



Wettbewerb und Infrastruktur im Recht der Klima- und Energieunion

Integrierte Netzentwicklungsplanung aus Sicht des Landes NRW

Prof. Dr. Phillip Fest

Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



I. Aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen

Der aktuelle gesetzliche Rahmen für den energiewirtschaftlichen Infrastrukturausbau



I. Aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen

- Notwendigkeit der Planfeststellung für Anlagen gemäß § 43 Abs. 1 EnWG iVm. §§ 74 ff. VwVfG NRW
- Erfordernis der Planrechtfertigung
 - Die Planrechtfertigung ist ein ungeschriebenes Erfordernis jeder Fachplanung (Verhältnismäßigkeitsgrundsatz)
 - *„Das Erfordernis ist erfüllt, wenn für das beabsichtigte Vorhaben gemessen an den Zielsetzungen des jeweiligen Fachplanungsgesetzes ein Bedarf besteht, die geplante Maßnahme unter diesem Blickwinkel also erforderlich ist. Das ist nicht erst bei Unausweichlichkeit des Vorhabens der Fall, sondern wenn es vernünftigerweise geboten ist.“* (BVerwG, Urt. v. 26.04.2007– 4 C 12/05 – Rn. 45).



I. Aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen

- **Diverse Regelungen zur Netzplanung mit unterschiedlichen Zeithorizonten und Zieljahren:**
 - **§ 12a EnWG** Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzentwicklungsplanung Strom
 - Alle zwei Jahre drei Szenarien (t+10 und t+15 Jahre) mit Zieljahr 2045
 - **§ 12b EnWG** Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber für Strom
 - **§ 12d EnWG** Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber
 - **§ 14d EnWG** Netzausbaupläne für das Elektrizitätsverteilnetz
 - ab 30.04.2024 alle zwei Jahre; in einer Planungsregion Regionalszenario mit Zieljahr 2045
 - **§ 15a EnWG** Netzentwicklungsplan Gas
 - alle zwei Jahre, jeweils in gerade Kalenderjahren mit Zeithorizont t+10 Jahre
 - **§ 28q EnWG** Bericht zum Ausbaustand des Wasserstoffnetzes
 - seit 2022 alle zwei Jahre in jedem gerade Kalenderjahr mit Zieljahr 2035



II. Europarechtliche Rahmenbedingungen

Die aktuellen Reformbestrebungen der EU für
die Gasinfrastruktur



I. Europarechtliche Rahmenbedingungen

- **Europäische Kommission:**
 - Teil des *Fit for 55*-Pakets der EU-Kommission
 - 15. Dezember 2021: Entwurf zur Neufassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie (COM(2021) 803 final) und Gasbinnenmarkt-Verordnung (COM(2021) 804 final)
 - Kapitel VIII des Richtlinienentwurfs sieht eine integrierte Netzplanung vor
 - Art. 51 Abs. 2 lit. e) des Richtlinienentwurfs:

„Der zehnjährige Netzentwicklungsplan muss insbesondere [...]

e) auf einem gemeinsamen Szenariorahmen beruhen, der von den zuständigen

Infrastrukturbetreibern, zumindest denen aus dem Gas- und dem Strombereich,

einschließlich der jeweiligen Verteilernetzbetreiber, gemeinsam erarbeitet wird; [...].“



I. Europarechtliche Rahmenbedingungen

- **Europäische Kommission mit Blick auf die Regulierung:**

- Entflechtungsansatz der Kommission ist problematisch für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft
- Art. 62 Abs. 1 des Richtlinienentwurfs:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Wasserstoffnetzbetreiber ab dem [Beiginn der Umsetzungsfrist + 1 Jahr] gemäß den in Artikel 56 Absätze 1 bis 3 festgelegten Vorschriften für die Erdgasfernleitungsnetzbetreiber entflochten werden.“



I. Europarechtliche Rahmenbedingungen

▪ Deutscher Bundesrat:

- Stellungnahme zum Entwurf der Neufassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung (BR Drs. 56/22(B)) vom 8. April 2022:
 - Spricht sich gegen die horizontale Entflechtung von vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen aus; Gefahr der deutlichen Verzögerung des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft (Punkt 5)
 - Spricht sich ebenso gegen die rechtliche Entflechtung der Gas- und Wasserstoffnetze aus; Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft soll durch die Umwidmung der bisherigen Gasleitungen entstehen; Doppelstrukturen vermeiden (Punkt 6)
 - Fordert integrierte Netzentwicklungsplanung Gas um Synergiepotentiale zu heben (Punkt 9)



I. Europarechtliche Rahmenbedingungen

▪ Europäisches Parlament:

- Stellungnahme des Wirtschaftsausschusses (ITRE) (A9-0035/2023) vom 9. Februar 2023:
 - Abschwächung der beabsichtigten horizontalen Entflechtungsvorschriften, insbesondere für kleine Netzbetreiber; Pflicht zum Zusammenarbeiten mit Stromübertragungsnetzbetreibern (ÜNB)
 - Gemeinsame Planung von Gas- und Wasserstofffernleitungsnetzen: Art. 51 Abs. 2 lit. e) erweitert für Gas, einschließlich Wasserstoff, Elektrizität und Fernwärme basierend auf „*vernünftigen Annahmen*“

▪ Rat:

- 28. März 2023: Verhandlungsfestlegung des Rats (DokNr. 7911/23):
 - Horizontale Entflechtungsvorschriften im Grundsatz beibehalten
 - Art. 51 Abs. 2 lit. e) für Erdgas und Elektrizität erweitert: Die Szenarien sollen auf „*vernünftigen Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Austauschs mit anderen Ländern beruhen*“.



III. DENA Netzstudie III



II. Die DENA Netzstudie III

- Im Januar 2022 veröffentlicht
- Studienzeitraum: Ende 2018 bis Ende 2021
- Vorschlag eines **Systementwicklungsplans (SEP)**:
 - strategisches Planungsinstrument, welches der Infrastrukturplanung vorgelagert sein soll
 - Ermittlung in einem zweiphasigen Prozess mit 14 Teilschritten mit Blick auf das Zieljahr 2045
 - Prozessrhythmus: alle vier Jahre; Aktualisierungen nach zwei Jahren an die Netzentwicklungspläne (NEP)
 - Fachliche kontinuierliche Begleitung durch ein „Plenum“ aus Stakeholdern (Wirtschaft, Gesellschaft, Politik)
 - Starker Governance-Gedanke: übergeordnete nationale und europäische Ziele sollen durch den SEP aufgegriffen werden und in einen konsistenten Rahmen für die sektorübergreifende Infrastrukturplanung gebracht werden.



II. Die DENA Netzstudie III

- **Systementwicklungsplan (SEP):**
 - Ankerpunkte mit quantitativen Empfehlungen des SEP (Daten zu Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Zielgrößen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau, Importmengen etc.)
 - Forderung die NEP Strom und NEP Gas zu synchronisieren
 - Erweiterung des NEP Gas – analog zum NEP Strom – um ein 15-Jahre-Szenario (t-15) um die gleichen Zeithorizonte wie der NEP Strom abzubilden und das Zieljahr 2045 in den Blick nehmen
 - Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur durch ein H₂-Starttransportnetz vorrangig durch die Umstellung freier werdender Gasnetzkapazitäten
 - Integrierte regionale und lokale Energieinfrastrukturplanung (Verteilernetz) am SEP



IV. Integrierte Netzplanung NRW



1. Projektaufbau und Projektstruktur



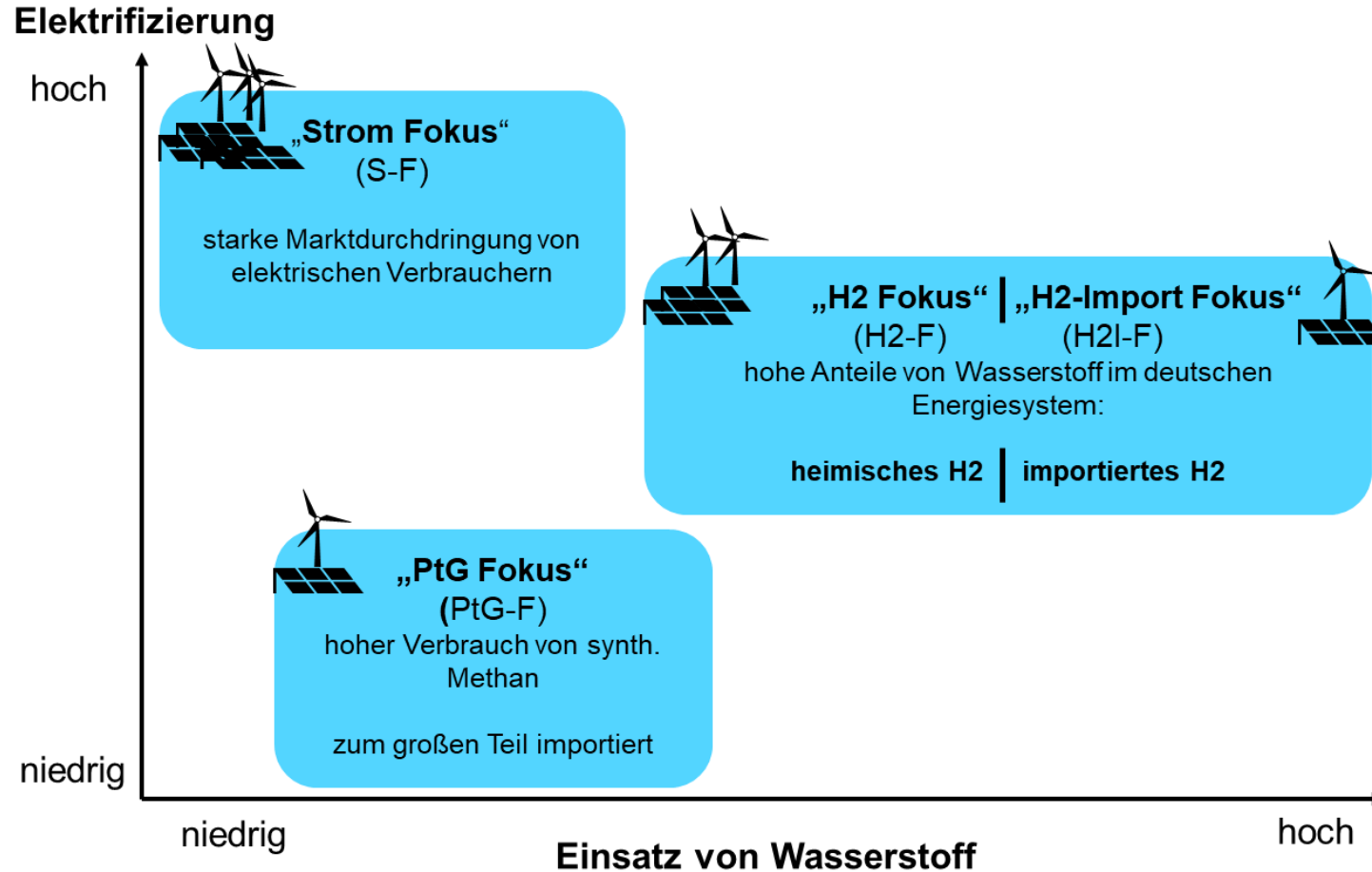


1. Projektaufbau und Projektstruktur





2. Die Szenarien



Mit den vier Szenarien wird eine sehr große Variation hinsichtlich Elektrifizierung, Erneuerbarer Energien und PtX-Kapazitäten erreicht.

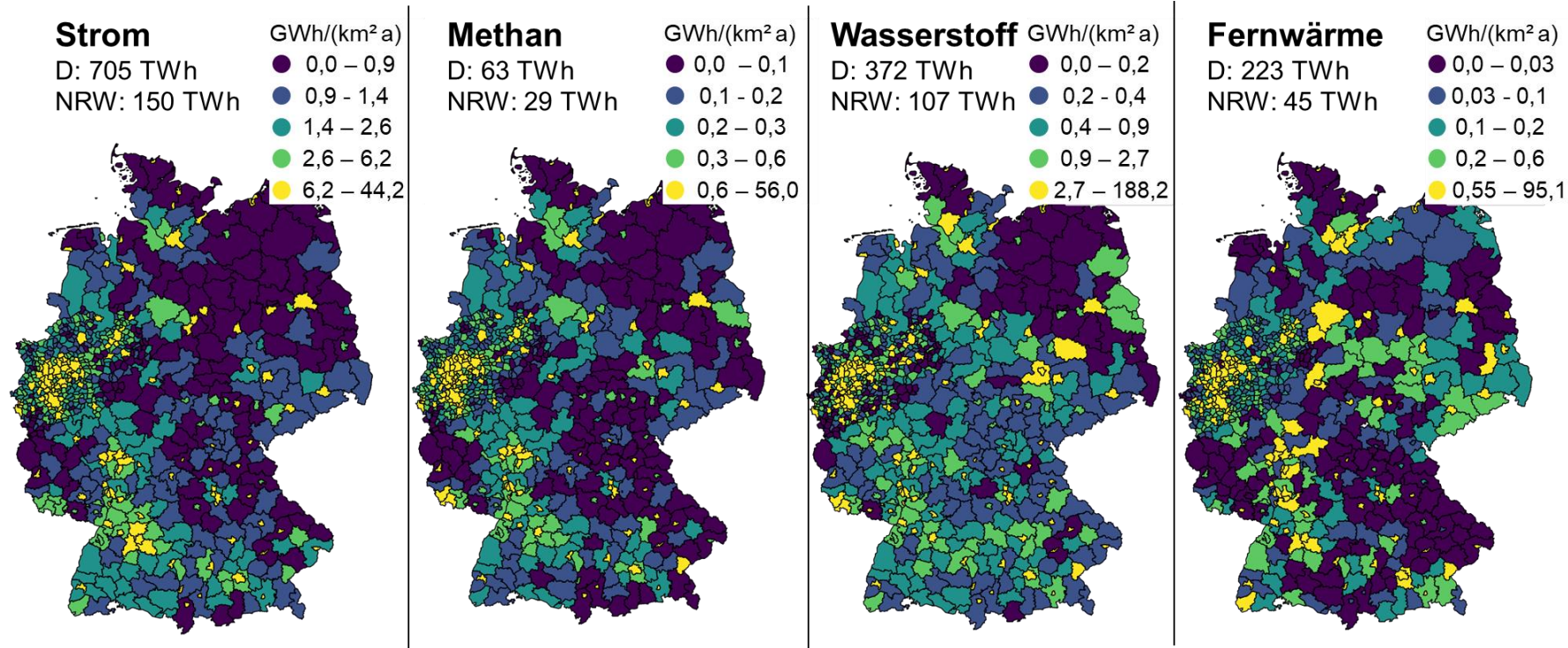




2. Die Szenarien – Regionalisierung der Endenergiebedarfe

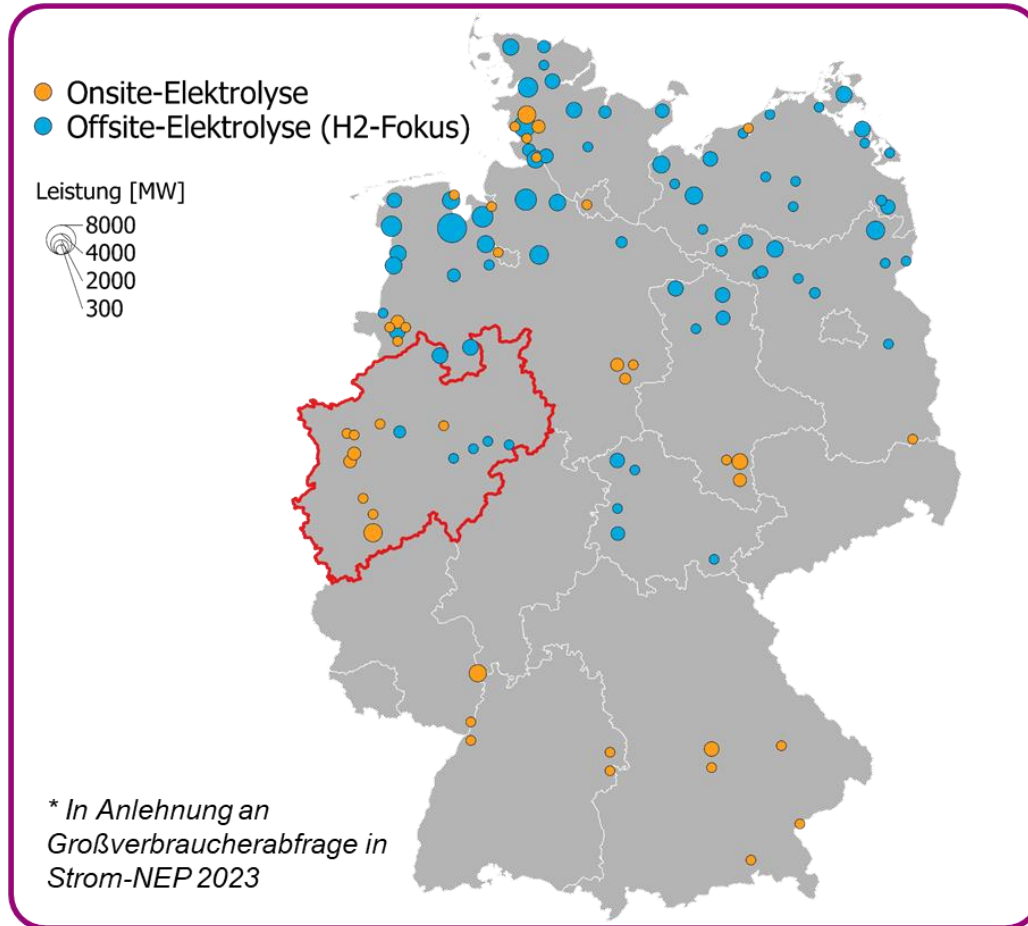
Regionalisierung der Endenergiebedarfe

Flächenspezifische Endenergienachfrage, Szenario: **H₂-Import Fokus, Jahr 2045**



(nur Endenergiebedarf, ohne Umwandlungsbereich)

2. Szenarien – Systemdienliche Elektrolyse als Koppelung der Infrastrukturen

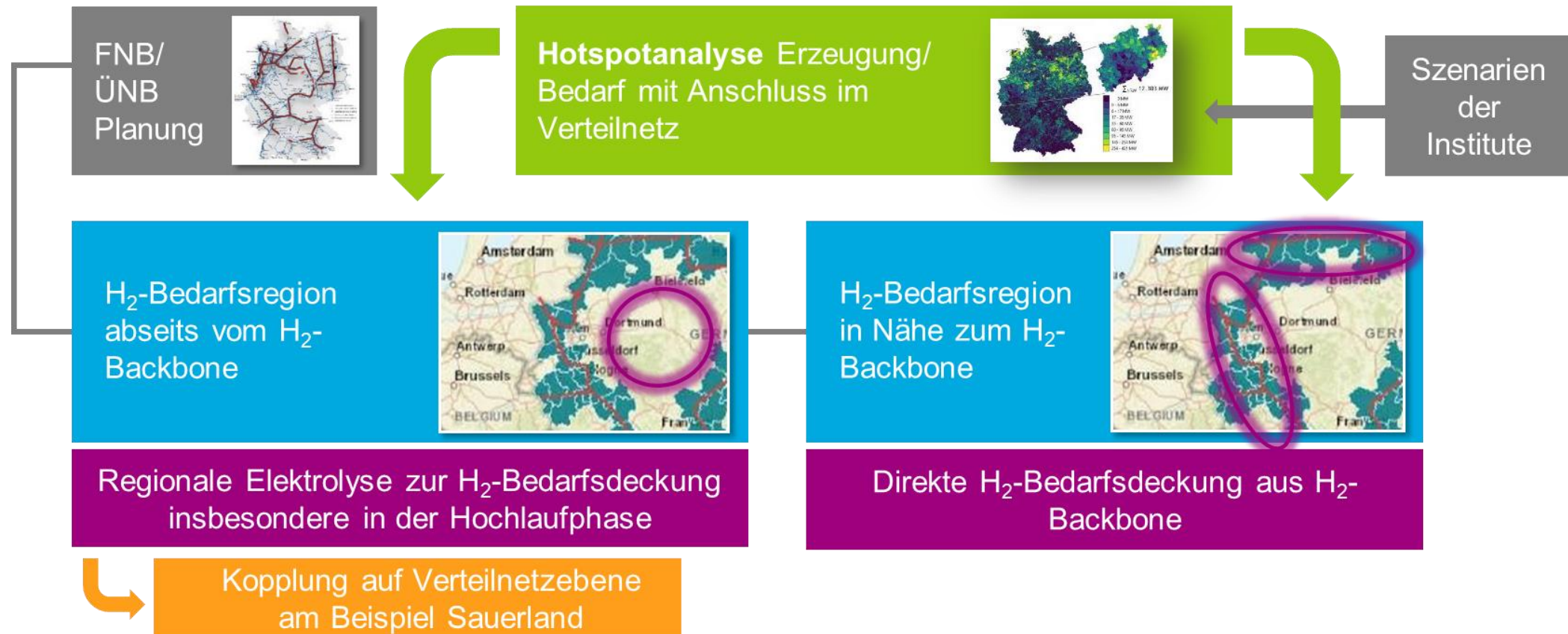


- Wesentliche Kopplungspunkte zwischen Strom und Wasserstoff (H₂)
 - Elektrolyseure: Strom → H₂
 - Brennstoffzellen/Wasserstoffkraftwerke: H₂ → Strom
- Fokus des Projektes: Verortung der Elektrolyseure
 - Onsite:
 - Örtlich fixiert durch konkrete Erfordernisse der Industrie
 - Offsite:
 - Verortung noch unbekannt
 - Annahme: systemdienliche Verortung in EE-Überschuss-Regionen
→ effiziente Integration Erneuerbarer Energien und Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs auf Verteilnetzebene



3. Kopplung der Verteilernetze

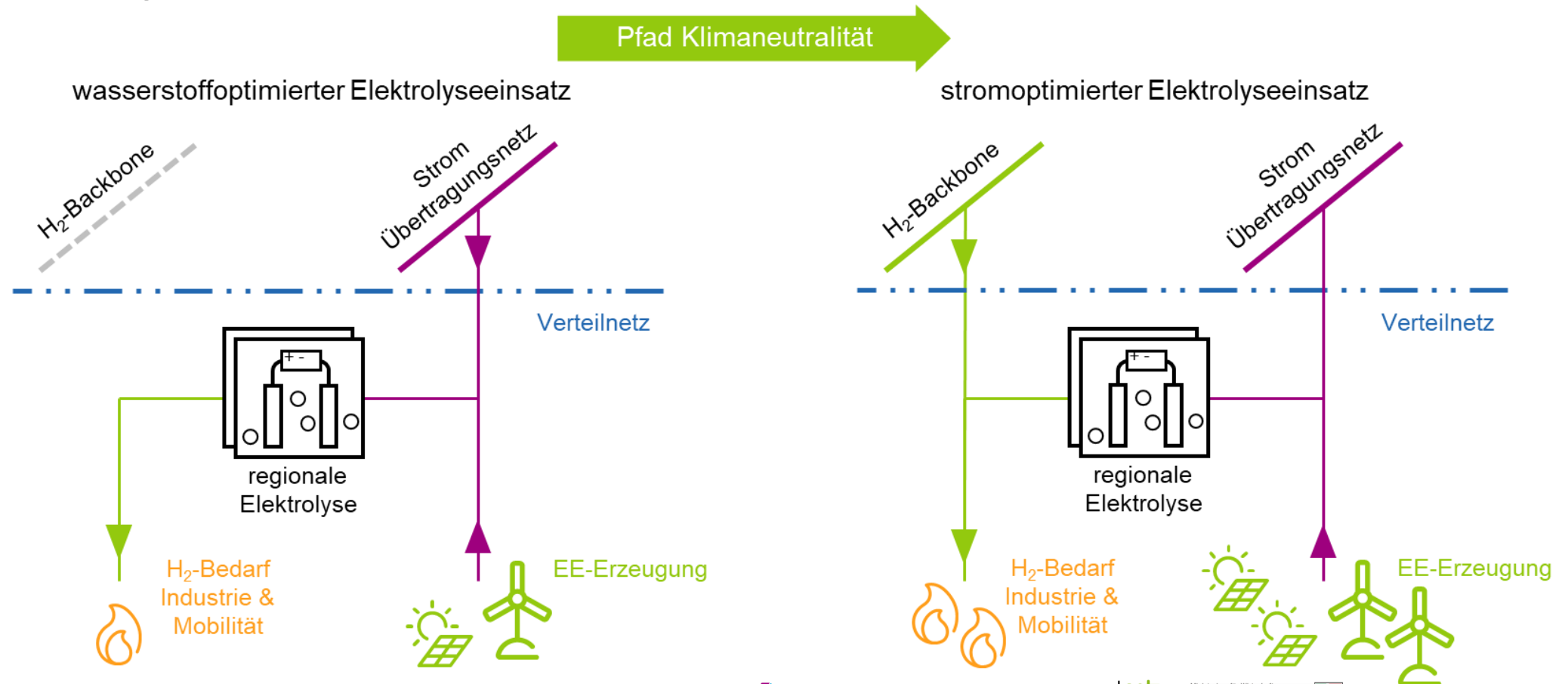
Das Elektrolysepotential auf Verteilnetzebene in Wasserstoff Bedarfsregionen mit EE-Ausbaupotential ist identifiziert.





3. Kopplung der Verteilernetze

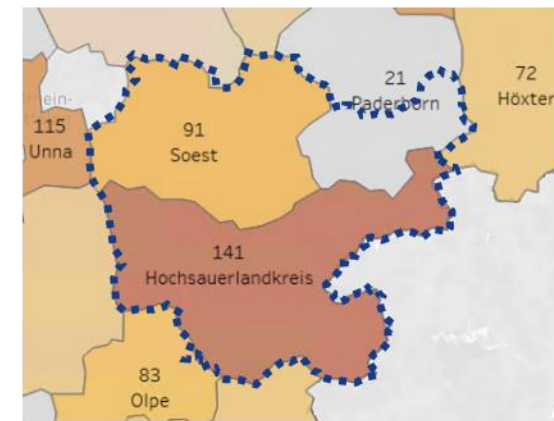
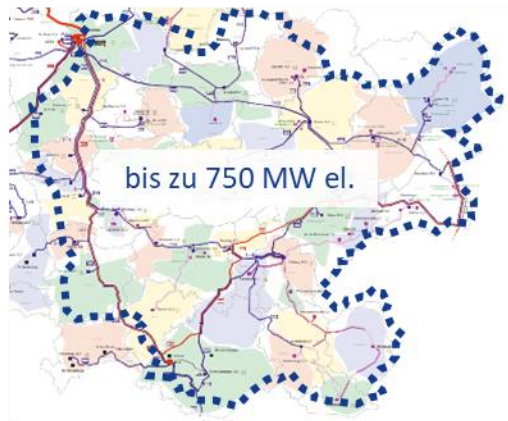
Eine systemdienliche regionale Elektrolyse ermöglicht Wasserstoffhochlauf und effiziente Integration Erneuerbarer über das Stromverteilnetz.





3. Kopplung der Verteilernetze

Die auf Verteilnetzebene systemdienlich integrierbare Elektrolyseleistung passt zum regionalen Wasserstoffbedarf.



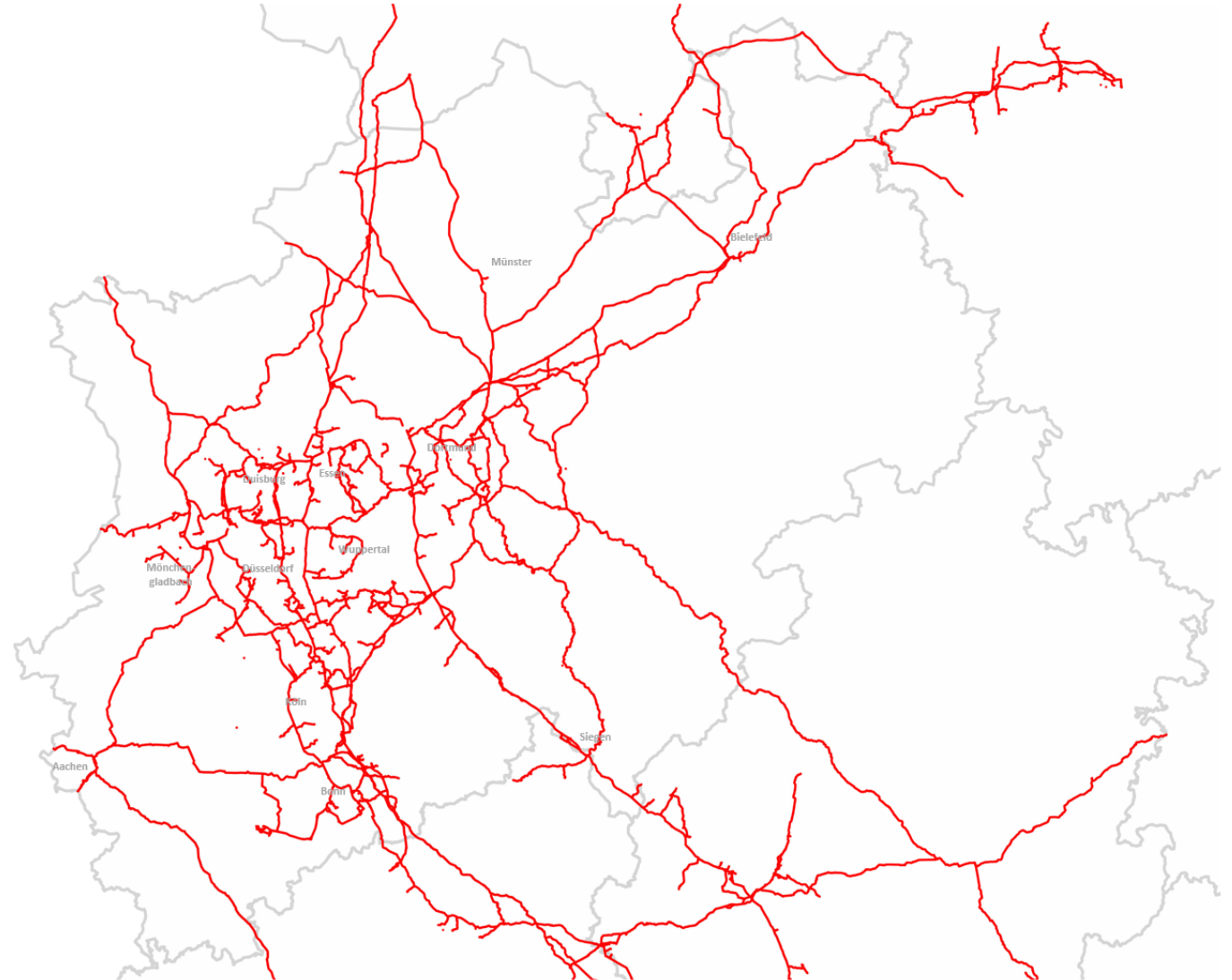


4. Netzplanung der FNB

Die Basis für Umstellungen: OGE Erdgasnetz 2022 (NRW)

Zum Vorgehen:

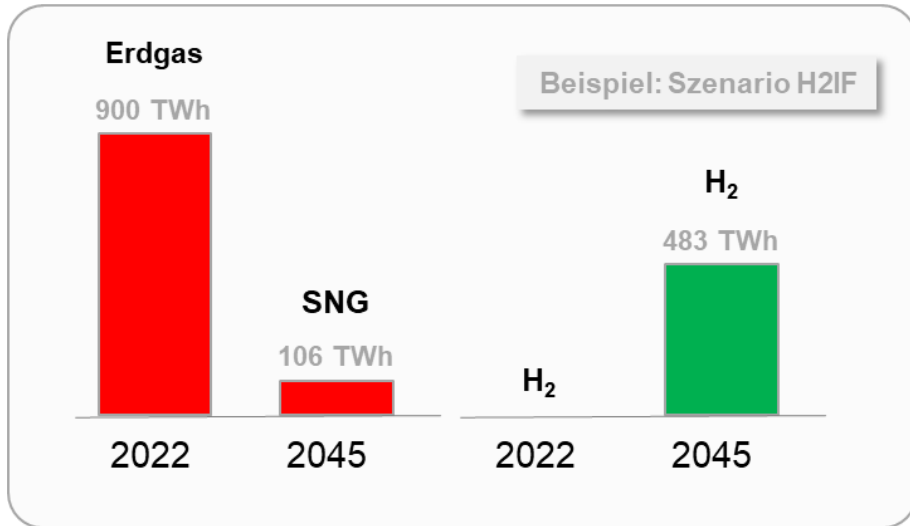
- Modellierung verschiedener Netzvarianten für vier klimaneutrale Szenarien
- Kein Erdgas mehr in 2045 (stattdessen H₂ und SNG)
- Basis ist existierendes Erdgasnetz
- Neubau i.W. nur für Wasserstoff
- Existierende Erdgasleitungen, die nicht auf Wasserstoff umgestellt werden, stehen für Biogas/SNG zur Verfügung



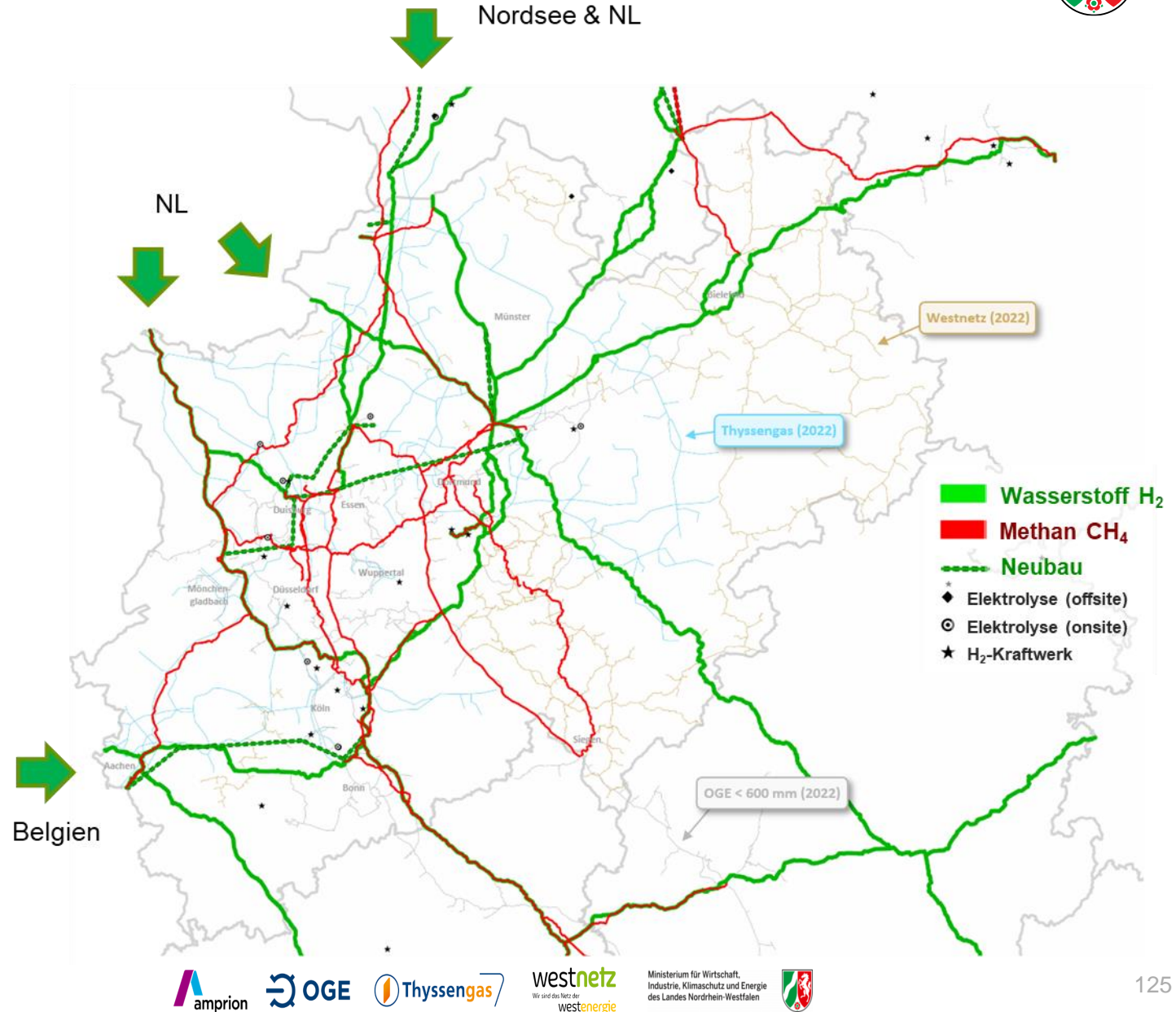


4. Netzplanung der FNB

H2-Szenarien: OGE H2-Backbone 2045 plus Methan-Restnetz



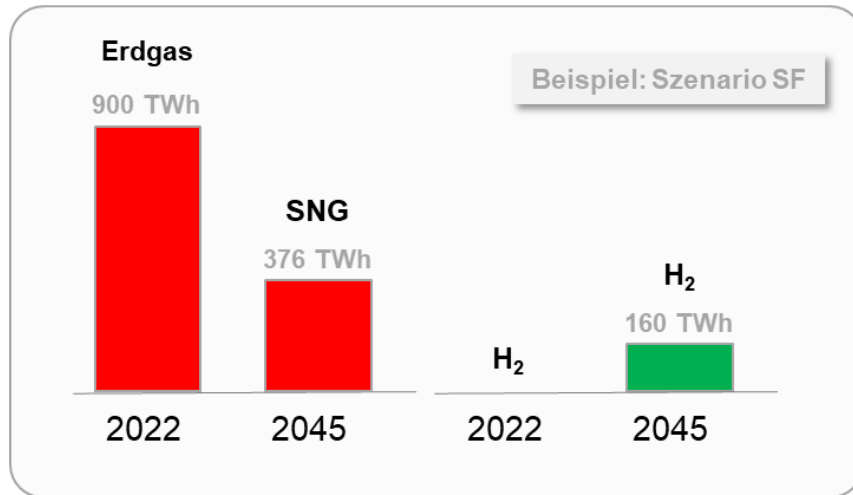
- Wasserstoffnetz identisch in beiden H2-Szenarien
- Backbone = nur große Leitungen



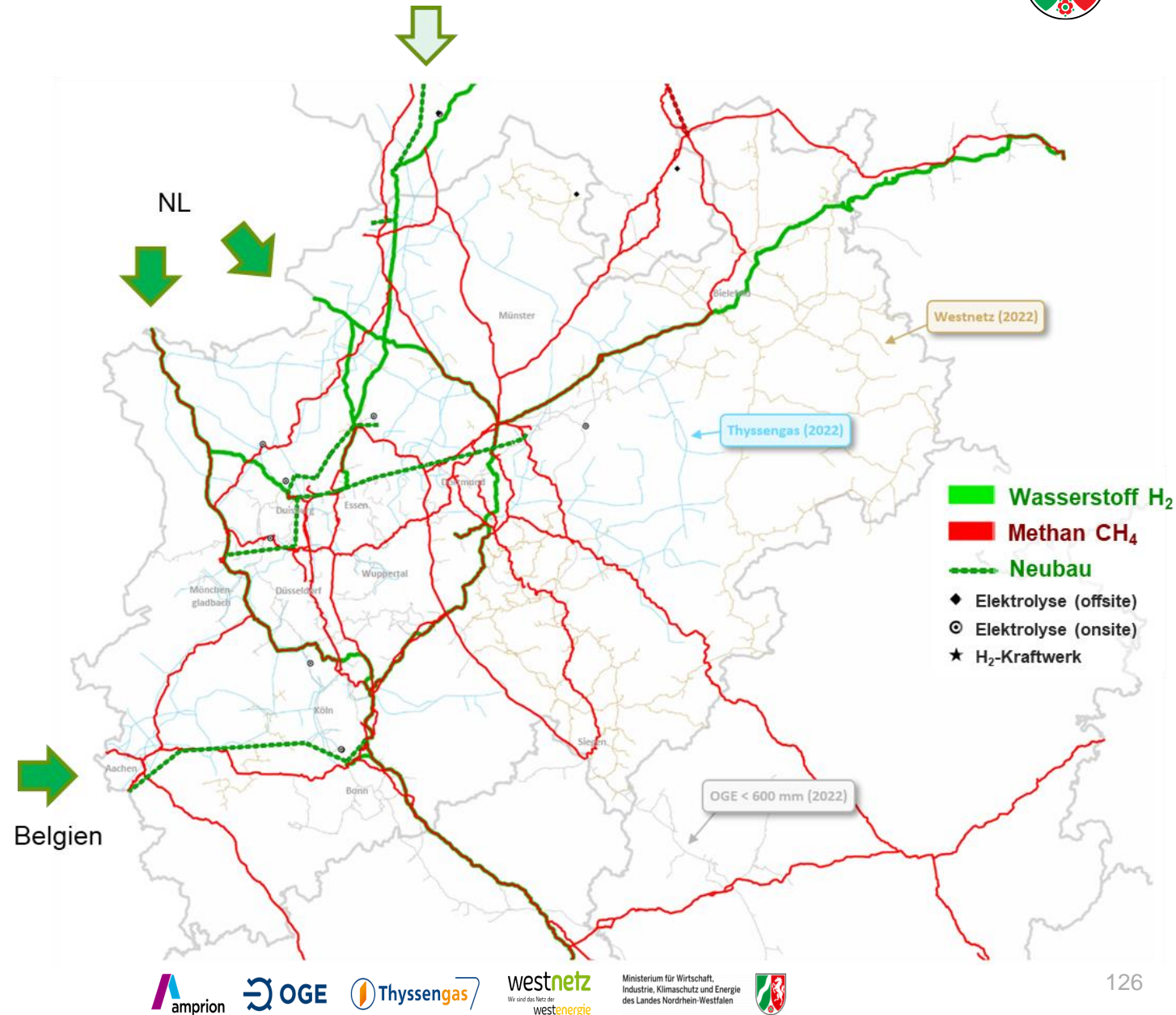


4. Netzplanung der FNB

Szenarien SF und PtGF: Kleinerer OGE
H₂-Backbone 2045, aber mehr Methan-
Restnetz



- Netz in PtGF-Szenario identisch zu SF-Szenario
- Weniger H₂-Leitungen, mehr vorhandene Methan-Leitungen übrig
- H₂-Neubauleitungen in allen vier Szenarien i.W. identisch
→ H₂-Neubauten sind „no regret“-Leitungen

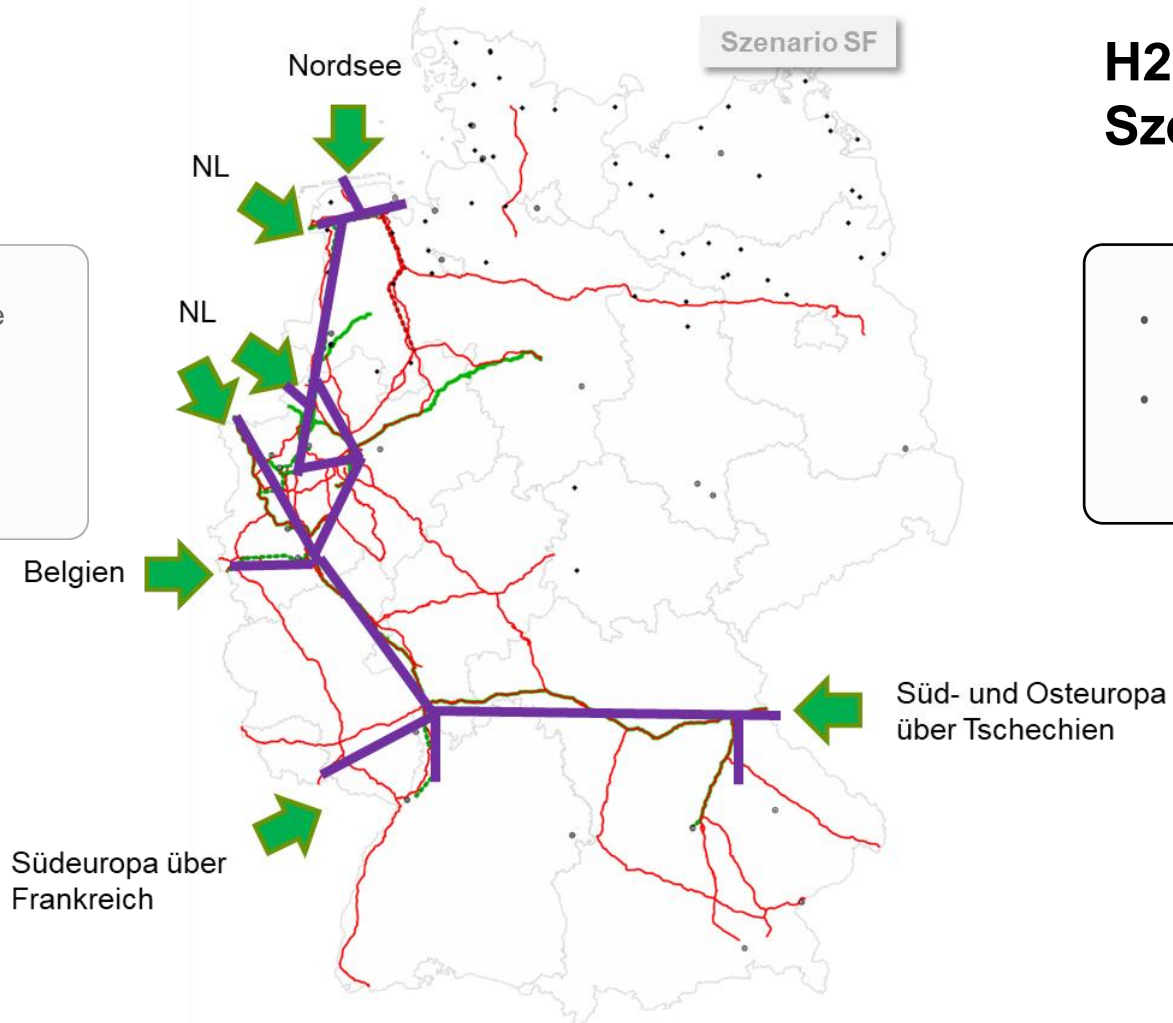




4. Netzplanung der FNB

OGE Wasserstoffnetz 2045 für Deutschland

- Verbindung wesentlicher Importkorridore und inländischer Produktion mit Verbrauchsschwerpunkten in NRW und Süddeutschland
- Diversifizierte H₂-Versorgung möglich



H2-Teilnetz wird in allen Szenarien benötigt

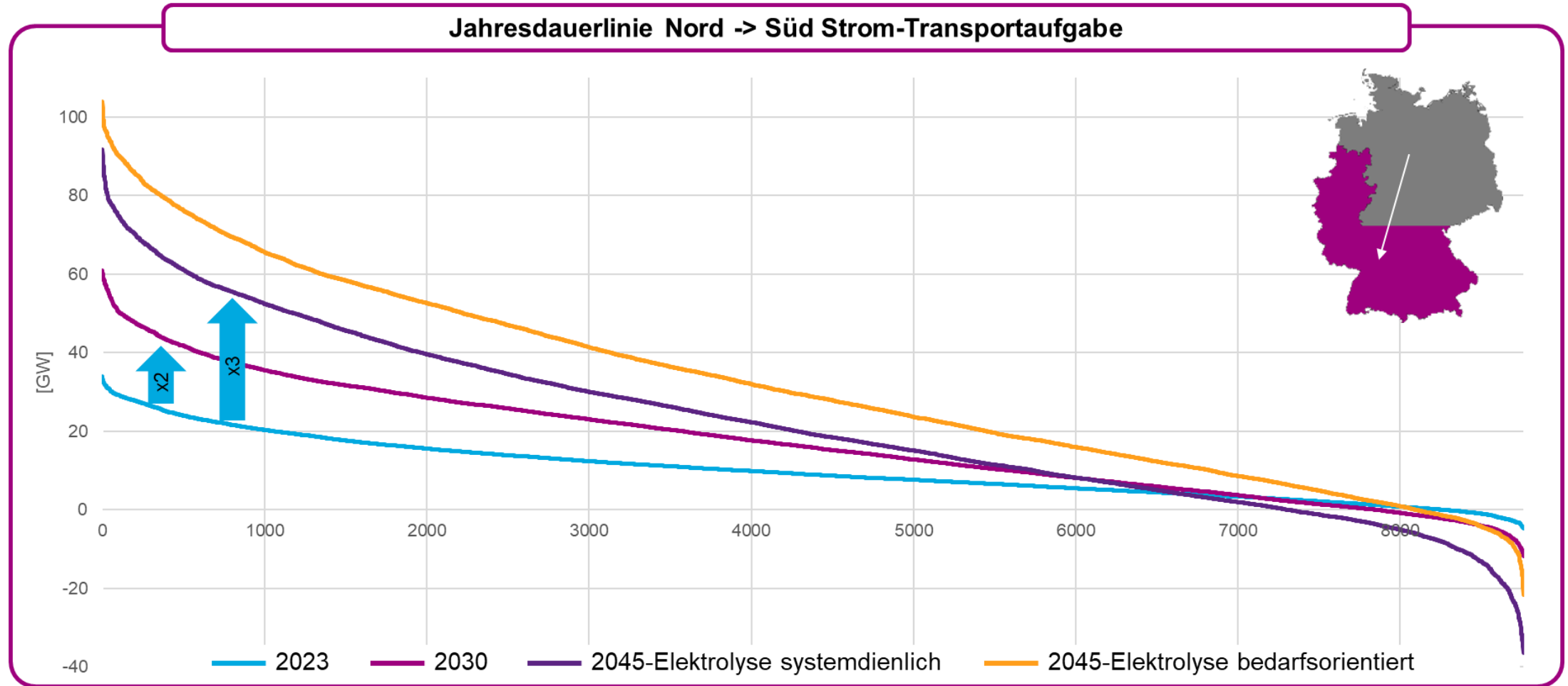
- No-regret-Leitungen = werden in allen Szenarien benötigt
- Schnelle Umsetzung von No-regret-Maßnahmen





5. Netzplanung der ÜNB

Elektrolyseverortung hat einen großen Einfluss auf die Steigerung der Stromtransportbedarfe





5. Netzplanung der ÜNB

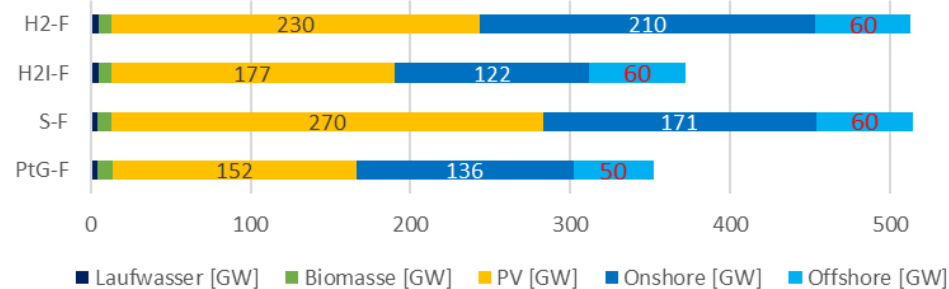
Planung von Energiekorridoren zur Anbindung von Offshore-Windenergie in NRW

- Ein optimales Set an „robusten“ Maßnahmen wurde anhand von Netzrechnungen für alle vier Szenarien abgeleitet
- Wichtige Prämisse ist die Bündelung von Vorhaben und die Nutzung von Leerrohren → „Energiekorridore“

DC-Punktmaßnahmen in NRW:

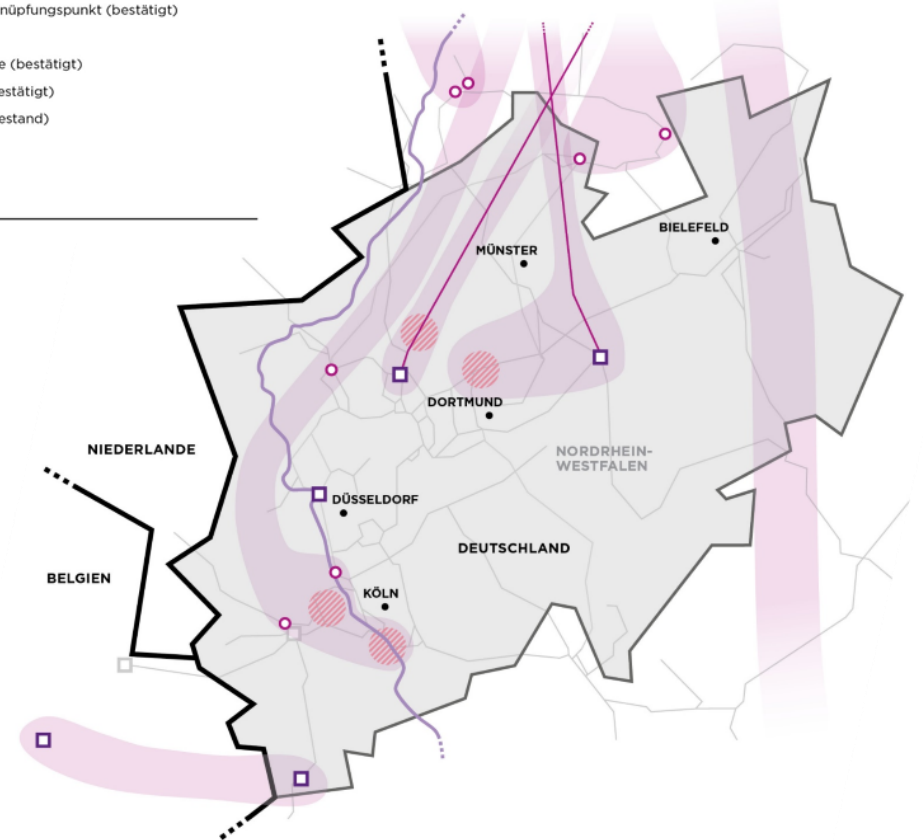
- 4 x (Onshore-) HGÜ-Konverter (8,4 GW)
- 8 x Offshore-Netzverknüpfungspunkte (16 GW) (S/H2/H2I-F)

Installierte Leistungen EE



PLANUNG VON ENERGIEKORRIDOREN zur Anbindung von Offshore-Windenergie in NRW

- Mögliche Räume für den HGÜ-Ausbau
- Suchraum Offshore-Netzverknüpfungspunkt
- Offshore-Netzverknüpfungspunkt (bestätigt)
- HGÜ-Ausbau
- HGÜ-Vorzugstrasse (bestätigt)
- HGÜ-Konverter (bestätigt)
- HGÜ-Konverter (Bestand)
- Bestandsnetz
- Landesgrenze
- Bundesgrenze



6. Die Integrierte Netzplanung

Erfahrungen aus dem NRW-Prototyp auf Deutschland übertragen

„Integrierte Netzplanung NRW“ zeigt den Weg in eine sektorenübergreifende Systemplanung

- Sektorenübergreifende Infrastrukturplanung aufbauend auf vorgelagerter gemeinsamer Szenariengrundlage prototypisch durchgeführt
- Anwendung auf Bundesebene erforderlich, um das Energiesystem deutschlandweit zu planen (s. dena Netzstudie III)
- Vorgehensweise kann über Netzentwicklungspläne (ÜNB, FNB) und Netzausbaupläne (VNB) umgesetzt werden

Systemdienliche Verortung von Offsite-Elektrolyseuren aus Netzbetreibersicht sinnvoll

- Elektrolyseure bilden multimodale Knotenpunkte (Strom, Wasserstoff, Wasser und ggf. Fernwärme)
- Systemdienliche regionale Elektrolyse stützt auf Verteilnetzebene den Wasserstoffhochlauf und eine effiziente EE-Integration
- Eine dynamische Entwicklung von Onsite-Elektrolyse ist aufgrund von Handlungsdruck der Industrie (überreg. H₂-Netz fehlt) zu erwarten
 - Realistische Annahmen zum Verhältnis onsite/offsite sind für eine robuste Systemplanung erforderlich
- Regulatorische Maßnahmen müssen Anreize für eine systemdienliche Verortung von Kraftwerken und Elektrolyseuren schaffen

H₂-Startnetz zeitnah entscheiden

- No-Regret-Maßnahmen bereits identifiziert
- Vorhandene Erdgasinfrastruktur nutzen (Versorgungsgebiete weitgehend erschlossen, Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff möglich)



V. Systementwicklungsstrategie und Entwicklungsperspektiven



IV. Entwicklungsstrategien und Entwicklungsperspektiven

1. Systementwicklungsstrategien

- Erheblicher Koordinierungsbedarf auf dem Transformationspfad zur Klimaneutralität 2045
- Die Systementwicklungsstrategie (SES) soll daher ein „sektorübergreifendes Leitbild und eine robuste Strategie für die Transformation des Energiesystems“ darstellen und eine kohärente Gesamtplanung gewährleisten
- SES als lernender und regelmäßig wiederkehrender Prozess
- Zeitplan Q4/2022 bis Q4/2023 (Stand 17.10.2022)

Bochum, 25. Mai 2023

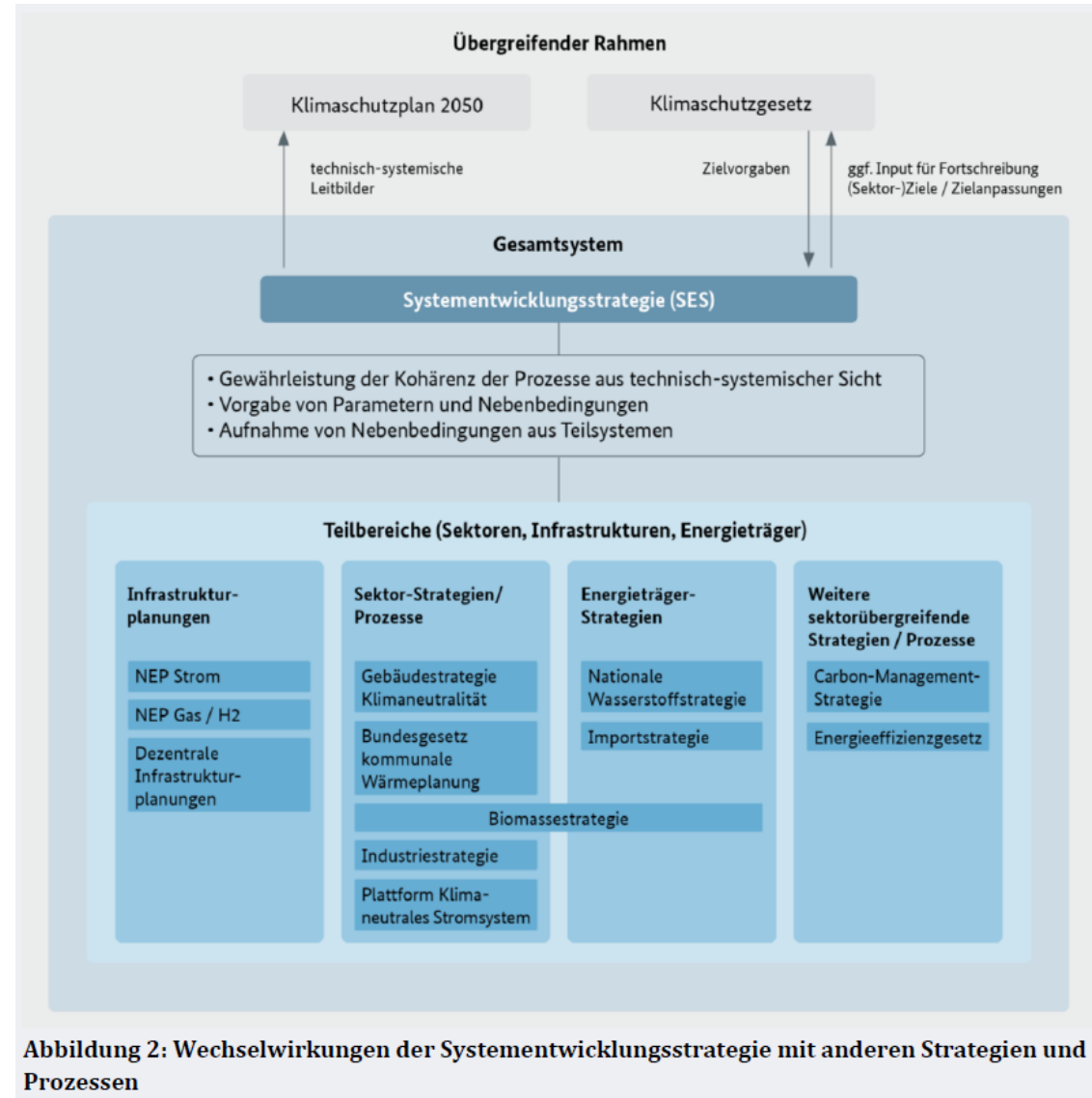


Abbildung 2: Wechselwirkungen der Systementwicklungsstrategie mit anderen Strategien und Prozessen

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Die Systementwicklungsstrategie als Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem, Abbildung 2: Wechselwirkungen der Systementwicklungsstrategie mit anderen Strategien und Prozessen, S. 4.



IV. Entwicklungsstrategien und Entwicklungsperspektiven

1. Systementwicklungsstrategien

Phase 1:

- Entwicklung eines strategischen Leitbildes basierend auf den BMWK-Langfristszenarien und drei Grundszenarien (T45-Strom / T45-H2 / T-45-PtG-PtL)
- Zwei zusätzliche Szenarien (verminderte Effizienz, insb. Gebäudesektor / minimaler Gaseinsatz)

Phase 2:

- Tiefgehende Analysen für Transformationspfade und Maßnahmen zur Weiterentwicklung des strategischen Leitbildes
- Beteiligung von Stakeholdern und öffentliche Konsultation

Phase 3:

- Finalisierung des strategischen Leitbildes
- Grundlage für die Infrastrukturplanung im NBEP Strom und NEP Gas u. Wasserstoff



IV. Entwicklungsstrategien und Entwicklungsperspektiven

2. Aktuelle Gesetzesvorhaben

- **Gesetzentwurf LNG-Beschleunigungsgesetz:**
 - Verfahrensstand: Länder- und Verbändeanhörung am 15.05.2023
 - Wesentliche Änderungen:
 - Ergänzung von § 2 Abs. 1 LNG-Beschleunigungsgesetz um Gasfernleitung, die direkt an LNG-Anbindungsleitungen angrenzen oder zur Weiterleitung der Gasmengen zwingend erforderlich sind
 - Vorstoß die nachgelagerte Infrastruktur auch in das LNG-Beschleunigungsgesetz aufzunehmen begrüßenswert, denn das Gas muss auch kapazitiv in das nachgelagerte Netz gespeist werden
 - Problematisch jedoch, dass LNG-Beschleunigungsinstrumente nicht auf die Leitungen entsprechend angewendet werden.



IV. Entwicklungsstrategien und Entwicklungsperspektiven

2. Aktuelle Gesetzesvorhaben

- Gesetzentwurf **H2-Kernnetz** als eigener Mechanismus
 - Verfahrensstand: Länder- und Verbändeanhörung am 15.05.2023
 - Ergänzung des EnWG um einen neuen § 28r EnWG
 - Wasserstoff-Kernnetz soll durch ein deutschlandweites Berechnungsmodell hergeleitet werden und den überregionalen Transport von Wasserstoff zielen
 - FNB sollen nach § 28r Abs. 2 S. 1 EnWG binnen drei Wochen nach Inkrafttreten einen gemeinsamen Antrag für ein Wasserstoff-Kernnetz vorlegen; kommen die FNB nicht innerhalb der Frist nach, so soll die BNetzA innerhalb von 4 Monaten ein Wasserstoff-Kernnetz bestimmen
 - Entwurf nimmt leider den integrierten Ansatz nicht auf und wird einen eigenen Mechanismus etablieren
 - Gesetzliche Bedarfsfestlegung vergleichbar mit dem Bundesbedarfsplangesetz oder LNG-Beschleunigungsgesetz könnte zweckmäßig sein



IV. Entwicklungsstrategien und Entwicklungsperspektiven

3. Faktische Herausforderungen

- Nachträgliche Bedarfsanmeldungen
 - Substantielle Bedarfsanmeldungen, die vom genehmigten Szenariorahmen des NEP 2037/2045 abweichen
 - Zusätzliche GW sind notwendig; auch für Nordrhein-Westfalen
- Auswirkungen zukünftiger Verbraucher, die sich auf LEP-Flächen ansiedeln (zB. Rechenzentren)
- Reale Branchenentwicklung für zukünftige Energiebedarfe wesentlich
- Kraftwerksstrategie und Kraftwerksallokation
- Carbon-Managementstrategie und Novellierung KSpG



**Vielen Dank
für die Aufmerksamkeit!**