

Das Wasserstoffkernnetz und die Transformation der energieintensiven Industrie in Bonn-Rhein-Sieg

Eine Untersuchung zur CO₂- reduzierten Energieversorgung im Jahr 2032

Prof. Dr. Tanja Clees
Network Evaluation Technologies
tanja.clees@scai.fraunhofer.de
Hochschule Bonn-Rhein-Sieg
tanja.clees@h-brs.de

in Auftrag der
IHK Bonn/Rhein-Sieg

Inhalt

1. Einleitung.....	5
2. Bestandsaufnahme - Zieljahr 2032	6
2.1 IHK-Bezirk und Teilnahme	6
2.2 voraussichtlicher H2-Bedarf.....	7
2.2.1 Bedarfsanalyse Ersatz Erdgas – Vorstellung der Methodik	7
2.2.2 Bedarfsanalyse Ersatz Erdgas – Fragebogen	7
2.2.3 Ergebnisauswertung der Einzelinterviews.....	9
2.2.4 Ergänzung auf 26 Unternehmen und Daten-Aggregationen	9
2.2.5 Mengen im Vergleich IST – 2032	9
2.2.6 Leistungen im Vergleich IST – 2032	12
2.2.7 Übersichtskarte.....	14
2.2.8 IST-Situation Erdgas	15
2.2.9 Prognostizierter Bedarf Erdgas/Ersatz 2032 – Minimum	16
2.2.10 Prognostizierter Bedarf Erdgas/Ersatz 2032 – Maximum	17
2.2.11 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 in Form von Erdgas/Wasserstoff notwendig – Minimum	19
2.2.12 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 in Form von Erdgas/Wasserstoff notwendig – Maximum	20
2.2.13 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 über Elektrifizierung darstellbar – Minimum.....	22
2.2.14 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 über Elektrifizierung darstellbar – Maximum	23
2.3 Zwischenfazit	24
3. Planungsstand der Import- und Infrastrukturmaßnahmen	26
3.1 Wasserstoff – Importstrategie der Bundesregierung, Juli 2024	26
3.2 Wasserstoffkernnetz (WKN).....	29
3.2.1 Antrag der FNBs vom 22.07.2024 – Übersicht	29
3.2.2 Antrag der FNBs vom 22.07.2024 – Neubaumaßnahmen	30
3.2.3 Antrag der FNBs vom 22.07.2024 – Umstellungsmaßnahmen.....	32

3.3	Wasserstoffkernnetz – Genehmigung der Bundesnetzagentur vom 22.10.2024....	33
3.4	Wasserstoff-Marktdesign	34
3.4.1	WaKandA und WasABi	34
3.4.2	H2Global	35
4.	Anschluss der Unternehmen ans WKN – Technische Analyse.....	37
4.1	Grundlegende Leitungsverläufe	37
4.2	Grundlegende weitere Annahmen für ein Simulationsmodell.....	38
4.3	Simulationsergebnisse.....	38
4.4	Fazit.....	40
5.	Übersicht verbleibender Herausforderungen	41
6.	Handlungsfelder	42
6.1	Mögliche weitere Infrastrukturmaßnahmen.....	42
6.1.1	Wasserstoff.....	42
6.1.1.1	Anschluss von Bonn ans WKN – rechtsrheinische Option	43
6.1.1.2	Anschluss von Bonn ans WKN – Option Wesseling	44
6.1.1.3	Anschluss von Unternehmen an eine H ₂ -Leitung - Realisierungspotenzial	45
6.1.2	Stromnetze	46
6.1.3	Kommunale Wärmeplanung (KWP) und Wärmenetze	46
6.2	Mögliche weitere Produktionsstandorte.....	47
6.2.1	Niederkassel Lülsdorf	48
6.2.2	Troisdorf – nördlich der Stadthalle	49
6.2.3	Troisdorf – Süd	50
6.2.4	Troisdorf – insgesamt	50
6.2.5	Bonn – Alter Heerweg.....	51
6.2.6	Bonn – Pennefeld.....	52
6.2.7	Weitere Standorte	52
6.3	Trailer versus Elektrolyse.....	53
6.3.1	Wasserstoff-Trailer.....	53
6.3.2	Beispielrechnung für einen Bedarf von ca. 1000 t H ₂ im Jahr	54
6.4	Elektrolyse	54
6.4.1	Elektrolyse-Anlagen.....	54
6.4.2	Beispielrechnung für einen Bedarf von ca. 1000 t H ₂ im Jahr	55

7.	Fazit und weitere Schritte	56
7.1	Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse.....	56
7.2	Ausblick.....	57
Anhang – Weitere Rahmenbedingungen in Politik und Regulierung.....		58
7.2.1	Wasserstoff-Roadmap des Landes NRW.....	58
7.2.2	Bundesnetzagentur und KO.NEP	58

1. Einleitung

Bonn und der Rhein-Sieg-Kreis arbeiten mit Nachdruck an ihrer Klimaneutralität. Sie soll zum Teil bereits 2035 realisiert sein. Das ist für die Gemeinden ein sehr ambitioniertes Ziel, hängt es doch sehr wesentlich auch von Entscheidungen der Politik und der Unternehmen und Infrastrukturmaßnahmen vorgelagerter Netzbetreiber ab.

Diese Roadmap soll im Hinblick auf die Unternehmen des IHK-Bezirks Bonn/Rhein-Sieg der IHK anhand von einschlägigen Beispielen aufzeigen, wie weit und wie schnell Unternehmen zur Klimaneutralität beitragen können, welche Herausforderungen den Weg beschweren und welche flankierenden Maßnahmen den Weg unterstützen könnten. Der Fokus liegt dabei auf der Reduktion des Erdgasverbrauches bzw. seinem weitgehenden Ersatz, insbesondere durch Elektrifizierung, aber auch durch Wasserstoff. Der zur Elektrifizierung bzw. zur Wasserstoff-Produktion notwendige Strom wird in seinem Produktionsmix nicht weiter bewertet. Es wird angenommen, dass Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom) eingekauft bzw. in Teilen selbst produziert werden kann. Sehr wohl werden jedoch Unternehmensstandorte auf Eigenproduktion von EE-Strom bzw. Wasserstoff hin untersucht.

Als untersuchte Zeitpunkte wurde der IST-Zustand (bzw. nach Auswahl der Unternehmen ein repräsentativer bzw. durchschnittlicher Verbrauch bis 2024) im Vergleich zum Jahr 2032 betrachtet. Das Zieljahr 2032 wurde gewählt aufgrund des frühestmöglichen Anschlusses an das sich entwickelnde Wasserstoffkernnetz für fast alle hier betrachteten Standorte.

2. Bestandsaufnahme - Zieljahr 2032

2.1 IHK-Bezirk und Teilnahme



Die Gemeinden des IHK-Bezirks mit den Anzahlen der angefragten Unternehmen finden sich in der nachfolgenden Tabelle.

Gemeinde	Anzahl	Bemerkung
Alfter	1	mit Interview und POI
Bad Honnef	1	ohne Interview, mit POI
Bonn	12	6 ohne Interview, mit POI; 6 mit Interview und POI
Bornheim		
Eitorf		
Hennef	1	ohne Interview und POI
Königswinter	3	alle mit Interview und POI
Lohmar		
Meckenheim		
Much	1	ohne Interview und POI
Neunkirchen- Seelscheid		
Niederkassel	1	mit Interview und POI
Rheinbach		
Ruppichteroth		
Sankt Augustin	1	ohne Interview, mit POI
Siegburg	1	ohne Interview, mit POI
Swisttal		
Troisdorf	9	3 ohne Interview und POI; 2 ohne Interview, mit POI; 4 mit Interview und POI
Wachtberg	1	ohne Interview und POI
Windeck		

Dabei meint „mit Interview und POI“, dass auf Nachfrage am Interview-Verfahren teilgenommen wurde. Diese Unternehmen haben in jedem Falle einen „POI“ (Point of Interest) in den im Bericht genutzten Karten (ggf. zusammengefasst) bekommen. „ohne Interview, mit POI“ meint eine Darstellung über recherchierte öffentlich zugängliche

Datenquellen. Die Anzahl der Unternehmen, welche weder am Interview teilgenommen haben, noch mit anderweitig recherchierten Daten aufgenommen wurden, sind ebenfalls genannt („ohne Interview und POI“).

2.2 voraussichtlicher H2-Bedarf

2.2.1 Bedarfsanalyse Ersatz Erdgas – Vorstellung der Methodik

Im Zeitraum November 2024 bis Mitte Februar 2025 wurde eine Liste von als relevant angesehenen Unternehmen zusammengestellt und für ca. ein bis zweistündige Interviews nach Wahl in Präsenz oder online angefragt. Auf diese Weise sollten wenigstens 15 Interviews zustande kommen.

Genauer wurde folgendermaßen verfahren:

Eine Startliste von Unternehmen wurde erstellt und bei Zusagen zeitnah die Interviews durchgeführt. Die Liste wurde nach den ersten Anfragerunden erweitert. 15 Interviews wurden durch mehrmaliges Nachfassen erreicht. Zudem wurden weitere Unternehmen ergänzt, deren Daten aus öffentlich zugänglichen Quellen geschätzt wurden. Insgesamt wurden so Daten von 26 Unternehmen aufgenommen, 25 davon mit einem Standort, eines mit zwei Standorten. Nur ein einzelnes Unternehmen hat explizit abgesagt mangels Interesses. Weitere Details können hier nicht gezeigt werden.

2.2.2 Bedarfsanalyse Ersatz Erdgas – Fragebogen

Die 15 Einzelinterviews wurden basierend auf einem selbst entwickelten Fragebogen durchgeführt. Der Fragebogen in Excel-Form ist nachfolgend abgebildet, aufgeteilt auf mehrere Abbildungen aufgrund seiner Länge. Wichtige und besonders wichtige Felder sind farblich markiert.

Insbesondere wurden der aktuelle Erdgasbedarf (IST-Zustand i.d.R. bezogen auf 2024 bzw. geschätzt dafür) sowie Prognosen für 2032 für den Bedarf an Erdgas bzw. Ersatz dafür erfragt. Zudem wurde auch nach Möglichkeiten bzw. Plänen zur Produktion von Strom bzw. Wasserstoff am Standort (für sich bzw. andere) gefragt.

Unternehmen	
Name	
E-Mail	
Telefon	
Termin	
Geheimhaltung ...	
Allgemeines	

am Erdgas-Transportnetz	
am Erdgas-Verteilnetz	
Planungsstand H2	
Kommentar	
Erdgas-Bezug aktuell	
max. Erdgas-Bezugsleistung	
max. Erdgas-Menge	
Erdgas-Bezugsdruck	
Qualität	
Prozesse/Anwendungen	
Erdgas-Bezug ~2032 (Optimierung, geänderte Bedarfe)	
max. Erdgas-Bezugsleistung	
max. Erdgas-Menge	
Erdgas-Bezugsdruck	
Qualität	
Prozesse/Anwendungen	
Planungsstand	

Elektrifizierung ~2032	
Prozesse/Anwendungen	
Planungsstand	
Energiemenge	
Kommentar	
Wasserstoff ~2032	
Prozesse/Anwendungen	
Planungsstand	
Preiseinschätzung	
max. H ₂ -Bezugsleistung	
max. H ₂ -Menge	
H ₂ -Bezugsdruck	
Qualität	
H ₂ -Abnahmeprofil	
Kommentar	
Stromproduktion / H ₂ -Einspeisung / Abwärme	
PV-Anlagen	
Abwärme-Potenzial	
freier Platz	
H ₂ -Einspeiseleistung	
H ₂ -Einspeisemenge	
Elektrolyseleistung	
... anderweitige H ₂ -Produktion?!	

H ₂ -Einspeisedruck	
H ₂ -Qualität	
H ₂ -Einspeiseprofil	
Kommentar	

2.2.3 Ergebnisauswertung der Einzelinterviews

Eine Zusammenfassung der aus den 15 Einzelinterviews herausgearbeiteten Bedarfe wurde vorgenommen und nachfolgend ergänzt. Details können hier nicht gezeigt werden.

2.2.4 Ergänzung auf 26 Unternehmen und Daten-Aggregationen

Eine Aggregation der Daten unter Hinzunahme von öffentlich verfügbaren Daten weiterer Firmen wurde vorgenommen, so dass in summa 26 Unternehmen (27 Standorte) aufgenommen werden konnten.

Gemeldete bzw. approximierte Werte dieser ausgewählten Standorte aggregieren sich zu folgenden Werten bzgl. der Energiemenge und -leistung. Ausgewiesen ist auch, wie viel davon ersetzt werden könnte durch Wasserstoff („H₂“) bzw. Strom („el.“):

	IST Menge Spitze	2032 nötige Menge min	2032 nötige Menge max
Summe	2712,00	2961,89	4420,53

	IST Leistung Spitze	2032 nötige Leistung min	2032 nötige Leistung max	2032 H ₂ Leistung min	2032 H ₂ Leistung max	2032 el. Leistung min	2032 el. Leistung max
Summe	642,47	711,24	904,46	587,45	889,53	13,21	130,18

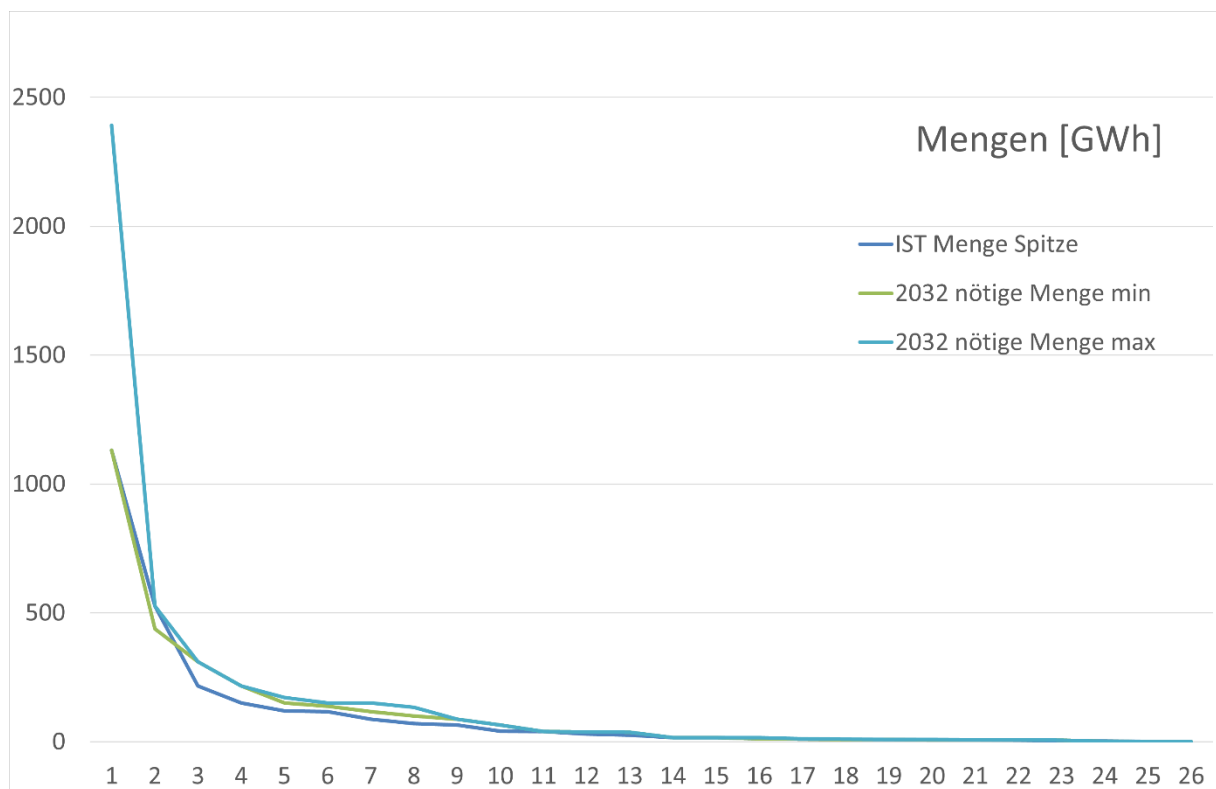
2.2.5 Mengen im Vergleich IST – 2032

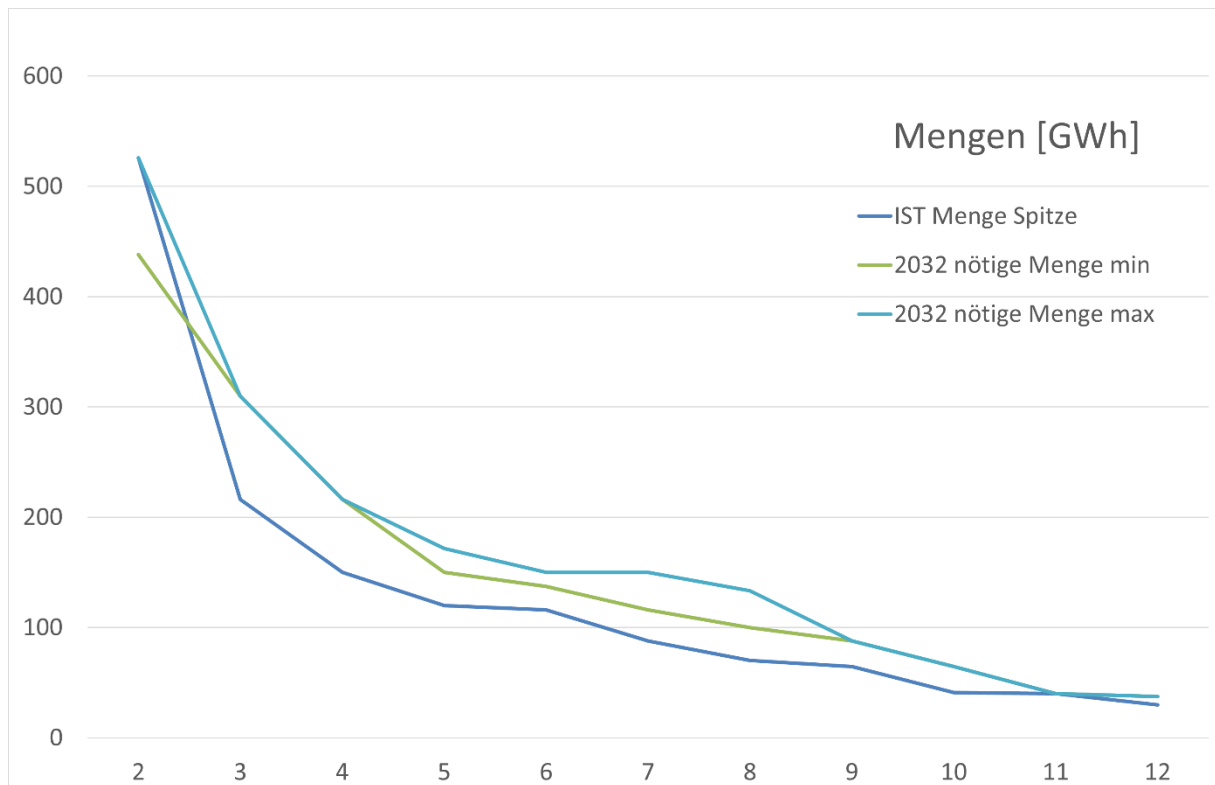
Nachfolgend sind pro Unternehmen die Mengen im Vergleich des IST-Zustands mit 2032 gezeigt. Das erste Unternehmen braucht einen erheblichen Anteil. Daher sind für die nächstgrößten 11 Unternehmen die Werte auch im Zoom gezeigt.

Bemerkungen zu den Abbildungen:

- Werte **pro Kurve** absteigend sortiert
- Wenige große Standorte produzieren die Gesamtmenge von

- ~2,7 TWh IST
- ~3,0 TWh 2032 min.
- ~4,5 TWh 2032 max.

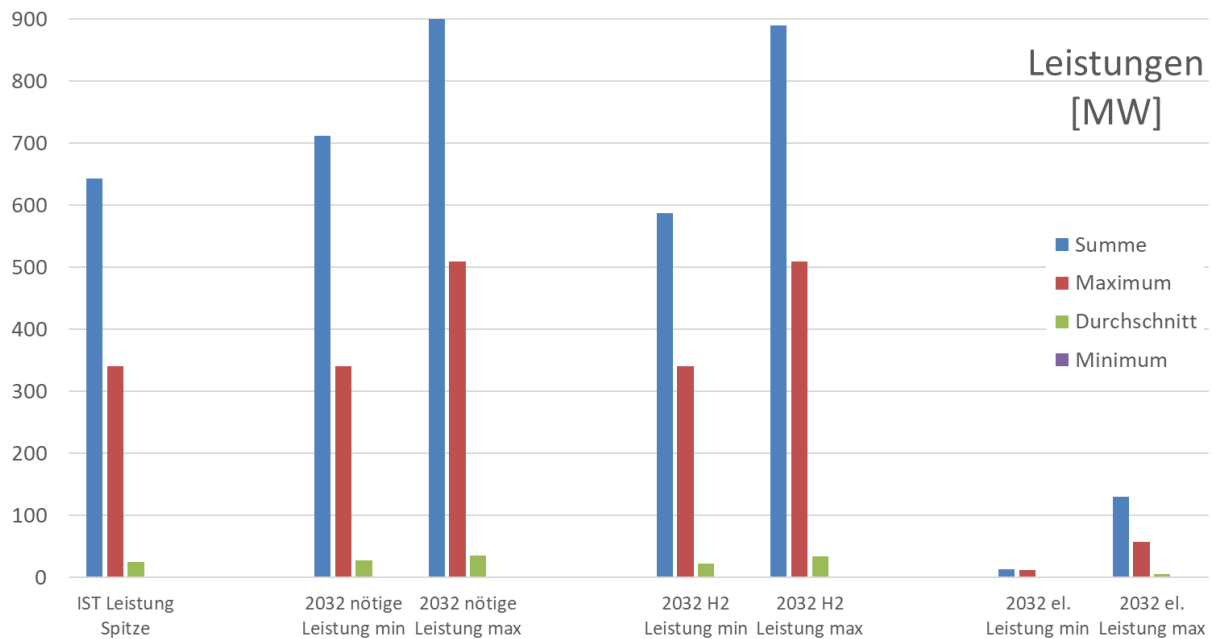




2.2.6 Leistungen im Vergleich IST – 2032

Nachfolgend sind pro Unternehmen die Leistungen (Leistungsspitzen während des Produktionsjahres) im Vergleich des IST-Zustands mit 2032 gezeigt. Das erste Unternehmen hat die größte Leistungsspitze. Daher sind für die nächstgrößten 11 Unternehmen die Werte auch im Zoom gezeigt.

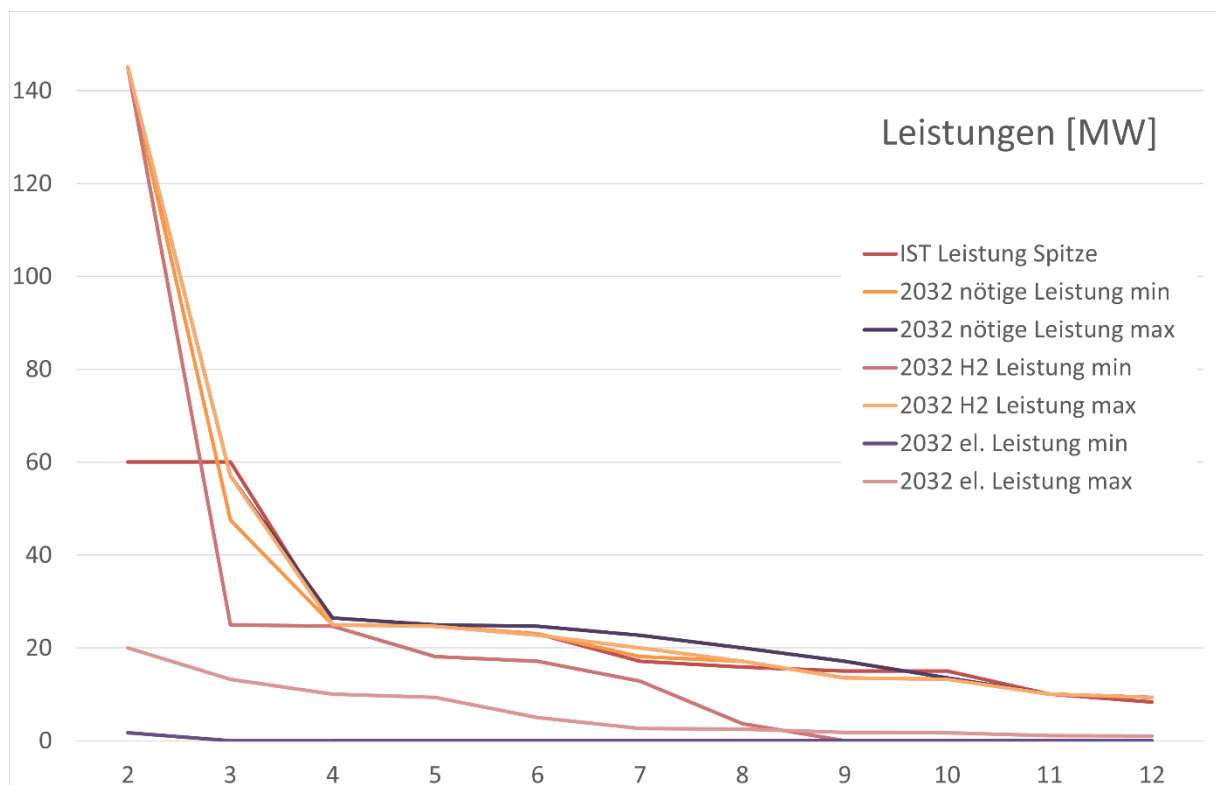
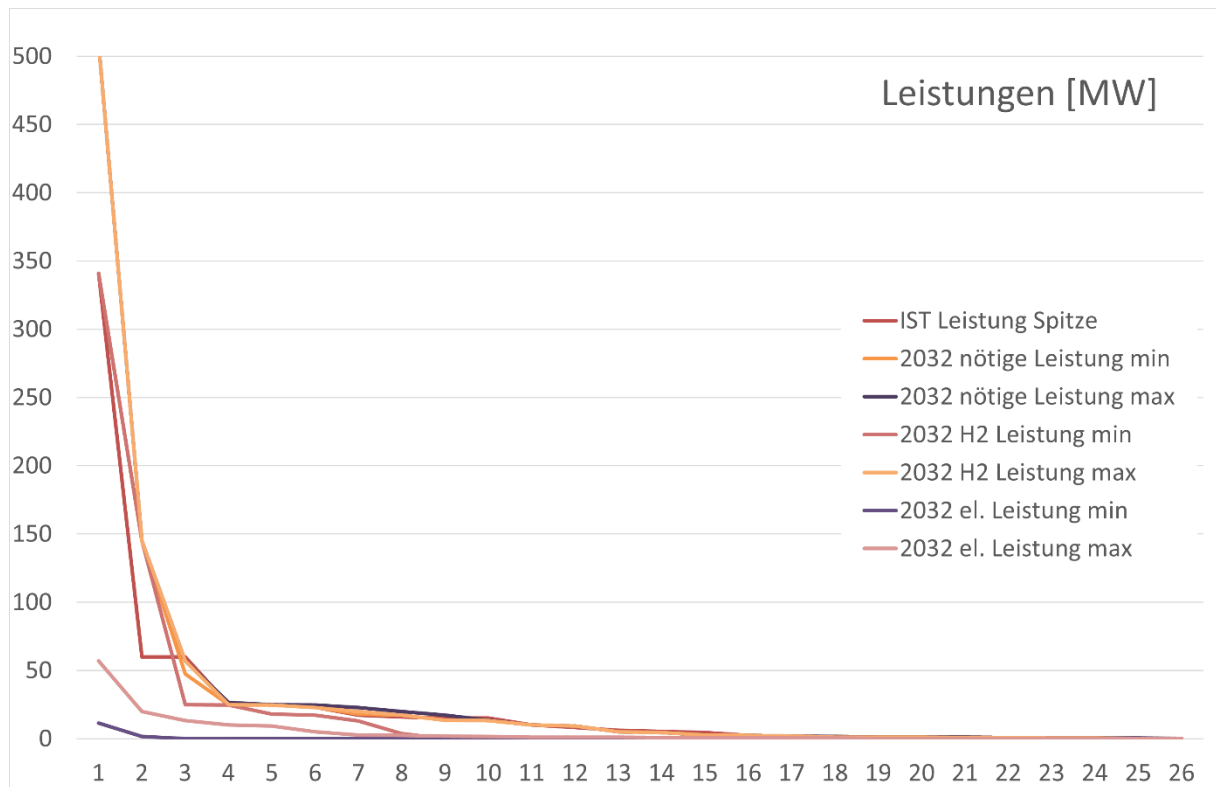
Zunächst zeigt ein Balkendiagramm eine Übersicht der aggregierten Werte:



In den nachfolgenden zwei Abbildungen sind Werte wieder **pro Kurve** absteigend sortiert.

Zusammenfassend lässt sich sehen:

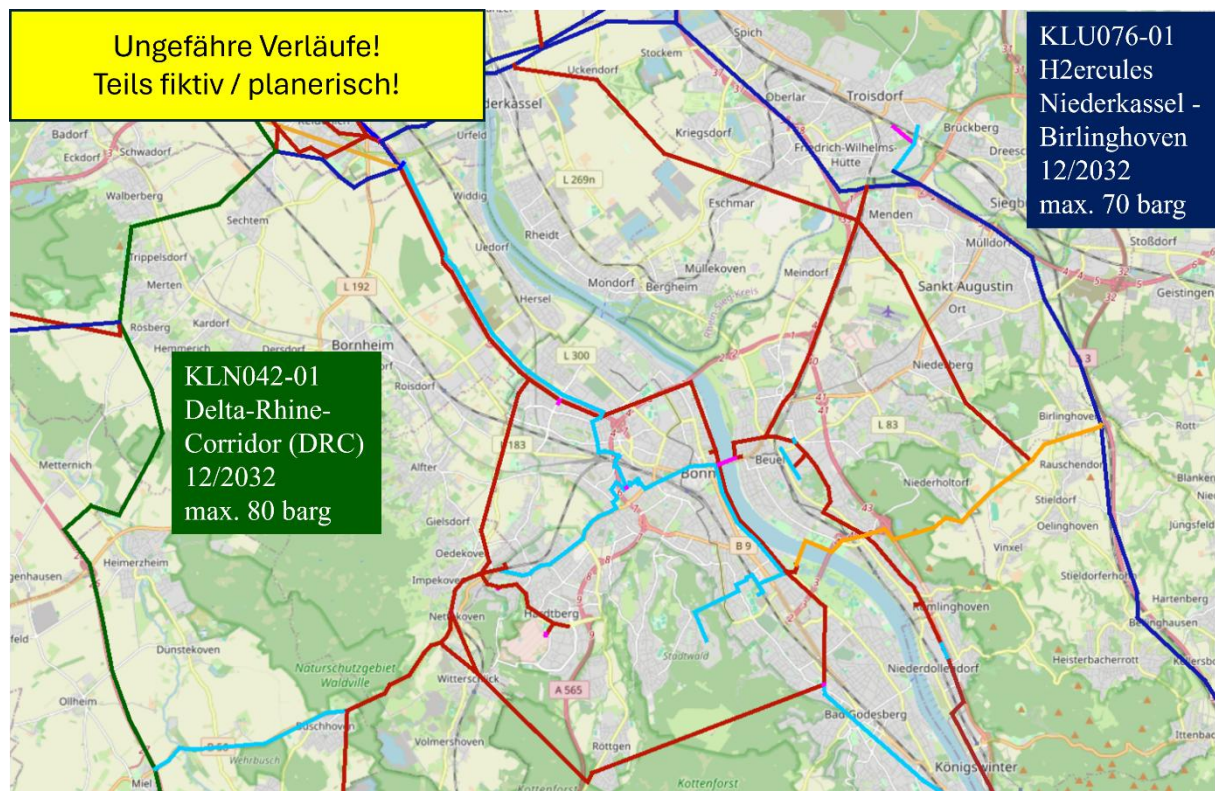
- Wenige Standorte brauchen große Leistungen in der Spitze.
- Nur ein kleiner Anteil dieser großen Unternehmensstandorte (>9 MW: 12 Stück) ließe sich elektrifizieren (4 Stück) und ein weiteres per Fernwärme dekarbonisieren.
- Bei den kleinen Firmen ließen sich die meisten elektrifizieren.
- Insgesamt ließen sich 18 von 26 Unternehmen komplett elektrifizieren.



2.2.7 Übersichtskarte

In den nachfolgenden Abschnitten werden mehrere Karten zu den Unternehmensstandorten im Vergleich zu Leitungsverläufen gezeigt. Zugrunde liegt eine Karte mit ungefähren Verläufen von Erdgas- und MÖGLICHEN Wasserstoff-Leitungen, welche nachfolgend aufgeführt ist. Die Leitungsverläufe wurden aus öffentlich zugänglichen Informationen der Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber aus diversen Quellen zusammengestellt und um rein fiktive Verläufe von Neubauleitungen für Wasserstoff ergänzt.

Weitere Bemerkungen dazu finden sich in den nachfolgenden Kapiteln, v.a. in §3.2 zum Wasserstoff-Kernnetz und in §4 zum Simulationsmodell.

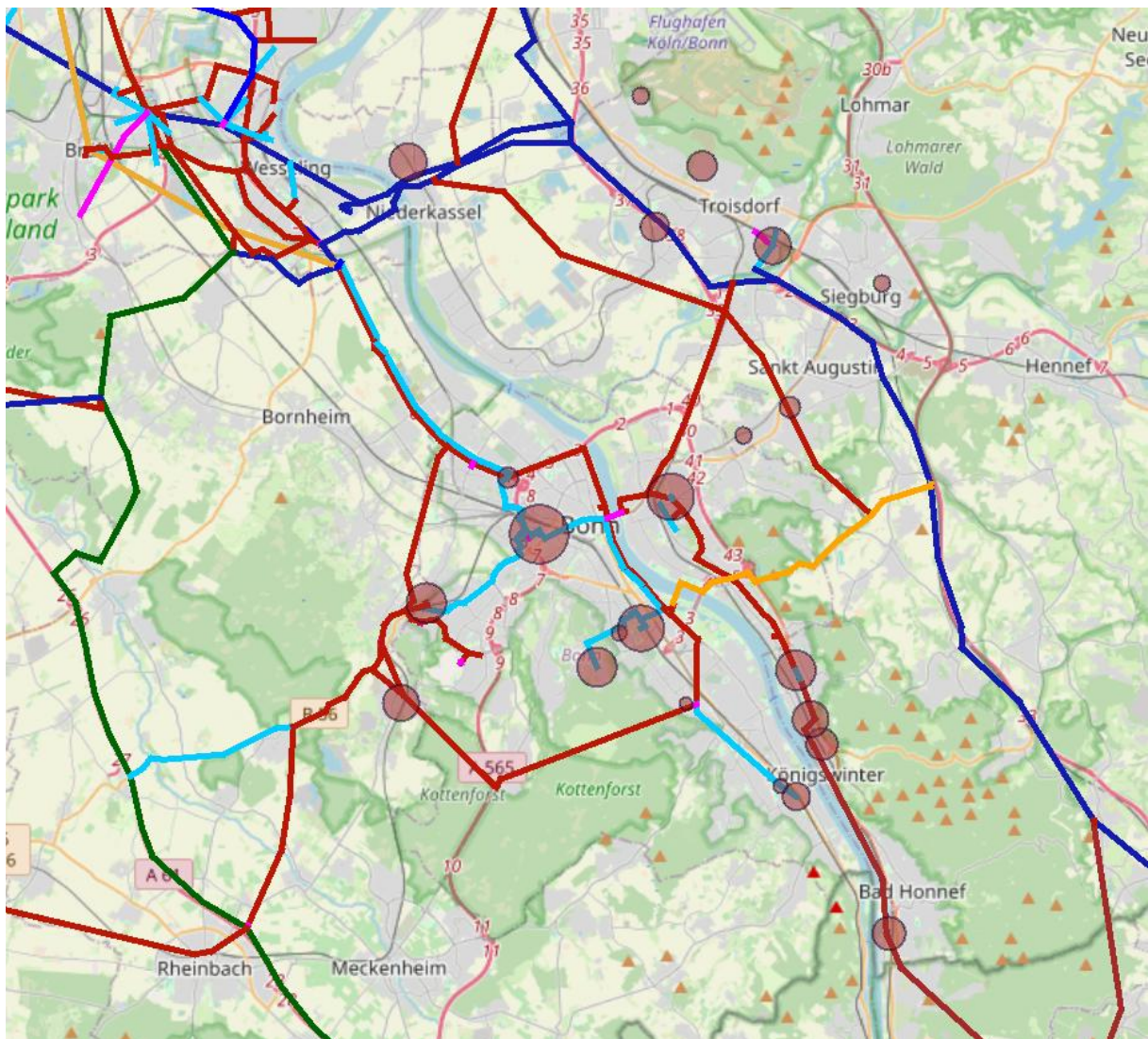


- Ungefährer Verlauf des Delta-Rhein-Korridors (Teil des WKN)
- Ungefährer Verlauf von H2ercules (Teil des WKN)
- **Möglicherweise** auf H₂ umstellbare Leitung
- **Mögliche Lage** von Neubauleitungen für H₂ (nicht alle kämen!)
- Ungefähre Verläufe weiterer Leitungen (Erdgas; Auswahl)
- Nicht mehr existent

2.2.8 IST-Situation Erdgas

Achtung:

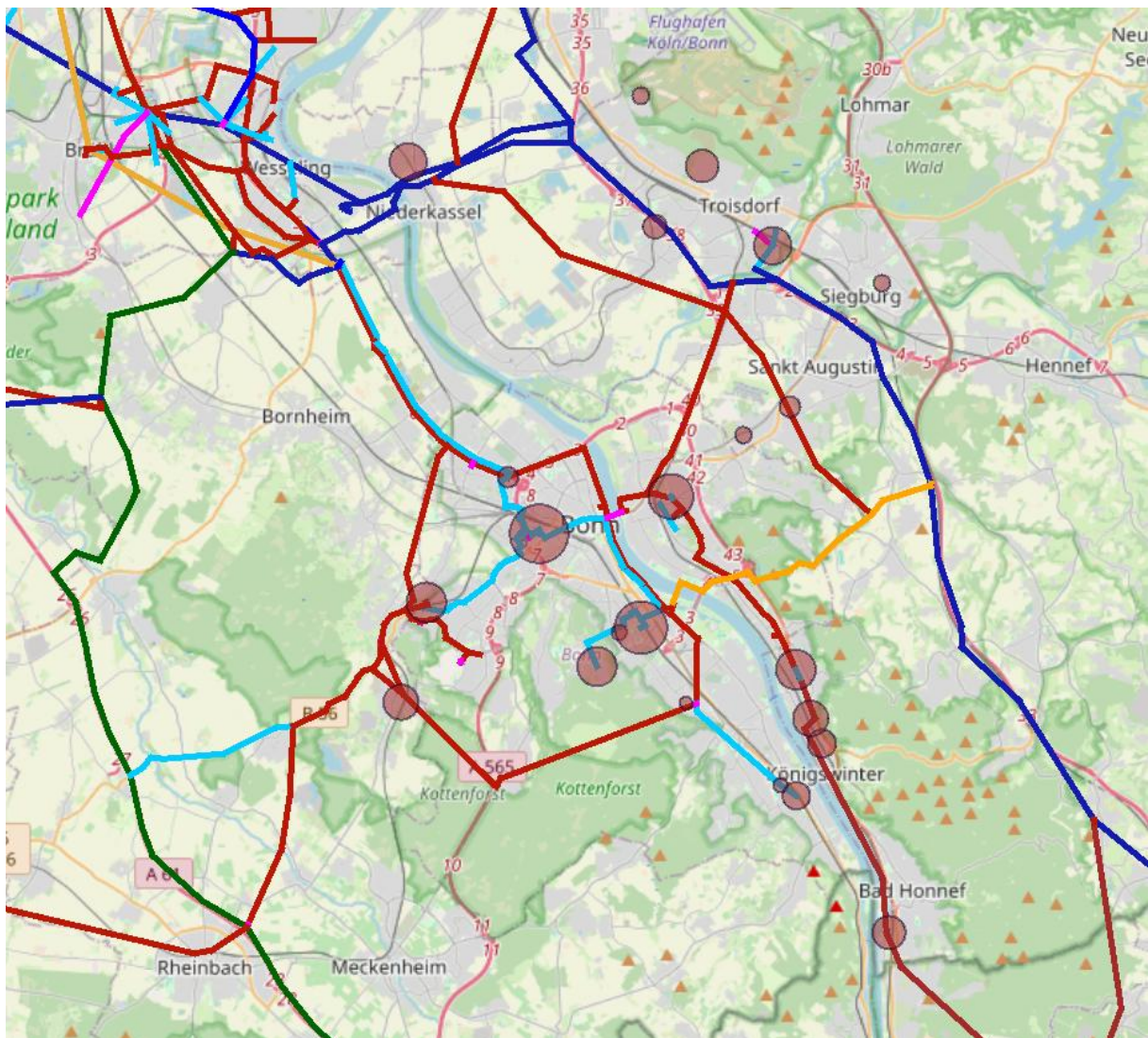
- Durchmesser der Kreise skaliert mit dem **Logarithmus der Werte**, hier der maximalen nötigen Leistung.
- An mehreren Standorten wurden Kreise der besseren Übersicht halber **zusammengelegt**.



2.2.9 Prognostizierter Bedarf Erdgas/Ersatz 2032 – Minimum

Bemerkungen:

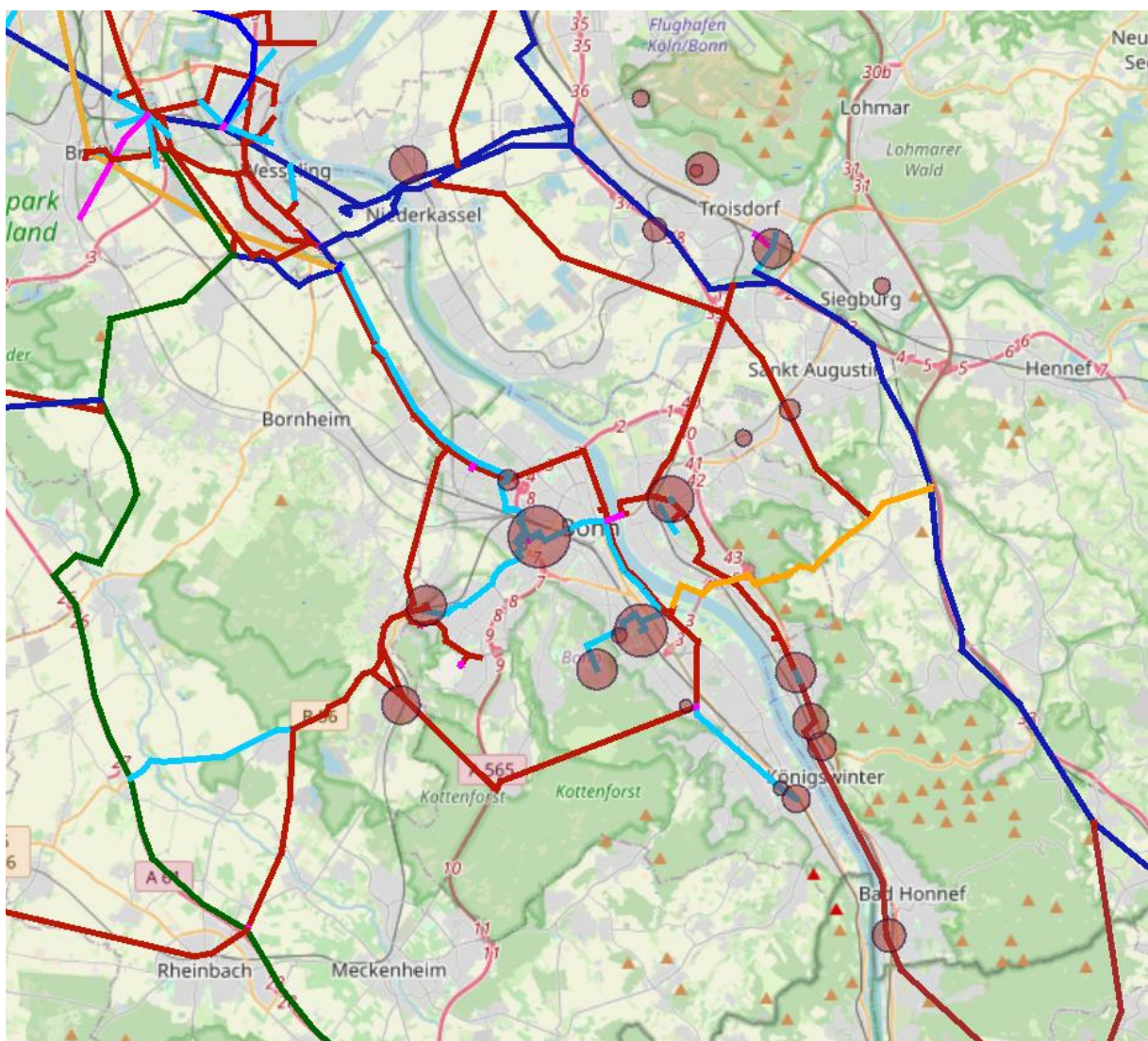
- „Minimum“ bezieht sich hier auf genannte bzw. geschätzte Mindestproduktionsszenarios der Standorte für 2032.
- Minimum und Maximum sind aufgrund von prognostizierten Effizienzsteigerungen trotz geplanter Steigerungen der Produktion teils kleiner, teils etwas höher als IST.
- Sie variieren nur in einzelnen Fällen deutlich – kaum sichtbar dank der logarithmischen Darstellung im Vergleich zur nächsten Abbildung!



2.2.10 Prognostizierter Bedarf Erdgas/Ersatz 2032 – Maximum

Bemerkungen:

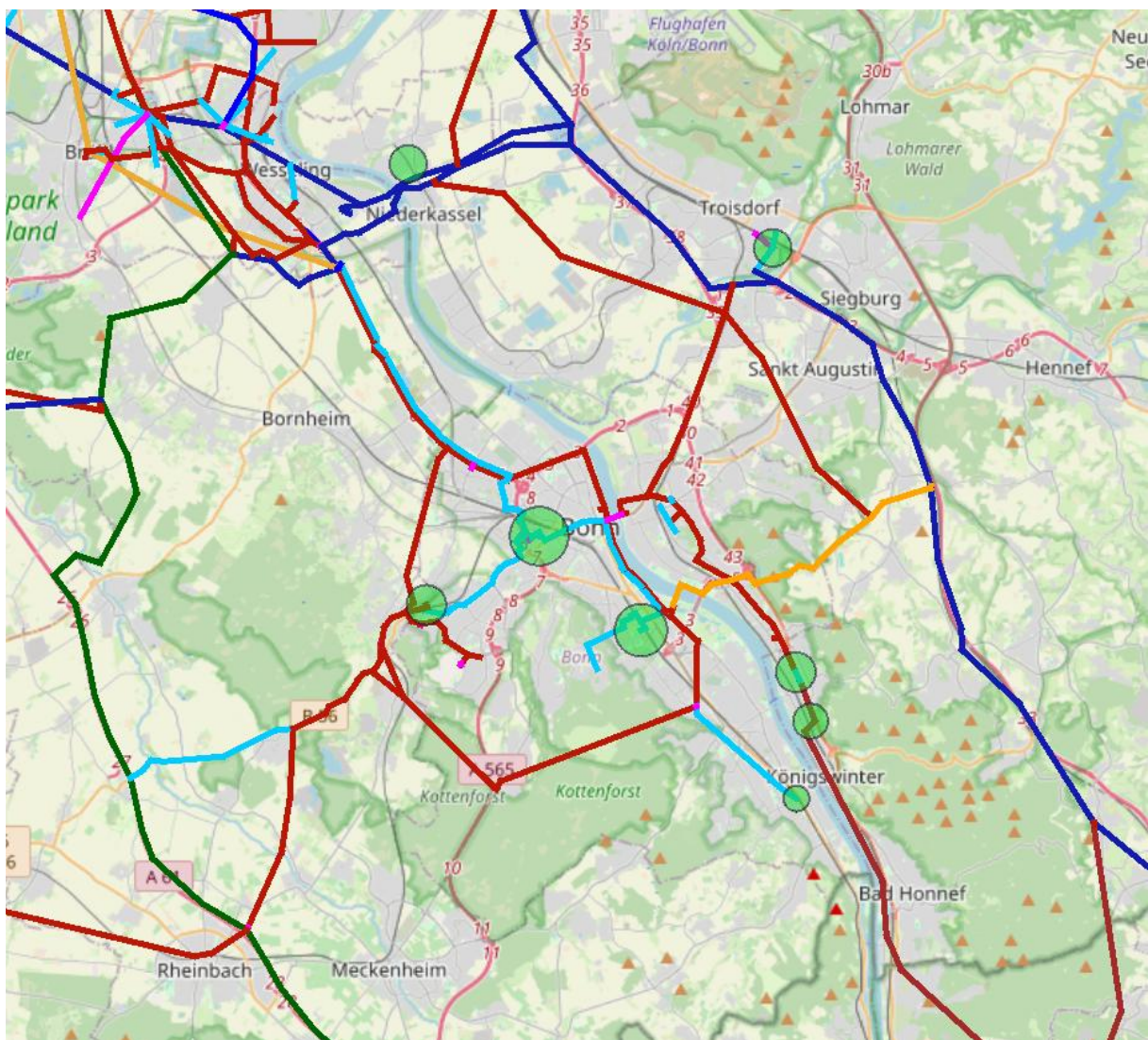
- „Maximum“ bezieht sich auf genannte bzw. geschätzte maximale Produktionsszenarios der Standorte für 2032.
- Minimum und Maximum sind aufgrund von prognostizierten Effizienzsteigerungen trotz geplanter Steigerungen der Produktion teils kleiner, teils etwas höher als IST.
- Sie variieren nur in einzelnen Fällen deutlich – kaum sichtbar dank der logarithmischen Darstellung im Vergleich zur vorherigen Abbildung!



2.2.11 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 in Form von Erdgas/Wasserstoff notwendig – Minimum

Bemerkungen:

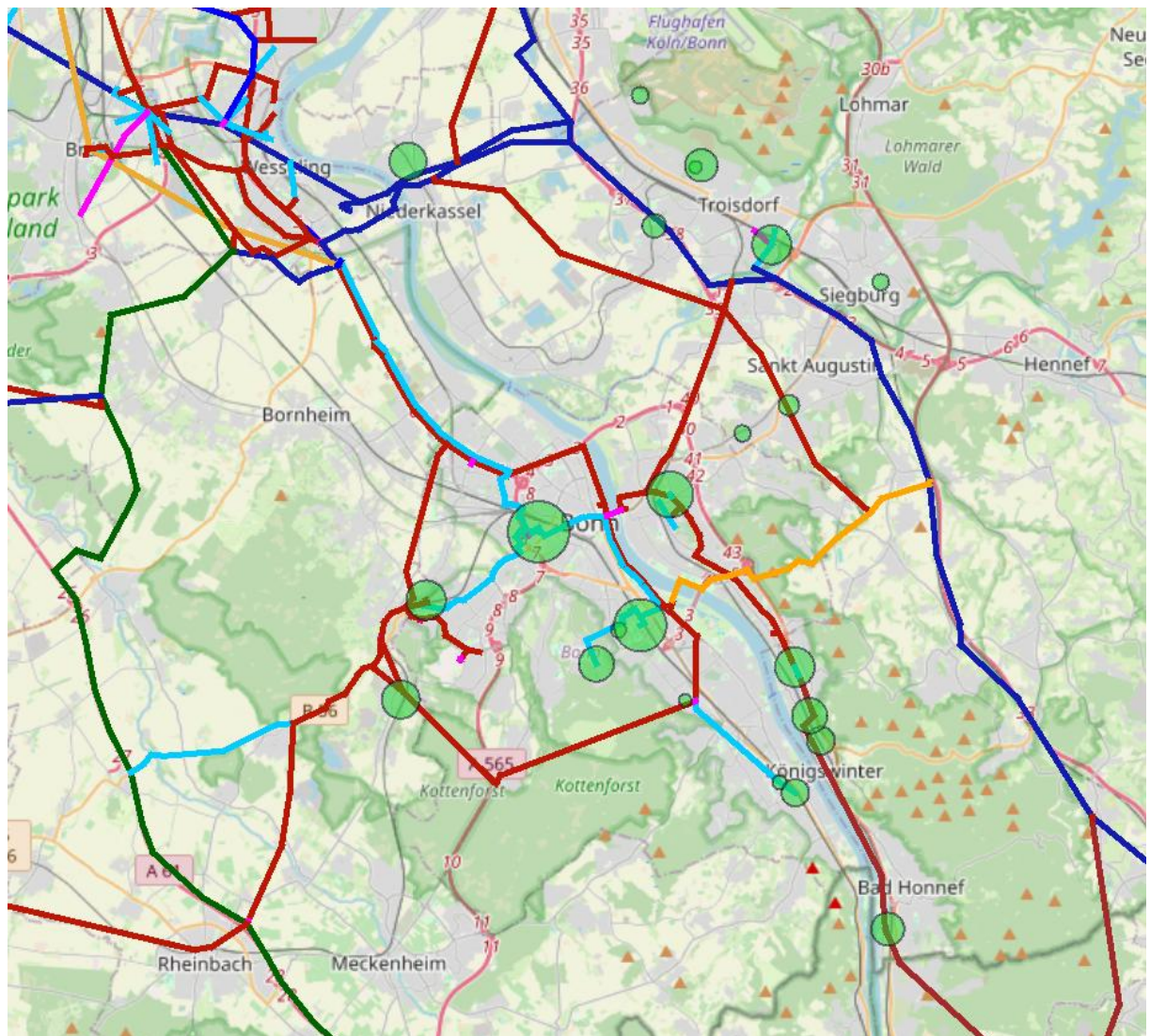
- „Minimum“ bezieht sich hier auf genannte bzw. geschätzte Mindestproduktionsszenarios der Standorte für 2032.
- Minimum und Maximum sind aufgrund von prognostizierten Effizienzsteigerungen trotz geplanter Steigerungen der Produktion teils kleiner, teils etwas höher als IST.
- Sie variieren nur in einzelnen Fällen deutlich.
- Viele kleinere Standorte könnten komplett elektrifiziert werden (bzw. werden es).



2.2.12 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 in Form von Erdgas/Wasserstoff notwendig – Maximum

Bemerkungen:

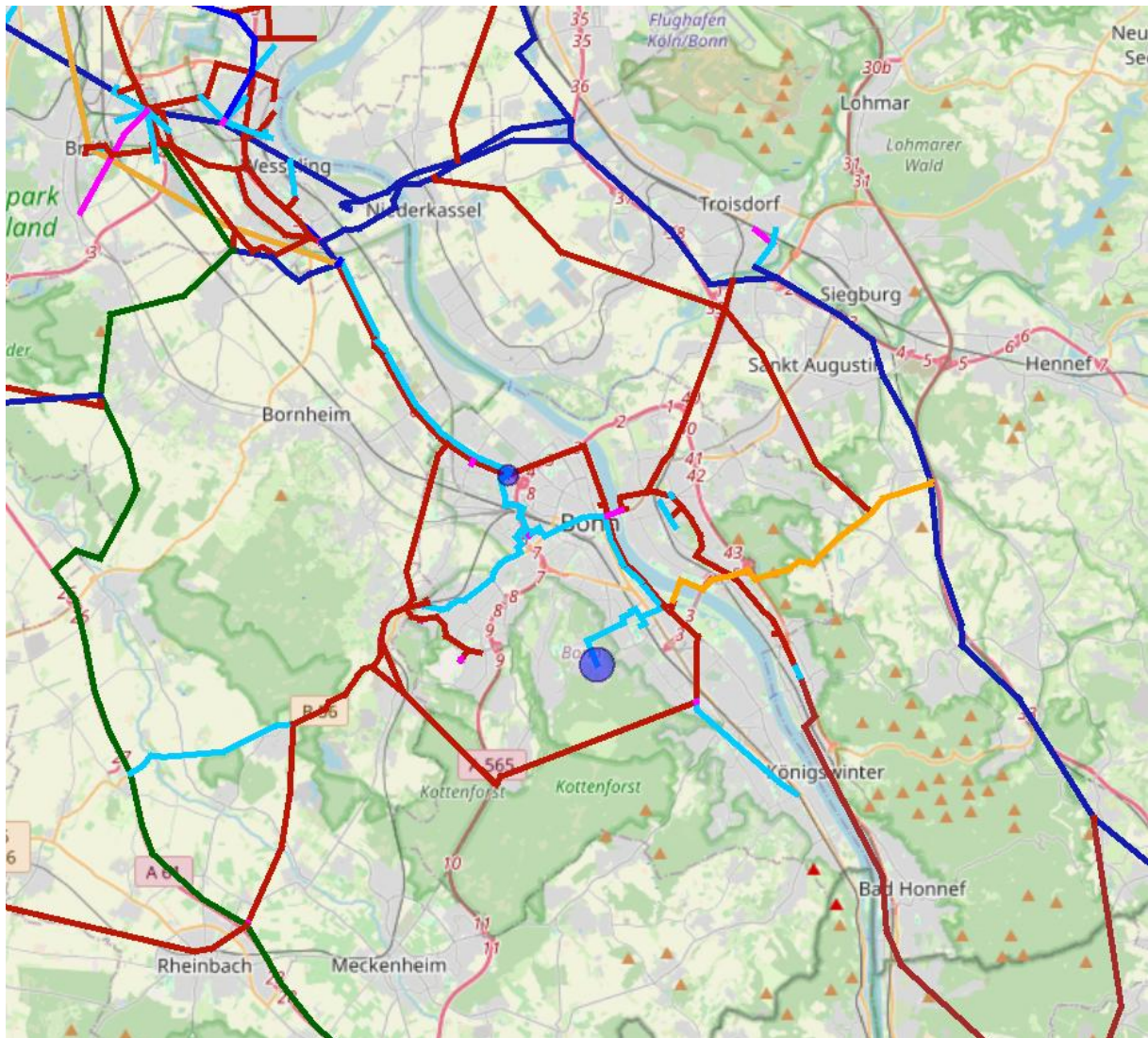
- „Maximum“ bezieht sich auf genannte bzw. geschätzte maximale Produktionsszenarios der Standorte für 2032.
- Minimum und Maximum sind aufgrund von prognostizierten Effizienzsteigerungen trotz geplanter Steigerungen der Produktion teils kleiner, teils etwas höher als IST.
- Sie variieren nur in einzelnen Fällen deutlich.
- Viele kleinere Standorte könnten komplett elektrifiziert werden (bzw. werden es).



2.2.13 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 über Elektrifizierung darstellbar – Minimum

Bemerkungen:

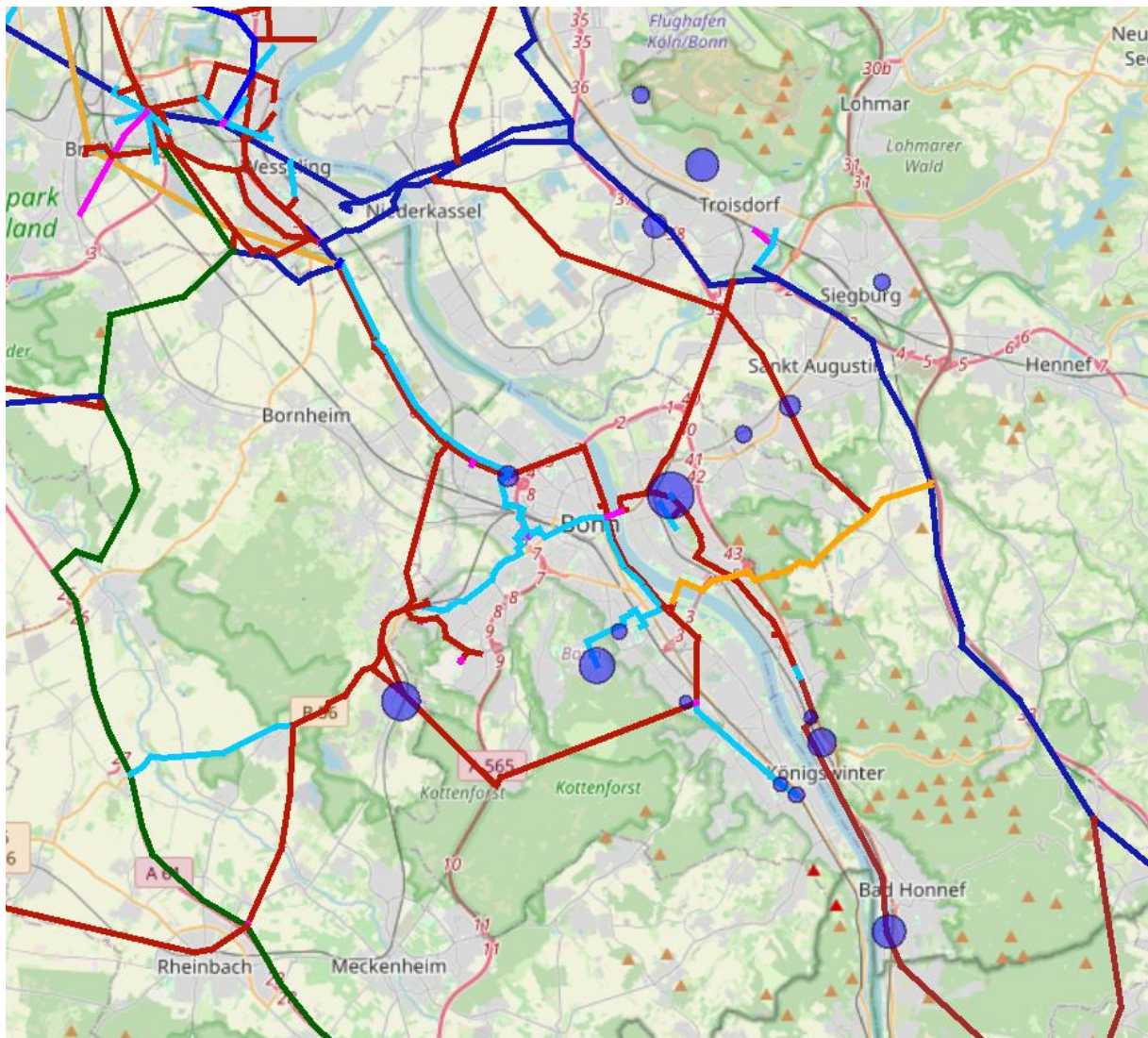
- „Minimum“ bezieht sich hier auf genannte bzw. geschätzte Mindestproduktionsszenarios der Standorte für 2032.
- Minimum und Maximum sind aufgrund von prognostizierten Effizienzsteigerungen trotz geplanter Steigerungen der Produktion teils kleiner, teils etwas höher als IST.
- Sie variieren nur in einzelnen Fällen deutlich.
- Viele kleinere Standorte könnten komplett elektrifiziert werden.
- Dies ist nur bei zweien schon fest geplant.



2.2.14 Vom prognostizierten Bedarf für 2032 über Elektrifizierung darstellbar – Maximum

Bemerkungen:

- „Maximum“ bezieht sich auf genannte bzw. geschätzte maximale Produktionsszenarios der Standorte für 2032.
- Minimum und Maximum sind aufgrund von prognostizierten Effizienzsteigerungen trotz geplanter Steigerungen der Produktion teils kleiner, teils etwas höher als IST.
- Sie variieren nur in einzelnen Fällen deutlich.
- Viele kleinere Standorte könnten komplett elektrifiziert werden (bzw. werden es).
- Dies ist nur bei zweien schon fest geplant.



2.3 Zwischenfazit

Die Methodik hat zu einer guten Einschätzung von Bedarfen für den Zeitraum eines frühestmöglichen Kernnetzanschlusses geführt; dazu mussten nicht alle möglichen Standorte explizit Berücksichtigung finden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- Wenige Standorte brauchen große Mengen bzw. Leistungen in der Spitze.
- Nur ein kleiner Anteil dieser großen Unternehmensstandorte (>9 MW: 12 Stück) ließe sich elektrifizieren (4 Stück) und ein weiteres per Fernwärme dekarbonisieren.
- Bei den kleinen Firmen ließen sich die meisten elektrifizieren.
- Insgesamt ließen sich 18 von 26 Unternehmen komplett elektrifizieren.

- Dies hat aber nur ein kleiner Teil dieser Unternehmen (nach aktuellem Stand zweien) schon fest geplant. Die anderen warten v.a. Preisentwicklungen ab, sowohl was den Erdgaspreis als auch Investitionskosten für neue bzw. umgerüstete Anlagen betrifft.

3. Planungsstand der Import- und Infrastrukturmaßnahmen

Die Importstrategie der Bundesregierung für Wasserstoff wurde im Juli 2024 veröffentlicht vom BMWK (<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>). Dort findet sich v.a. das folgende ausführliche Dokument, aus dem in Abschnitt §3.1 Wesentliches zitiert wird: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18):

Zum dort erwähnten Wasserstoff-Kernnetz finden sich Erläuterungen in den nachfolgenden beiden Abschnitten §3.2 und §3.4. Abschnitt §3.4 gibt weitere Erläuterungen zum Marktdesign. Das in §3.1 genannte Instrument H2Global wird kurz vertieft, außerdem Marktmechanismen zum Netzzugang, WaKandA und WasABi.

3.1 Wasserstoff – Importstrategie der Bundesregierung, Juli 2024

Eine schematische Darstellung europäischer Importkorridore (aktuell angedachter Stand; gestrichelte Linie symbolisiert perspektivische Ausbaustufe) zeigt die folgende Abbildung:



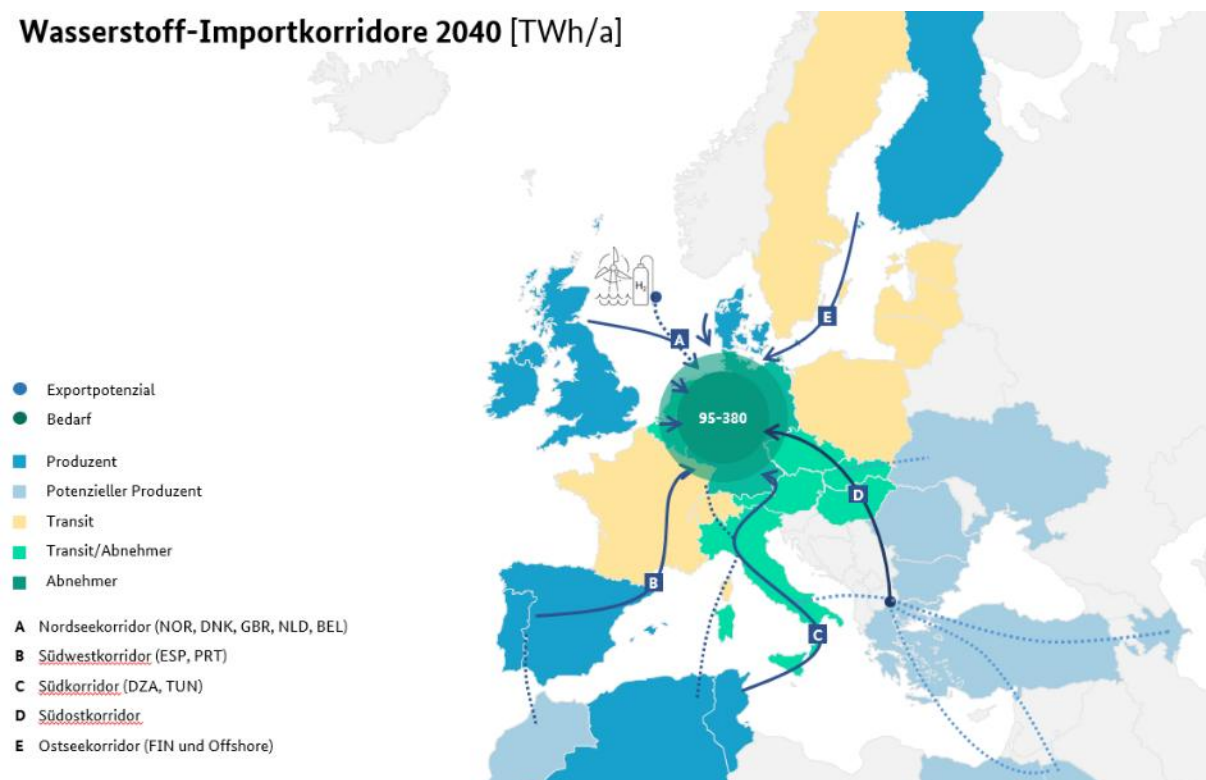
Quelle: BMWK

Den Ausgangspunkt der Importkorridore bilden

- grenzüberschreitende EU-Infrastrukturvorhaben,
- Vorhaben von gemeinsamem Interesse (projects of common interest, PCI) und
- Vorhaben von gegenseitigem Interesse (projects of mutual interest, PMI).

PCI sollen Lücken in der Infrastruktur des europäischen Energienetzes schließen und zeichnen sich durch einen wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Nutzen für mindestens zwei Mitgliedstaaten aus. Als PMI bezeichnete Infrastrukturprojekte verbinden die Energienetze der EU mit denen von Drittländern.

Wasserstoff-Importkorridore 2040 [TWh/a]



Planungsstand Wasserstoff-Importkorridore 2040 (Stand: Januar 2025) © BMWK

- **Transportinfrastruktur:** Der grenzüberschreitende Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten wird durch den Aufbau von Pipelines für Importe aus Europa und Anrainerstaaten und Importterminals für internationale Importe per Schiff ermöglicht. Neue LNG-Terminals werden so konzipiert, dass sie zukünftig auch Wasserstoffderivate abfertigen können. Über Pipelines wird langfristig der Großteil des heimischen Wasserstoffbedarfs gedeckt werden können, während Schiffstransporte für Derivate bedeutend bleiben. Den Ausgangspunkt des nötigen Infrastrukturaufbaus bildet das deutsche Wasserstoff-Kernnetz, das dem überregionalen Transport innerhalb Deutschlands und der Anbindung an die

europäische Wasserstoffinfrastruktur dient. Der Aufbau der Kernnetzes erfolgt schrittweise bis zum Zieljahr 2032, wobei die szenario- und bedarfsorientierte Weiterentwicklung im Rahmen des integrierten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff erfolgt.

- **Nachfragestärkung:** Es wurde eine breite Palette von Förderinstrumenten und Anreizsystemen auf der Nachfrageseite erarbeitet, um Finanzierungslücken bei deutschen Transformationsvorhaben im Bereich Wasserstoff und Wasserstoffderivate zu schließen. Dazu gehören unter anderen
 - die [Klimaschutzverträge \(KSV\)](#),
 - die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK),
 - die IPCEI Wasserstoff,
 - das Kraftwerkssicherheitsgesetz sowie
 - die Quoten der RED III.So wird ein zuverlässiger Nachfragemarkt in Deutschland etabliert, was auf Produktionsseite die Abnahmesicherheit verbessert und Investitionsentscheidungen erleichtert.
- **Angebotsförderung:** Ergänzend unterstützt die Bundesregierung die Bank- und Wettbewerbsfähigkeit von internationalen Wasserstoff-Projekten mit Finanzierungs- und Garantieinstrumenten. [H2Global](#) ist ein zentrales Instrument der Bundesregierung, da es den internationalen Wasserstoffeinkauf ermöglicht. Außerdem wirkt die Bundesregierung auf die internationale Verfügbarkeit von Wasserstoff hin, unter anderen durch
 - die Weiterentwicklung der Europäischen Wasserstoffbank (EHB),
 - die Aufstockung des Green Hydrogen Funds sowie
 - Gründung des PtX-Entwicklungsfonds.Ergänzt wird die angebotsseitige Förderung durch Instrumente der Außenwirtschaftsförderung, beispielsweise Exportkreditgarantien, Investitionsgarantien oder ungebundene Finanzkredite (UFK).

Weitere Details finden sich hier:

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/Wasserstoff/foerderinstrumente-wasserstoffhochlauf.html>

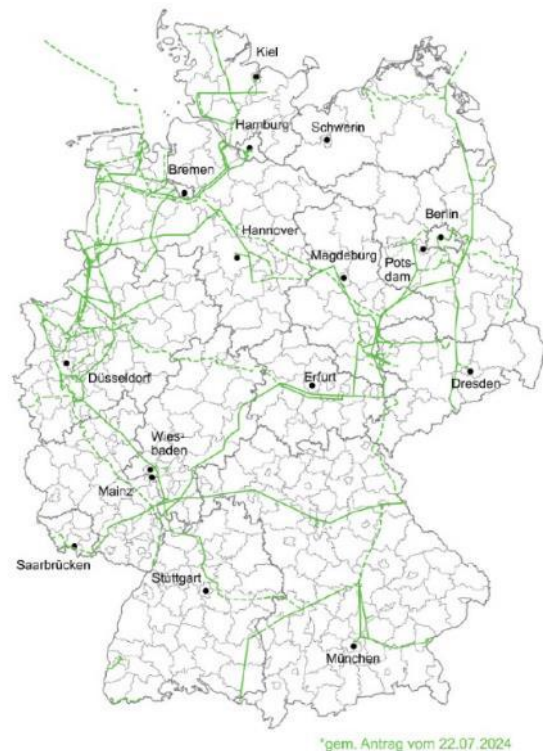
3.2 Wasserstoffkernnetz (WKN)

Damit der heimisch erzeugte und der importierte Wasserstoff dorthin kommt, wo er gebraucht wird, bedarf es einer leistungsfähigen Transportinfrastruktur. Das Wasserstoff-Kernnetz bildet hierfür das Grundgerüst. Bis zum Zieljahr 2032 sollen über 9.000 Kilometer Wasserstoffleitungen in Betrieb gehen – von Nord nach Süd, von West nach Ost. So werden Erzeugungszentren, wie große Elektrolyseure, und Importpunkte sowie Speicher rund Verbrauchszentren in Industrie und bei Kraftwerken miteinander verbunden. Es werden sowohl bestehende Erdgasleitungen umgewidmet als auch neue Wasserstoffleitungen gebaut.

3.2.1 Antrag der FNBs vom 22.07.2024 – Übersicht

Wasserstoff-Kernnetz* 2032

- Umstellungsleitung
- - - Neubauleitung



© FNB Gas e.V. Stand: gem. Antrag vom 22. Juli 2024

Das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz sieht Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 9.040 Kilometern vor. Davon sind rund 60 Prozent Umstellungsleitungen, also solche, die derzeit noch Erdgas transportieren. Umstellungsleitungen können schneller in Betrieb genommen werden und sind kostengünstiger und ressourcenschonender als Neubauleitungen. Neben der Anbindung zentraler Industriestandorte sind die regionale Ausgewogenheit und die Einbettung in die europäische Wasserstoffinfrastruktur wichtige Ziele, die mit dem Kernnetz erreicht werden sollen. So werden alle Bundesländer an das Kernnetz angebunden und über

Grenzübergangspunkte soll Wasserstoff per Pipeline importiert werden. Erste Leitungen des Kernnetzes sollen bereits im Jahr 2025 in Betrieb gehen – der Aufbau erfolgt schrittweise bis zum Zieljahr 2032. Das Wasserstoff-Kernnetz ist nicht die finale Ausbaustufe, sondern der erste Schritt zum Aufbau des Transportnetzes in einem sich entwickelnden Markt. Dieses Grundgerüst soll durch die integrierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff weiterentwickelt werden. Ziel ist es, auf Basis einer turnusmäßigen sowie szenario- und bedarfsbasierten Netzentwicklungsplanung ein leistungsfähiges Wasserstoffnetz aufzubauen.

Wie bei Erdgas und Strom sollen die Wasserstoff-Leitungen des Kernnetzes grundsätzlich vollständig privatwirtschaftlich gebaut, betrieben und durch Entgelte der Nutzerinnen und Nutzer bezahlt werden. Das von der Bundesregierung entwickelte Finanzierungsmodell sieht vor, dass die Netzentgelte gedeckelt werden. Auflaufende Mindereinnahmen der ersten Phase werden durch spätere Mehreinnahmen ausgeglichen, wenn mehr Wasserstoffabnehmerinnen und -abnehmer an das Netz angeschlossen sind. Die Zwischenfinanzierung erfolgt über ein sogenanntes Amortisationskonto. Damit wird vermieden, dass anfangs zu hohe Netzentgelte, den Hochlauf der Wasserstoff-Wirtschaft gefährden. Und privatwirtschaftliche Investitionen in die Netzinfrasturktur werden so angereizt.

Beantragt wurden von den FNBs zum 22.07.2024 u.a. folgende Maßnahmen.

3.2.2 Antrag der FNBs vom 22.07.2024 – Neubaumaßnahmen

Entsprechend Anlage 3 des Antrages vom 22.07.2024 der FNBs wurden folgende hier relevante Teilstücke als Neubau beantragt. Aufgeführt sind auch die Original-Kommentare zur Sinnhaftigkeit der jeweiligen Leitung.

Antrags-ID:	KLN041-01a und KLN041-01b
Lfd.Nr.-Von-Nach:	KLN041-01a: 222B-Eynatten-Weisweiler KLN041-01b: 222C-Weisweiler-Niederkassel
Name:	H2ercules Belgien
Verantwortliches Unternehmen:	OGE (KLN041-01a)
Planerische Inbetriebnahme:	12/2028 (KLN041-01a) bzw. 12/2031 (KLN041-01b)
Nenndurchmesser (DN):	1000
Länge (km):	26,5 (KLN041-01a) bzw. 64,5 (KLN041-01b)
Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]:	100
PCI-Projekt bestätigt April 2024:	9.4. H2ercules West

Diese Maßnahme bildet eine H2-Haupttransportachse zum Abtransport großer Einspeisemengen aus Belgien (ID 532) und deren Verbindung mit Ausspeiseschwerpunkten

in den folgenden Bereichen: KWK, Eisen & Stahl, Chemie, Raffinerie, Glas inkl. Glasfaser, Keramik und Ziegelprodukte. Aufgrund unterschiedlicher Daten der planerischen Inbetriebnahme wurde die Leitung "222A-Eynatten-Niederkassel" in die zwei Teilabschnitte "222B-Eynatten-Weisweiler" und "222C-Weisweiler-Niederkassel" aufgeteilt. Datum der planerischen Inbetriebnahme geändert für den Leitungsabschnitt "222B-Eynatten-Weisweiler" von 12/2031 auf 12/2028.

Antrags-ID:	KLN042-01
Lfd.Nr.-Von-Nach:	328A-Glehn-Ludwigshafen
Name:	Delta-Rhine-Corridor (DRC)
Verantwortliches Unternehmen:	---
Planerische Inbetriebnahme:	12/2032
Nenndurchmesser (DN):	900
Länge (km):	286,0
Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]:	80
PCI-Projekt bestätigt April 2024:	9.7.3. Delta-Rhine-Corridor (DRC)

Diese Maßnahme bildet eine H2-Haupttransportachse zum Abtransport großer Einspeisemengen aus Nordwesten und deren Verbindung mit Ausspeiseschwerpunkten in den folgenden Bereichen: KWK, Eisen & Stahl, Chemie, Raffinerie, Glas inkl. Glasfaser, Keramik und Ziegelprodukte.

Antrags-ID:	KLN091-01
Lfd.Nr.-Von-Nach:	115E-Oberaußem-Wesseling
Name:	Kalscheuren-Wesseling
Verantwortliches Unternehmen:	Thyssengas H2**
Planerische Inbetriebnahme:	12/2029
Nenndurchmesser (DN):	400
Länge (km):	9,0
Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]:	80
PCI-Projekt bestätigt April 2024:	nein

Die Maßnahme dient der Einbindung von KWK-Anlagen, der Dekarbonisierung folgender Industrien: Eisen & Stahl, Chemie, Raffinerie, Glas inkl. Glasfaser, Keramik und Ziegelprodukte; verbessert die Importmöglichkeiten für Wasserstoff und dient der Einbindung von PtG-Anlagen.

3.2.3 Antrag der FNBs vom 22.07.2024 – Umstellungsmaßnahmen

Entsprechend Anlage 3 des Antrages vom 22.07.2024 der FNBs wurden folgende hier relevante Teilstücke zur Umstellung beantragt. Aufgeführt sind auch die Original-Kommentare zur Sinnhaftigkeit der jeweiligen Leitung.

Antrags-ID:	KLU075-01
Lfd.Nr.-Von-Nach:	195A-Paffrath-Niederkassel
Name:	H2ercules Paffrath-Niederkassel
Verantwortliches Unternehmen:	OGE
Planerische Inbetriebnahme:	12/2030
Nenndurchmesser (DN):	900
Länge (km):	23,6
Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]:	70
PCI-Projekt bestätigt April 2024:	9.4. H2ercules West

Diese Maßnahme bildet eine H2-Haupttransportachse zum Abtransport großer Einspeisemengen aus Nordwesten und deren Verbindung mit Ausspeiseschwerpunkten in den folgenden Bereichen: KWK, Eisen & Stahl, Chemie, Raffinerie, Glas inkl. Glasfaser, Keramik und Ziegelprodukte. Datum der planerischen Inbetriebnahme geändert von 12/2031 auf 12/2030.

Antrags-ID:	KLU076-01
Lfd.Nr.-Von-Nach:	195B-Niederkassel-Birlinghoven
Name:	H2ercules Niederkassel-Birlinghoven
Verantwortliches Unternehmen:	OGE
Planerische Inbetriebnahme:	12/2032
Nenndurchmesser (DN):	900
Länge (km):	14,7
Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]:	70
PCI-Projekt bestätigt April 2024:	9.4. H2ercules West

Diese Maßnahme bildet eine H2-Haupttransportachse zum Abtransport großer Einspeisemengen aus Nordwesten und deren Verbindung mit Ausspeiseschwerpunkten in den folgenden Bereichen: KWK, Eisen & Stahl, Chemie, Raffinerie, Glas inkl. Glasfaser, Keramik und Ziegelprodukte.

Antrags-ID:	KLU079-01
Lfd.Nr.-Von-Nach:	211-Niederkassel-Wesseling
Name:	H2ercules Niederkassel-Wesseling
Verantwortliches Unternehmen:	OGE
Planerische Inbetriebnahme:	12/2030

Nenn Durchmesser (DN):	250
Länge (km):	8,7
Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]:	70
PCI-Projekt bestätigt April 2024:	nein

Diese Maßnahme bildet eine H2-Haupttransportachse zum Abtransport großer Einspeisemengen aus Nordwesten und deren Verbindung mit Ausspeiseschwerpunkten in den folgenden Bereichen: KWK und Raffinerie. Datum der planerischen Inbetriebnahme geändert von 12/2032 auf 12/2030.

3.3 Wasserstoffkernnetz – Genehmigung der Bundesnetzagentur vom 22.10.2024

Von den o.a. Maßnahmen wurden folgende wie beantragt am 22.10.2024 von der Bundesnetzagentur genehmigt:

Neubau/Umstell.	Antrags-ID	Name, Lfd.Nr. ...	Plan. Inbetrieb.	Verantwortl.
Neubau	KLN041-01a	H2ercules Belgien 222B-Eynatten-Weisweiler	12/2028	OGE
Neubau	KLN041-01b	H2ercules Belgien 222C-Weisweiler-Niederkassel	12/2031	---
Neubau	KLN042-01	Delta-Rhine-Corridor (DRC) 328A-Glehn-Ludwigshafen	12/2032	
Neubau	KLN091-01	Kalscheuren-Wesseling (ABER NICHT ÜBER DEN DÜKER!)	12/2029	Thyssengas H2
Umstellung	KLU075-01	H2ercules Paffrath-Niederkassel	12/2030	OGE
Umstellung	KLU076-01	H2ercules Niederkassel-Birlinghoven	12/2032	OGE

Die nachfolgende Maßnahme wurde zwar nicht genehmigt, beeinträchtigt jedoch nicht die Roadmap für den IHK-Bezirk Bonn/Rhein-Sieg:

Umstellung KLU079-1 H2ercules Niederkassel-Wesseling (geplant war Dez 30, OGE).

Als Begründung gibt es Bemerkung 266 auf Seite 80 des entsprechenden Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur vom 22.10.2024:

„Die mit der Maßnahme KLU079-01 von Niederkassel nach Wesseling in Nordrhein-Westfalen verbundenen Transportaufgaben können aufgrund der in dieser Region des Kernnetzes vermaschten Netzstruktur auch durch die Maßnahme KLN041-01b des Kernnetzes gelöst werden. Die Versorgung der Projekte aus Anlage 1 des Antrags ist über diese Maßnahme möglich, sodass die Maßnahme KLU079-01 netztechnisch nicht erforderlich ist. In der Stellungnahme der Antragstellerinnen im Rahmen der Tenoranhörung wird zu dieser Maßnahme dargelegt, dass diese Leitung über eine bestehende Rheinquerung verfüge und zeitlich bis 2030 realisierbar sei. Dies sei insbesondere im Hinblick auf die erheblichen Raumwiderstände in dieser sehr dicht besiedelten Region (Köln) von besonders hohem Wert. Für die parallele Neubauleitung Eynatten-Niederkassel (KLN041-01a und b) habe bisher noch keine finale Trasse entwickelt werden können. Bei einem Entfall dieser Maßnahme sei die Versorgung der Region mit Wasserstoff nicht gesichert. Die Maßnahme KLN041-01b hat ihre planerische Inbetriebnahme im Dezember 2031. Dieser im Vergleich zu anderen Kernnetzmaßnahmen lange Planungszeitraum sollte es der Antragstellerin entweder ermöglichen, eine finale Trassenplanung zu entwickeln oder aber bei potentiellen unüberwindbaren Herausforderungen eine Anpassung der Netzplanung im Rahmen der nächsten Netzentwicklungspläne vorzunehmen. Weiterhin wird die Region bereits im Jahr 2029 über den Leitungsstrang nach Nord-Westen beginnend mit der Leitung KLN091-01 an das Wasserstoffkernnetz angebunden. Die Leitung KLU079-01 stellt eine Verbindung an die Netzgebiete Richtung Osten her. In den damit verbundenen Netzgebieten liegen im Wasserstoffkernnetz jedoch keine Projekte, welche vor Dezember 2031 Kapazitäten gemeldet haben. Daher ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nach derzeitigem Planungsstand auch die Anbindung über die Leitung KLN041-01b ein Jahr später ausreichend.“

3.4 Wasserstoff-Marktdesign

Aus Informationen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNBs) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) und Ministerien sind die folgenden Informationen zu nationalen Marktmechanismen erhältlich. Sie geben noch keine Preisinformationen und sind, wie weitere Maßnahmen der Ministerien bzw. der BNetzA zu beobachten.

3.4.1 WaKandA und WasABi

Die FNBs haben am 30.08.2024 die folgende Mitteilung veröffentlicht (Zitat):

<https://fnb-gas.de/news/stellungnahme-wakanda-wasabi/>

Festlegungsverfahren „WaKandA“ und „WasABi“

Wasserstoff-Marktdesign: FNB schlagen eigenes Cluster-Austauschmodell für schnellen Markthochlauf vor

Das Wasserstoff-Marktdesign nimmt Form an: In ihrer Stellungnahme begrüßen die Fernleitungsbetreiber ausdrücklich den Vorstoß der Bundesnetzagentur (BNetzA), frühzeitig ein Grundmodell für den Netzzugang sowie für das Bilanzierungsmodell zu etablieren. „Zugleich brauchen wir Möglichkeiten, um auf die spezifischen Entwicklungen des Wasserstoffhochlaufs reagieren zu können.“, sagt Barbara Fischer, FNB Gas Geschäftsführerin.

Die FNB gehen von verschiedenen Phasen aus, in denen sich der neue Markt formiert. In den Anfangsjahren wird es einzelne, nicht verbundene Infrastrukturcluster im Wasserstoffmarkt geben, die sich mit der Zeit zu einem kompletten Netz verbinden. Um von Beginn an in einem zusammenwachsenden Infrastrukturmarkt Wasserstofftransporte zwischen den Clustern zu ermöglichen, schlagen die FNB in ihrer Stellungnahme ein eigenes „Cluster-Austauschmodell“ vor.

Mit ihrer Beteiligung an der ersten Konsultation zu den Festlegungsverfahren „WaKandA“ und „WasABi“ durch die BNetzA bringen sich die Fernleitungsbetreiber aktiv in die Schaffung eines Marktdesigns für den entstehenden deutschen Wasserstoffmarkt ein. „Das zu entwickelnde Design ist ein wichtiger Anker für das Gelingen des H₂-Marktes. Es schafft für alle Marktteilnehmer gleiche Bedingungen für den Zugang zum Wasserstoffkernnetz und weiteren Wasserstoffleitungen“, betont Fischer.

„WasABi“ (BK7-01-014) soll die rechtliche Basis für das künftige Wasserstoff-Bilanzierungs- und Ausgleichsmodell bilden. Die Festlegung „WaKandA“ (BK7-24-01-015) regelt das Wasserstoff Kapazitäten-Grundmodell und die Abwicklung des Netzzugangs (WaKandA).

3.4.2 H2Global

Das BMWK hat folgende Informationen nach Gründung der H2Global-Stiftung im Juni 2021 veröffentlicht (Zitat):

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/Wasserstoff/foerderinstrumente-wasserstoffhochlauf.html>:

Die Entwicklungen auf einem künftigen Wasserstoffmarkt, seine rechtlichen Rahmenbedingungen und die Preise für grünen Wasserstoff sind schwer kalkulierbar. Um den Start zu erleichtern und den weltweiten Markthochlauf für Wasserstoff voranzubringen, wurde im Juni 2021 die H2Global-Stiftung gegründet, in deren Stiftungskuratorium auch das BMWK mitarbeitet.

Die Kernidee von H2Global ist das, durch das BMWK finanzierte, sogenannte „Doppelauktionsmodell“. Mit seiner Hilfe wird die Differenz zwischen den Preisen, zu denen Wasserstoff aktuell produziert werden kann, und den Preisen, zu denen Wasserstoff regional weiterverkauft und wirtschaftlich eingesetzt werden kann, überbrückt.

Das funktioniert so: Im Namen einer Tochtergesellschaft der H2Global-Stiftung (Hintco GmbH) findet eine internationale Auktion für den Einkauf von „grünem Wasserstoff“ oder Wasserstofffolgeprodukten, sogenannte Derivate, statt. Das wirtschaftlichste Angebot bekommt den Zuschlag und einen langfristigen Vertrag. Die Anbietenden erhalten also Planungssicherheit, was ihnen die verstärkte Investition in die Wasserstoffproduktion erleichtert. Gleichzeitig gilt die Bedingung, dass die in den Partnerländern produzierten Produkte nach Europa beziehungsweise Deutschland geliefert werden müssen. Die so gesicherten Wasserstoffmengen sollen nach ihrer Lieferung in einer zweiten Auktion an die Höchstbietende oder den Höchstbietenden versteigert werden. Die Verfügbarkeit von „grünem Wasserstoff“ zu einem wettbewerbsfähigen Preis schafft zum Beispiel für die Industrie stärkere Anreize, in Anlagen für den Wasserstoffeinsatz zu investieren. Die Schere zwischen Angebots- und Nachfragepreis soll durch den H2Global-Fördermechanismus ausgeglichen werden.

H2Global soll dazu dienen, Unternehmen die anfänglich hohen Produktionskosten für einen festen Zeitraum zu bezahlen. Ein schneller Wasserstoffhochlauf kann nur durch Planungssicherheit für die nötigen Investitionen gelingen. Gleichzeitig wird durch die Auktion Preistransparenz geschaffen, welche derzeit die geringstmöglichen Kosten für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff auf dem Weltmarkt sind. Die eingekauften Produkte werden durch jährliche Auktionen an deutsche Abnehmerinnen und Abnehmer verkauft. Zukünftig dürfte der Verkaufspreis für Wasserstoff, im Einklang mit den CO₂-Zertifikatspreisen steigen. Dadurch nähern sich Angebots- und Nachfragepreis schrittweise an.

Nähere Informationen zur Funktionsweise der Ausschreibungen und dem aktuellen Stand des Vorhabens finden Sie auf den Seiten der [Hintco GmbH](#).

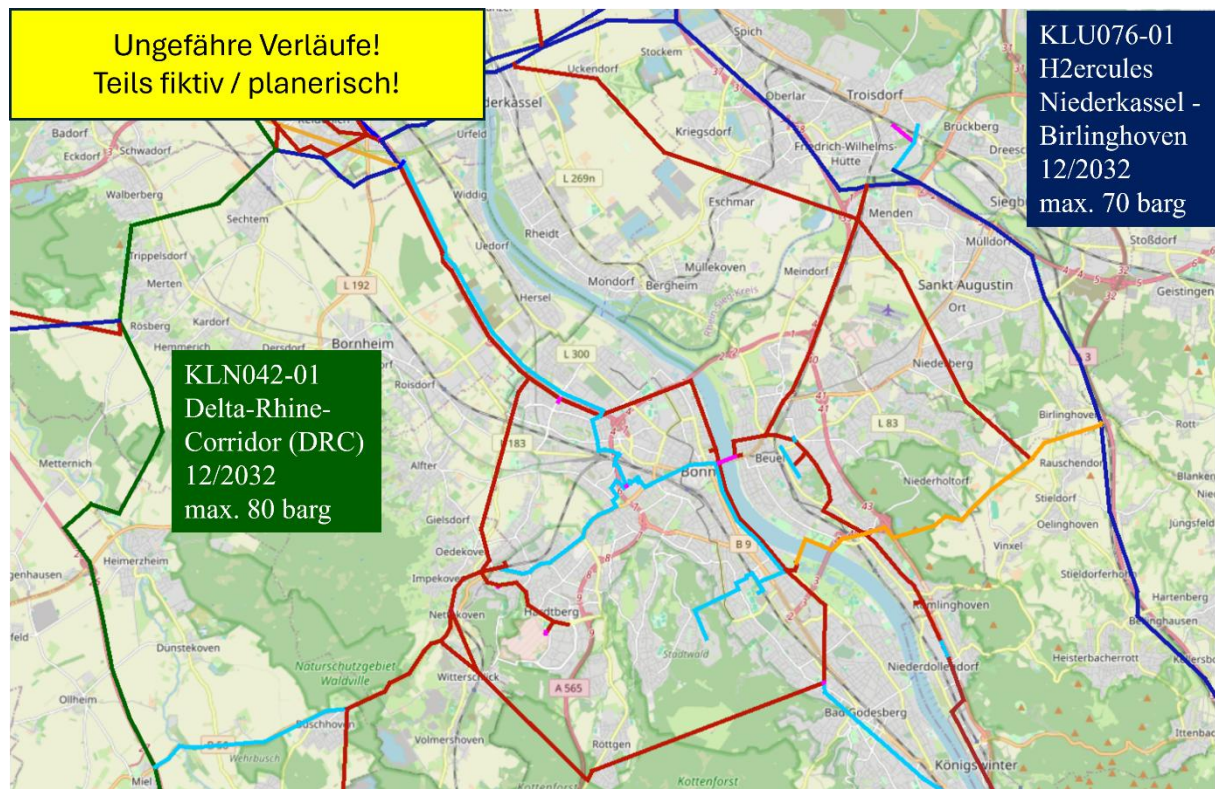
Hinweis: Unternehmen, die an den Ausschreibungen von H2Global teilnehmen möchten, können die [Beratungsangebote der Außenwirtschaftsförderung](#) nutzen.

4. Anschluss der Unternehmen ans WKN – Technische Analyse

Nachfolgend werden Ergebnisse einer technischen Analyse des – fiktiven – Anschlusses aller betrachteten Standorte gezeigt (mit großzügigen Puffern). Zunächst werden die grundlegenden Leitungsverläufe für das eingesetzte Simulationsmodell, dann weitere Annahmen zur Simulation kurz zusammengefasst, bevor die Simulationsergebnisse gezeigt und kurz diskutiert werden.

4.1 Grundlegende Leitungsverläufe

Der Übersicht halber ist die bereits in §2.2.7 gezeigte Karte mit ungefähren Verläufen von Erdgas- und MÖGLICHEN Wasserstoff-Leitungen nachfolgend aufgeführt.



- | | |
|--|---|
| — Ungefährer Verlauf des Delta-Rhein-Korridors (Teil des WKN) | — Mögliche Lage von Neubauleitungen für H ₂ (nicht alle kämen!) |
| — Ungefährer Verlauf von H2ercules (Teil des WKN) | — Ungefähre Verläufe weiterer Leitungen (Erdgas; Auswahl) |
| — Möglicherweise auf H ₂ umstellbare Leitung | — Nicht mehr existent |

Die Leitungsverläufe wurden aus öffentlich zugänglichen Informationen der Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber aus diversen Quellen zusammengestellt und um rein fiktive Verläufe von Neubauleitungen für Wasserstoff ergänzt. Sie entsprechen umfänglichen Aktualisierungen der Datenlage, welche im Projekt HyPipCo erarbeitet wurde (<https://hycologne.de/projekt/hypipco/>).

4.2 Grundlegende weitere Annahmen für ein Simulationsmodell

Zum Aufbau des Simulationsmodells sind weitere Annahmen notwendig:

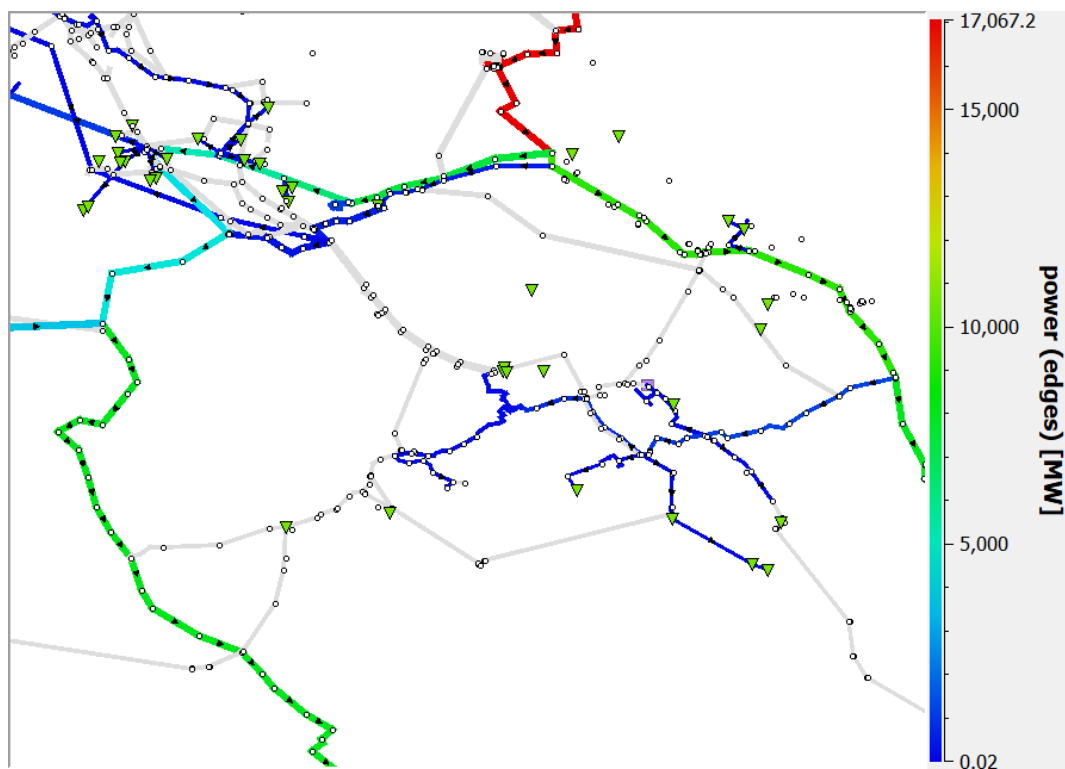
- Nur Leitungen des WKN (dunkelgrün, dunkelblau) sowie mögliche Umstellung (gelb) sowie Neubau (hellblau) darf für Wasserstoff benutzt werden.
- Alle weiteren Leitungen führen ohne Änderung Erdgas.
- Durchmesser der zum WKN nachgelagerten Netzteile: max. DN 300 auf den Hauptleitungen direkt hinter dem WKN und auf der Verbindung der Heizkraftherwerke, max. DN 200 auf weiteren Leitungen
- Einspeiseleistungen aus dem Norden (Niederlande und Norddeutschland) und Nordwesten (Belgien) des Netzes kommend und Durchleitungen links- und rechtsrheinisch in den Süden Deutschlands orientieren sich an den Untersuchungsergebnissen für Nordrhein-Westfalen aus folgender Studie: https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/eu_535_h2_roadmap_nrw.pdf
- Für die Kraftwerke sollen mehr als 40 bar (Überdruck!) resultieren. Bei den anderen interviewten Unternehmen gibt es keine nennenswerten Einschränkungen.
- Mit typischen Annahmen für Eingangsdrücke wurde gearbeitet. Unten wird exemplarisch nur ein Ergebnis gezeigt.

4.3 Simulationsergebnisse

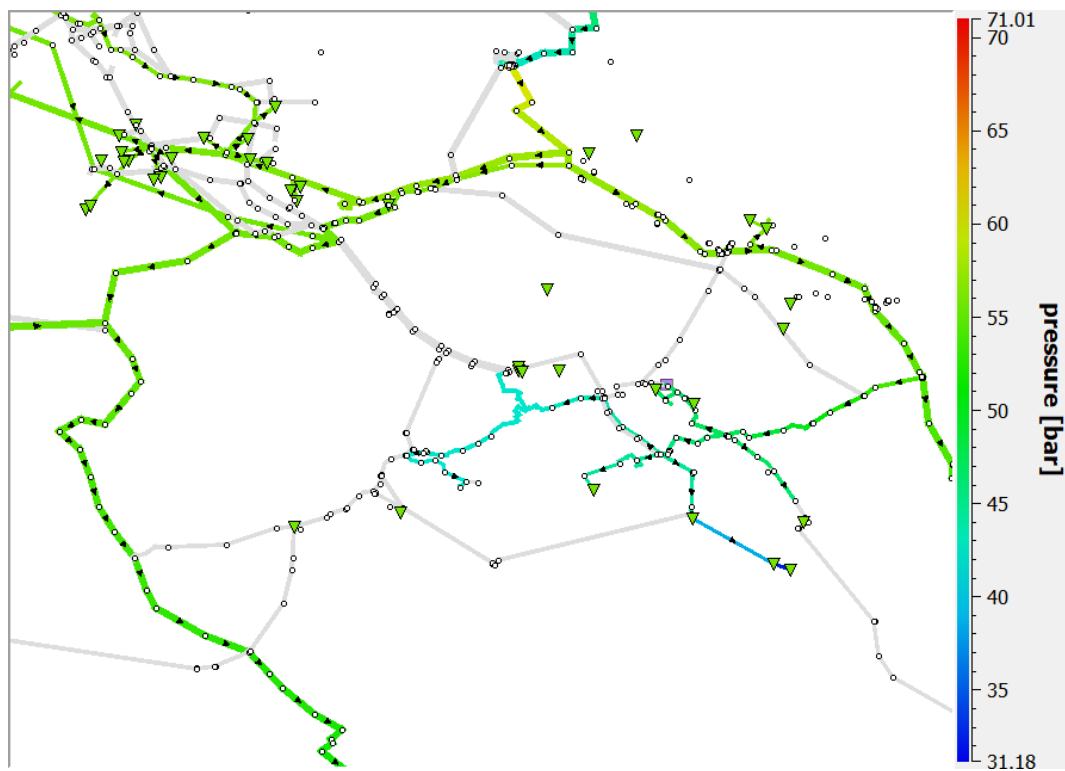
Es genügt hier nachzuweisen, dass Wasserstoffmengen, die den maximal im Jahr 2032 angefragten H₂-Bezugsleistungen der Unternehmensstandorte entsprechen (siehe §2.2.11). Hinzugerechnet wurde an den jeweiligen Enden des Netzes aber mit viel zusätzlichem Puffer.

Es sind mehrere (noch rein fiktive) Anschlussvarianten geprüft worden – höchstens eine davon würde realisiert werden (und ggf. mit anderem Verlauf)! Alle betrachteten Varianten funktionieren technisch vergleichbar. Unten gezeigt sind Simulationsergebnisse exemplarisch für die Anschlussvariante rechtsrheinisch.

Die resultierenden Leistungen auf den Netzabschnitten sind nachfolgend gezeigt:



Die resultierende Drücke auf den Netzabschnitten sind nachfolgenden gezeigt:



4.4 Fazit

Die resultierenden Leistungen auf den Netzabschnitten zeigen insbesondere, dass die im IHK-Bezirk angefragten Leistungen (inkl. Puffer) deutlich kleiner als auf dem WKN transportierten Leistungen sind.

Die resultierenden Drücke aus Rechnungen mit verschiedenen Drucksituationen zeigen insbesondere, dass das WKN auch mit kleineren Eingangsdrücken im Nord(west)en operieren könnte und trotzdem für die Heizkraftwerke ein hinreichend großer Eingangsdruck resultieren würde.

Rein technisch betrachtet könnten also alle angefragten Abnahmeleistungen im IHK-Bezirk, soweit sie hier ermittelt wurden bzw. innerhalb des großzügigen Puffers liegen, bedient werden.

5. Übersicht verbleibender Herausforderungen

Aus der Präsentation und Diskussion der Ergebnisse der Bedarfsanalyse zum Ersatz von Erdgas am 31.3.2025 im Rahmen einer Präsenz-Veranstaltung der IHK Bonn/Rhein-Sieg ergaben sich die folgenden Punkte:

- Prognosen für 2032 zeigen, dass viele Standorte zu 100% elektrifiziert werden könnten, aber eben nicht alle.
- Die Wirtschaftlichkeit für EE-Strom/H₂ kann aktuell nicht generell eingeschätzt werden, die Elektrifizierung sollte (wo sinnvoll technisch möglich) aber bevorzugt techno-ökonomisch geprüft werden.
- Nur zwei Unternehmen haben die Elektrifizierung schon fest geplant.
- Die Eigenstromproduktion ist an allen Standorten nicht ausreichend.
- OFFENER PUNKT: nicht an jedem Standort ist die stromnetzseitige Möglichkeit zum Ausbau des Strombezugs schon überprüft worden. Die Unternehmen mögen dies (nochmals) prüfen (lassen). Das wurde bereits in den Interviews thematisiert.
- Es verbleiben aber mehrere Standorte mit größeren bis großen H₂-Bedarfen. Nicht alle liegen günstig zum Kernnetz bzw. dem geplanten Anschluss der HKWs.
- Simulationsmodell:
 - Gerechnet mit (viel) Puffer an den Enden: technisch ginge es.
 - Es wären allerdings (weitere) Neubauten von Zuleitungen für Standorte, die nicht auf der Hauptroute bis HKW Nord liegen, notwendig. Mit Ausnahme von Königswinter bzw. Beuel (egal von welcher Seite der Anschluss der Bonner HKWs ans Kernnetz erfolgt aufgrund des geplanten Anschlusses des HKW Süd und des existenten Rheindükers) dürfte es ohne weitere Abnehmer an den gezeigten Standorten wirtschaftlich nicht rentabel sein.
- Es fehlen (mit Ausnahme des ChemParks und ggf. einzelner anderer Standorte noch) ausreichend Standorte/Investoren für leistungsstarke Elektrolyseure.
- Jedoch sollte überprüft werden, inwieweit in Nachbarschaft der benötigten Standorte sich Freiflächen (bei anderen Unternehmen etc.) finden lassen, um für das entsprechende Gebiet/Quartier eine kombinierte Versorgung eines BHKWs und H₂-bedürftiger Unternehmensstandorte nachzudenken.
- Abhängig vom tatsächlichen Verlauf des Anschlusses der Bonner HKWs ans Kernnetz sollte die Entwicklung von Gewerbegebieten bzw. BHKWs in techno-ökonomisch günstiger Lage analysiert werden.

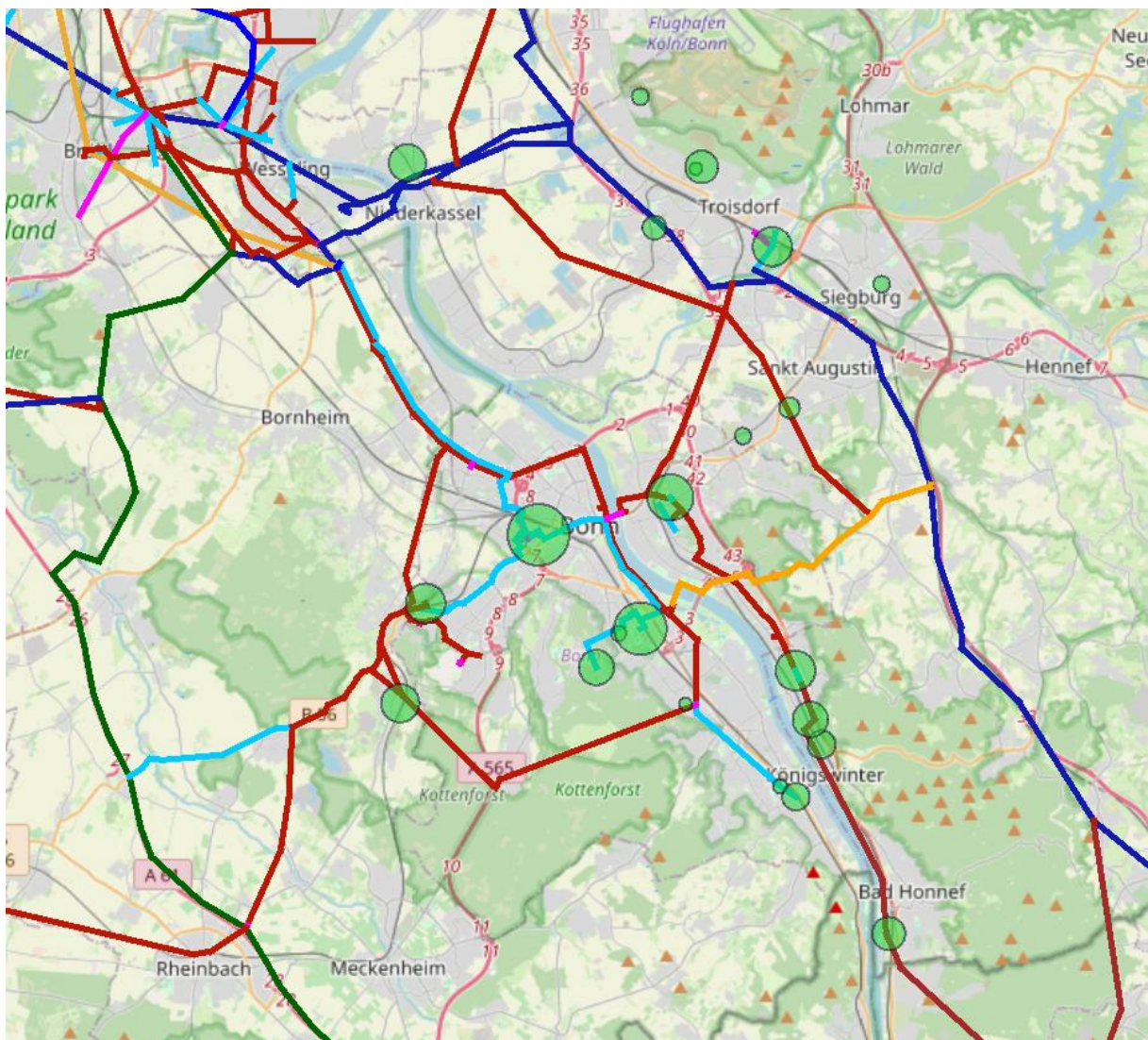
Die verbleibenden Herausforderungen werden nachfolgend detaillierter analysiert.

6. Handlungsfelder

6.1 Mögliche weitere Infrastrukturmaßnahmen

6.1.1 Wasserstoff

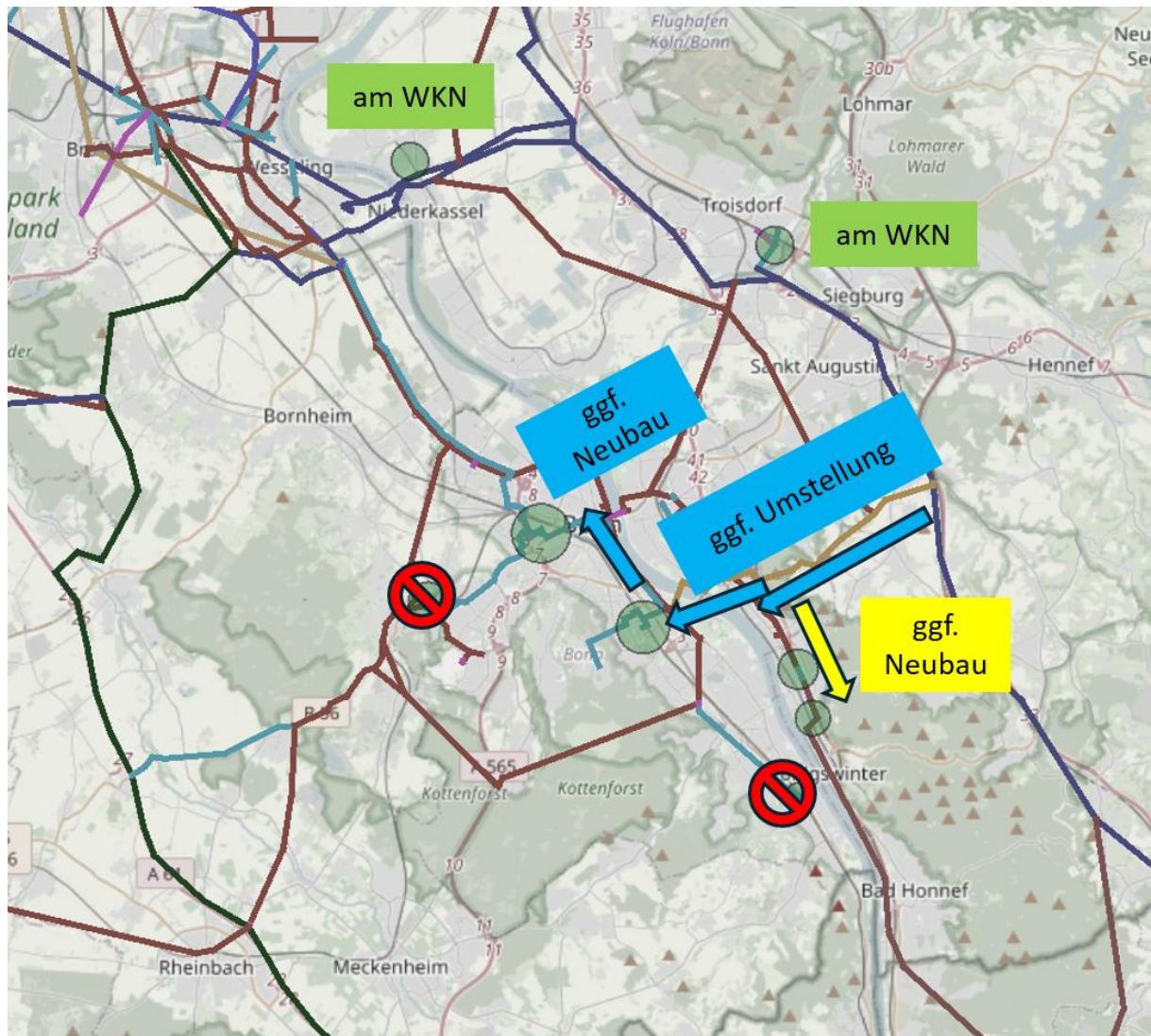
Wie oben bereits gezeigt, sehen eine Reihe von Unternehmensstandorten den Bedarf, Wasserstoff in nennenswertem Umfang zu beziehen. Der Übersicht halber ist die oben in §2.2.10 bereits gezeigte Karte („Vom prognostizierten Bedarf für 2032 in Form von Erdgas/Wasserstoff notwendig – Minimum“) hier nochmals angefügt, um diese Standorte nachfolgend weiter zu diskutieren.



Je nach Realisierung des Anschlusses der HKWs Nord und Süd der Stadtwerke Bonn an das Wasserstoff-Kernnetz bieten sich Möglichkeiten, einzelne der Firmen, die auf größere Mengen Wasserstoff nicht verzichten können, ggf. wirtschaftlich anzuschließen.

6.1.1.1 Anschluss von Bonn ans WKN – rechtsrheinische Option

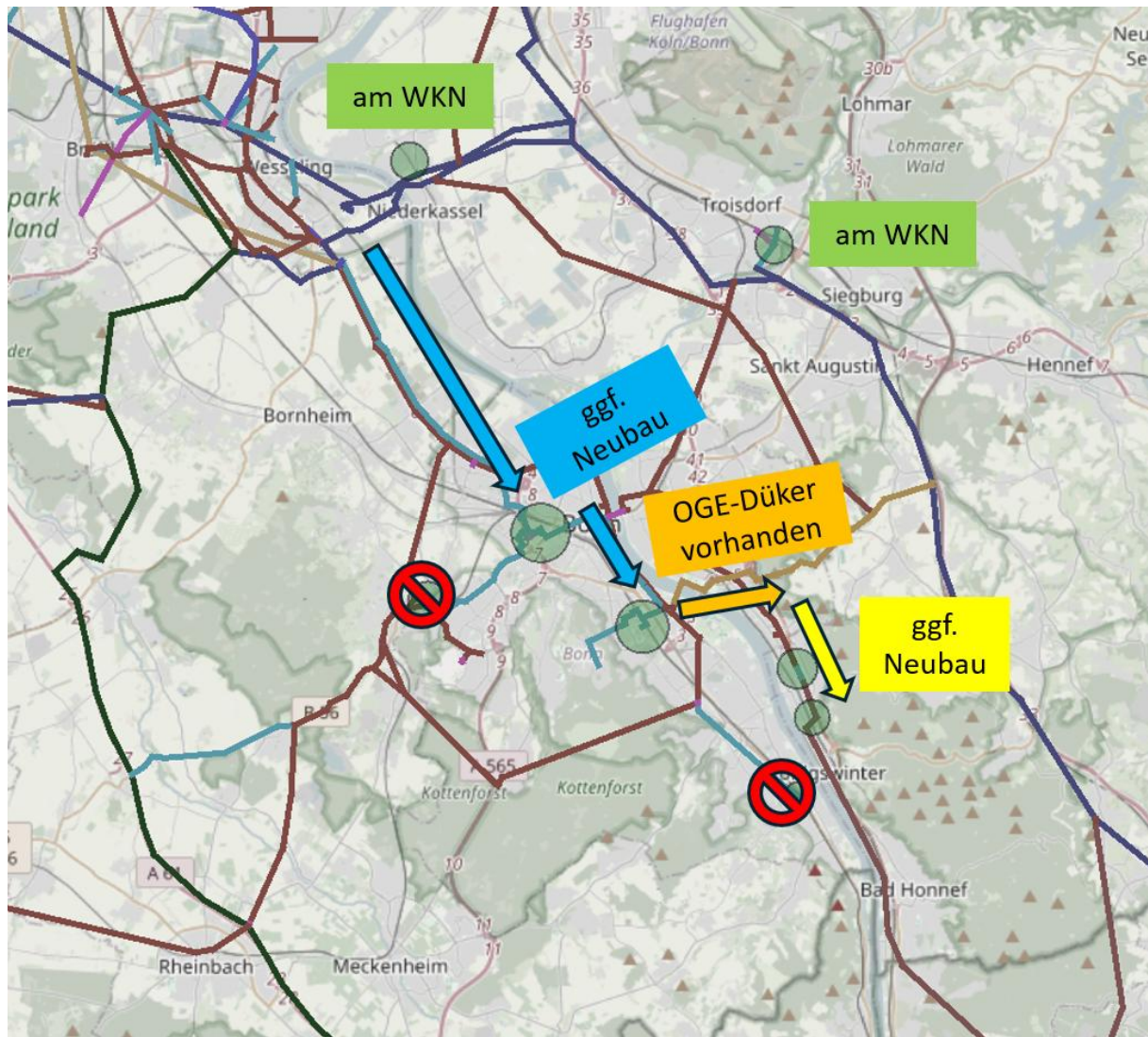
Für den Fall, dass die HKWs über eine Bestandsleitung von der rechten Rheinseite her angeschlossen würden, sähe die Lage wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt aus. Hierbei ist zu beachten, dass bereits für den Anschluss des HKWs Nord eine Neubauleitung zwischen den beiden HKWs (genauer zwischen dem Ende des Dükers linksrheinisch und dem HKW Nord) notwendig wäre.



Dabei meint „am WKN“, dass die entsprechenden Standorte quasi direkt am Wasserstoff-Kernnetz liegen. Die rot gekennzeichneten Standorte liegen zu weit weg sowohl vom Kernnetz als auch den realistisch erscheinenden Anschlussrouten für die HKWs. Neben diesen könnten **ggf.** wirtschaftlich noch Standorte in Königswinter angeschlossen werden.

6.1.1.2 Anschluss von Bonn ans WKN – Option Wesseling

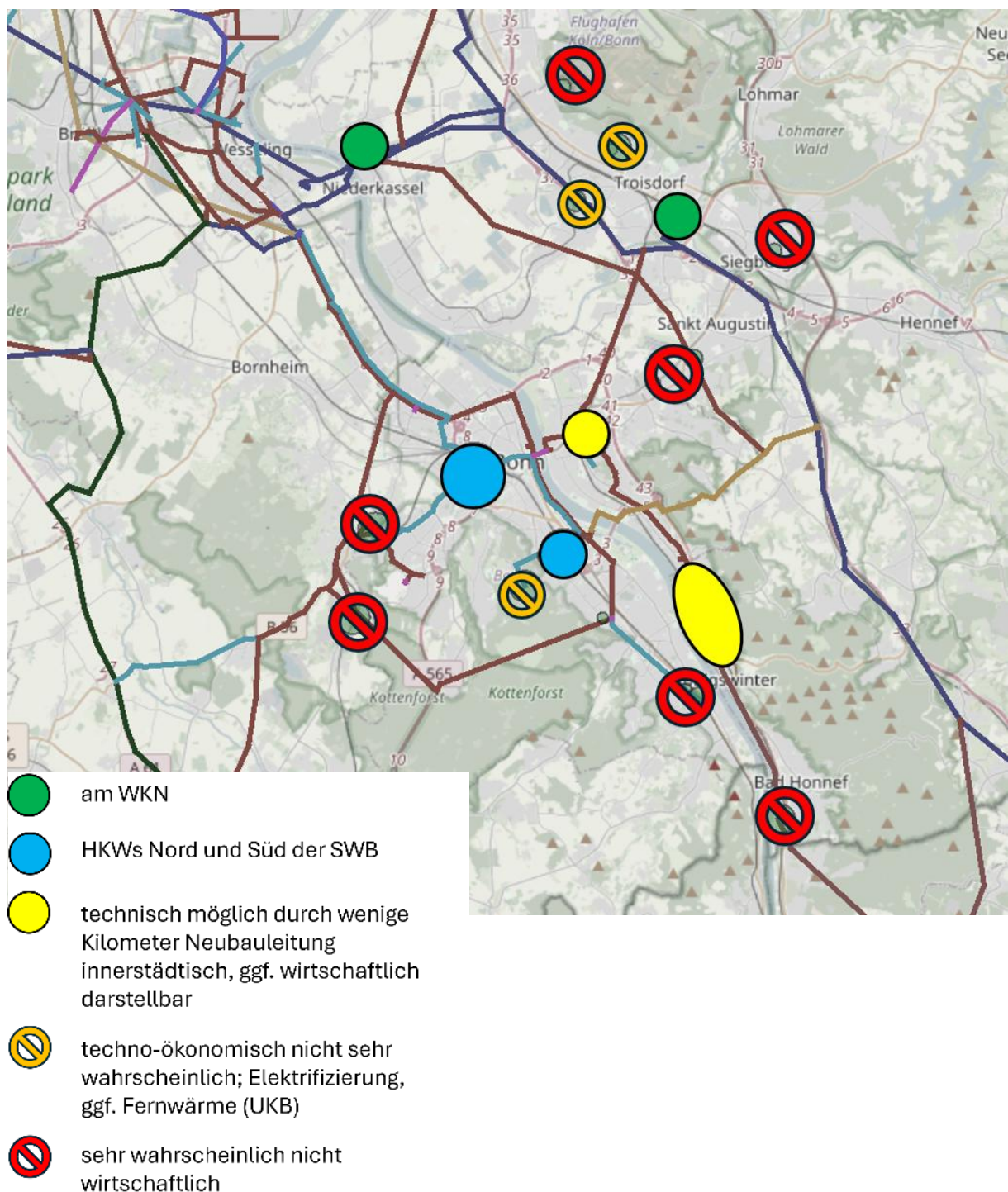
Für den Fall, dass die HKWs über eine Neubauleitung von Wesseling aus entlang der A555 angeschlossen würden, sähe die Lage wie folgt aus:



Hierbei ist zu beachten, dass eine Leitung zwischen den HKWs Nord und Süd nur dann von der Bonn-Netz beauftragt würde, wenn der Anschluss auch des HKW Süd für wirtschaftlich befunden würde. Die Versorgung weiterer Firmen sollte dann für die Wirtschaftlichkeit in die Entscheidung darüber miteinbezogen werden.

6.1.1.3 Anschluss von Unternehmen an eine H₂-Leitung - Realisierungspotenzial

Unternehmensstandorte, die prinzipiell an Wasserstoff interessiert wären, sind oben in §2.2.11 bereits aufgeführter Karte („Vom prognostizierten Bedarf für 2032 in Form von Erdgas/Wasserstoff notwendig – Maximum“) zu sehen. Ein Überblick dieser Unternehmensstandorte mit einer Einschätzung des Realisierungspotenzials findet sich in der nachfolgenden Karte:



6.1.2 Stromnetze

Im Zuge der Energiewende müssen insbesondere hinsichtlich des Zubaus von PV-Anlagen sowie der mit der Wärmewende einhergehenden steigenden Nutzung von Wärmepumpen die Stromnetze ertüchtigt werden. Leitungen müssen teils verstärkt werden, teils braucht es Neubau.

Ein umfassenderes „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher“ erschien im Juni 2021:

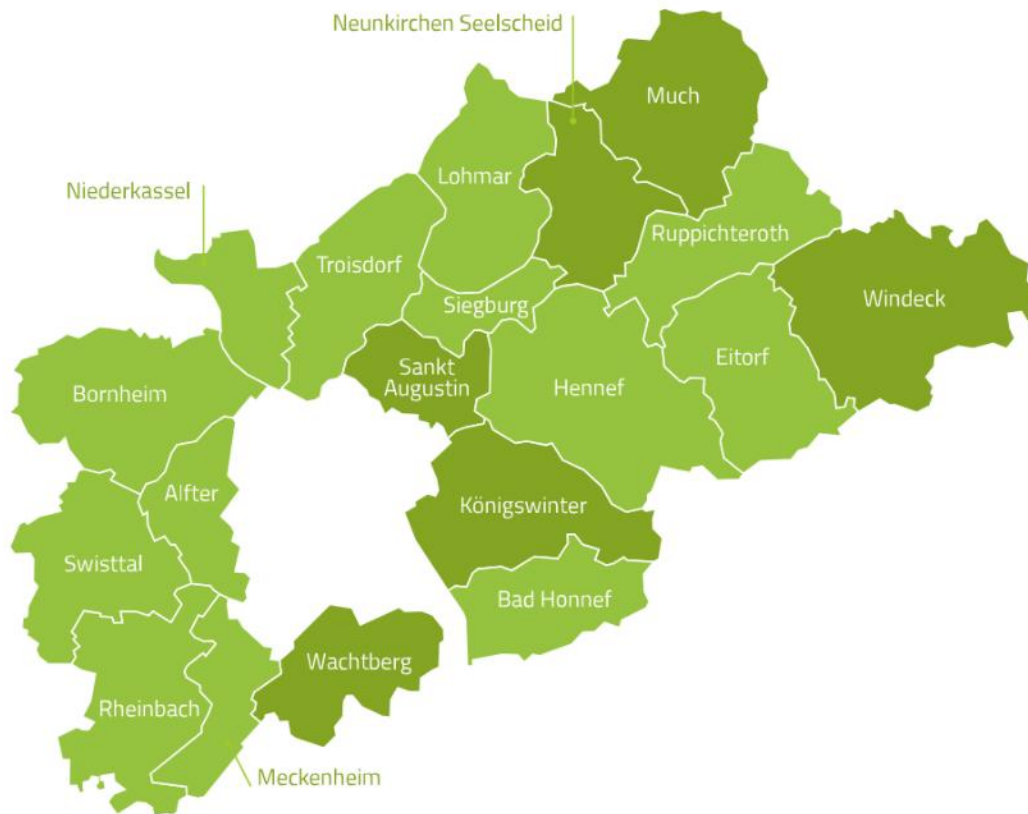
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/_BK6-22-300/Stellungnahmen/Ministerium%20f%C3%BCr%20Wirtschaft,%20Industrie,%20Klimaschutz%20und%20Energie%20des%20Landes%20NRW.pdf?blob=publicationFile&v=1

Bei den Interviews mit den Firmen ist jedoch herausgekommen, dass der stromnetzseitige Anschluss im Zuge der Elektrifizierung nicht automatisch auf dem Schirm der Netzbetreiber sein muss – sie müssen von den in Zukunft ggf. höheren Bedarfen in Kenntnis gesetzt werden, um zu schauen, ob und wann die höheren Bedarfe – insgesamt sowie was Lastspitzen anbelangt – gedeckt werden können.

6.1.3 Kommunale Wärmeplanung (KWP) und Wärmenetze

Die verschiedenen Kommunen im IHK-Bezirk sind bereits mit der Kommunalen Wärmeplanung beschäftigt. Am weitesten ist hierbei die Stadt Bonn. Sie hat bereits dem Rat den im Januar 2025 fertiggestellten Kommunalen Wärmeplan für seine Sitzung im Mai 2025 vorgelegt (Beschluss verschoben auf die nächste Sitzung). Damit ist sie ca. ein Jahr schneller gewesen, als es die Regeln für Städte oberhalb von 100.000 Einwohnenden vorsehen.

Für alle anderen Kommunen im Rhein-Sieg-Kreis muss bis zum 30.06.2028 die Kommunale Wärmeplanung vorliegen. Auskunft erhält man z.B. auf <https://energieagentur-rsk.de/waermewende/>. Dort findet sich die folgende Karte. Hellgrün hinterlegte Kommunen halten bereits Informationen parat.



Ein hier wichtiges Beispiel stellt die Stadt Troisdorf dar: <https://www.stadtwerke-troisdorf.de/erneuerbare-energien>. Dort gibt es auch Hinweise zu bestehenden Wärmenetzen sowie Kommentare zu möglichen weiteren.

Ein weiteres hier wichtiges Beispiel stellt die Stadt Siegburg dar: <https://stadtwerke-siegburg.de/#kommunale-wp>. Dort ist zu finden, dass die KWP bis Sommer 2026 abgeschlossen sein soll.

6.2 Mögliche weitere Produktionsstandorte

In Kapitel 2 wurde bereits festgehalten:

- Es fehlen (mit Ausnahme des ChemParks und ggf. einzelner anderer Standorte noch) ausreichend Standorte/Investoren für leistungsstarke Elektrolyseure.
- Jedoch sollte überprüft werden, inwieweit in Nachbarschaft der benötigten Standorte sich Freiflächen (bei anderen Unternehmen etc.) finden lassen, um für das entsprechende Gebiet/Quartier eine kombinierte Versorgung eines BHKWs und H₂-bedürftiger Unternehmensstandorte nachzudenken.

Diese Punkte werden hier nun weiter ausgeführt, soweit möglich. In Abschnitt §6.3 erfolgen Übersichten und Rechnungen zu Trailern und der Elektrolyse.

Der ChemPark in Lülsdorf liegt direkt am WKN (siehe auch Karten oben) und bietet nach aktueller Kenntnis noch Freiflächen. Die folgende Karte zeigt eine Übersicht:



Zur **Standortentwicklung** in Diskussion stehen u.a.

- Ansiedlung von (weiteren) Unternehmen, ggf. welche, die Wasserstoff benötigen
- Ggf. Errichtung einer (großen) Elektrolyse-Anlage zur Produktion von (u.a.) Wasserstoff zur Nutzung am Standort und/oder Einspeisung ins WKN
- (Weitere) Betrachtung von Abwärme-Potenzialen

Der ChemPark kann durch Bezug aus dem WKN sich versorgen und ggf. durch Einspeisung ins WKN auch für eine gewisse Resilienz der Versorgung in der Umgebung (z.B. über den Düker nach Wesseling) sorgen. Weitere Standorte des IHK-Bezirks Bonn/Rhein-Sieg könnte er aber nicht direkt versorgen. Sie würden höchstens indirekt über eine mögliche Wasserstoff-Einspeisung profitieren, ggf. auch durch Trailerabfüllung.

Weitere mögliche Option

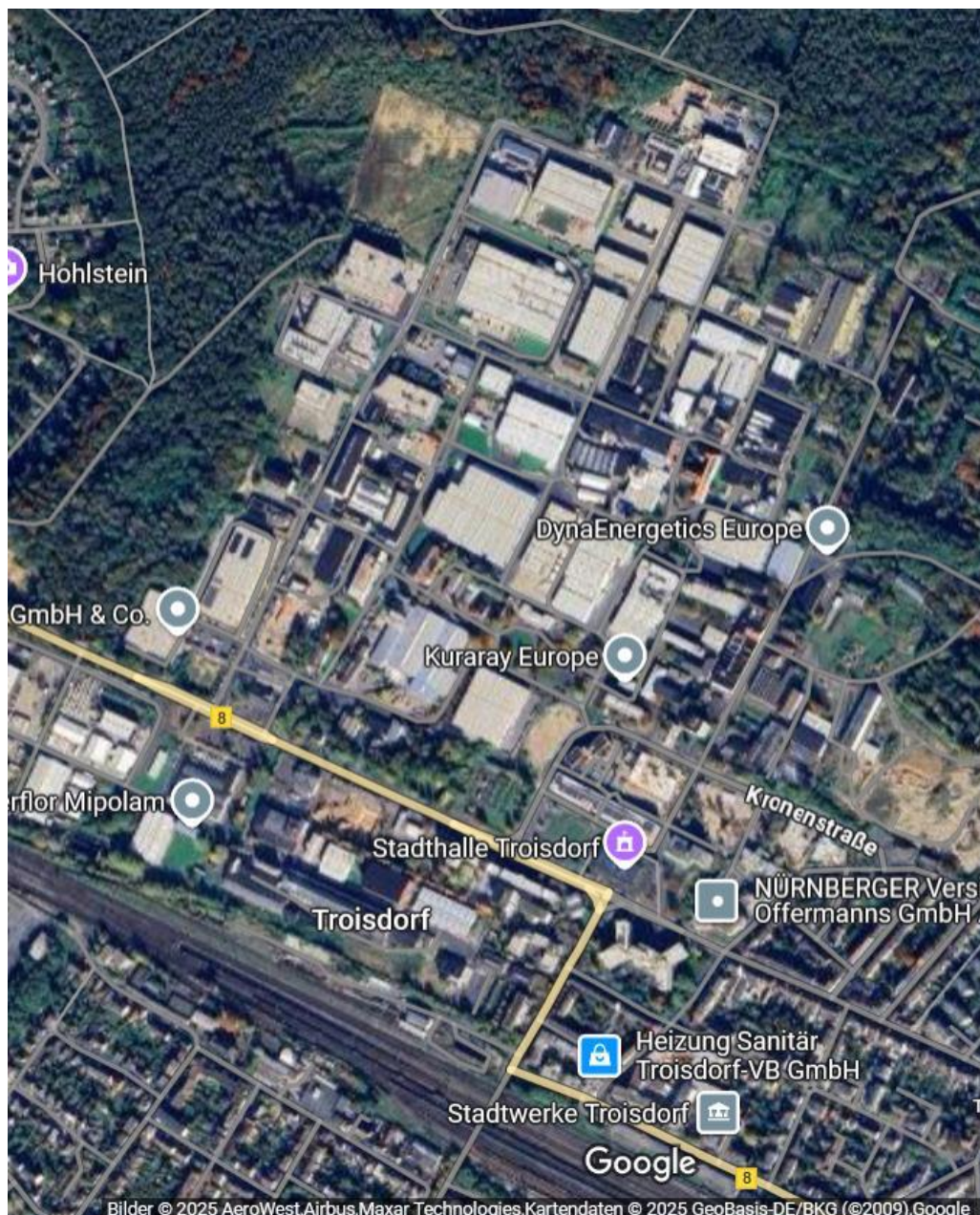
Eine unter passenden regulatorischen und finanziellen Bedingungen interessante Option könnte die folgende sein: Unternehmen am Standort könnten ggf. so angesiedelt und in ihrer Operation so gemanagt werden, dass im Ganzen ein für das Stromnetz und/oder das Wasserstoff-Kernnetz netzdienlicher Betrieb erreicht würde.

6.2.2 Troisdorf – nördlich der Stadthalle

Auf der folgenden Karte sieht man eine Übersicht des Gewerbegebiets nördlich der Stadthalle Troisdorf. Der Standort könnte wohl komplett elektrifiziert werden. Er bietet ggf. (zukünftig) Freiflächen, welche ggf. zur Ansiedlung folgender Anlage(n) genutzt werden könnten:

- Blockheizkraftwerk
- Elektrolyse: Nutzung von Wasserstoff, Sauerstoff, Abwärme
- beides zusammen

Aktuell ist keine entsprechende konkrete Entwicklung bekannt. Eine (proaktive) Diskussion der Unternehmen am Standort mit den Stadtwerken Troisdorf könnte die im Sinne der unter §6.1 schon zitierten Aktivitäten und Überlegungen seitens der Stadtwerke unterstützen.



6.2.3 Troisdorf – Süd

Auf der folgenden Karte sieht man eine Übersicht des Gewerbegebiets:



Der Standort liegt zwar sehr nah am WKN. Inwieweit Wasserstoff wirtschaftlich rentabel genug bezogen werden könnte, ist aufgrund der aktuell schwer einschätzbaren Marktentwicklung nicht klar.

Interessierte Firmen könnten ggf. einen (kleinen) Teil ihres möglichen Wasserstoff-Bedarfs auf dem Gelände produzieren (lassen). Dazu sind fortlaufend auch die Anschlussmöglichkeiten Strom- und Wasser-seitig zu prüfen.

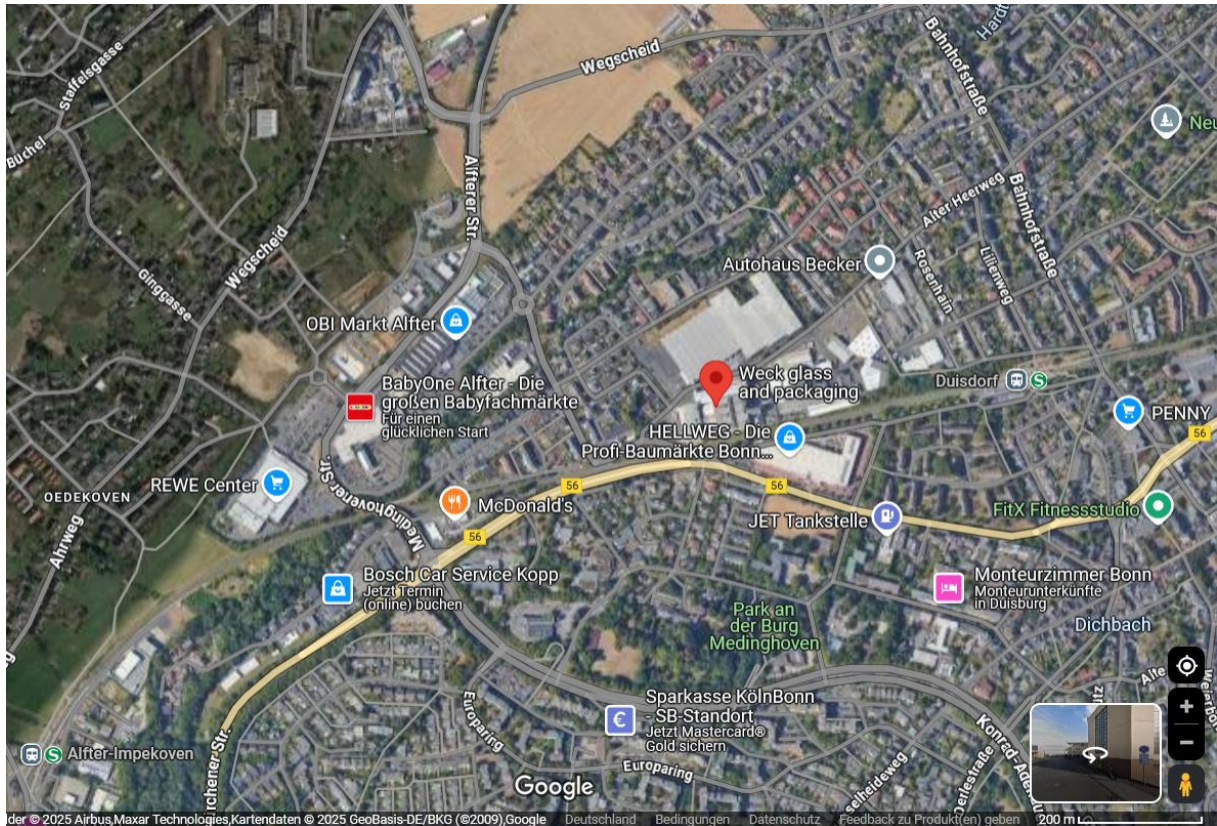
6.2.4 Troisdorf – insgesamt

Zudem sollten (alle) Troisdorfer Unternehmen und die Stadtwerke Troisdorf die Überlegungen zur Kommunalen Wärmeplanung mit den Optionen an den Standorten der Unternehmen (weiter) diskutieren.

Eine Option, die ggf. noch nicht unter den Beteiligten diskutiert worden ist, könnte zudem sein, das unter §6.2.2 aufgeführte Gewerbegebiet und das Gebiet §6.2.3 gemeinschaftlich zu betrachten. Ggf. liegt eine passende Gasleitung oder könnte gelegt werden, was neue Möglichkeiten eröffnen könnte.

6.2.5 Bonn – Alter Heerweg

Auf der folgenden Karte sieht man eine Übersicht des Gewerbegebiets:



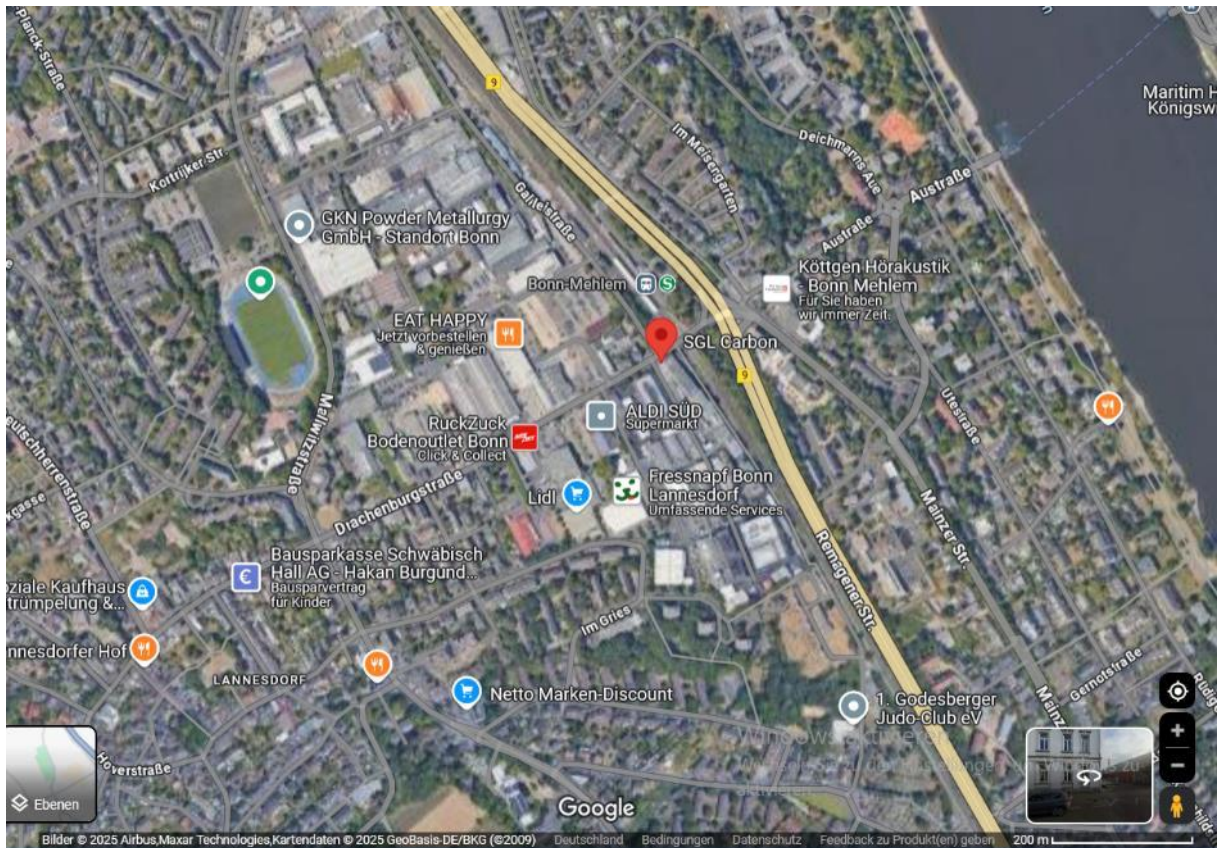
Dieses Gewerbegebiet liegt weit weg vom WKN und auch noch recht weit weg von einem möglichen Anschluss des HKW Nord (mindestens 5 km). Der für 2032 noch geschätzte Bedarf an Brennstoff (grob gerundet 5000 t H₂) lässt einen Anschluss unwirtschaftlich erscheinen. Eine umfangreiche Elektrifizierung scheint ebenso unwahrscheinlich.

Es ist aktuell nicht bekannt, inwieweit es Freiflächen in der Nachbarschaft gäbe, die eine Elektrolyse zur Wasserstoff-Produktion zuließen. Diese wäre jedoch sehr hilfreich, wie die Rechnung in §6.4.2 zum Platzbedarf der Elektrolyse und die Gegenrechnung in §6.3.2 mit Wasserstoff-Trailern als Alternative zeigen.

Bei den für diesen Standort geschätzten Mengen scheidet eine Trailerlösung sehr wahrscheinlich aus.

6.2.6 Bonn – Pennefeld

Auf der folgenden Karte sieht man eine Übersicht des Gewerbegebiets:



Dieses Gewerbegebiet liegt weit weg vom WKN und auch noch recht weit weg von einem möglichen Anschluss des HKW Süd vom Düker kommend (bis HKW Süd mindestens 7 km, bis zur Leitung, die zum Düker ginge, mindestens 6 km). Der für 2032 noch geschätzte Bedarf an Brennstoff (grob gerundet 1000 t H₂) lässt einen Anschluss sehr unwirtschaftlich erscheinen.

Es ist aktuell nicht bekannt, inwieweit es Freiflächen in der Nachbarschaft gäbe, die eine Elektrolyse zur Wasserstoff-Produktion zuließen. Diese wäre jedoch sehr hilfreich, wie die Rechnung in §6.4.2 zum Platzbedarf der Elektrolyse und die Gegenrechnung in §6.3.2 mit Wasserstoff-Trailern als Alternative zeigen.

6.2.7 Weitere Standorte

Für die weiteren in §6.1.1.3 mit einem roten Kreuz markierten Standorte (also solche mit einem geschätzt unwirtschaftlichen Anschluss an ein Wasserstoff-Netz) sollte die komplette Elektrifizierung und nur notfalls Elektrolyse oder Trailer-Belieferung betrachtet werden. Da die dort aggregierten Daten deutlich kleinere Bedarfsmengen schätzen als für Bonn Pennefeld, sollten Elektrifizierung und notfalls Trailer-Belieferung betrachtet werden.

6.3 Trailer versus Elektrolyse

Als Alternative zur Wasserstoff-Pipeline bzw. Elektrolyse für Fälle, in denen ein Brennstoff unausweichlich notwendig ist, kommen Trailer-Lösungen bzw. Eigenproduktion durch Elektrolyse (PEM, AEM) in Betracht.

6.3.1 Wasserstoff-Trailer

Einen Überblick über verschiedene Trailer zur Belieferung mit Wasserstoff bietet die folgende Tabelle

Variante	Kapazität pro Trailer	Technik	Ref.	Anbieter z.B.
G1	ca. 0,53 t	gasförmig @200bar	(1)	
G2	(mind.) ca. 0,80 t	gasförmig @300bar, 40' Trailer	(2)	Rheingas, Air Products
G3	ca. 1,1 t	gasförmig @500bar, 40' Trailer	(2)	
F1	ca. 2,6 – 3,5 t	LH2 (flüssiges H2)	(3)	Air Products
F2	ca. 3,9 t	LH2, neue Bauform	(3)	Linde

(1) https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d13715-2/*/*/Wasserstofftrailer?op=Wiki.getwiki

(2) https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/08/NOW_Factsheet-HyLand-I.pdf

(3) <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/chemiekonzern-praesentiert-groessten-fluessigwasserstoff-trailer-europas/> vom 24. April 2025

Die LH2-Varianten F1 und F2 sind allerdings nur sehr begrenzt verfügbar, wie ein Zitat aus (3) zeigt:

„Linde betreibt im Chemiepark Leuna zwei Wasserstoff-Verflüssiger und ist damit nach eigenen Angaben aktuell der einzige Produzent von Flüssigwasserstoff in Deutschland.

Flüssiger Wasserstoff ist aufgrund seiner hohen Energiedichte ein gängiges Transportmedium, insbesondere im Nutzfahrzeugbereich und für Schiffsantriebe. Wegen seiner hohen Reinheit wird er zudem auch in der Elektronikbranche eingesetzt. Trotz des zunehmenden Bedarfs sind die Wasserstoff-Verflüssigungskapazitäten begrenzt, oft kommt es daher zu langen Transportwegen. Der Grund dafür ist die extrem tiefe Verflüssigungstemperatur von -253°C, die einen hohen Energieaufwand erfordert.“

Andere Firmen bieten aber auch Flüssigwasserstoff, z.B. die AirProducts mit Produktion in Rotterdam (Niederlande), s. z.B. <https://hycologne.de/mitglieder/air-products/>

6.3.2 Beispielrechnung für einen Bedarf von ca. 1000 t H₂ im Jahr

Eine Alternative für den Standort Bonn Pennefeld (§6.2.5) wäre eine Trailer-Belieferung mit Wasserstoff. Es bräuchte jedoch grob prognostiziert noch knapp 1000 Tonnen im Jahr (auf den Heizwert bezogen) für den Standort. Das sind 11123470,5228 Nm³ gasförmig bzw. 14124293,7853 l flüssig. Dabei stehen „Nm³“ für Normkubikmeter (umgerechnet auf 0 °C und 1,013 bar) und „flüssig“ für Bedingungen von –252,9 °C und 1,013 bar.

Die folgende Tabelle zeigt Ergebnisse für die fünf Trailervarianten:

Variante	Kapazität pro Trailer	Anzahl Trailer / Jahr	Anzahl Trailer / Tag
G1	ca. 0,53 t	ca. 1887	ca. 5,17
G2	ca. 0,80 t	ca. 1250	ca. 3,42
G3	ca. 1,10 t	ca. 909	ca. 2,49
F1	ca. 2,60 t	ca. 385	ca. 1,05
F2	ca. 3,90 t	ca. 257	ca. 0,70

Unter der Annahme, dass in den nächsten Jahren Erhöhungen der Produktionsmengen u.a. im Rheinland zu erwarten sind, zudem mit weiteren Kapazitätssteigerungen, kann man ggf. von 40'-Trailern mit Kapazitäten von ca. 1 Tonne Wasserstoff bei 300 bar ausgehen, so dass für 1000 t im Jahr 1000 Trailerlieferungen, also ca. 2,74 Trailer pro Tag (365 Tage im Jahr Belieferung) bzw. eher 3,85 Trailer pro Tag bei 260 Lieferungstagen im Jahr (52 Wochen mal 5 Tage) zu erwarten wären.

6.4 Elektrolyse

6.4.1 Elektrolyse-Anlagen

Typische Anlagengrößen erreichen schnell 2 MWel bis 5 MWel. Eine 5 MW Wasserstoff-Elektrolyseanlage kann je nach Wirkungsgrad und Betriebsstunden pro Jahr zwischen 440 und 1200 Tonnen grünen Wasserstoff produzieren. Ein Beispiel: Eine Anlage, die im Jahr 4000 Volllaststunden arbeitet, kann bis zu 600 Tonnen Wasserstoff produzieren, vgl. z.B. (1). Auch Quelle (2) bestätigt dies, wenn man die Beispielanlage von 6,5 MWel auf 5 MWel umrechnet und 8760 Volllaststunden (=24*365) im Jahr annimmt.

Auf (2) findet sich der Hinweis, dass pro MWel etwa 30 m² Platz benötigt werden. Für eine Anlage der Größe 5 MWel wären das ca. 150 m² ohne eine ggf. mögliche Stapelbauweise zu betrachten. Der Platzbedarf ist auch so bereits sehr moderat.

(1) <https://www.pv-magazine.de/2024/04/19/fuenf-megawatt-elektrolyseur-fuer-gruenen-wasserstoff-in-bayern-eingeweiht/>

(2) <https://elogenh2.com/wp-content/uploads/2024/01/Product-Overview-Elogen-January-2024.pdf>

6.4.2 Beispielrechnung für einen Bedarf von ca. 1000 t H₂ im Jahr

Unter Verwendung der im vorherigen Abschnitt aufgeführten Zahlen, umgerechnet auf 600 t/a bei 8760 Stunden/a kommt man bei 1000 Tonnen H₂ im Jahr auf folgende Größen, je nach Volllaststunden:

Volllaststunden / Jahr	Leistung MWeI	Platzbedarf in m ² ca.
4000	18,25	548
6000	12,17	365
8000	9,13	274

Hierbei ist nicht berücksichtigt, ob die Anlagen ggf. gestapelt gebaut werden könnten. Zudem sollten Wasserstoff-Speicher in Betracht gezogen werden. Ist Platz vorhanden, können Niederdruckzylinder aufgestellt werden, ansonsten bieten sich Metallhydrid- oder LOHC-Speicher an.

7. Fazit und weitere Schritte

7.1 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

Das vorherige Kapitel hat beispielhaft für die betrachteten 26 Unternehmen aufgezeigt, inwieweit sie der Herausforderung des Ersatzes von Erdgas begegnen können.

Erfreulicherweise brauchen nur wenige Standorte große Jahresmengen sowie Leistungen in der Spitze (12 Standorte mit mehr als 9 MW) in der Prognose für 2032.

Nur ein kleiner Anteil dieser großen Standorte lässt sich (sehr wahrscheinlich) elektrifizieren bzw. über Fernwärme dekarbonisieren (insgesamt 5 Stück). Zudem lässt sich ein weiterer Standort substantiell nicht von einem Brennstoff befreien.

Jedoch lassen sich von den verbleibenden 8 Standorten vermutlich 6 (noch) wirtschaftlich ans Wasserstoff-Kernnetz anschließen.

Es verbleiben wenigstens zwei Standorte, welche sich in der Prognose nicht zu 100% elektrifizieren ließen.

Daher ist am (groben) Beispiel eines auf 1000 t im Jahr angesetzten Bedarfs an einem Standort / in der Umgebung an Wasserstoff im Jahr 2032 durchgerechnet worden, wie viele Trailer pro Tag die Belieferung sicherstellen könnten bzw. welche Elektrolyse-Leistung und -Anlagengröße (Fläche ohne Betrachtung der Stapelung von Anlagenteilen) die benötigte Menge produzieren könnten. Die Elektrolyse sollte durch ihren vergleichsweise moderaten Flächenbedarf in Betracht gezogen werden. Die Trailerlösung wäre hinsichtlich des Verkehrsaufkommens wohl machbar, aber wohl ungünstiger.

Wenn an einem Standort eher 5000 t im Jahr gebraucht würden, ist die Trailerlösung nicht sinnvoll. Wenn ein Anschluss ans WKN durch eine Neubauleitung nicht direkt wirtschaftlich darstellbar sein sollte, bliebe eine entsprechend große Elektrolyse ggf. als Alternative. Dies ist kostenseitig noch nicht einschätzbar.

Es gibt weitere Firmen mit Interesse an Wasserstoff. Diese liegen i.w. nicht günstig hinsichtlich eines Anschlusses ans Wasserstoff-Kernnetz bzw. zu Standorten mit Elektrolyseuren. Sie ließen sich aber in der Prognose zu 100% elektrifizieren. Insgesamt ließen sich 18 von 26 Unternehmen in der Prognose komplett elektrifizieren. Nur zwei davon haben dies nach aktuellem Kenntnisstand fest geplant. Die anderen warten v.a. Preisentwicklungen ab, sowohl was den Erdgaspreis als auch Investitionskosten für neue bzw. umgerüstete Anlagen betrifft.

7.2 Ausblick

Die Unternehmen der Region bereiten sich längst auf die Energiewende mit ihren geänderten preislichen Bedingungen und neuen Energieträgern vor. Sie alle wollen zur anvisierten Klimaneutralität beitragen, sei es bis 2035 oder etwas später.

Jedoch herrscht große Unsicherheit über Preisentwicklungen und Entwicklungen der Infrastruktur – Ausbau, Umbau, ggf. auch Abbau von Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnetzen, Trailerlösungen, Elektrolysestandorte, Groß-Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke, Speicher (Batterien, Wasserzylinder, Wasserstoffspeicher), möglicherweise auch andere Derivate wie Ammoniak etc.

Es braucht Planungssicherheit für die Unternehmen, insbesondere was vernünftige Energiepreise und Infrastrukturmaßnahmen anbelangt.

Wenigstens die folgenden Fragen bzw. Aufgaben sollten umgehend angegangen werden:

- Für konkrete Entwicklungen der Strom-, Gas- und Wasserstoffpreise sind schnellstmöglich passende Instrumente bereitzustellen
→ Politik/Regulierung
- Änderungswünsche von Anschlussleistungen sind frühzeitiger zu melden von den
→ Unternehmen
- Umgekehrt sollen Aus- und Umbaupläne der Netzbetreiber frühzeitiger an die Unternehmen gemeldet werden
→ Netzbetreiber
- Im besten Falle wird ein regelmäßiger Dialog eingerichtet.
- Es braucht Wasserstoffproduktion im IHK-Bezirk, um absehbar größere Traileranfragen sowie Versorgungskapazitäten via Pipeline zu ermöglichen, auszubauen bzw. resilienter zu gestalten
→ Mögliche Investoren müssen gefunden, mögliche Förderinstrumente und Maßnahmen zur Planungssicherheit müssen weiter entwickelt werden.
→ Gemeinschaftsaufgabe von ansässigen und weiteren Unternehmen
- Entwicklungen von Gewerbegebieten in günstiger Lage sollten hinsichtlich Wärmewende und Elektrolyseurbau verzahnt gedacht werden (Abwärmenutzung!)
→ Gemeinschaftsaufgabe der Stadtwerke, Unternehmen, möglicher Investoren

Anhang – Weitere Rahmenbedingungen in Politik und Regulierung

Im Folgenden werden weitere prinzipielle Informationsquellen zur Wasserstoff-Roadmap des Landes NRW sowie den Planungen auf Transport- und Fernleitungsebene Wasserstoff/Erdgas kurz diskutiert.

Zusammenfassend lässt sich allerdings sagen, dass sie im Falle der Wasserstoff-Roadmap des Landes NRW veraltet und im Falle der integrierten Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff nur insoweit relevant sind, als sie den Planungs- und Umsetzungsfortschritt für das Wasserstoff-(Kern-)Netz sowie den Um- bzw. Rückbau des Erdgas-Fernleitungsnetzes beleuchten. In den veröffentlichten Dokumenten zum NEP gibt es (i.d.R.) keine konkreten Nennungen von Orten bzw. Betreibern von Elektrolyseuren sowie Power-to-Gas-Anlagen.

7.2.1 Wasserstoff-Roadmap des Landes NRW

Veröffentlicht wurde schon im Oktober 2020 folgende Version (anscheinend die neueste):

https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/mwide_br_wasserstoff-roadmap-nrw_web-bf.pdf

Eine wissenschaftliche Begleitstudie dazu ist erschienen 2021:

https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/eu_535_h2_roadmap_nrw.pdf

7.2.2 Bundesnetzagentur und KO.NEP

Informationen und Dokumente zur integrierten Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff finden sich auf folgenden Webseiten der Bundesnetzagentur bzw. der Koordinierungsstelle für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO.NEP):

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html>

<https://fnb-gas.de/netzentwicklungsplaene-ko-nep/> bzw. <https://ko-nep.de/>

Aktuell sind auf den Seiten der Bundesnetzagentur die Dokumente direkt zu finden, KO.NEP verlinkt darauf.

Ein **Exzerpt aktueller Informationen und Links** ist nachfolgend zu finden. Man beachte für das Folgende, dass in den Dokumenten (i.d.R.) keine konkreten Nennungen von Orten bzw. Betreibern von Elektrolyseuren sowie Power-to-Gas-Anlagen erscheinen!

Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 wurde durch die Bundesnetzagentur geprüft und mit Änderungen am 30. April 2025 genehmigt. Auf dieser Grundlage erarbeiten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und die regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber (WTNB) nun den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045.

Genehmigung Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045

[Genehmigung Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045 \(pdf / 1 MB\)](#)

[Anlage 1: Standortliste für Kraftwerke \(xlsx / 114 KB\)](#)

[Anlage 2: Konsolidierte Elektrolyseurliste \(xlsx / 34 KB\)](#)

Eingereichter Entwurf

[Entwurf Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045 \(PDF / 8 MB\)](#)

[Draft Scenario Framework Gas and Hydrogen 2025-2037/2045 \(PDF / 6 MB\)](#)

[Anlage 2: Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte, inkl. Power-to-Gas-Anlagen \(xlsx / 1 MB\)](#)

[Anlage 3: Gaskraftwerksliste \(xlsx / 181 KB\)](#)

[Anlage 4: Langfristprognosen für Wasserstoff sowie methanreduzierende Meldungen der Verteilernetzbetreiber \(xlsx / 258 KB\)](#)

Die Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO.NEP) hat im Sommer 2024 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 vorgelegt.

Dieser wurde gemeinsam mit dem Szenariorahmen Strom vom 2. bis 30. September 2024 durch die Bundesnetzagentur konsultiert. Dabei sind 65 Stellungnahmen zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff eingegangen.



Fraunhofer Institute for Algorithms
and Scientific Computing SCAI