-Kernnetz überprüft worden. Die finalen Ergebnisse finden sich in Kapitel 5.4 und in der Anlage 2.

## 4 Modellierung des Wasserstoff-Kernetzes 2032

Im folgenden Kapitel werden grundsätzliche Parameter für die Modellierung beschrieben. Zunächst werden die grundsätzlichen Planungsleitsätze dargestellt (vgl. Kapitel 4.1). Danach erfolgt eine Beschreibung der Transportinfrastrukturen (vgl. Kapitel 4.2), welche die Grundlage für die Modellierung des Wasserstoff-Kernetzes bilden. Anschließend wird die grundsätzliche Vorgehensweise der Modellierung (vgl. Kapitel 4.3) erläutert. Abschließend erfolgt die Darstellung der Lastfälle für die Modellierung des Wasserstoff-Kernetzes (vgl. Kapitel 4.4).

### 4.1 Grundsätzliche Planungsleitsätze und Alternativenprüfung

#### Grundsätzliche Planungsleitsätze

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

*„Ziel ist der Aufbau eines **deutschlandweiten, effizienten, schnell realisierbaren und ausbaufähigen Wasserstoff-Kernetzes**, 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“ und „ausbaufähig“ bei der Wasserstoff-Kernetzplanung zu folgen ist.

Unter Effizienz ist in diesem Zusammenhang u.a. zu verstehen, dass die Planungen für ein Wasserstoff-Kernetz so auszurichten sind, dass Eingriffe in die Umwelt und Natur so gering wie möglich gehalten werden, das Wasserstoff-Kernetz 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 Leitungsinfrastrukturen 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.

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.
- Druckschranken (technisch, vertraglich): 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 weitere 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 Ziele hinsichtlich Vor- und Nachteile 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 räumliche und zeitliche Abtransportierbarkeit von Wasserstoff von vornherein sicherzustellen und einen schnellen Hochlauf zur Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes zu gewährleisten. Um die Abhängigkeit zu reduzieren, sollten einerseits mehrere leistungsstarke Importpunkte eines europäischen Verbundes und andererseits Wasserstoffspeicher erschlossen 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 zum Tragen kommende FZK-Logik und die Auslegung in den geeigneten Durchmessern und Druckstufen erreicht wird.

### **Alternativenprüfung**

Vor dem Hintergrund der gesetzlichen Forderung gemäß §28r 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 Methanetz 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 in Anlage 3 zum Wasserstoff-Kernnetz dargestellt. Darüber hinaus werden in Kapitel 5.5 die Maßnahmen beschrieben, die gegenüber dem Planungsstand vom 12. Juli 2023 entfallen sind.

## 4.2 Transportinfrastrukturen als Basis für die Modellierung

Für die Modellierung des Wasserstoff-Kernetzes 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 3).

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.

## 4.3 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 2 beschrieben.

### 1. Modellierungsvorbereitung

- Die Fernleitungsnetzbetreiber implementieren die Transportinfrastrukturen und erstellen eine funktionsfähige Modellierungsgrundlage in dem Berechnungsmodell.
- Zu berücksichtigende Ein- und Ausspeiseleistungen werden geeigneten Netzanbindepunkten der Transportinfrastrukturen zugeordnet.
- Es werden Prämissen für die Modellierung definiert (z. B. Einspeisetemperaturen und Übergabedrucke).

### 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 Gesamnetzanalyse 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.

## 4.4 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 2 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 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 nur 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/Niedersachsen/ 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*

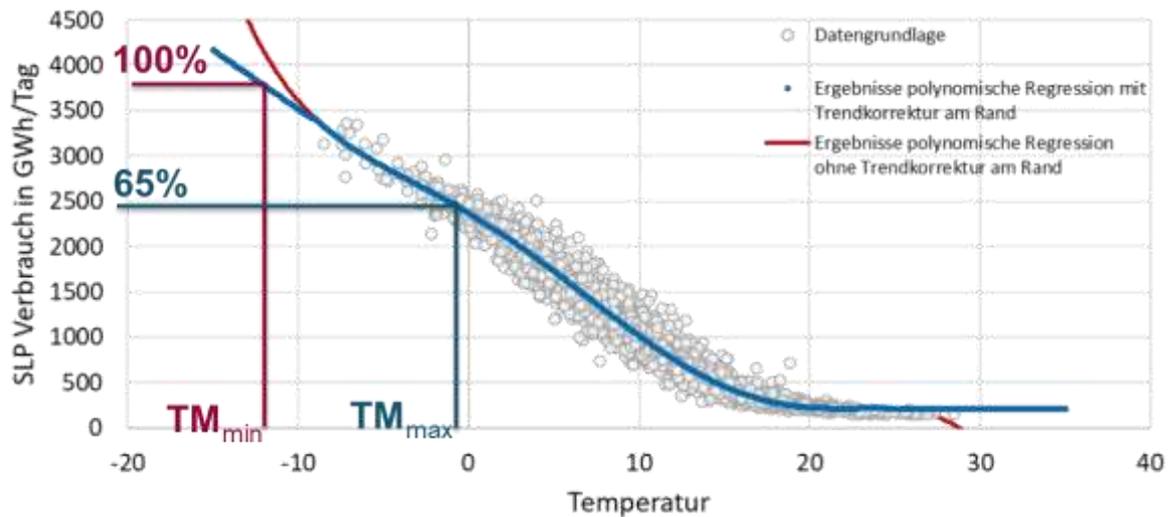
|            | Einheit | Region BY/BW | Region MV/BB/BE | Region TH/ST/SN | Region SH/HH/N/HB | Region NW/HE/SL/RP |
|------------|---------|--------------|-----------------|-----------------|-------------------|--------------------|
| $TM_{min}$ | °C      | -11,4        |                 |         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

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.

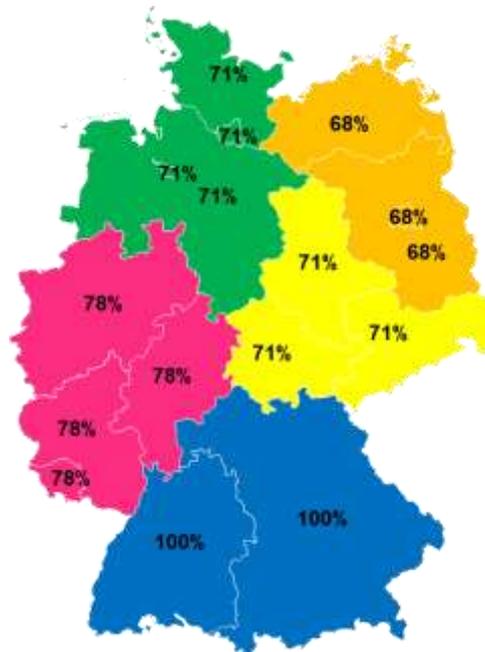
*Abbildung 5: Ermittlung von Skalierungsfaktoren für die KWK-Ausspeiseleistung über eine polynomische Regression*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, adaptiert aus [BDEW, 2022]

Die so ermittelten Skalierungsfaktoren sind in Abbildung 5 dargestellt.

*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:
  - mindestens 20 % für Industrie, KWK und Speicher.

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

## 5 Wasserstoff-Kernnetz 2032

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung dargelegt. Nach der Darstellung der Vorgehensweise mit Anschlussleitungen (vgl. Kapitel 5.1) und mit Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber, die in der Modellierung berücksichtigt wurden (vgl. Kapitel 5.2), werden die Ergebnisse für das Wasserstoff-Kernnetz (vgl. Kapitel 5.3) ausgewiesen. Kapitel 5.4 gibt für dieses Wasserstoff-Kernnetz einen Überblick zu den berücksichtigten und nicht berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber. Die Veränderungen des Wasserstoff-Kernnetzes gegenüber dem Planungsstand vom 12. Juli 2023 sind Kapitel 5.5 zu entnehmen.

### 5.1 Umgang mit Anschlussleitungen

Ziel des Wasserstoff-Kernnetzes ist laut § 28r Absatz 1 Satz 2 EnWG-E *„der Aufbau eines deutschlandweiten, effizienten, schnell realisierbaren und ausbaufähigen 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 (Wasserstoff und Methan) gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass dann die grundsätzlichen Kriterien der Netzanschlussprozesse, ähnlich wie bereits für Methan, Anwendung finden.

Für die Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber sehen sich die Fernleitungsnetzbetreiber nicht in der Verantwortung zu prüfen, ob es sich hierbei um Anschlussleitungen handelt. Daher werden alle Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber, die sinnvoll im Wasserstoff-Kernnetz genutzt werden können, berücksichtigt. Die Entscheidung zur Aufnahme der Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber in das Wasserstoff-Kernnetz erfolgt letztendlich durch die BNetzA, gemeinsam mit den jeweiligen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern.

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, für die ein IPCEI-Antrag gestellt wurde, wurden in die Maßnahmenliste für das Wasserstoff-Kernnetz 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.

## **5.2 Umgang mit in der Modellierung berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber**

Im Rahmen der Gelegenheit zur Stellungnahme zum Planungsstandsdokument vom 12. Juli 2023 bis zum 28. Juli 2023 haben weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber Leitungsmeldungen für das Wasserstoff-Kernnetz abgegeben (vgl. Kapitel 3).

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 Anlage 2 zum Entwurf des gemeinsamen Antrags zum Wasserstoff-Kernnetz listet die Leitungsmeldungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber auf und begründet insbesondere die Nichtberücksichtigung einzelner Leitungsmeldungen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass sie keine Beurteilung vornehmen können, ob bei einer Umstellung von Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber das verbleibende Methanetz die Kapazitätsanforderungen im jeweiligen Verteilernetz erfüllen kann.

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 Antragsentwurf 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 muss dies prüfen und nach § 28r Absatz 6 Satz 4 EnWG-E in ihrer Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes die weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber zur verbindlichen Einbringung ihrer Leitungen verpflichten.

## **5.3 Ergebnisse Wasserstoff-Kernnetz**

Auf Basis des in Kapitel 2 beschriebenen Szenarios und der Transportinfrastrukturen für die Modellierung (vgl. Kapitel 4.2) 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 5.1).

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

*Tabelle 4: Ergebnisse der Modellierung für das Wasserstoff-Kernnetz*

|  | Bis Ende 2032 |
|--|---------------|
| <b>Technische Parameter für das Wasserstoff-Kernnetz</b>                     |               |
| Verdichterstationen [MW]   | 291           |
| Leitungen [km]   | 9.721         |
| - umzustellende Leitungen der FNB  | 5.050         |
| - Neubauleitungen der FNB  | 3.705         |
| - Offshore-Leitungen der FNB   | 256           |
| - umzustellende Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber | 580           |
| - Neubauleitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber         | 130           |
| - Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)* [km]         | 168           |
| <b>Investitionen Wasserstoff-Kernnetz [Mrd. Euro]</b>                        |               |
| Verdichterstationen  | 1,7           |
| Leitungen (inkl. Kosten für Nebenanlagen, wie beispielsweise GDRM-Anlagen)   | 18,1          |
| - umzustellende Leitungen der FNB  | 3,1           |
| - Neubauleitungen der FNB  | 12,8          |
| - Offshore-Leitungen der FNB   | 1,6           |
| - umzustellende Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber | 0,2           |
| - Neubauleitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber         | 0,3           |
| <b>Gesamtinvestitionen</b>   | <b>19,8</b>   |

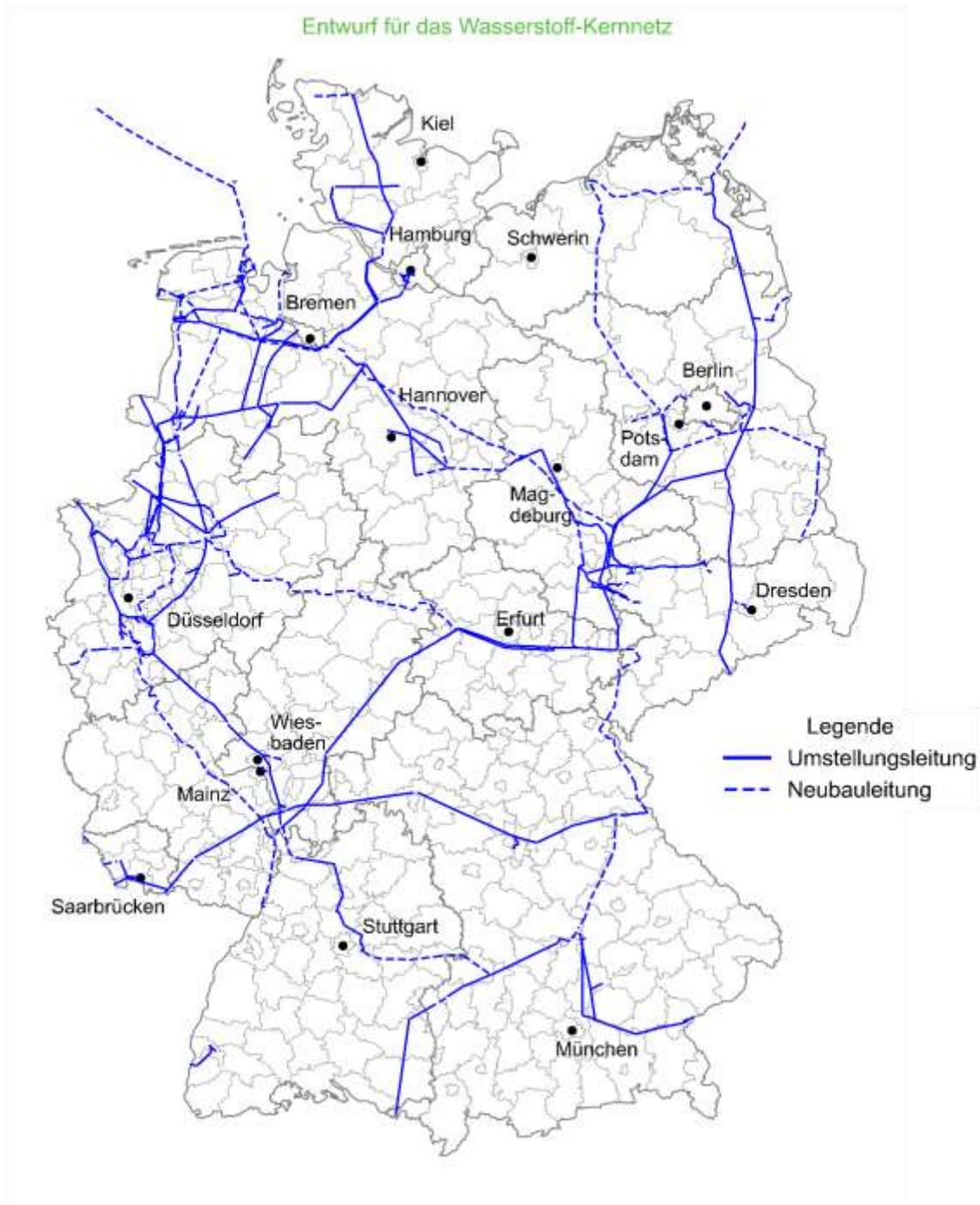
\* CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 7 zeigt den Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes und den Umfang der Leitungsinfrastrukturen mit einer Gesamtlänge von rund 9.700 km. Darin enthalten sind die berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber (vgl. Kapitel 5.4). Die darauffolgende Abbildung 8 zeigt die Lage des Wasserstoff-Kernnetzes in Relation zum zuvor ermittelten Wasserstoffein- und -ausspeisebedarf.

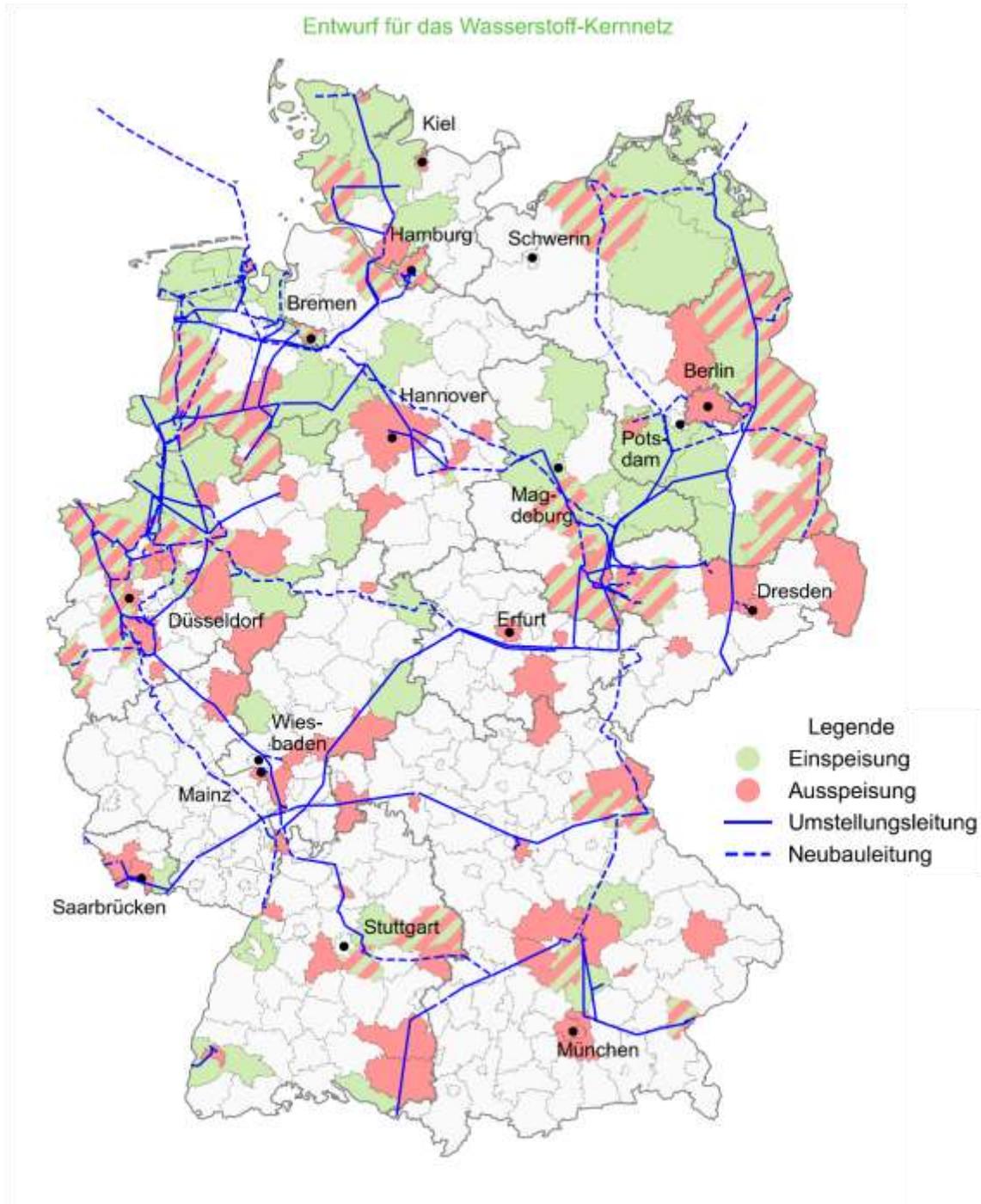
In Anlage 4 findet sich eine Detailkarte des Wasserstoff-Kernnetzes mit einer Zuordnung der ID-Nummern aus den Anlagen 2 und 3.

Abbildung 7: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz (inkl. Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Ergebnis der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz, mit Ein- und Ausspeisegebieten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Eine detaillierte Übersicht über alle Netzausbaumaßnahmen für das Wasserstoff-Kernnetz ist in Anlage 3 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.

In der **Abbildung 8** wird deutlich, dass das Wasserstoff-Kernnetz nicht alle Kreise direkt erschließt. Kreise mit Wasserstoffbedarfen für KWK-Anlagen, die räumlich nicht direkt am Wasserstoff-Kernnetz liegen, wurden kapazitativ 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 Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG-E), sobald konkrete Planungen hinsichtlich der Umstellung der KWK-Anlage vorliegen, geprüft werden.

Der Bedarf im südlichen Raum Thüringen (Landkreis Saalfeld-Rudolstadt) erfüllt die Kriterien für das Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes und wurde am nächstmöglichen Punkt angesetzt. Basierend auf den Daten des Wasserstoff-Kernnetzes wird parallel die Anbindung (auch weiterer Abnehmer) geplant, ggf. im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG-E), so dass eine Anbindung und Erschließung der Region erfolgen kann.

Der Bedarf im nördlichen Bayern (Landkreis Kronach) erfüllt die Kriterien für das Szenario des Wasserstoff-Kernnetzes und wurde am nächstmöglichen Punkt angesetzt. Basierend auf den Daten des Wasserstoff-Kernnetzes wird parallel die Anbindung (auch weiterer Abnehmer) geplant, ggf. im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG-E), so dass eine Anbindung und Erschließung der Region erfolgen kann.

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 Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG-E) eingebracht werden.

Zur Kostenberechnung, sowohl für die Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber als auch für die Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber, wurden die im Netzentwicklungsplan Gas 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. Bei den Kostenangaben für die weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber handelt es sich um Kostenschätzungen, die nicht mit den entsprechenden Unternehmen abgestimmt wurden.

#### **5.4 Berücksichtigung der Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber**

Im Rahmen der Gelegenheit zur Stellungnahme zum Planungsstandsdokument vom 12. Juli 2023 haben bis zum 28. Juli 2023 weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber Leitungsmeldungen für das Wasserstoff-Kernnetz abgegeben (vgl. Kapitel 3). Der Umgang mit in der Modellierung berücksichtigten Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber wurde in Kapitel 5.2 beschrieben.

Insgesamt haben 26 weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber 99 Leitungsmeldungen eingereicht. Davon sind nach einer Prüfung der Kriterien 71 Leitungen mit einer Gesamtlänge von rund 980 km als potenzielle Wasserstoffleitungen in der Modellierung zum Wasserstoff-Kernnetz eingegangen. Als Ergebnis aus der Modellierung schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, 56 Leitungen von 17 weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern mit einer Länge von rund 710 km einschließlich möglicher Anschlussleitungen von weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern in das Wasserstoff-Kernnetz aufzunehmen. Somit werden rund zwei Drittel der in der Modellierung berücksichtigten Leistungsmeldungen in das Wasserstoff-Kernnetz aufgenommen. Mit 580 km entfällt der größte Anteil davon auf Umstellungs- und Bestandsleitungen.

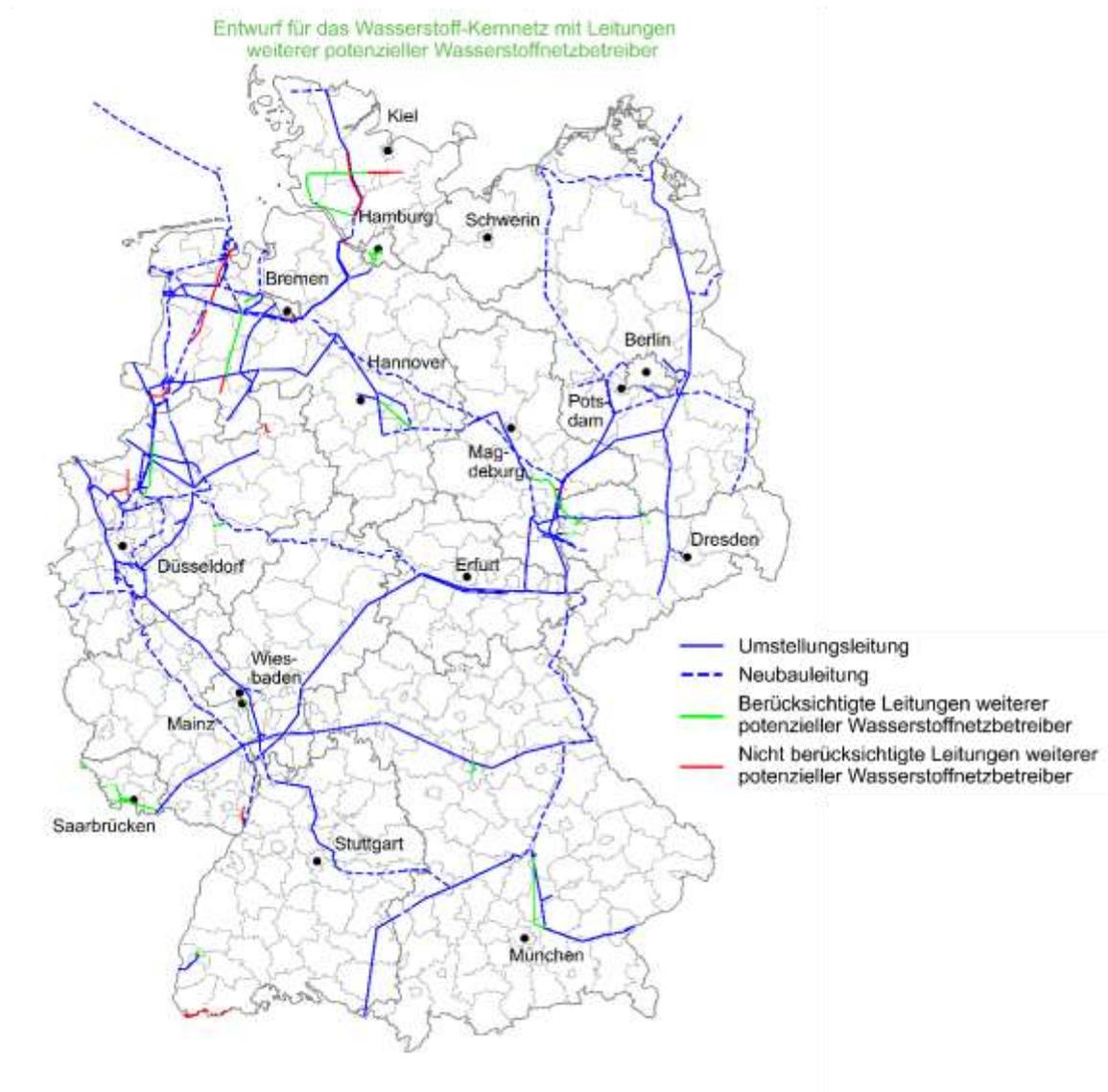
Als Ergebnis der Modellierung wurden insgesamt 15 gemeldete Leitungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber mit einer Gesamtlänge von rund 266 km aus folgenden Gründen nicht im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt:

- Acht Leitungen können aufgrund fehlender Kundenbedarfe im Szenario nicht berücksichtigt werden.
- Bei vier Leitungen ist die Einbindung wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Drei Leitungen können aufgrund des Druckniveaus nicht sinnvoll für den Weitertransport genutzt werden.

Die folgende Abbildung 9 zeigt, welche Leitungsmeldungen der weiteren potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt wurden und welche nicht.

Die Anlage 2 zum Entwurf des gemeinsamen Antrags 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 § 28r Absatz 2 EnWG-E grundsätzlich erfüllt.

Abbildung 9: Berücksichtigung von Leitungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz

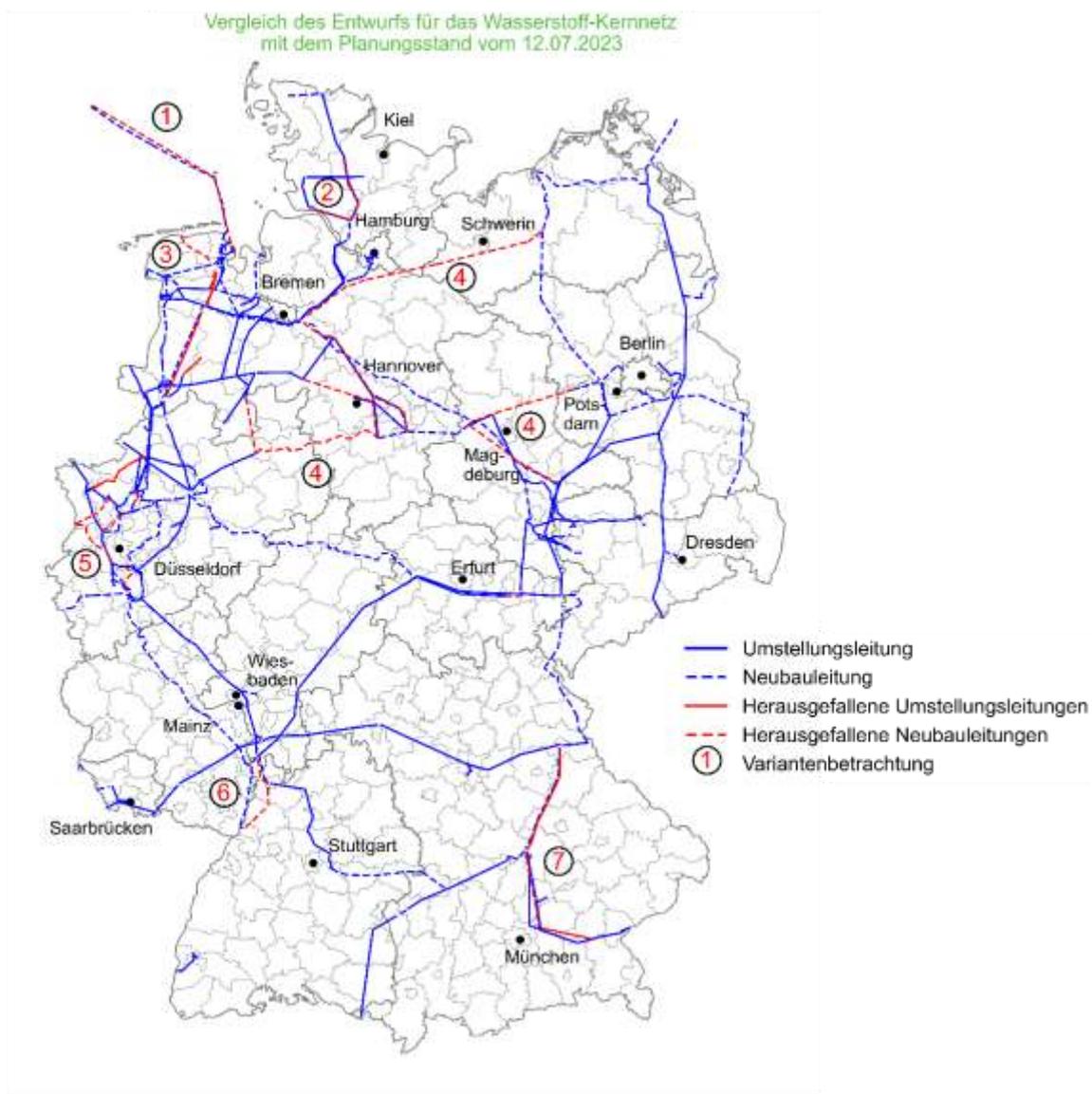


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 5.5 Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem Planungsstand vom 12. Juli 2023

Die folgende Abbildung 10 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 10: 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 10.

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 § 28r Absatz 2 EnWG-E handelt.

### 1. Offshore Nordsee

Im Planungsstand waren zwei Offshore-Leitungsstrassen 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 10](#) mit Ziffer 1 dargestellte Leitung entfallen. Wegen seines IPCEI-Status wurde AquaDuctus (Offshore-Gebiet SEN1 bis zur deutschen Küste bei Wilhelmshaven) im Wasserstoff-Kernetz 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 10](#) mit der Ziffer 3 gekennzeichneten Region ergab sich im Rahmen der Iterationen zur Optimierung des Wasserstoff-Kernetzes eine sinnvolle Lösung. So wurden u. a. von Wilhelmshaven bzw. Schillig (Anlandung Offshore) verschiedene 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.

**Table 5: 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 - Luttrum                       | PN 80      | DN 600      | 25    | 61           |
| Luttrum - 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          |
| <b>Summe Investition</b>              |            |             |       | <b>3.586</b> |

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 10 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 bebauten Gebiet im Duisburger Norden.

Auch zwischen **Duisburg Nord und Krefeld** gab es zwei mögliche Trassenverläufe für die notwendige Neubaueinbindung. 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 Zevenaer 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 Ludwigshafen-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 Überacker 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 10](#)). Die Berücksichtigung der

Leitungsinfrastrukturmeldungen 405-Finsing-Ismaning Nord sowie 406-Ismaning Nord-Münchsmünster durch die SWM-Infrastruktur 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 308-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.

## 6 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 § 28r Abs. 2 Satz 3 EnWG-E, 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 Gasversorgungsinfrastruktur herangezogen werden können, wobei zum Zeitpunkt der Umstellung einer Infrastruktur auf Wasserstoff sichergestellt bleibt, dass das verbleibende Erdgas-Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann.

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

Die durch die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 28r Abs. 2 S.3 EnWG-E 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 Erdgas-Leitungsinfrastrukturen stellt damit das Ergebnis eines Netzoptimierungsprozesses dar, der regelmäßig mit weitergehenden Maßnahmen im verbleibenden Erdgas Fernleitungsnetz verbunden ist.

Im Rahmen dieser Umstellungsprüfung haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 28r Abs. 2 S. 5 EnWG-E 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 § 28r Abs. 8 EnWG-E nur, wenn die Voraussetzungen 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 auch als Teil des Wasserstoff-Kernnetzes mit genehmigt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden mit Genehmigung nach § 28r Abs. 7 EnWG-E zur Umstellung verpflichtet. Dieser Verpflichtung können die Fernleitungsnetzbetreiber nur nachkommen, wenn sie ab diesem Zeitpunkt auch zur Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen berechtigt sind, und durch die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Realisierung der erdgasverstärkenden Maßnahmen wird die Versorgung im verbleibenden Erdgassystem sichergestellt (die Genehmigung der

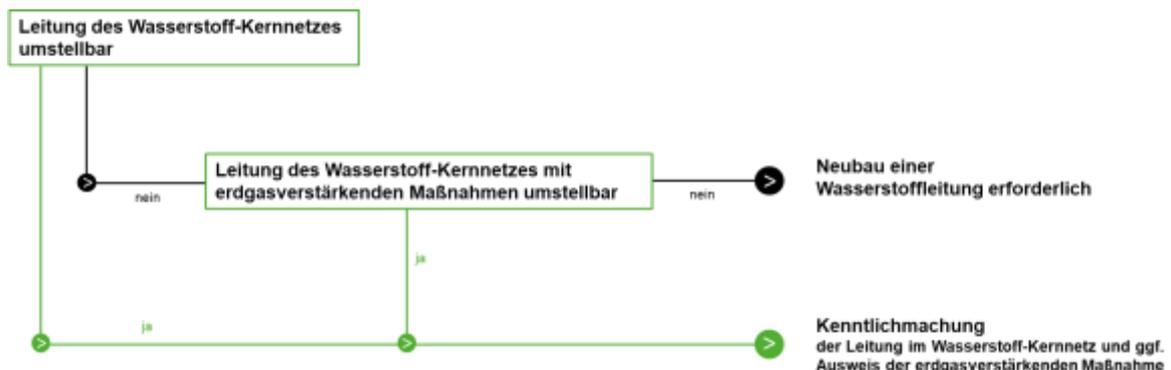
erdgasverstärkenden Maßnahmen dient damit der Sicherstellung der Genehmigungsfähigkeit der Leitungsumstellung).

## 6.1 Vorgehensweise

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Basis der LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante C des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 und des ermittelten Wasserstoff-Kernnetzes untersucht, welche Gasversorgungsinfrastruktur bis 2032 für eine Wasserstoffnutzung im Wasserstoff-Kernnetz umgestellt werden könnte. Wesentliche Voraussetzung für die Klassifizierung der Umstellbarkeit einer Gasversorgungsinfrastruktur 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 Gasversorgungsinfrastruktur für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032 ist in **Abbildung 11** schematisch dargestellt.

*Abbildung 11: Vorgehensweise bei der Ermittlung von Gasversorgungsleitungen 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 Gasversorgungsinfrastruktur wurde geprüft, ob sie bis Ende 2032 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnte. Sofern eine Gasversorgungsinfrastruktur nicht umstellbar ist, erfolgt eine weitere Prüfung, ob sie mittels Maßnahmen im Erdgas-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 Erdgasleitungssysteme sowie den Zubau an Verdichtungsleistung oder Gasdruckregel- und Messanlagen handeln.

Die durch die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 28r Abs. 2 S.3 EnWG-E 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 Erdgas-Leitungsinfrastrukturen stellt damit

das Ergebnis eines Netzoptimierungsprozesses dar, der regelmäßig mit weitergehenden Maßnahmen im verbleibenden Erdgas-Fernleitungsnetz verbunden ist.

Im Rahmen dieser Umstellungsprüfung haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 28r Abs. 2 S. 5 EnWG-E 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 § 28r Abs. 8 EnWG-E 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 auch als Teil des Wasserstoff-Kernnetzes mit genehmigt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden mit Genehmigung nach § 28r Abs. 7 EnWG-E zur Umstellung verpflichtet. Dieser Verpflichtung können die Fernleitungsnetzbetreiber nur nachkommen, wenn sie ab diesem Zeitpunkt auch zur Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen berechtigt sind, und durch die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Realisierung der erdgasverstärkenden Maßnahmen wird die Versorgung im verbleibenden Erdgassystem sichergestellt (die Genehmigung der erdgasverstärkenden Maßnahmen dient damit der Sicherstellung der Genehmigungsfähigkeit der Leitungsumstellung). Daher werden 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 beantragen.

## 6.2 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 6: Gasversorgungsinfrastruktur für die Nutzung im Wasserstoff-Kernnetz 2032**

|  | Bis Ende 2032 |
|--|---------------|
| <b>Umstellung von Leitungen von Methan auf Wasserstoff [km]</b>            |               |
| <b>Bis zum Jahr 2032 auf Wasserstoff umstellbare Leitungen</b>             | <b>5.050</b>  |
| - davon ohne erdgasverstärkende Maßnahmen umstellbar                       | 1.647         |
| - davon mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar                       | 3.403         |
| <b>Erdgasverstärkende Maßnahmen - Technische Parameter</b>                 |               |
| - Verdichterstationen [MW]   | 97            |
| - Neubauleitungen [km]   | 602           |
| <b>Erdgasverstärkende Maßnahmen - Investitionen</b>                        |               |
| <b>Erdgasverstärkende Maßnahmen [Mrd. Euro]</b>                            | <b>2,0</b>    |
| - Verdichterstationen  | 0,5           |
| - Leitungen  | 1,0           |
| - Sonstige Maßnahmen (inkl. Umhängungen, GDRM-Anlagen, Armaturenstationen) | 0,5           |

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Anlage 3 sind die Gasversorgungsinfrastrukturen, welche auf Wasserstoff umgestellt werden könnten, dargestellt. Hier erfolgt auch eine Zuordnung, welche erdgasverstärkenden Maßnahmen 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 rund 5.050 km umstellbar, wobei rund 1.650 km ohne und rund 3.400 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 2,0 Mrd. Euro. Hierdurch lassen sich die oben genannten rund 3.400 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.



## Einordnung der Ergebnisse

Die Ermittlung von Maßnahmen im Erdgasnetz zur Realisierung des Wasserstoff-Kernetzes 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 § 28r Abs. 2 EnWG-E 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 geplante Kraftwerksstrategie 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. In einem integrierten Netzentwicklungsplanungsprozess 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-Kernetz 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 neuen, zukünftig integrierten Netzentwicklungsplanungsprozesses zu überprüfen.

## Anhang

### 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 über den Interconnector Bornholm-Lubmin

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 Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Dänemark nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. d) EnWG-Entwurf.

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 Prüfwahljahr 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]. Auf dieser Basis wurden auch die Kapazitäten in den koordinierten Projektanträgen zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) 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 Ein-/ Ausspeisekapazität, die am Grenzübergangspunkt Ellund angesetzt wurde.

#### Norwegen: Offshore-Anbindung Nordsee über AquaDuctus

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 Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

Für die vorgelagerte norwegischen Wasserstofftransportprojekte *CHE-pipeline* (HYD-N-1249), *H2T Projekt* (HYD-N-884, HYD-N-1339), hat 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.

#### Niederlande: Vliegghus

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 Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus den Niederlanden im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

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 Prüfwahljahr 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 und GTG Nord abgestimmt. Die betrachteten Projekte Dutch Hydrogen Backbone, HyPerLink I, H2ercules und H2Coastlink dienen dem Aufbau von Importmöglichkeiten von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. d) EnWG-Entwurf. 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 GWh 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 verschiedenen beantragten Projekte Dutch Hydrogen Backbone und H2ercules dienen der Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

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 Prüfwahljahr 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 § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. d) EnWG-Entwurf.

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 Prüfwahljahr 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 und Open Grid Europe abgestimmt. Die beantragten Projekte Belgian Hydrogen Backbone und H2ercules dienen der Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus dem belgischen Netz nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

Für das vorgelagerte belgische Wasserstofftransportprojekt Belgian Hydrogen Backbone, HYD-N-1311, hat Fluxys 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 beantragte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Eynatten eine Einspeisekapazität von 3,8 GW für das Prüfwahljahr 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 beantragten Projekte H2Med, HY-FEN und H2ercules dienen der Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Portugal, Spanien, Frankreich nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

Für das vorgelagerte französische Wasserstofftransportprojekt HY-FEN – H2 Corridor Spain – France – Germany connection, HYD-N-569, hat GRTgaz für den PCI-Antrag 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 beantragte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Medelsheim eine Einspeisekapazität von 8 GW für das Prüfwahljahr 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 Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Portugal, Spanien, Frankreich nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

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 beantragte PCI RHYn Interco ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Freiburg eine Einspeisekapazität von 0,5 GW für das Prüfwahljahr 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 Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Nordafrika über Italien und Österreich nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf 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. Das beantragte 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 Prüfwahljahr 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 beantragten Projekte Central European Hydrogen Corridor und H2ercules dienen der Herstellung 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 § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

Für das vorgelagerte tschechische Wasserstofftransportprojekt Central European Hydrogen Corridor (CZ part), HYD-N-990, hat Net4gas für den PCI-Antrag 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 beantragte PCI H2ercules ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Waidhaus eine Einspeisekapazität von 6 GW für das Prüfljahr 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 Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff zunächst aus Dänemark, in späteren Jahren aus Schweden und Finnland nach Deutschland im Sinne des § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf. 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 Ein- und Ausspeisekapazität von 6 GW für das Prüfljahr 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 Herstellung 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 § 28r Abs. 4 Zif. 4 lit. b) EnWG-Entwurf.

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 Prüfwahljahr 2032 angesetzt.

## Anlagen

### Anlage 1: Projektübersicht für das Szenario zum Wasserstoff-Kernnetz

Das Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz wurde in Kapitel 2 beschrieben. In der Anlage 1, welche auf der Webseite des FNB Gas veröffentlicht ist, sind die Wasserstoff-Projekte veröffentlicht, welche im Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt wurden.

### Anlage 2: Leitungsmeldungen weiterer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Betreibern von Gasverteilernetzen, den Betreibern von Wasserstoffnetzen und den Betreibern von sonstigen Rohrleitungen vom 12. Juli 2023 bis zum 28. Juli 2023 Gelegenheit zur Stellungnahme zum Planungsstandsdokument gegeben und in diesem Zuge zur Meldung von Leitungsinfrastrukturen für das Wasserstoff-Kernnetz aufgerufen.

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.

### Anlage 3: Maßnahmenliste der Fernleitungsnetzbetreiber

In der Anlage 3 werden die ermittelten Maßnahmen für das Wasserstoff-Kernnetz detailliert beschrieben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen die technischen Parameter der Maßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoff-Kernnetz in dieser Anlage dar. Eine Wasserstoffnetzinfrastruktur muss nach § 28r Absatz 4 EnWG-E 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 § 28r Absatz 4 Satz 4 EnWG-E, 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 4.4 beschrieben, mehrere Lastfälle für das Wasserstoff-Kernnetz modelliert, um die Wasserstoffein- und -ausspeisekapazitäten auf die freie Zuordenbarkeit zu testen. Die Lastflüsse 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 4: Detailkarte des Wasserstoff-Kernnetzes**

In der Anlage 4 werden die als Ergebnis der Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigten Leitungen und Verdichter 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 sowie der Streckenverdichter in Achim und Forchheim anhand ihrer ID-Nummern aus den Anlagen 2 und 3.

## 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 <sub>2</sub> | Kohlendioxid   |
| el              | elektrisch   |
| EnWG            | Energiewirtschaftsgesetz   |
| EnWG-E          | Entwurf Energiewirtschaftsgesetz (Kabinettsbeschluss 24.05.2023)   |
| EU              | Europäische Kommission   |
| FNB             | Fernleitungsnetzbetreiber  |
| FNB Gas         | Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.   |
| 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  |
| SEN             | Sonstiger Energiegewinnungsbereich Nordsee, für die Erzeugung von Wasserstoff aus Windkraft vorgesehene Fläche |
| SLP             | Standardlastprofil   |
| th              | thermisch  |
| TWh             | Terawattstunde   |

|      |   |
|------|---|
| VNB  | Verteilernetzbetreiber                          |
| WEB  | (Marktabfrage) Wasserstoff Erzeugung und Bedarf |
| Zif. | Ziffer  |

## Literatur

- [Analyseforudsætninger til Energinet, 2022] Analyseforudsætninger til Energinet, AF 22, Download unter (Download am 13. September 2023):  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyse-modeller/analyseforudsætninger-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](https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20221209_Diskussionspapier-Gaseinsparung.pdf)
- [Deutscher Bundestag, 2023] Deutscher Bundestag Drucksache 20/9187 vom 08. November 2023, Download unter (Download am 10. November 2023):  
[Deutscher Bundestag Drucksache 20/9187](https://www.bundestag.de/Drucksache/20/9187)  
[Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie \(25. Ausschuss\) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 20/7310, 20/8165 – Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften](https://www.bundestag.de/Drucksache/20/9187/Beschlussempfehlung-und-Bericht-des-Ausschusses-fuer-Klimaschutz-und-Energie-25-Ausschuss-zu-dem-Gesetzentwurf-der-Bundesregierung-Drucksachen-20/7310-20/8165-Entwurf-eines-Gesetzes-zur-Anpassung-des-Energiewirtschaftsrechts-an-unionsrechtliche-Vorgaben-und-zur-Änderung-weiterer-energierechtlicher-Vorschriften)
- [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](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/>
- [FNB Gas, 2023] Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032, Ergebnisse der Marktabfrage WEB, 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](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-2_Projektmeldungen-WEB-1.xlsx)