

Unterwegs in Richtung Wasserstoff

H2-Netze und -Speicher

Von der Vision zur Realität



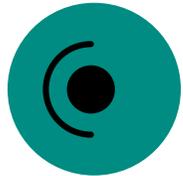
ONTRAS Gastransport GmbH



7.700 km
Leitungslänge



442
Netzkopplungspunkte



6
Speicher am Netz



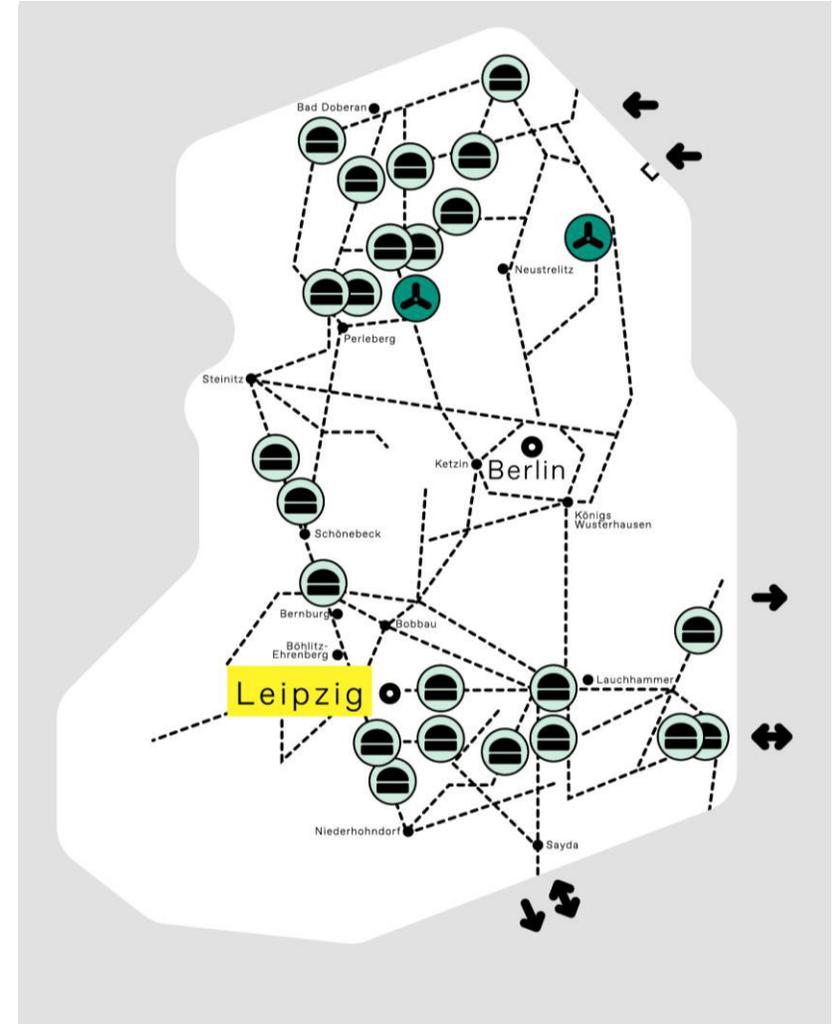
130
nachgelagerte
Netzbetreiber



23
Biogaseinspeise-
anlagen in Betrieb

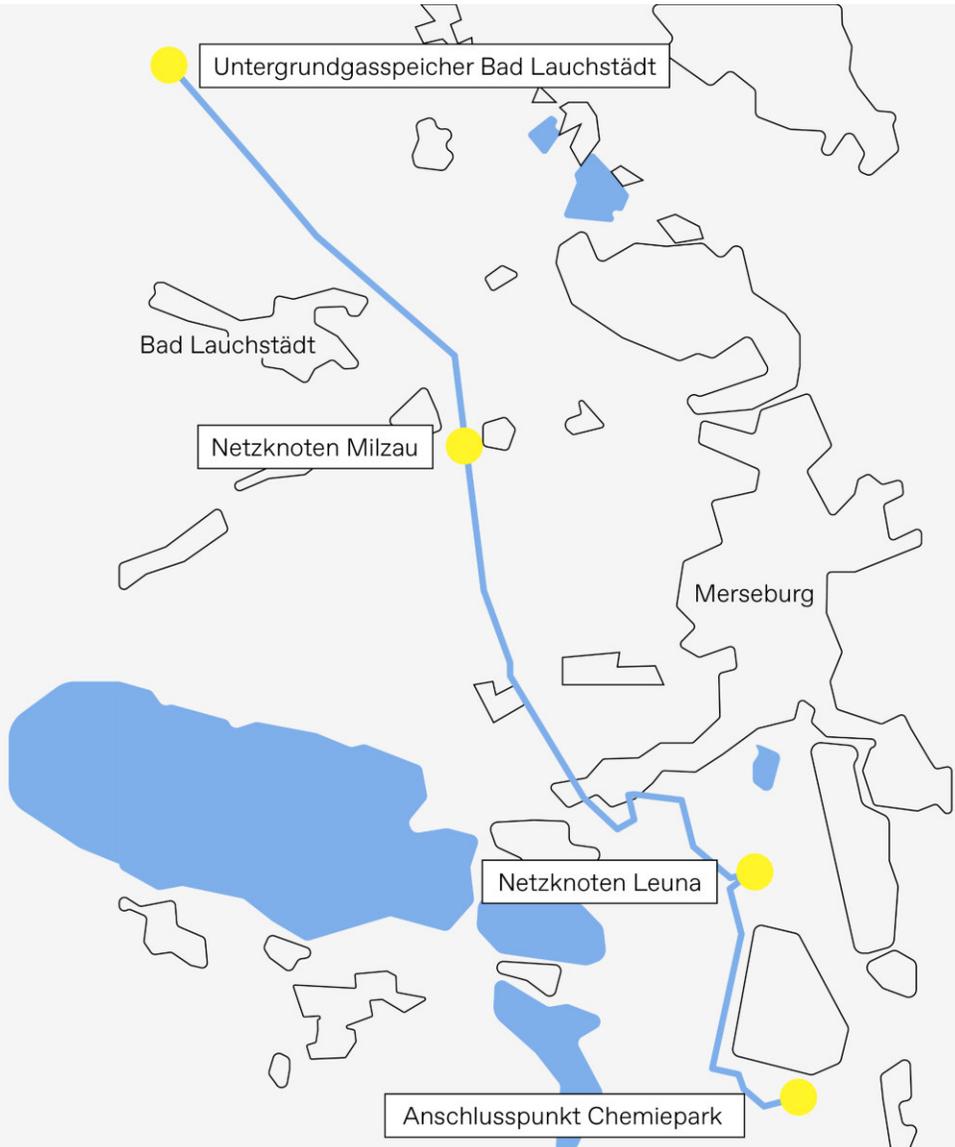


2
angeschlossene
Power-to-Gas-Anlagen



Reallabore der Energiewende – Energiepark Bad Lauchstädt

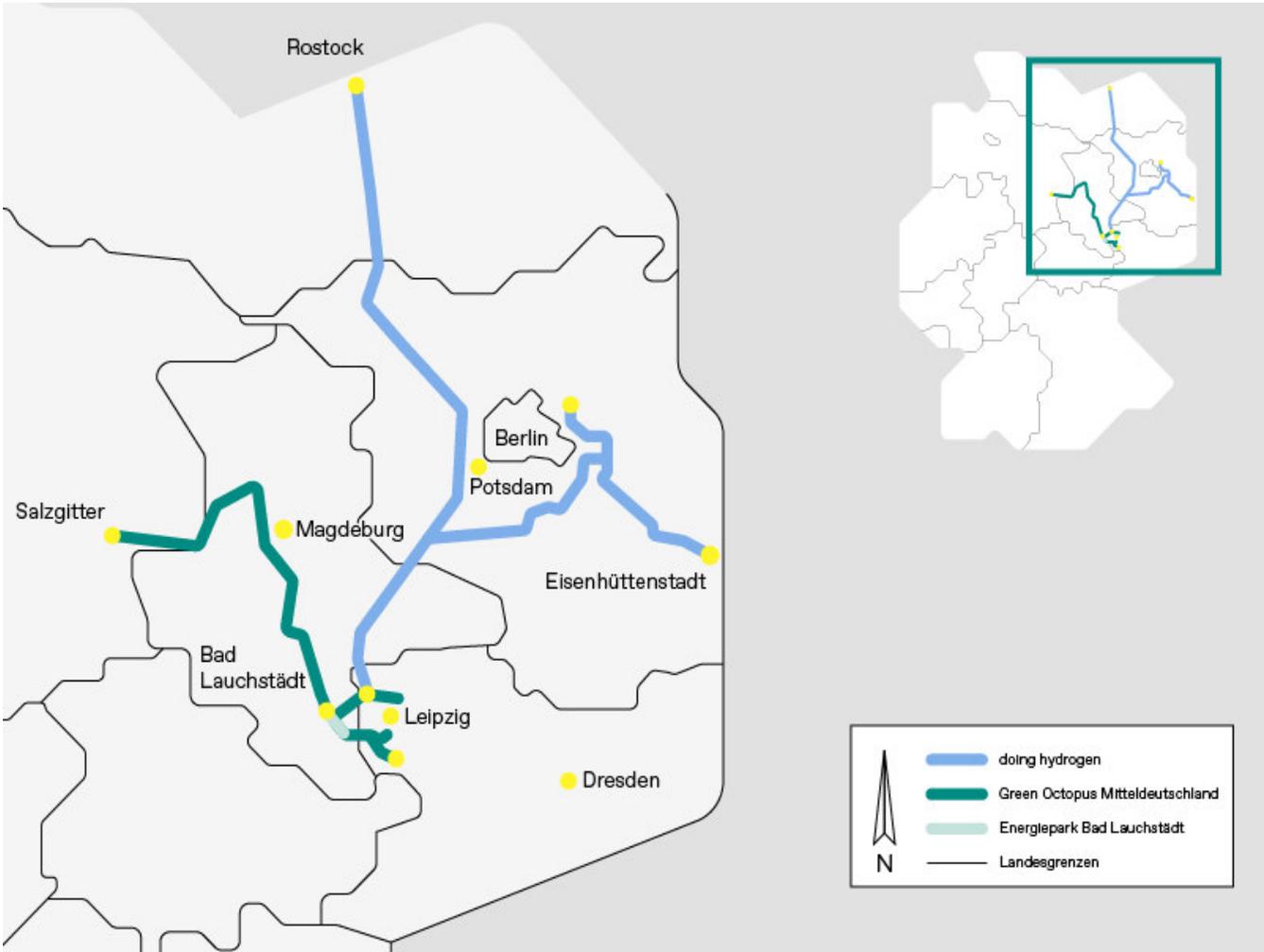
Schritt 1 zum H2-Netz als kosteneffiziente Energietransportoption



- **Umstellung** von ca. 25 km mit Erdgas betriebene Ferngasleitung auf den reinen Wasserstofftransport bis Ende **2024**
 - Baujahr 1973/76
 - Nennweite: 500 mm
 - Auslegungsdruck: 63 bar
- TÜV-Studie zum **Eignungsnachweis**
- **Kosten** Umstellung: ca. 6,5 Mio. € (80% günstiger als Neubau)
- Pipelinetransport (neu und umgewidmet) **2 bis 4 mal günstiger als Strom-Freileitungen** bei gleicher Menge transportierter Energie, wenn H2 das Endprodukt ist (ohne Speicherung)
- **Soziale Akzeptanz:** 48-inch H2-Pipeline transportiert so viel Energie, wie 8 Strom-Freileitungen

IPCEI-Projekte als Grundstein für die ostdeutsche Wasserstoffinfrastruktur

Schritt 2 zum H2-Netz



IPCEI Projekte als Kern des ONTRAS-H2-Startnetzes:

- IPCEI doing hydrogen und Green Octopus Mitteldeutschland
- Ca. 920 km Wasserstoffleitungen
- Start mit vorzeitigem Maßnahmenbeginn im Dezember 2022
- Geplante Inbetriebnahmen ab 2027



Verbindung von Wirtschaftsregionen mit Importpunkten und Speichern



Eingebunden in die deutsche und europäische Wasserstoffinfrastruktur

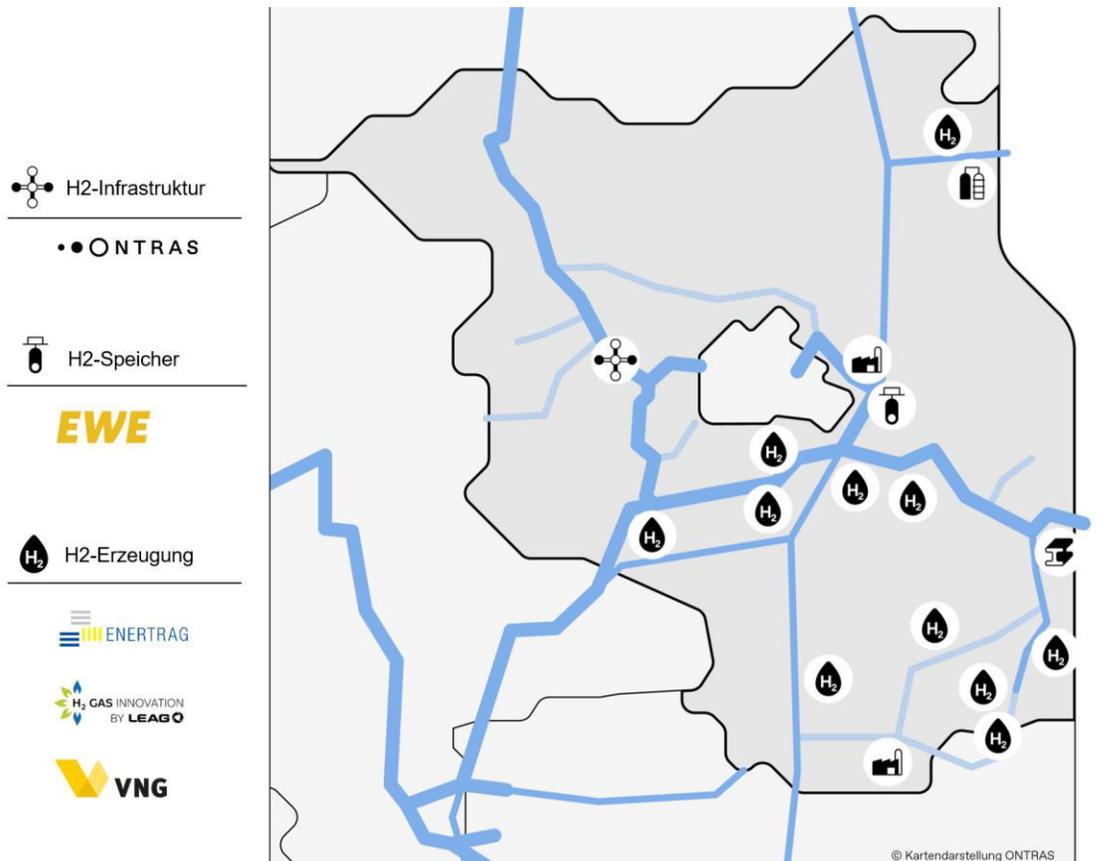
Wasserstoffcluster Brandenburg – Dekarbonisierung der Industrie

Schritt 3 zum H2-Netz



Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Energie

Wirtschaftsförderung
Brandenburg | **WFBB**
Standort. Unternehmen. Menschen.

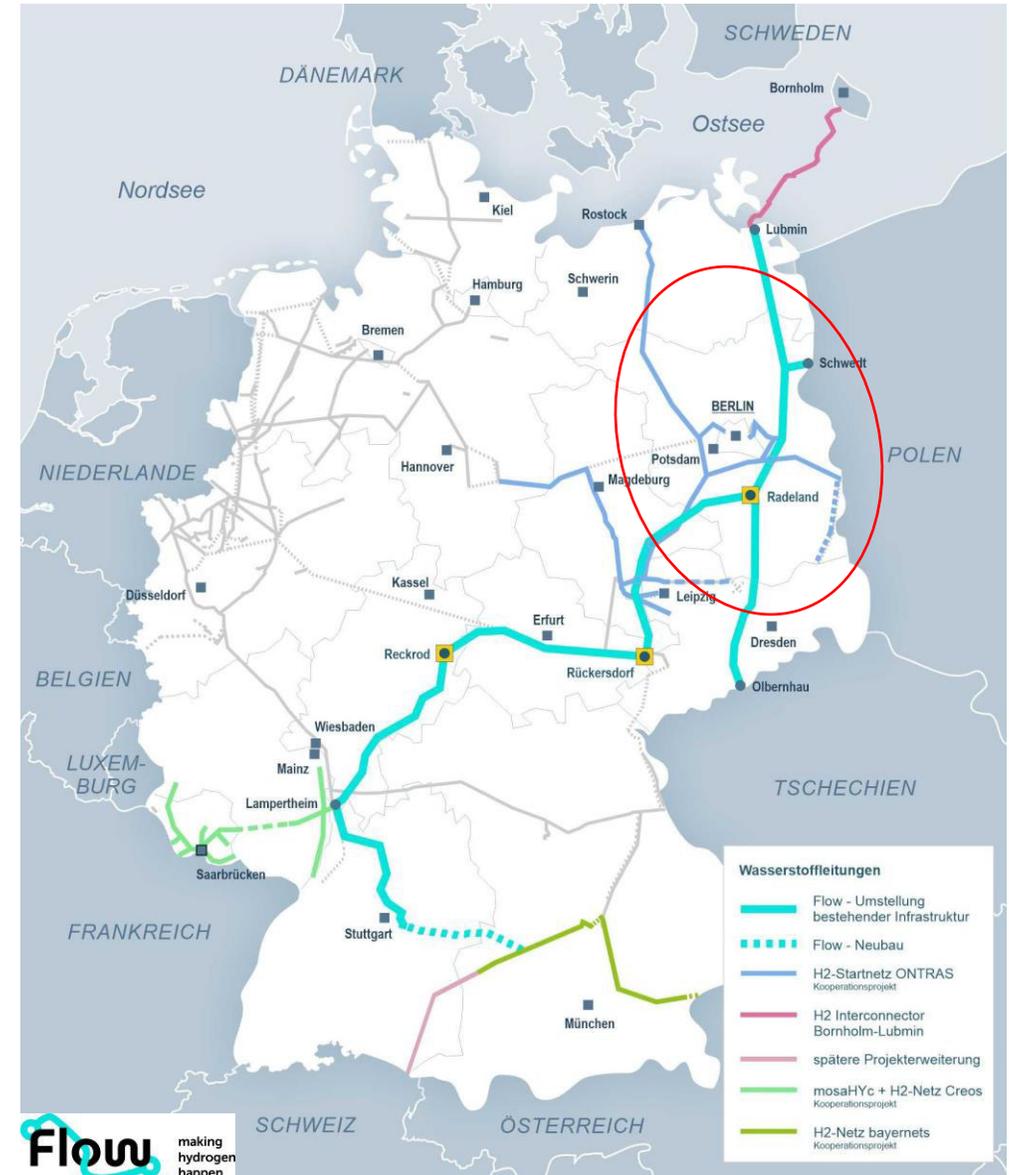


- **Start** in Dezember 2020 auf Initiative des Wirtschaftsministers Prof. Steinbach zum Thema „Grüner Stahl in Brandenburg“
- **Entwicklung** zum Wasserstoffcluster zur Dekarbonisierung der Industrie in Brandenburg
- **Ziel:**
 - Verbindung industrieller Wasserstofferzeugung und -abnahme in Brandenburg
 - Integration in (ost-)deutsches und europäisches Wasserstoffnetz
 - Erweiterung in der Fläche mit weiteren Partnern für umfassende Wasserstoffversorgung auch klein und mittelständische Unternehmen und Gewerbe
 - In 2030
 - 136.000 t H2 Erzeugung
 - ca. 180.000 t H2 Verbrauch
- **Koordination** durch Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie (MWAE) und der Wirtschaftsförderung (WFBB) des Landes Brandenburg

PCI-Projekte – Anbindung Brandenburgs ans europäische H2-Netz

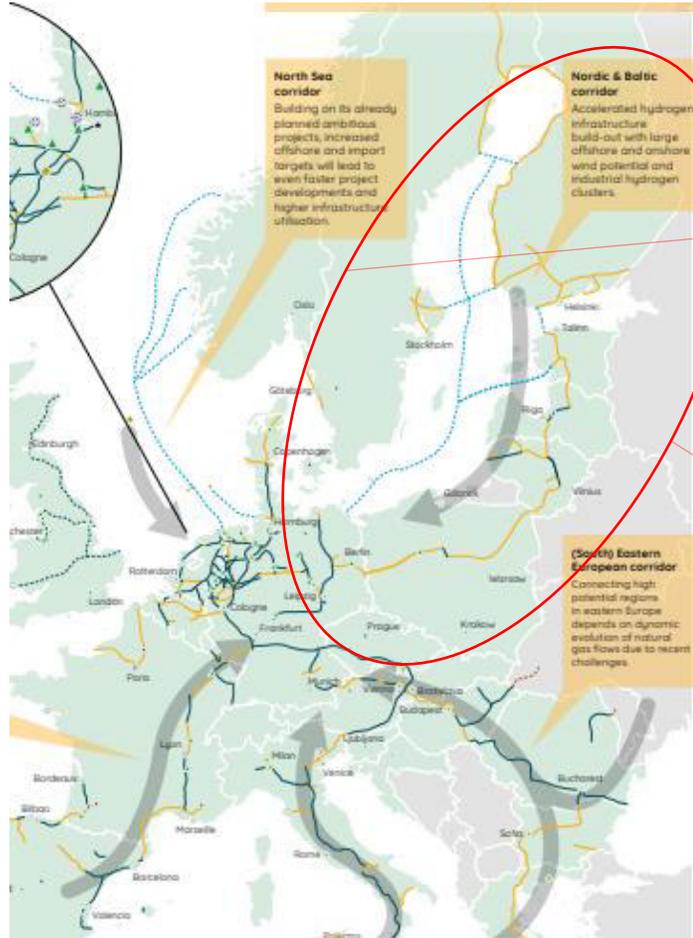
Schritt 4 zum H2-Netz

- Transportmöglichkeit für Wasserstoff von der Ostseeküste durch die östlichen Bundesländer nach Hessen und weiter in die Pfalz bis nach Baden-Württemberg.
- ca. 1100 km Länge insgesamt. Davon:
- Geplante Inbetriebnahme des ersten Abschnitts in 2025
- Sukzessiver weiterer Ausbau bis Baden-Württemberg ab 2028 avisiert
- Integration in das geplante europäische Wasserstoffnetz
- Projektpartner: GASCADE, ONTRAS, terranets bw
- Assoziierte Projekte: Wasserstoff für Baden-Württemberg, H2-Startnetz ONTRAS mit doing hydrogen, Green Octopus Mitteldeutschland und Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt, MosaHYc, HyPipe Bavaria, H2 Interconnector Bornholm Lubmin



PCI-Projekte – Anbindung Brandenburgs ans europäische H2-Netz

Schritt 4 zum H2-Netz



Quelle: Gas for climate – European Hydrogen Backbone (EHB) Stand 04/2022



Nordic Baltic Hydrogen Corridor (NBHC)

- Kooperation von sechs europäischen Netzbetreibern
- Schaffung eines Korridors zum Transport von grünem H2 vom Ostseegebiet (Skandinavien, Baltikum) nach Deutschland
- 2029 H2-GÜP zwischen Polen und Deutschland in der Nähe von Eisenhüttenstadt und Verbindung zu Doing Hydrogen**

**Bewerbung für 6.Liste

Potential für Brandenburg als Wasserstoff-Hub auf der Importroute, Nordic-Baltic-Corridor.

Entwicklung H₂-Kernnetz bis 2032

- Um die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff zu gewährleisten, will die **Bundesregierung** den schnellen Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes sicherstellen.
- Zunächst hatte die Bundesregierung **Anfang 2023** dafür eine zentrale Wasserstoffnetzgesellschaft mit staatlicher Beteiligung vorgesehen.
- Die FNB konnten jedoch darlegen, dass die Errichtung einer solchen Netzgesellschaft nachteilig für einen schnellen Markthochlauf ist.
- FNB erhalten **Auftrag** der Bundesregierung zur Entwicklung eines initialen H₂-Kernnetzes erteilt.



Gesetzlicher Rahmen



Novellierung EnWG; darin:
Verordnungsermächtigung zum
finanziellen Rahmen
H₂-Kernnetz
Regelung Umsetzung
Wasserstoffbeschleunigungs-
gesetz



Entwicklung H₂ Kernnetz



Kriterien für Leitungen im
Kernnetz
Modellierung des Kernnetzes



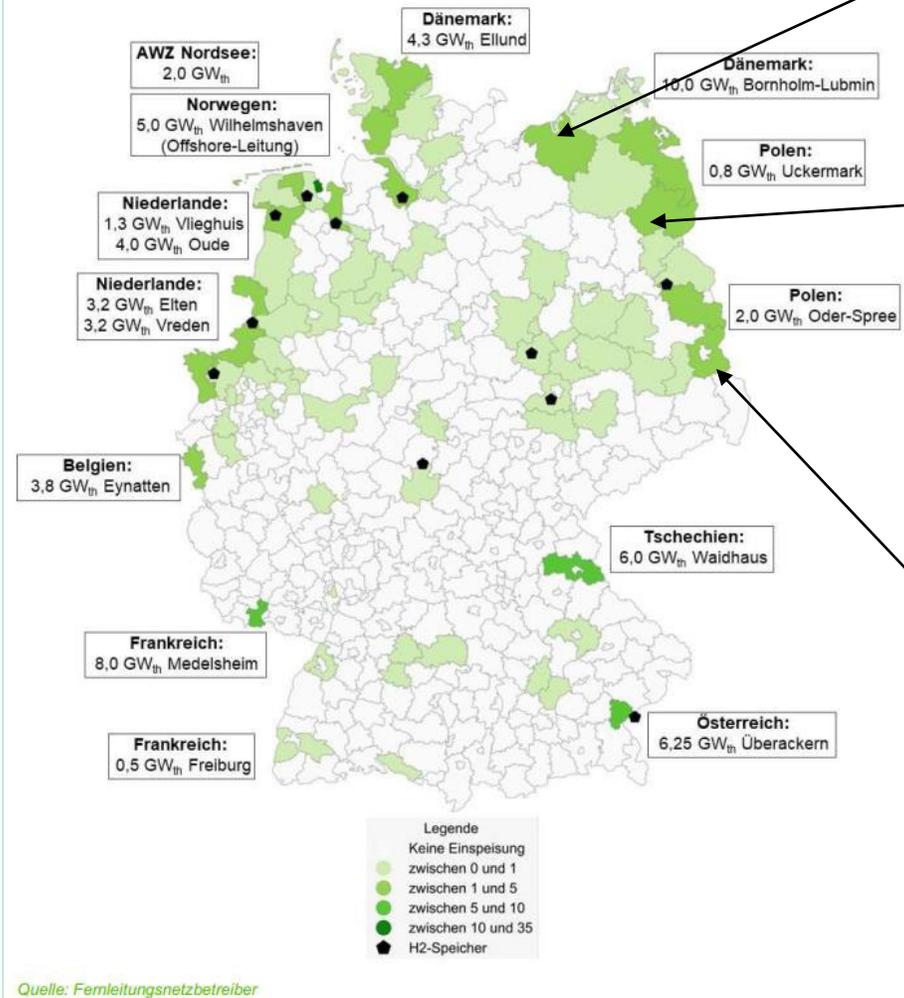
Finanzieller Rahmen



Finanzierungsmodell
Netzentgelte

Einspeiseleistung nach Anwendung der Kernnetz-Kriterien

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



H2-Erzeugung Rostock

Raffinerie Schwedt

Gigawatt Factory LEAG

Tabelle 1: Einspeiseleistungen nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ausspeiseleistung nach Anwendung der Kernnetz-Kriterien

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

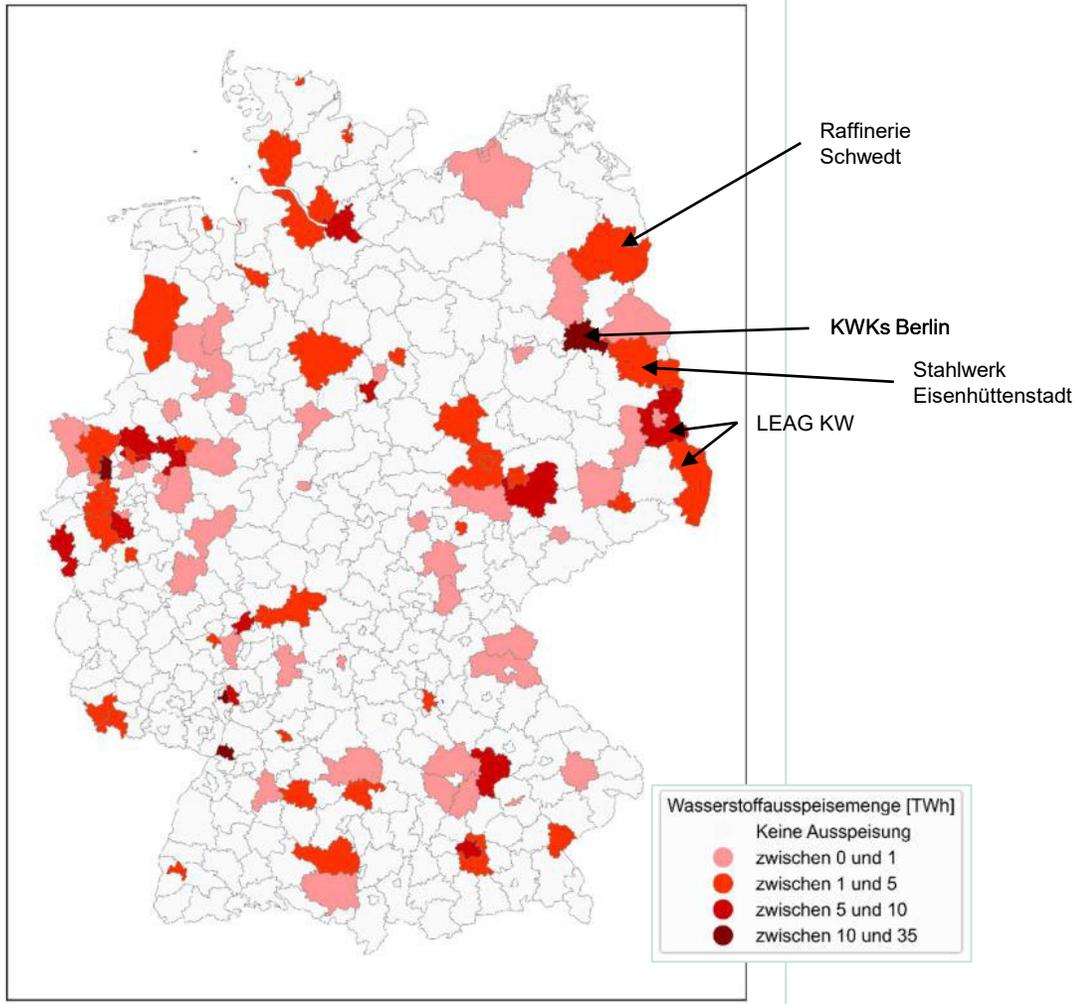


Tabelle 2: Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert

	Ausspeiseleistung* [GW _{th}]	Ausspeisemenge* [TWh _{th}], Brennwert
Gesamt	87	279
- davon IPCEI-, PCI- und Reallabor-Projekte	10,3	49
- davon Projekte zur Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetz	0,3	0
- davon Eisen und Stahl	7,8	50
- davon Chemie	5,2	32
- davon Raffinerien	4,2	30
- davon Glasindustrie, inkl. Glasfaser	0,4	2
- davon mittlere bis große Produktionsstätten für Keramik und Ziegelprodukte	0,2	1
- davon KWK-Anlagen	62,0	157
- davon Speicher	7,6	11

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

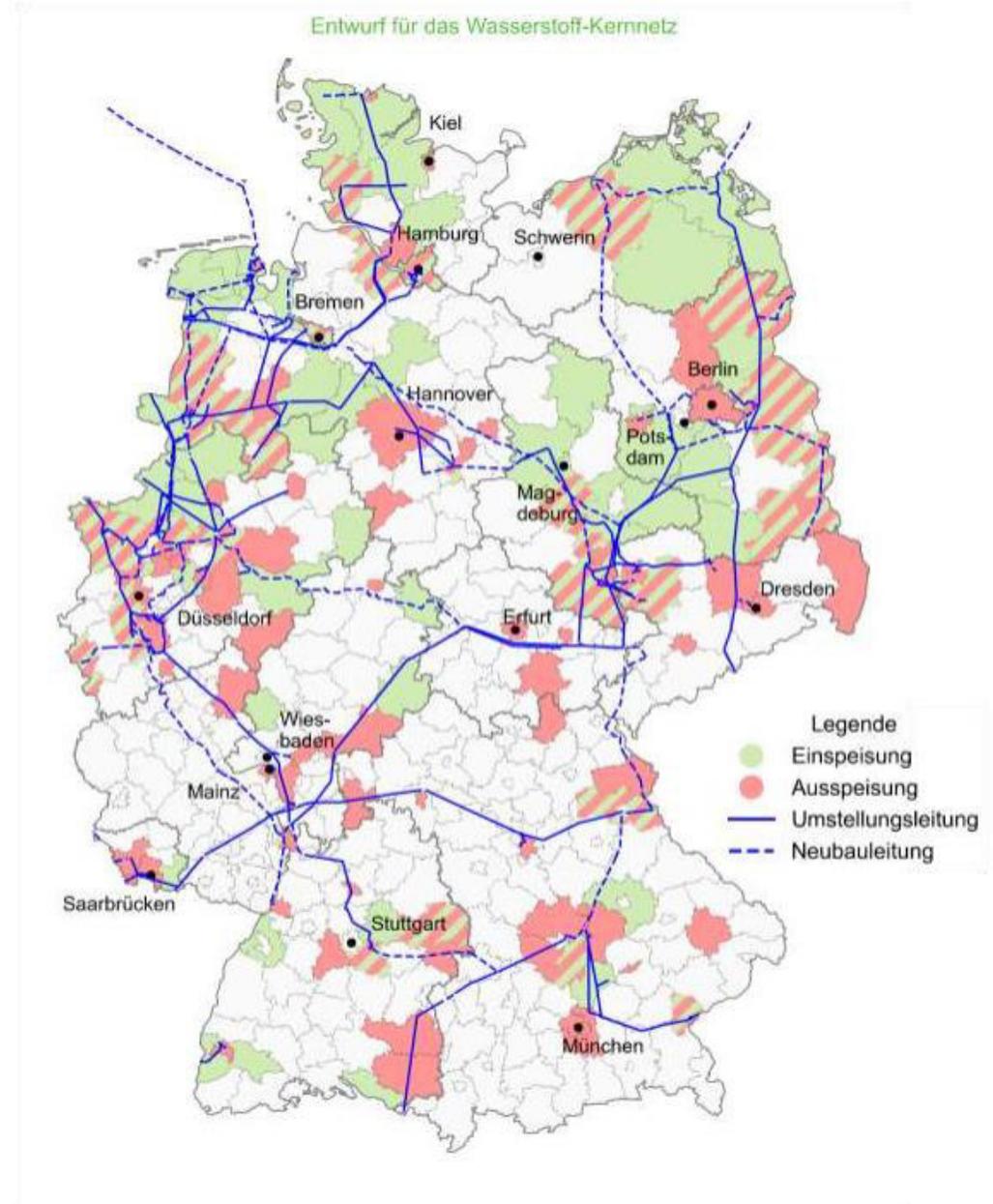
Das H2-Kernnetz 2032

➤ Fakten

- Länge: ca. **9.700 km*** (davon 710 km von 17 weiteren potentiellen H2-Netzbetreibern)
- Verhältnis Umstellung zu Neubau ca. **60:40***
- Geplante Investitionskosten **19,8 Mrd. €**
- Einspeise- bzw. Ausspeisekapazitäten betragen **rund 100 GW bzw. 87 GW**

➤ Voraussetzungen, um Teil des H2-Kernnetzes zu sein?**

- H2-Infrastruktur in Deutschland
- Planerische Inbetriebnahme **bis 31.12.2032**
- Projekt ist Teil eines IPCEI- oder PCI-Prozesses.
- Projekt zur Herstellung eines künftigen europäischen Wasserstoffnetzes.
- Projekt mit überregionalem Charakter, insbesondere die den Anschluss von **großen industriellen** Nachfragern, **Wasserstoffkraftwerken** oder für den Betrieb mit Wasserstoff vorbereiteten Kraftwerken, **Wasserstoffspeichern** und **Erzeugern** von Wasserstoff ermöglichen,
- Projekt ermöglicht Import von H2 oder bessere Einbindung von Elektrolyseuren
- Projekt vernetzt vorhandene Wasserstoff-Leitungsinfrastrukturen mit Kernnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**H2-Speicher inkl.
Auszug aus Kurzstudie zur Wasserstoffspeicherung
in Brandenburg**

Die Rolle der Speicher im Erdgas

Aufgaben

Bereitstellung Arbeitsgasvolumen

Bereitstellung des (meist) unterirdischen Gasspeicherraums zur Speicherung von Gas

Bereitstellung von Ein- und Ausspeiseleistung

Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen im Marktgebiet

Gasspeicherstandorte in Deutschland
(Stand: August 2019)



Speichertyp:

- Porenspeicher
- Kavernenspeicher
- Vollständige oder partielle Stilllegung (seit 2014)

Arbeitsgasvolumen:

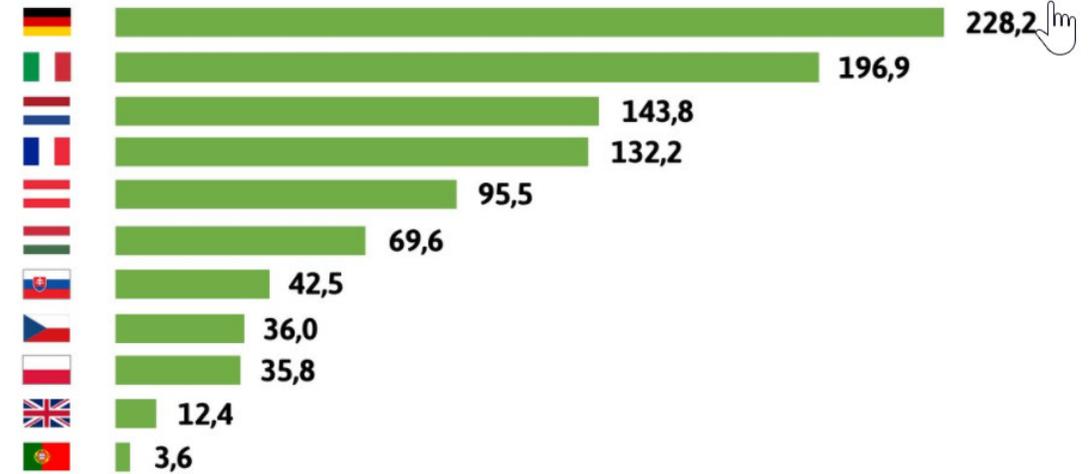
- unter 2 GWh
- 2 bis 8 GWh
- über 8 GWh

INES-Mitgliedschaft:

- INES-Mitglied
- Kein INES-Mitglied

Quelle: Gas Infrastructure Europe, Initiative Erdgasspeicher

Exemplarischer Vergleich der Gasspeicherkapazitäten in der EU (in TWh) / Stand: Februar 2021

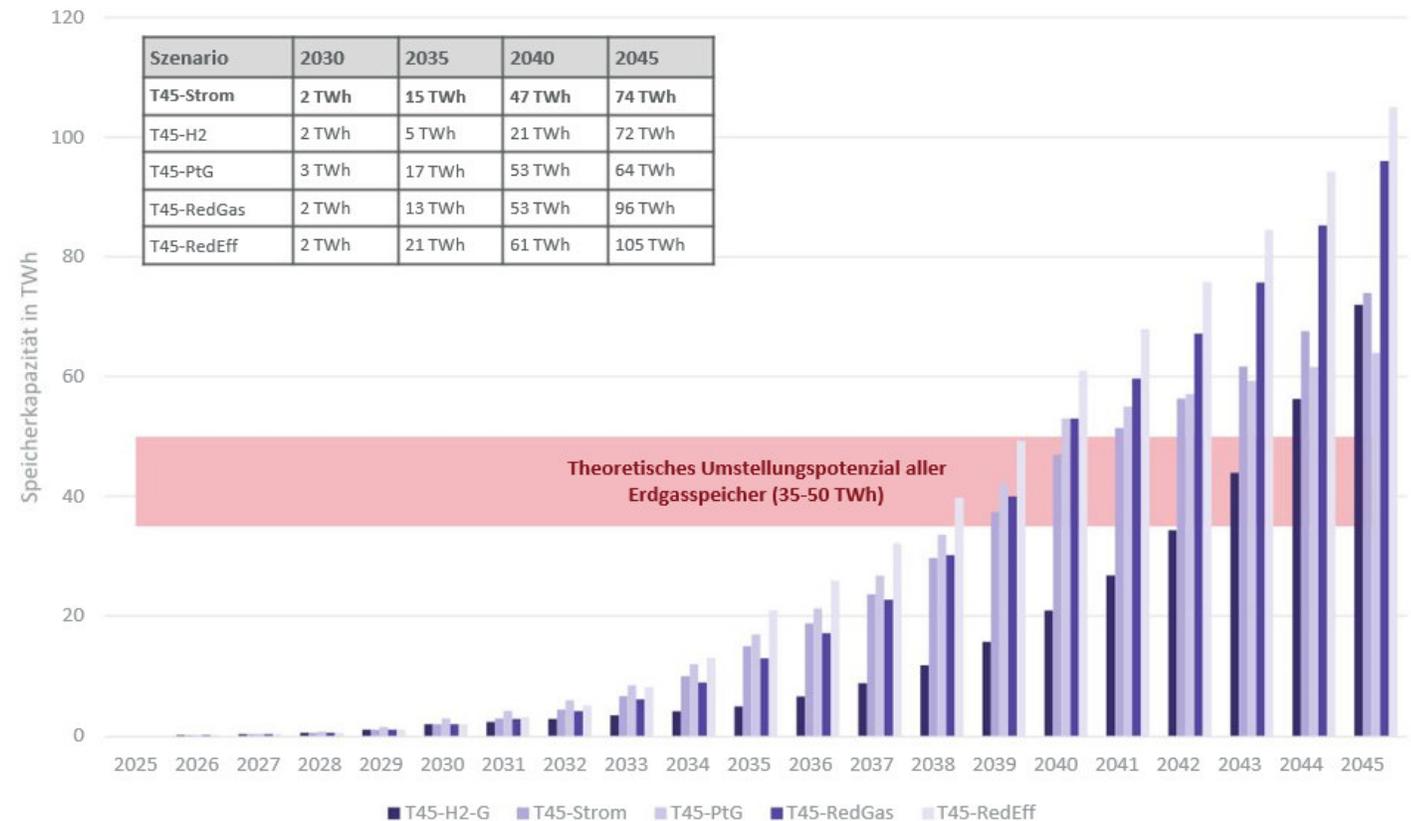


Quelle: Gas Infrastructure Europe (GIE), eigene Darstellung
Hinweis: GIE erfasst nicht alle Gasspeicherkapazitäten in der EU. Die tatsächlichen Kapazitäten liegen also höher als hier angegeben. Es handelt sich daher um einen exemplarischen Vergleich.

Warum sind Wasserstoffspeicher wichtig?

- Strenge Anforderungen an EE-Strombezug bedingen volatile H2-Erzeugung
- Ausgleich zwischen volatiler Erzeugung und kundenspezifischer Abnahme
- Gleichen begrenzte Speicherfähigkeit des Netzes aus
- Prognostizierte Speicherbedarfe steigen ab 2030 stark an
- für das Jahr 2045 ergibt sich in Wasserstoffspeichervolumenbedarf von ca. 74 TWh (Arbeitsgasvolumen)
- Speicherverband INES beziffert das Umstellungspotential von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern auf ca. 32 TWh Wasserstoff
- Bis 2045 ca. 42 neue Kavernenspeicher erforderlich*
- Investitionskosten für die Entwicklung des Wasserstoffspeichervolumens auf über ca. 12,8 Mrd. Euro von INES beziffert

Langfristszenarien des BMWK prognostizieren einen hohen H2-Speicherbedarf bis 2045



Quelle: EWE

*BMWK – Grünpapier Wasserstoffspeicher

Wo gibt es präferierte Standorte für Wasserstoffspeicher in Deutschland?

(Stand: 07/2023)

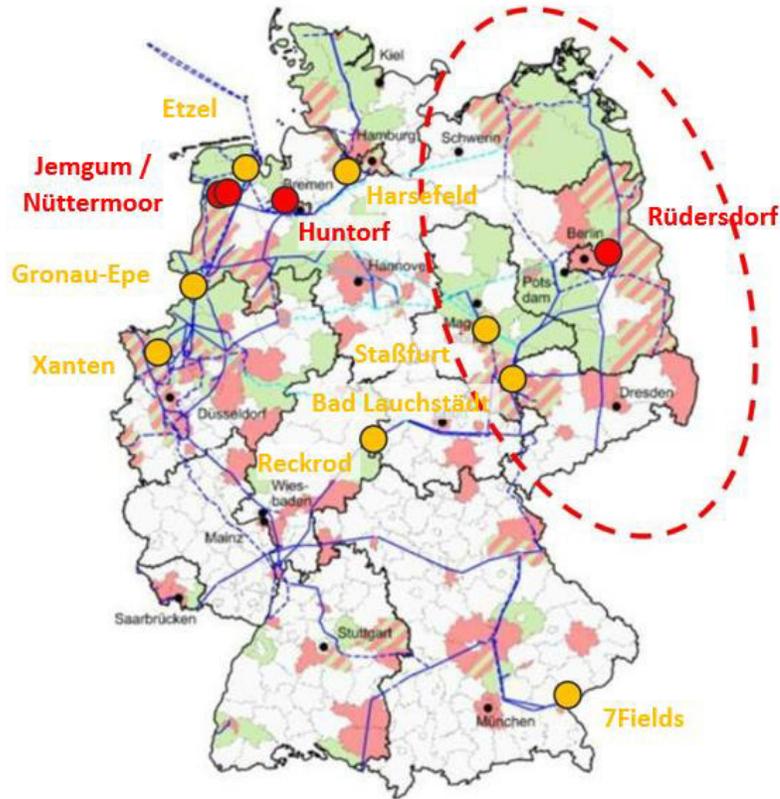


Abbildung: Aktueller Planungsstand des Wasserstoff-Kernetzes (07/2023)

Liste	
Nüstermoor	EWE GASSPEICHER
Jemgum	EWE GASSPEICHER
Huntorf	EWE GASSPEICHER
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER
Gronau-Epe	RWE GSW
Xanten	RWE GSW
Staßfurt	RWE GSW
Etzel	Storag Etzel
Harsefeld	Storengy
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher
Reckrod	MET
7Fields	uniper

- Nord- und Mitteldeutschland sind präferierte Standorte für Wasserstoffspeicher
- Tendenz geht aktuell eher zu Wasserstoff**versorgung**sspeichern als zu Wasserstoff**netz**speichern
- Speicherallokation folgt eher der Erzeugung
- Deutsche Speicher bleiben auch im Wasserstoff wichtiges Element der europäischen Energieversorgungssicherheit
- Anschluss des Speicherstandortes Rüdersdorf wird im H2-Kernetz via IPCEI doing hydrogen berücksichtigt
- Speicher Rüdersdorf für Erzeugungscluster Brandenburg strategisch wichtig

Quelle: EWE

Kurzstudie zur Wasserstoffspeicherung

Ausgangslage

- Auf Basis der **strengen Strombezugskriterien** aus der RED II ergibt sich eine **volatile Erzeugung und Einspeisung** von grünem Wasserstoff bei vielen geplanten Elektrolyseprojekten.
- Dem gegenüber stehen **anwendungsspezifische Abnahmeprofile**, z.B. aus Industrie (konstante Abnahme, Revisionszeiten) und von KWK-Anlagen (Temperaturabhängigkeit).
- Aus den entsprechenden Ein- und Ausspeiseprofilen folgt ein **Strukturierungsbedarf für eine sichere Wasserstoffversorgung**, der nur durch Wasserstoffspeicher in diesem Umfang bedient werden kann.
- Zudem spielen **Ausfallszenarien** in einem entstehenden Wasserstoffsystem mit Blick auf die Versorgungssicherheit von Kunden ebenfalls eine wichtige Rolle.
- Dabei ist das **Zusammenspiel zwischen Netzflexibilität (Linepack) und Flexibilität durch einen Speicher** zu berücksichtigen.
- Im Kontext des Projekts „**doing hydrogen**“ stehen die beteiligten Unternehmen ENERTRAG und ONTRAS vor eben dieser Herausforderungen und haben deshalb gemeinsam mit der EWE GASSPEICHER eine Studie zur Einbindung des Speicherstandortes Rüdersdorf in Auftrag gegeben.

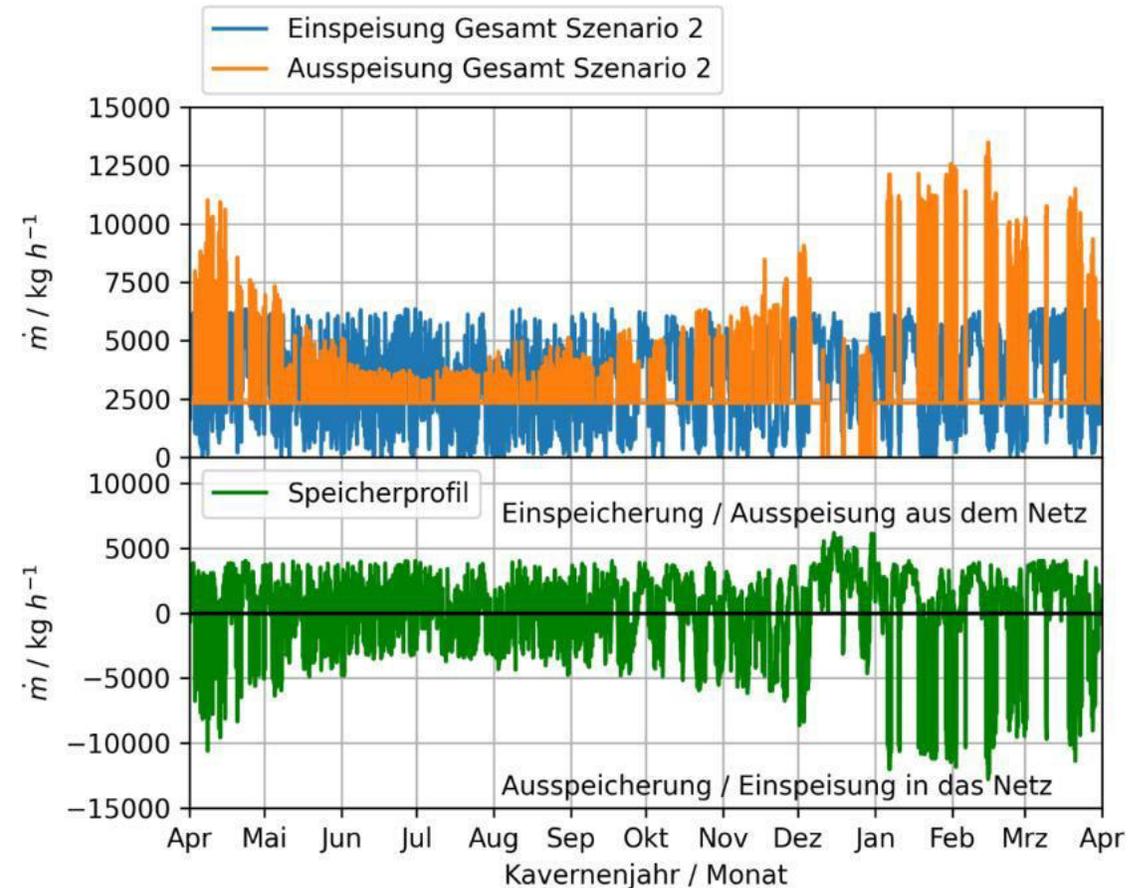
Betrachtete Szenarien

- Szenario 1:
 - Einspeisung: **4 Elektrolysestandorte** mit Gesamtleistung von **210 MW**
 - Speicher: Rüdersdorf
 - Auspeisung: PtL-Anlage in Rüdersdorf
 - Revisionszenario 1: Abschaltung 1 x 100% für drei Wochen
 - Revisionszenario 2: Abschaltung 2 x 50% für je drei Wochen
- Szenario 2:
 - Einspeisung: **5 Elektrolysestandorte** mit Gesamtleistung von **310 MW**
 - Speicher: Rüdersdorf
 - Auspeisung: PtL-Anlage in Rüdersdorf, **KWK Berlin**



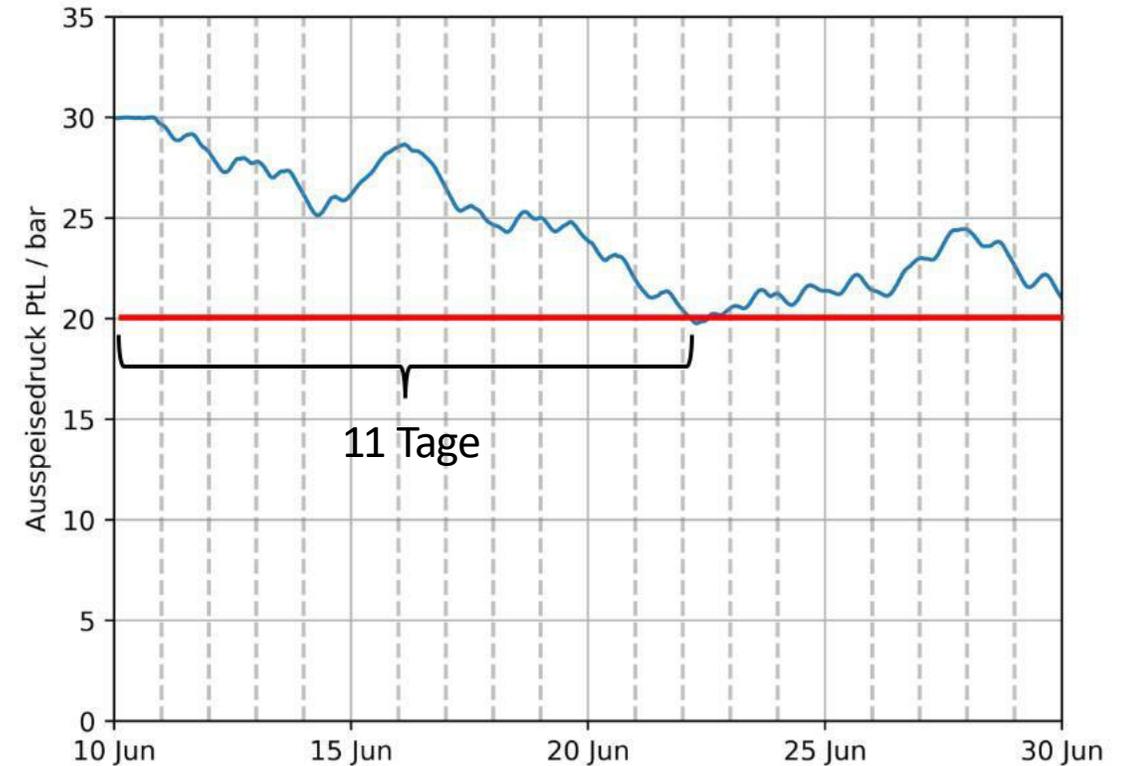
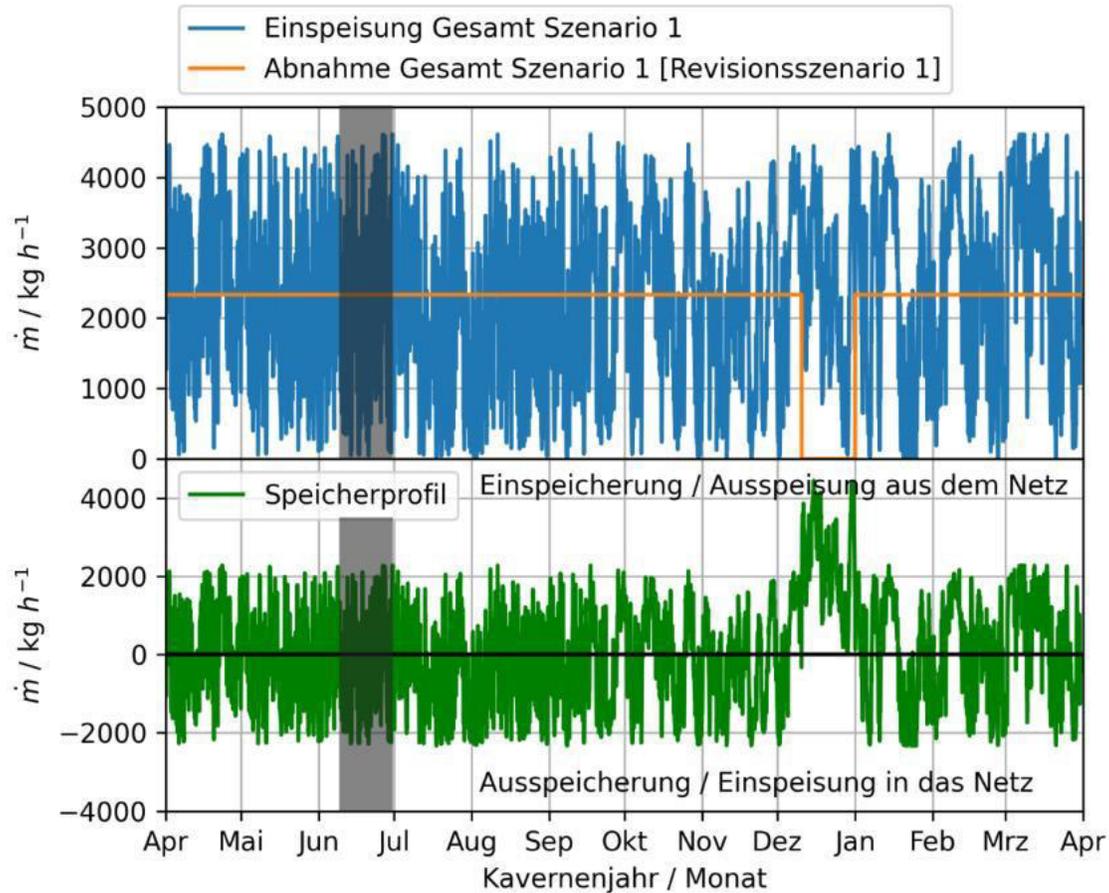
Szenario 2: Ein-/ Ausspeisung und Speicherprofil

- Darstellung der Summe aller eingespeisten H₂-Mengen (**blau**)
 - Hohe einspeiseseitige Volatilität, auch bei zusätzlichem Einspeisepunkt
- PtL-Abnahme plus KWK-Abnahmeprofil (**orange**)
 - Mindestabnahme durch Industriekunden
 - Zusätzliche Abnahme-Peaks durch KWK-Anlage
- Ableitung eines entsprechenden Ein- und Ausspeicherprofils (**grün**)
 - Deutlich stärkere Volatilität auf der Abnahmeseite erfordert zusätzliche Flexibilität durch den Speicher



SPEICHERAUSFALL | NETZDRUCK

Speicherausfall bei hoher Elektrolyseeinspeisung (Juni)



- Minimaler Leitungsdruck von 20 bar wird nach 11 Tagen unterschritten
- Das Netz kann (im Bestfall bei Ausgangsdruck von 30 bar) den Speicherausfall für 11 Tage ausgleichen
- Ggfs. ausreichend Zeit zur Planung weiterer Maßnahmen (z.B. Demand Side Management)

Fazit

- Technische Notwendigkeit des Speichers wurde in der Studie gezeigt
- Die sich ergebenden Dimensionen des Speichers sind am Standort Rüdersdorf denkbar
- Sehr dynamische Fahrweise des Speichers ist insbesondere bzgl. der Obertageanlagen auf Basis der Ergebnisse zu prüfen (betriebstechnische Machbarkeit)
 - Zusammenspiel zwischen Netz und Speicher spielt eine wichtige Rolle
 - Noch zu definierende „Spielregeln“ im Wasserstoffsystem haben einen Einfluss (Nominierungsregime etc.)

Gemeinsam Zukunft gestalten.

Lassen Sie uns ins Gespräch kommen!

•●ONTRAS

Holger.Sprung@ontras.com

T: +49 341 27111-2534

M: +49 151 1206 5705

Holger Sprung

Leiter Unternehmensentwicklung