

Karlsruhe, 08. Januar 2024

EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Antragsentwurfs zum Wasserstoff-Kernnetz vom 15. November 2023

Die Bundesnetzagentur hat am 15. November 2023 den von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) vorgelegten Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz der Öffentlichkeit zur Kommentierung vorgestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG nimmt zur Konsultation des Antragsentwurfs durch die Bundesnetzagentur gerne Stellung.

Wir begrüßen die Entscheidung der Bundesregierung, den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes voranzutreiben und unterstützen die Planung ausdrücklich als maßgeblichen Baustein für die Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung in Deutschland.

Mit Blick auf den Entwurf des 3. EnWG-Änderungsgesetzes befassen wir uns im Rahmen dieser Stellungnahme nicht mit dem Thema Finanzierung. Sollte keine kapitalmarktfähige Finanzierung beschlossen werden, werden die Investitionen für den Hochlauf des Wasserstoff-Kernnetzes nicht getätigt.

I. Wasserstoffmarkt

Ein liquider Wasserstoffmarkt ist von großer Bedeutung, um die Entwicklung einer florierenden Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu ermöglichen. Durch einen liquiden Markt können Angebot und Nachfrage effizient aufeinandertreffen, was zu fairen Preisen und einer zuverlässigen Versorgung mit Wasserstoff führt. Dies schafft eine attraktive Grundlage für Investitionen in Wasserstofftechnologien und fördert die Entwicklung innovativer Lösungen, um Wasserstoff in Europa zu produzieren, zu speichern oder ihn nach Europa zu importieren.

Der feste Zugang aller Netznutzer zum virtuellen Handelspunkt (VHP) ist für die Entstehung eines liquiden Wasserstoffmarktes eine zwingende Bedingung, der im Rahmen des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes und allen zukünftigen Netzentwicklungsplänen explizit berücksichtigt werden sollte. Dies bedeutet, dass Unternehmen mit verschiedenen Marktrollen (Importeur, Produzent, H₂-Kraftwerksbetreiber, H₂-Speichernutzer, H₂-Industriekunde, etc.) gleichermaßen die Möglichkeit haben, am Wasserstoffmarkt teilzunehmen und von den Vorteilen einer breiten Marktteilnahme zu profitieren. Dies fördert den Wettbewerb, steigert die Effizienz und ermöglicht eine größere Vielfalt an Angeboten und Anwendungen im Wasserstoffsektor.

Der Zugang zum virtuellen Handelspunkt ermöglicht es den Netznutzern, Wasserstoff zu handeln und ihre Angebote und Nachfragen auf dem Markt zu platzieren. Dieser VHP fungiert als zentraler Marktplatz, auf dem die Netznutzer ihre Wasserstoffkapazitäten anbieten und verkaufen können. Durch den Handel am VHP können die Netznutzer ihre Wasserstoffgeschäfte effizient abwickeln und von den Vorteilen eines liquiden Marktes profitieren.

Feste frei-zuordenbare Kapazitäten (FZK) sind entscheidend, um einen geregelten und transparenten Handel am virtuellen Handelspunkt zu ermöglichen. Indem den Netznutzern FZK zugewiesen werden, wird sichergestellt, dass sie über eine bestimmte Menge an Wasserstoff verfügen, die sie am VHP handeln können. Dies schafft Vertrauen und Planungssicherheit für die Marktteilnehmer und fördert die Stabilität des Wasserstoffmarktes.

Darüber hinaus ermöglichen FZK den Netznutzern, ihre Wasserstoffgeschäfte langfristig preislich abzusichern und zu optimieren. Sie können ihre Wasserstoffmengen entsprechend ihrer Bedürfnisse und Geschäftsstrategien nutzen und so ihre Wettbewerbsfähigkeit steigern. Dies trägt zur

Entwicklung eines dynamischen und effizienten Wasserstoffmarktes bei und fördert auch die Entwicklung von marktlich genutzten Wasserstoffspeichern.

Durch die Schaffung eines stabilen und transparenten Handelsumfelds wird das deutsche Wasserstoff-Kernnetz dazu beitragen, die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland voranzubringen. Ein liquider Wasserstoffmarkt mit festem Zugang für alle Netznutzer über FZK schafft somit eine solide Grundlage für eine nachhaltige und wettbewerbsfähige Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Dies wird nicht nur die Energiewende vorantreiben, sondern auch neue Arbeitsplätze schaffen und die deutsche Wirtschaft stärken. Darüber hinaus wird die Verfügbarkeit von Wasserstoff als sauberer Energieträger dazu beitragen, die CO₂-Emissionen zu reduzieren und den Klimawandel einzudämmen.

II. Wasserstoffimport

Für die Belieferung unserer geplanten Wasserstoffkraftwerke (siehe nachfolgender Punkt III. Erzeugung) ist es wichtig, verschiedene Importpunkte im Wasserstoff-Kernnetz zu ermöglichen. Wie auch im Erdgasbereich gehen wir insbesondere von Importen von Belgien und den Niederlanden sowie von den geplanten LNG-Importterminals aus, die später auf den Import von Wasserstoffderivaten umgestellt werden. Da wir uns vertraglich an den geplanten landbasierten LNG-Terminal Stade gebunden haben, sind wir verwundert, dass für diesen im Wasserstoff-Kernnetz keine Anbindung berücksichtigt ist. Wir würden es daher begrüßen, wenn die Umwidmung der Erdgasleitungen ETL45 und ETL46 auf Wasserstoff noch aufgenommen werden würde. In Verbindung mit der ETL 179 würde dadurch parallel der Abtransport von importiertem und in Erdgas umgewandeltem LNG sowie gleichzeitig von in Wasserstoff umgewandeltem grünem Ammoniak ermöglicht. Nur über die Anbindung können wir unser selbst gestecktes Ziel der Klimaneutralität des EnBW-Konzerns bis 2035 inklusive aller Kraftwerke erreichen.

III. Erzeugung

Die Berücksichtigung von Kraftwerksstandorten nur mit deren jeweiligen elektrischen KWK-Leistungen ist nicht sachgerecht, da bei derartigen Anlagen häufig nur ein Gasanschluss besteht und auch nur in einem Teilsystem das Brenngas eingesetzt wird (z. B. der zentralen Gasturbine bei einer großen GuD-Anlage). Insofern kann entweder die gesamte Anlage mit Erdgas oder die gesamte Anlage mit Wasserstoff betrieben werden. Wird eine solche Anlage nur mit der KWK-Leistung in der Modellierung berücksichtigt, so führt dies zu einer falschen Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes und in der Folge kann aufgrund unzureichender Wasserstoffverfügbarkeit nicht einmal der KWK-Teil mit Wasserstoff betrieben werden. Dieses Vorgehen würde somit die Klimaziele der Bundesregierung und der betroffenen Unternehmen zur Strom- und Wärmeerzeugung konterkarieren.

Weiterhin ist eine ausschließliche Berücksichtigung von Anlagen > 100 MW_{el} KWK-Leistung (= 235 MW_{th}) bei der Modellierung nicht sachgerecht. Bei der Wasserstofferzeugung werden anfangs einige Elektrolyseanlagen mit einer elektrischen Leistung von 100 MW_{el} enthalten sein und wichtige Beiträge zur Wasserstoffeinspeisung liefern. Wenn nun Stromerzeugungsanlagen erst ab 235 MW_{th} eingerechnet werden, führt dies ebenfalls zu einer fehlerhaften Bilanz für das Wasserstoff-Kernnetz.

Fraglich ist, wieso Anlagen aus dem Wasserstoff-Sprinterprogramm für Ausschreibungen nach § 28g EEG (in Summe 4.400 MW_{el} zur Auktion bis 2026 vorgesehen) nicht über Annahmen etwa in Form von Regionalclustern bei der Modellierung berücksichtigt werden. Die vorgeschlagene Berücksichtigung („Bedarfsmeldungen, die keinen Eingang in das Szenario gefunden haben, haben die Möglichkeit in dem geplanten, sich zeitnah anschließenden rollierenden Regelprozess zur integrierten Netzplanung“) erst nach Vorliegen der Auktionsergebnisse bis 2028 könnte zu einer

Fehlauslegung des Wasserstoff-Kernnetzes oder zu Risiken hinsichtlich der Realisierbarkeit dieser Anlagen führen.

Die FNB stellen in Abbildung 2 des Antragsdokuments die Ergebnisse der Ausspeisemengen für Wasserstoff des Szenarios für das Wasserstoff-Kernnetz dar. Dort kann man erkennen, dass die von EnBW vorgesehenen Fuel Switch-Projekte mit einer Wasserstoffausspeisung an den Erzeugungsstandorten Altbach-Deizisau, Heilbronn und Stuttgart-Münster mit einer zu kleinen Ausspeisemenge oder gar nicht berücksichtigt sind. Dies ist bedingt durch die Vorgabe, nur die KWK-Leistung und nur Anlagen > 235 MW_{th} zu berücksichtigen. Eine entsprechende Änderung ist im Interesse einer korrekten Modellierung unbedingt erforderlich.

Weiterhin zeigen die Planungen der FNB für die Region Nordost, dass die Stadt Rostock über Neubauleitungen an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen werden soll. Aufgrund der deutlich längeren Planungs- und Realisierungszeiten für neue Gastrassen verglichen mit dem Umbau von Bestandstrassen würde das Festhalten an dieser Planung sämtliche Wasserstoffprojekte am Standort Rostock erheblich verzögern bzw. deren Realisierung gefährden. Dies sind Projekte, die in ihrer Planung teilweise schon weit fortgeschritten sind. Wir regen an diese Planung nochmals zu überprüfen, um auch Rostock frühzeitig bis 2027 an das Wasserstoff-Kernnetz anschließen zu können.

In der Übergangsphase mit parallelem Betrieb eines Erdgas- und Wasserstoffnetzes sind die Planungen so zu gestalten, dass Auswirkungen von Engpässen in beiden Systemen möglichst gering gehalten werden und beide Systeme eine ausreichende Anzahl an liquiden Entry-Punkten und Speichern aufweisen.

IV. Speicher

Speicher sind für das Gelingen des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes von entscheidender Bedeutung, wie von den FNB korrekt festgestellt wird. EnBW befürchtet jedoch, dass die in dem Dokument erwähnte Begrenzung auf pränotifizierte IPCEI-Projekte oder Projekte mit konkreten Anhaltspunkten für Investitionen dazu führt, dass zu wenig Speicherprojekte berücksichtigt werden. Noch nicht alle erforderlichen Speicher haben dieses Stadium erreicht. Es wird deshalb empfohlen, für notwendige Speicher Annahmen beispielsweise in Form von Regionalclustern im Bereich vorhandener Erdgas-Kavernenspeicher oder in geologisch geeigneten Bereichen (Neubau von Kavernen) zu treffen.

Allein die ambitionierten Ziele der Kraftwerksbetreiber sowie die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung werden einen erheblichen Speicherbedarf haben, der alle bisherigen Projektvorhaben an Wasserstoffspeichern übersteigt. Wir appellieren daher eindringlich, das Augenmerk auf die Einbindung der notwendigen Speicher zu richten und entsprechende Anreize zu schaffen, so dass dem Wasserstoffmarkt mehr Speicherkapazitäten bereitgestellt werden.

V. Dimensionierung / Bedarfsorientierte Netzplanung

Die Dimensionierung des Wasserstoff-Kernnetzes basiert auf sehr restriktiven Kriterien für die zu deckenden Wasserstoffbedarfe: Lediglich ausgewählte Projekte (IPCEI, PCI, PMI), bestimmte Industriezweige (u. a. Eisen und Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik), Reallabore, Wasserstoffspeicherprojekte und große KWK-Kraftwerksstandorte sind zugelassen. In Summe ergibt sich eine Ausspeisemenge im Kernnetz-Szenario im Jahr 2032 von rund 280 TWh_{th}.

Wenn allerdings der Wirtschaftsstandort Deutschland gesichert werden soll, braucht es unverzüglich die konkrete Perspektive einer Wasserstoffversorgung für die heute über das Gasnetz versorgten Industrie- und Mittelstandskunden. Die zugrundeliegenden Bedarfe sind in Form von Potentialabfragen durch die zuständigen Verteilnetzbetreiber einzuholen und in die Kernnetz-

Planung einzubringen (Bottom-up-Planung). Die in Baden-Württemberg vorgenommene Bedarfsabfrage der Plattform H2BW ist ein eindrückliches Beispiel für die Notwendigkeit von Potentialabfragen. Von 412.000 Unternehmen in Baden-Württemberg haben sich nur 474 Unternehmen an der Abfrage beteiligt. Dies zeigt, dass die Beschränkung auf Einzelmeldungen der Nachfragedynamik nicht gerecht wird, da dies nur einem Anteil von 1,2 % aller Unternehmen in Baden-Württemberg entspricht.

Gesetzliche Regelung für eine bedarfsorientierte Netzplanung: Das konsultierte Kernnetz soll den initialen Startpunkt eines deutschen Wasserstoffnetzes darstellen. Die Bedarfe der Verteilnetze und ihrer Kunden müssen in die Planung des Kernnetzes einfließen, soweit sie die Kriterien nach § 28q Abs. 4 EnWG-E erfüllen. Darüber hinaus gehende Bedarfe sollen in den kommenden Jahren in einem zweiten Schritt mithilfe einer integrierten Netzentwicklungsplanung Gas/Wasserstoff kontinuierlich in eine Wasserstofftransportnetzplanung einbezogen werden. Eine entsprechende gesetzliche Regelung ist in §§ 15a bis 15f EnWG-E bereits angelegt. Um sicherzustellen, dass die in den Verteilnetzen bestehenden Kundenbedarfe ausreichend Berücksichtigung in diesem sich an das Kernnetz anschließenden Prozess finden, sollte möglichst noch im laufenden Gesetzgebungsverfahren explizit klargestellt werden, dass die Transformationspläne von Verteilnetzbetreibern als Informationen im Sinne von § 15c Absatz 5 Satz 2 zu klassifizieren sind. Dies betrifft insbesondere die sogenannten Gasnetzgebietstransformationspläne (GTP), welche sowohl die regionalen Bedarfe der Endkunden als auch die regional bestehenden netztechnischen Aspekte berücksichtigen und die damit einen klar definierten Plan für die Transformation von Erdgas zu Wasserstoff aufzeigen.

VI. Ergebnis der Modellierung / Leitungsverlauf

Grundsätzlich lassen die im Antragsentwurf zur Verfügung gestellten Informationen, inklusive der groben Darstellung der Karten, leider nur ungefähre Schlussfolgerungen über die Leitungsverläufe zu. Eine detailliertere Darstellung der im Antragsentwurf des Wasserstoff-Kernnetzes vorgesehenen Leitungen und Anschlusspunkte wäre eine wesentlich bessere Grundlage für die Bewertung des Antragsentwurfs gewesen. Hier sollten bei zukünftigen Konsultationen detailliertere Informationen bereitgestellt werden. Insbesondere die Bereitstellung von Daten zu Ein-/Ausspeisekapazitäten auf den jeweiligen Leitungsabschnitten wäre hilfreich, um hier ggf. Netzengpässe zu identifizieren und diesen entgegenwirken zu können.

Wir sehen den nachfolgend erläuterten konkreten Optimierungsbedarf:

1. Leitungsverlauf von Lampertheim nach Karlsruhe

Gegenüber dem Planungsstand vom 12. Juli 2023 wurde im aktualisierten Leitungsverlauf vom 15. November 2023 die von der OGE geplante Leitung „Hercules“ von Lampertheim nach Karlsruhe gestrichen. Dies ist auf dem nachfolgenden Kartenausschnitt rot markiert und mit der Nummerierung „6“ versehen.



Abbildung 1: Kartenausschnitt Antragsentwurf 15.11.23 - Seite 37

Als verbleibende Verbindung zwischen Lampertheim und Karlsruhe sind im Antragsentwurf Stand 15.11.2023 folgende, neu zu bauende Leitungsabschnitte vorgesehen:

- KLN013-01 49-Lampertheim-Ludwigshafen 10,0 km, 90 barg, Investitionskosten 32 Mio. €
- KLN014-01 51-Ludwigshafen-Karlsruhe 59,0 km, 80 barg, Investitionskosten 172,9 Mio. €

Aus Anlage 3 des Antragsentwurfs geht hervor, dass beide oben genannten Leitungsabschnitte zur „Kraft-Wärmekopplung dienen“. Beide Leitungsabschnitte „dienen der Dekarbonisierung von Raffinerien“. Nur der Leitungsabschnitt KLN013-01 dient zur Dekarbonisierung der Chemieindustrie.

Aus Anlage 1 des Antragsentwurfs geht hervor, dass südlich von Ludwigshafen keine Projektmeldungen / Wasserstoffbedarfe bei der Gestaltung des Wasserstoff-Kernnetzes bis Karlsruhe berücksichtigt wurden. In Karlsruhe besteht eine Projektmeldung „KWK, 76189, Karlsruhe“ sowie „H2-Einsatz Mineralölraffinerie Oberrhein“, was zu den Angaben in der Anlage 3 passt.

Es ist demnach davon auszugehen, dass auf dem Leitungsverlauf KLN014-01 von Ludwigshafen nach Karlsruhe die beiden Wasserstoff-Projektmeldungen und Wasserstoffbedarfe nur am Ende der geplanten Leitung KLN014-01 in Karlsruhe auftreten und dort berücksichtigt worden sind. Umgekehrt ist nicht erkennbar, dass weitere mögliche Wasserstoffbedarfe auf dem Leitungsverlauf der KLN014-01 bzw. der alternativen, im Antragsstand vom 12. Juli 2023 geplanten „Hercules“-Leitung der OGE zwischen Ludwigshafen und Karlsruhe berücksichtigt worden sind. Davon ausgehend sind beide Leitungsvarianten, KLN014-01 sowie der „Hercules“ Leitungsverlauf vom 15. Juli 2023 hinsichtlich ihrer Bedarfsdeckung der einzigen Wasserstoff-Projekte (KWK und Raffinerie gemäß Anlage 3) in Karlsruhe ergebnisgleich.

Wir möchten daher explizit darauf hinweisen, dass entlang der im Antragsentwurf vom 12. Juli 2023 geplanten „Hercules“-Leitung der OGE ein zusätzlicher Bedarf an Wasserstoff besteht. Durch fortlaufende Abfragen des Wasserstoffbedarfs bei Industriekunden, die an das Gasnetz der Netze Südwest angeschlossen sind, ergibt sich bereits jetzt basierend auf deren Rückmeldungen ein gemeldeter Wasserstoffbedarf von bis zu 187 GWh pro Jahr. Von diesem Bedarf entfallen bis zu 130 GWh pro Jahr auf Industriebetriebe aus den Bereichen Metallverarbeitung, Ziegelherstellung, Keramikherstellung und Chemieindustrie. Zudem liegen bei weitem noch nicht alle Rückmeldungen von weiteren Industriebetrieben vor, was darauf hindeutet, dass weitere Steigerungen des Wasserstoffbedarfs im Industriebereich hinzukommen werden. Diese Entwicklungen, mit deutlichen Zuwächsen an Bedarfen, zeigen sich auch in den Ergebnissen der oben bereits angesprochenen Wasserstoff-Bedarfsabfrage der Plattform H2BW. Auch hier ist eine weitere, deutliche Zunahme von Wasserstoffbedarfen für Industrie- und Mittelstand zu erwarten.

Als Verteilnetzbetreiber hat die Netze Südwest im Rahmen der deutschlandweiten H2vorOrt-Initiative im Gasnetzgebietstransformationsplan 2023 Umstellzonen für das Gasnetz definiert. Die im Antragsstand vom 12. Juli 2023 geplante „Hercules“-Leitung der OGE zwischen Lampertheim und Karlsruhe würde direkt durch zwei definierte Umstellzonen führen und hier die maßgebliche Grundlage für die ersten geplanten Umstellungen auf 100 % Wasserstoff im Jahre 2030 darstellen. Für diesen hydraulisch zusammenhängenden Netzbereich ist von einem möglichen Hochlauf der gesamten Wasserstoffbedarfe (Gewerbe, Industrie, Haushalte) in Höhe von 247 GWh/Jahr in 2030 bis 1.375 GWh/Jahr in 2040 auszugehen.

Der im Antragsentwurf vom 12. Juli 2023 geplante Leitungsverlauf der „Hercules“-Leitung der OGE bietet außerdem eine direkte Anbindungsmöglichkeit an eine bestehende 30 km lange DN250/300, PN70 Umstellungsleitung (Leitungen kreuzen). Diese Leitung wäre gut aus dem restlich Verteilnetz separierbar und könnte als kosteneffiziente Verlängerung des Wasserstoff-Kernnetzes nördlich von Karlsruhe dienen. Diese Leitung würde als Basis für die Deckung der oben genannten Wasserstoffbedarfe u. a. der Industrie dienen. Darüber hinaus könnten durch die örtliche Nähe mit geringfügigen Baumaßnahmen perspektivisch weitere Wasserstoff-Netzkopplungspunkte an die Stadtwerke Karlsruhe, Bruchsal und Heidelberg sowie die MVV-Netze bereitgestellt werden.

Wir schlagen daher folgende zwei Alternativen zum geplanten Leitungsverlauf KLN014-01 vor:

A.) Entfall KLN014-01, Wiederherstellung ursprüngliche OGE „Hercules“-Planung (Lampertheim -> Karlsruhe, östliche Rheinseite) Stand 15. Juli 2023:

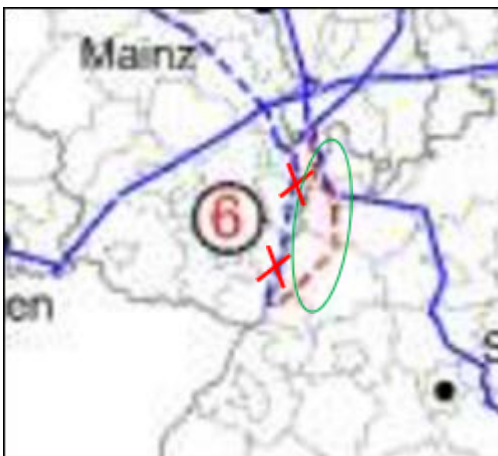


Abbildung 1a

Pro:

- + Deckung der Wasserstoffbedarfe nördlich von Karlsruhe
- + Direkte Anbindung 30 km PN70 Umstellungsleitung
- + Verlegung im Schutzstreifen zu bestehender CH4-Leitung OGE
- + Keine Rhein-Unterquerung notwendig (kostensenkend)

Contra:

- Eventuell längere Baurasse als KLN014-01

B.) Entfall der KLN014-01, Ersatz durch verkürzte OGE „Hercules“-Leitung. Start nicht in Lampertheim, sondern beginnend südlich von Heidelberg (SEL bzw. Anschluss an die geplante Lampertheim-Heidelberg-Verbindung):

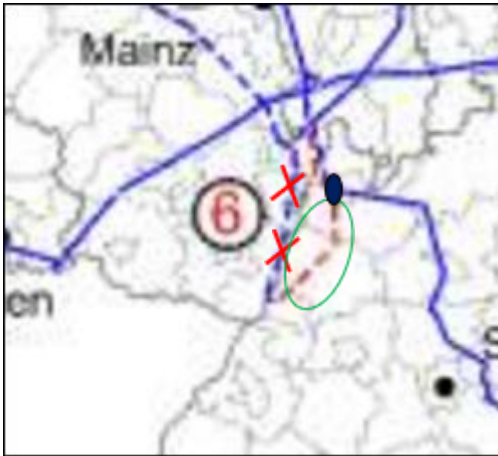


Abbildung 1b

Pro:

- + Deckung der Wasserstoffbedarfe nördlich von Karlsruhe
- + Direkte Anbindung 30 km PN70 Umstellungsleitung
- + Verlegung in weiten Teilen im Schutzstreifen zu bestehender CH₄-Leitung OGE
- + Keine Rhein-Unterquerung notwendig (kostensenkend)
- + Geringere Leitungslänge und potenziell geringere Investitionskosten als im derzeit geplanten Leitungsabschnitt KLN014-01

Contra:

- Geplante Neubauleitung Lampertheim-Heidelberg muss als neuen Anschlusspunkt der OGE „Hercules“ entsprechend Wasserstoff-Kapazität dimensioniert werden und Kapazität bereitstellen

Aus dieser Variante B könnten sich erhöhte Kapazitätsbedarfe an die geplante Strecke Lampertheim-Heidelberg ergeben. Der Gesetzgeber sieht diese Option grundsätzlich bereits in der kommenden EnWG-Novellierung vor: Gemäß EnWG-Novelle § 28r Absatz 2 Satz 6 werden Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet „*etwaige Abweichungen zu den Kapazitätsbedarfen, die dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 nach § 15a zugrunde lagen, unverzüglich in den Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 einzubringen*“.

Im aktuellen Antragsentwurf wird in der Begründung für den linksrheinischen Leitungsverlauf angegeben, dass die gewählte Variante „für eine optimale regionale Ausgewogenheit sorgt“. Ohne weitere Angabe der Grundlagen für diese Aussage ist diese Bewertung nicht nachvollziehbar und daher in Frage zu stellen. Die „optimale regionale Ausgewogenheit“ sollte, falls gegeben, nachvollziehbar begründet und messbar sein. Bezieht man beispielsweise die Wasserstoff-Kernnetz-Leitungslänge auf das Bruttoinlandsprodukt (2021) der Bundesländer Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg, ergibt sich mit dem aktuellen Antragsentwurf 0,83 km Wasserstoff-Kernnetz-Leitungslänge/Mrd. € BIP für Baden-Württemberg, aber bereits 1,26 km Wasserstoff-Kernnetz-Leitungslänge/Mrd. € BIP für Rheinland-Pfalz. Auch in Bezug auf die Einwohnerzahl sieht das Bild ähnlich aus: Baden-Württemberg 39,58 km Wasserstoff-Kernnetz-Leitungslänge / Mio. Einwohner, im Vergleich zu 49,01 km Wasserstoff-Kernnetz-Leitungslänge / Mio. Einwohner Rheinland-Pfalz. An diesen Beispielen ist erkennbar, dass die „regionale Ausgewogenheit“ ohne weitere Belegung mit Fakten keine zielführende Argumentation darstellt.

In § 28r Absatz 2 Satz 2 der geplanten EnWG-Novellierung werden die Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem verpflichtet anzugeben, „*inwiefern es sich hierbei jeweils im Vergleich zu möglichen Alternativen um die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung handelt.*“ Da in der Anlage 3 des aktuellen Antragsentwurfs die herausgefallenen Leitungsabschnitte nicht mehr enthalten sind, können die im Antragsentwurf nicht mehr vorhandenen Alternativen jedoch nicht nachvollzogen werden. Es ist demnach nicht erkennbar, ob tatsächlich die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung gewählt wurde und ob Alternativen wie beispielsweise Variante B (siehe oben) geprüft wurden. Daher wäre es sinnvoll zu berücksichtigen, welche weiteren Wasserstoffbedarfe mit dem Wasserstoff-Kernnetz bereits erfüllt werden können. Dies gilt vor allem für Fälle wie diesen, wo sehr ähnliche Leitungsalternativen vorliegen (KLN014-01 und Varianten A, B, siehe oben). Höhere Transportmengen im Kernnetz würden sich tendenziell senkend auf die Netzentgelte auswirken.

2. Leitungsverlauf von Kötz nach Lindau und Raum Oberschwaben

Wir begrüßen den geplanten Neubauabschnitt KLN003-01 – 315 Kötz-Hittistetten sowie die Umstellung der Leitung KLU118-01 316-Hittistetten-Lindau.

- KLN003-01 315 Kötz-Hittistetten DN 500, 17,3 km, DP 100, Investitionskosten 38,8 Mio. €
- KLU118-01 316-Hittistetten-Lindau DN300, 120 km, DP70, Investitionskosten 47,9 Mio. €

Dadurch kann der Verteilerpunkt „Hittistetten/Senden“ der terranets bw (tnbw) aus dem Bereich OGE/bayernets erreicht werden. Somit entsteht für das Verteilnetz der Netze Südwest eine durchgängige Anbindungsmöglichkeit zum Wasserstoff-Kernnetz in Bayern, wodurch die Industriezentren Laupheim und Ehingen angeschlossen werden können. Somit können zusätzlich zu den in der Anlage 3 des Antragsentwurfs dargestellten Einbindungsmöglichkeiten auch die an das Verteilnetz angeschlossenen Zement-, Papier- sowie stahlverarbeitenden Industriebetriebe erreicht werden. Weiterhin werden Lebensmittel- und pharmazeutische Industriebetriebe, Zulieferbetriebe der Flugzeugindustrie und ein Stützpunkt der Bundeswehr erreicht.

Wir möchten außerdem darauf hinweisen, dass außerhalb des bestehenden Leitungsverlaufes des Wasserstoff-Kernnetzes im Raum Oberschwaben erhebliche zusätzliche Bedarfe an Wasserstoff bestehen, die nicht über die Wasserstoff-Kernnetzleitungen im aktuellen Planungsstand und wegen mangelnder Anbindungspunkte an das Verteilnetz erreicht werden können.

Allein für das Netzgebiet der Netze Südwest in Oberschwaben ergibt sich auf Basis fortlaufender Abfragen des Wasserstoffbedarfs bei Industriekunden ein gemeldeter Wasserstoffbedarf von bis zu 424 GWh pro Jahr. Von diesem Bedarf entfallen bis zu 307 GWh pro Jahr auf Industriebetriebe aus den Bereichen Metallverarbeitung, Papierherstellung und Chemieindustrie. Zudem liegen bei weitem noch nicht alle Rückmeldungen von weiteren Industriebetrieben vor, was darauf hindeutet, dass weitere Steigerungen des Wasserstoffbedarfs im Industriebereich hinzukommen werden. Es ist von einem möglichen Hochlauf der gesamten Wasserstoffbedarfe (Gewerbe, Industrie, Haushalte) in Höhe von 671 GWh/Jahr im Jahr 2032 bis 1.059 GWh/Jahr in 2040 auszugehen.

Während vom Leitungsverlauf KLU118-01 - 316-Hittistetten-Lindau nur wenige oberschwäbische Landkreise profitieren, ist leider festzustellen, dass einige Landkreise im oberschwäbischen Raum vom Wasserstoff-Kernnetz weit entfernt sind, wie z. B. die Landkreise Sigmaringen, Reutlingen, Zollernalbkreis, Bodenseekreis, Rottweil, Freudenstadt.



Abbildung 2: Südliche Stadt-/Landkreise Baden-Württemberg mit Planungsstand Wasserstoff-Kernetz

Über den bestehenden Netzkopplungspunkt Bihlafingen, der an der DOB-Leitung (KLU118-01 - 316-Hittistetten-Lindau) liegt, kann nur ein begrenzter Bereich des DP16-Netzes erreicht werden. Dazu zählen aber die Industriegebiete in Ehingen und Laupheim mit den oben genannten Wasserstoffbedarfen.

Das Netzgebiet „Laichinger Alb“ ist derzeit durch keine Leitung des Wasserstoff-Kernetzes direkt erreichbar. Die eventuell mögliche Anbindung an die SEL würde einen Leitungsneubau von ca. 25 km Länge erfordern (etwa Gingen a. d. Fils bis zum Netzknotenpunkt Nellingen (tnbw)).

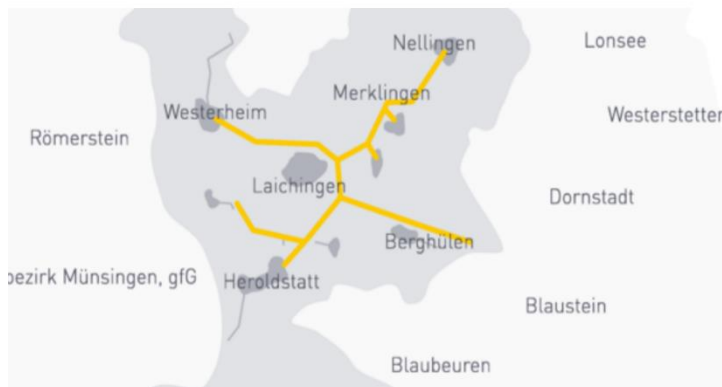


Abbildung 3: Netzgebiet der Netze Südwest auf der „Laichinger Alb“

Auch das gesamte Netzgebiet entlang der DP70-Leitung von Saulgau-Braunweiler bis Sigmaringen bzw. weiter über Messkirch bis Hippetsweiler (Wald) liegt an keiner Wasserstoff-Kernetzleitung der terranets bw. Neben diesem vorgelagerten Netzgebiet werden auch die nachgelagerten Netzgebiete der Stadtwerke Sigmaringen und Stadtwerke Bad Saulgau bei der derzeitigen Ausgestaltung des Wasserstoff-Kernetzes nicht direkt mit Wasserstoff versorgt werden können. Soweit aus den vorliegenden Unterlagen erkennbar, ist der gesamte Bereich Oberschwaben nur lückenhaft für einen Anschluss an das Wasserstoff-Kernetz berücksichtigt. Hier sehen wir weiteren Optimierungsbedarf. Auch eine Wasserstoffweiterleitung an den Landkreis Reutlingen und Anbindung an die Leitungen der FairNetz über den Netzkopplungspunkt in Stetten am kalten Markt kann nur bei einer Erweiterung des Wasserstoff-Kernetzes der terranets bw ermöglicht werden.



Abbildung 4: Südliches Netzgebiet der Netze Südwest in Oberschwaben, überwiegend Landkreis Sigmaringen

Um die fehlenden Anbindungsmöglichkeiten der industriestarken Regionen in Oberschwaben zu ermöglichen, sollte das Wasserstoff-Kernnetz durch weitere Neu- bzw. Umbaumaßnahmen bestehender Gas-Fernleitungen erweitert werden.

VII. Viele Regionen in Baden-Württemberg sind vom Wasserstoff-Kernnetz abgehängt

Der Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes weist in erheblichem Umfang weiße Flecken auf der Landkarte auf. Die betroffenen Regionen sind von einer verlässlichen Wasserstoff-Perspektive abgeschnitten und müssen substantielle Nachteile für ihren Wirtschaftsstandort befürchten. Ein Blick auf Baden-Württemberg zeigt, dass Regionen wie bspw. der Ortenaukreis, Freudenstadt, Rottweil, Tuttlingen, Böblingen, Reutlingen, Tübingen, Zollernalbkreis oder Sigmaringen fernab des Wasserstoff-Kernnetzes liegen.

Diese Regionen, insbesondere die ansässigen Industrie- und Mittelstandsunternehmen, benötigen eine verlässliche Perspektive für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Überall dort, wo die Landkarte weiße Flecken aufweist, muss dies durch die Fernleitungs- und Verteilnetze ausgeglichen werden. Daher braucht es in der zweiten Phase des Kernnetzes eine Regelung, die den Verteilnetzbetreibern eine flächendeckende Transformation ermöglicht.

VIII. Politische Einordnung von ins Kernnetz eingebrachten Leitungen

Im Rahmen der europäischen Trilogverhandlungen zur Novellierung und Integration von Wasserstoff in die EU-Gasbinnenmarktregeln wird unter anderem geplant, die Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetze so anzupassen, dass zukünftig auch im Wasserstoff zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzebene unterschieden wird. Eine entsprechende Umsetzung in nationales Recht sollte nach Verabschiedung der europäischen Grundlagen so zeitnah wie möglich erfolgen, um einen regulatorisch stabilen Rahmen für den Betrieb von Wasserstoffleitungen sowohl als Fernleitungsnetzbetreiber als auch als Verteilnetzbetreiber zu haben. Wir sehen in diesem Zusammenhang keine sachliche Rechtfertigung dafür, dass Kernnetzleitungen nur durch Fernleitungsnetzbetreiber betrieben werden sollten. Der deutsche Gesetzgeber hat bei der Umsetzung des EU-Binnenmarktpakets sicherzustellen, dass den Verteilnetzbetreibern, die eine entsprechende Leitung in das Kernnetz eingebracht haben, keine Nachteile durch eine fehlerhafte Klassifizierung solcher Leitungen als Fernleitungen entstehen.