

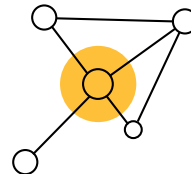
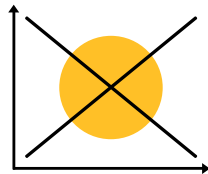
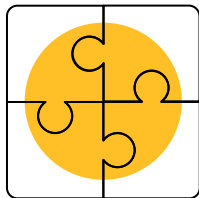
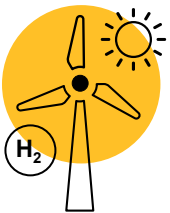
Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa: Modellbasierte Analyse bis 2050

Vorabveröffentlichung ausgewählter Ergebnisse

Gutachten im Auftrag von RWE Gas Storage West GmbH

Verfasst von:

Philip Schnaars, Ann-Kathrin Klaas, Julian Keutz, Maximilian Walde, Lisa Restel, Polina Emelianova, Felix Schäfer & Erik Schrader



Zukünftige Speicherbedarfe sind unsicher und bestehende Studien zeigen eine hohe Spannweite

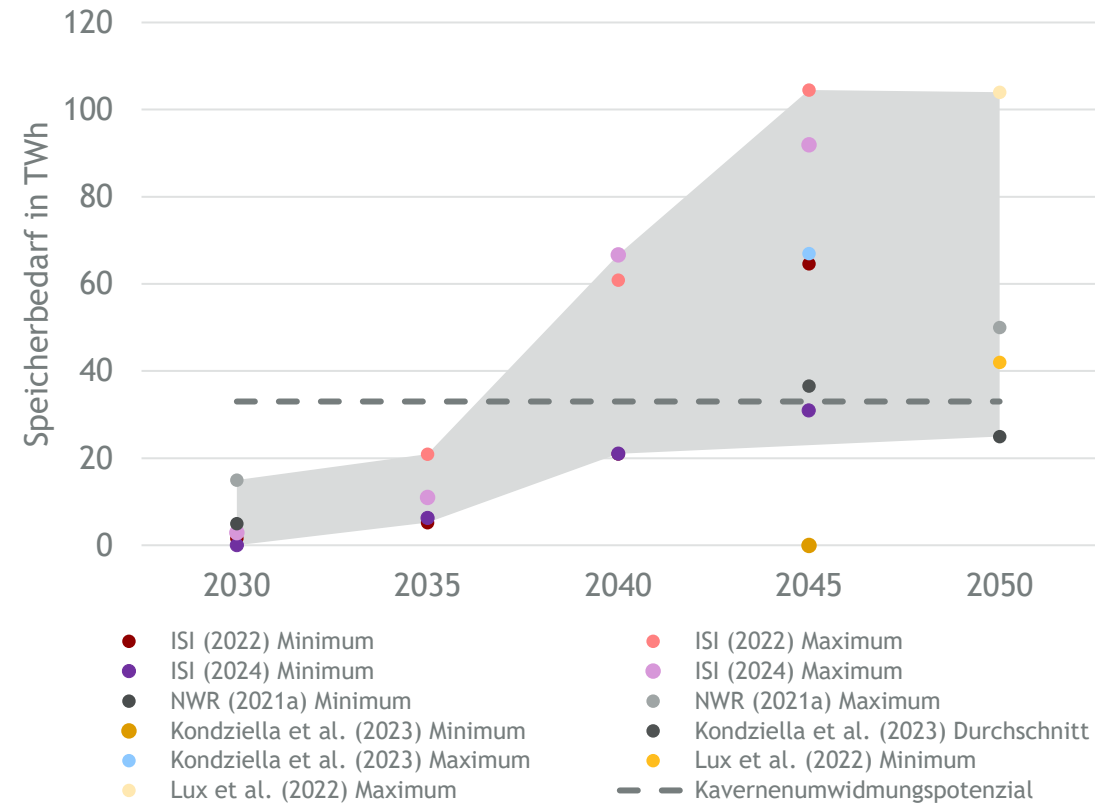
Motivation des vorliegenden Gutachtens

- Wasserstoff ist in gängigen Energiesystemstudien für Deutschland und Europa ein wichtiger Energieträger der Zukunft. In welchem Umfang dafür Infrastruktur wie Elektrolyse-, Speicher- oder Transportkapazitäten benötigt wird, hängt von einer Vielzahl von technischen und ökonomischen Einflussfaktoren ab, für die in den Studien Annahmen getroffen werden.
- In bestehenden Studien ergibt sich für das Zieljahr 2050 eine Bandbreite von etwa 80 TWh zwischen dem Minimum und dem Maximum an Speicherbedarf in DE. Dies entspricht einem Vielfachen des Minimums von unter 30 TWh und verdeutlicht die Unsicherheit, angesichts derer Unternehmen derzeit Investitionsentscheidungen in H₂-Speicher treffen müssen.
- Dieses Gutachten ergänzt bestehende Studien, indem es punktuell aufzeigt, wie sich Speicherbedarfe, basierend auf dem TYNDP-Szenariorahmen², in Abhängigkeit bestimmter Annahmen wie Speicher- oder Importkosten, Infrastrukturausbau und Wetterbedingungen ändern.

Forschungsfragen:

- Wie hoch ist der zukünftige H₂-Speicherbedarf? Welche Ein- und Ausspeicherleistungen werden benötigt?
- Welche innerdeutschen Transportkapazitäten werden benötigt?

H₂-Speicherbedarf in Deutschland: Studienvergleich¹



1: [EWI \(2024\): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten](#) | 2: [Ten-Year- Network Development Plans \(TYNDP\)](#)

Das *Start-Szenario* und die untersuchten Sensitivitäten spannen einen Lösungsraum für mögliche H₂-Speicherbedarfe auf

Wie hoch ist der zukünftige H₂-Speicherbedarf?

- In diesem Gutachten werden optimale Speichervolumina sowie Ein- und Ausspeicherleistungen der H₂-Speicher für die Stützjahre 2030, 2035, 2045 und 2050 im Rahmen einer Modellierung ermittelt.
- Im *Start-Szenario* wird das Energiesystem anhand eines durchschnittlichen Wetterjahres und unter Übernahme wesentlicher Daten wie der Energienachfrage aus dem TYNDP 2022² ausgelegt. Es wird angenommen, dass ausreichend Kapital mobilisiert werden kann, um die Erzeugungskapazitäten und die benötigte Infrastruktur auszubauen sowie weitere Investitionen nach Bedarf zu tätigen.
- Die Modellierungsergebnisse sind von einer Vielzahl an Annahmen abhängig. In einzelnen Sensitivitäten werden die getroffenen Annahmen im Hinblick auf eine Wettersituation mit Dunkelflaute, reduzierte bzw. verzögerte Investitionstätigkeiten (H₂-Import- und Transportkapazitäten, Elektrolysekapazitäten, Speicherausbau) und höhere Kosten (Importpreis und Speicherkosten) variiert.
- Das *Start-Szenario* ist als Grundlage für die Modellierung und als Ausgangspunkt für die Sensitivitäts-Analysen zu verstehen. Es werden keine Aussagen zur Wahrscheinlichkeit des Eintretens des *Start-Szenarios* und der betrachteten Sensitivitäten getroffen. Die Sensitivitäten sollen die Möglichkeit geringerer Investitionstätigkeit sowie höheren Kosten als im *Start-Szenario* abbilden.

Ausgewählte Einflussfaktoren auf den H₂-Speicherbedarf¹



1: Die gelb markierten Faktoren werden als Sensitivitäten genauer untersucht. | 2: Ausgewählte Annahmen zur Infrastruktur basieren aufgrund der Datenverfügbarkeit auf dem TYNDP 2024 (Stand: April 2024). Darunter fallen bspw. inner- und außereuropäische H₂-Transportkapazitäten. Auf Ebene der Energienachfrage sind die Unterschiede zwischen den beiden Szenariorahmen geringfügig.

Sensitivitäten beleuchten jeweils einen veränderten Teilaspekt - Die übrige Modellierung entspricht dem *Start-Szenario*

	Extremwetter	Elektrolysekapazität	H ₂ -Importkapazität	Zubaubegrenzung Niederlande	Zubaubegrenzung Europa	H ₂ -Transportkapazität	H ₂ -Speicher-kosten	H ₂ -Importpreis
Definition	Historisches Wetterjahr für die Dispatch-Modellierung	Elektrolysekapazität in Europa	H ₂ -Importkapazität außerhalb der Modellregion	Nationale Begrenzung des Potenzials neuer Kavernenspeicher in den Niederlanden	Europäische Begrenzung des Kavernenspeicherneubaus	H ₂ -Transportkapazität innerhalb der Modellregion	Spezifische Investitionskosten für H ₂ -Speicher	Kosten für den Import von Wasserstoff von außerhalb der Modellregion
<i>Start-Szenario</i>	Durchschnittliches Wetterjahr: 2005	Elektrolysekapazität für 2030 exogen vorgegeben, für spätere Stützjahre endogen modelliert	Importkapazität aus TYNDP 2024, Schiffsimport per LTC ¹ ab 2035 und Spot ab 2045	Keine nationale Begrenzung des Potenzials neuer Kavernenspeicher	Keine Begrenzung des jährlichen Neubauvolumens	Referenznetz und Investment Candidates aus TYNDP 2024	Durchschnittliche H ₂ -Speicher-kosten inkl. Lernkurve	Importkosten über Pipeline aus TYNDP 2024, über Schiff aus EWI Global PtX Cost Tool
Sensitivität	Extremwetterjahr mit Dunkelflaute: 1997	Elektrolysekapazität wird für alle Stützjahre endogen modelliert	Um 5 Jahre verzögerter Ausbau	Stufenweiser Hochlauf des Potenzials auf maximal 10 TWh im Jahr 2050	Jährliches Neubauvolumen wird beschränkt	Reduzierter Netzausbau (-30 Prozent)	Höhere Investitionskosten	Höhere Importkosten für Wasserstoff

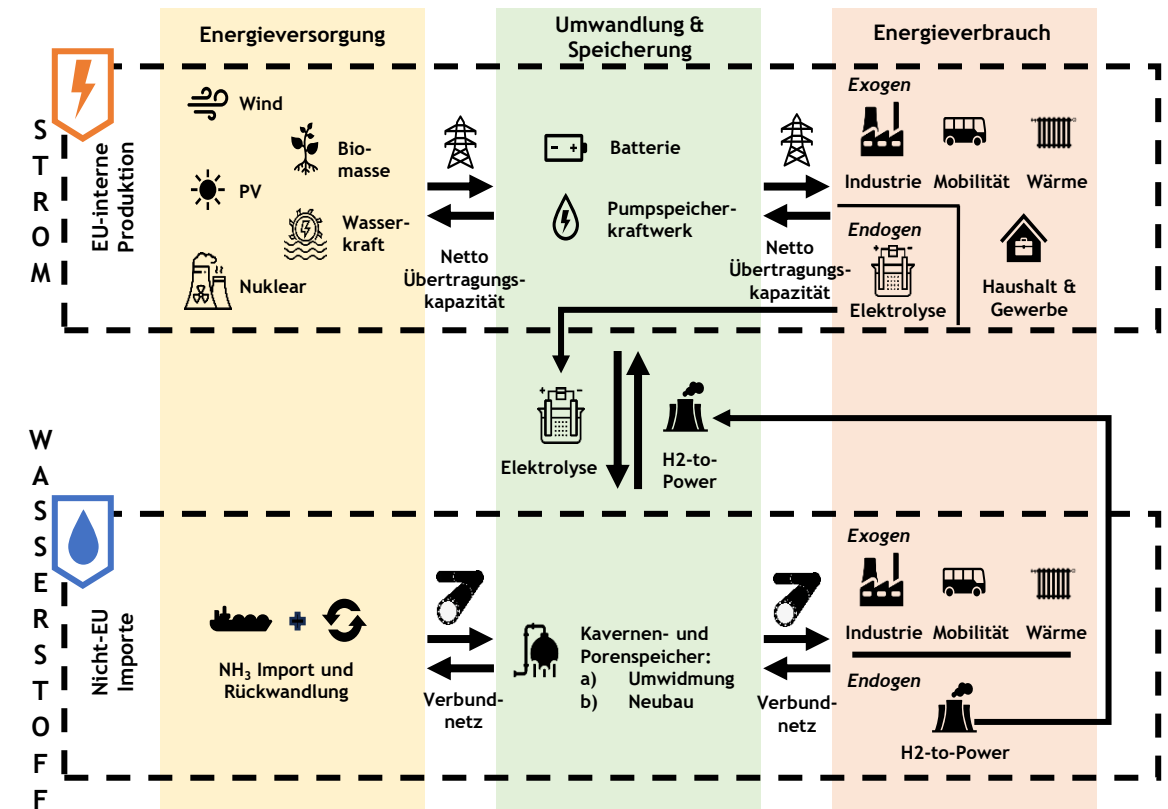
1: LTC: „Long-term contract“ bzw. Langfristvertrag

Die benötigten H₂-Speicherbedarfe in Europa werden mit einem EWI-eigenen Energiesystemmodell berechnet

Modellbeschreibung

- Die Modellierung des europäischen² Energiesystems mit Fokus auf Strom und Wasserstoff erfolgt mit dem EWI-eigenen Modell HYEBRID. Dieses basiert auf dem EWI-Modell DIMENSION, erweitert um eine detaillierte Abbildung des H₂-Sektors.
- Das Modell HYEBRID ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des europäischen Strom- und H₂-Systems. Zielfunktion ist die Minimierung der Energiesystemkosten (kapazitätsbezogene und variable Erzeugungskosten).
- Das Energiesystemmodell berechnet die kostenoptimale zukünftige Entwicklung von Kraftwerken, erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen zur Bereitstellung von Energie.
- Durch eine Betrachtung des europäischen H₂-Sektors wird der H₂-Hochlauf in Europa modelliert. Die Kopplung des Strom- und H₂-Sektors wird endogen optimiert. Es wird zwischen Investitions- und Einsatzentscheidungen unterschieden.
- Der H₂-Sektor umfasst die Erzeugung, außereuropäische Importe (größtenteils inflexibel), innereuropäischer Transport durch Pipelines, untertägigen Speicherung in Kavernen- und Porenspeichern sowie die Nachfrage.
- Für das erste modellierte Jahr 2030 werden die installierten Kapazitäten (Elektrolyse, Kraftwerke, etc.) aus dem TYNDP 2024 übernommen werden.

Graphische Darstellung des Energiesystemmodells HYEBRID¹



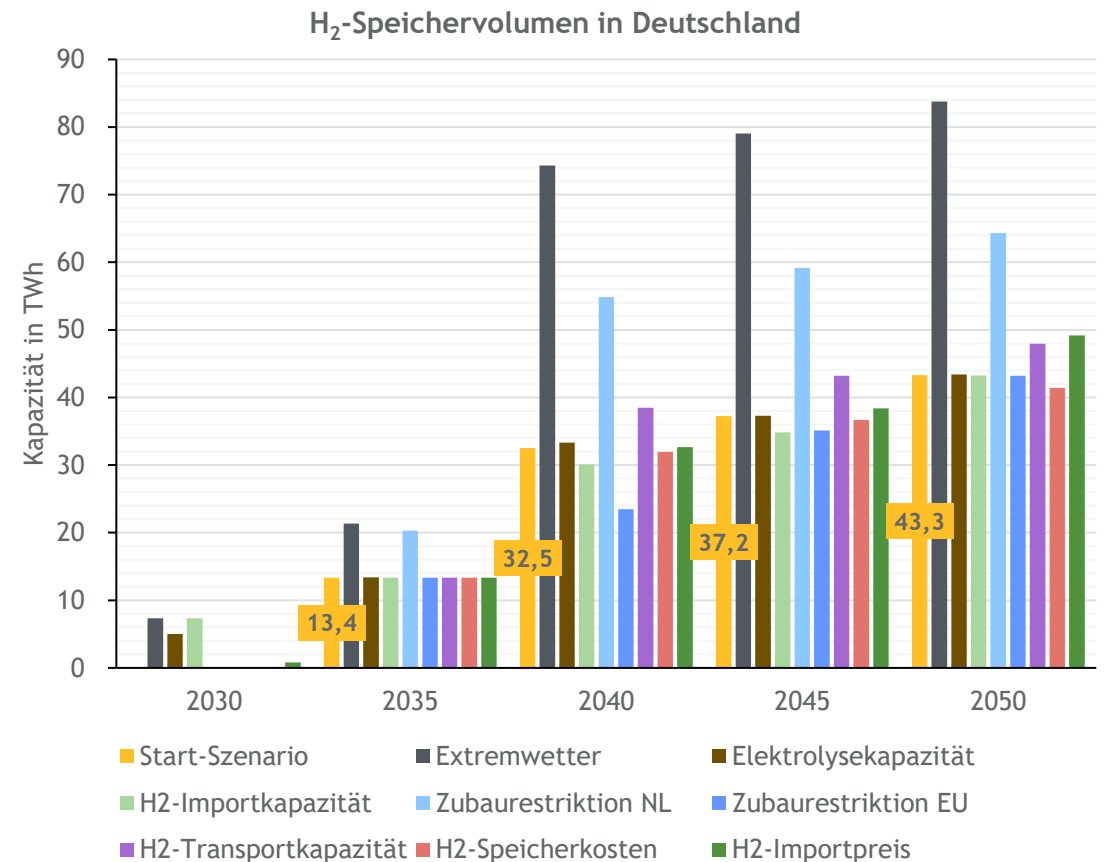
1: Keutz und Kopp (2024) - Assessing the Impact of Take-or-Pay Rates in Long-Term Contracts for Hydrogen Imports on a Decarbonized European Energy System under Weather Variability (under review)

2: Es wird EU ohne BG, MT und CY, aber zzgl. GB, NO und CH betrachtet. Im weiteren Verlauf des Dokuments wird die Modellregion zum leichteren Verständnis Europa (Abk. EU) genannt.

Insbesondere eine Dunkelflaute oder ein begrenzter Zubau in den Nachbarländern führt zu höheren Speicherbedarfen in Deutschland

Alle Modellläufe zeigen erhebliche H₂-Speicherbedarfe

- Bereits im ersten betrachteten Jahr 2030 ergibt sich in einigen Sensitivitäten ein signifikanter H₂-Speicherbedarf, vgl. Folie 7.
- Im Jahr 2035 entspricht der Speicherbedarf in allen Sensitivitäten außer *Extremwetter* und *Zubaurestriktion NL* dem für dieses Stützjahr ermittelten Umwidmungspotenzial von 13,4 TWh. Der Neubau von Kavernen ist kostenintensiver als die Umwidmung. Die Notwendigkeit zum Kavernenneubau ergibt sich in den meisten Sensitivitäten erst ab dem Jahr 2040.
- Über alle Modellläufe hinweg ist Deutschland ab 2035 Netto-Importeur von Wasserstoff. Ein gemischteres Bild zeigt sich bei der Bilanzierung der Stromflüsse. In den meisten Modellkonfigurationen und Stützjahren ist DE Netto-Exporteur von Strom. Ausnahmen bilden bspw. die Sensitivität *Extremwetter* ab 2040 und die Sensitivität mit reduzierten *Importkapazitäten* im Jahr 2050.
- Im Zieljahr 2050 weisen alle Modellierungen einen erheblichen Speicherbedarf aus. Der geringste Speicherausbau in Deutschland beträgt 41,4 TWh und ergibt sich bei erhöhten *Speicherkosten*, während das höchste Volumen von 83,8 TWh bei Betrachtung der Sensitivität *Extremwetter* berechnet wird. Während die meisten Ergebnisse sich in der Höhe des H₂-Speicherbedarfes ähneln (41,4 bis 49,2 TWh), weisen die Sensitivitäten mit ausgeprägter Dunkelflaute und mit *Zubaurestriktion NL* (64,3 TWh) die deutlichsten Unterschiede auf.



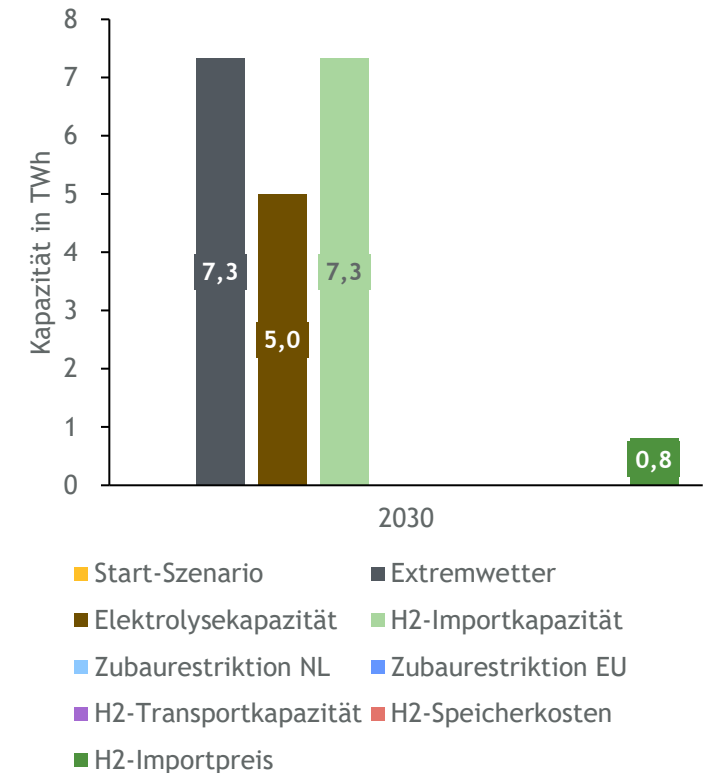
Für das Jahr 2030 wird in einigen Sensitivitäten ein Speicherbedarf ausgewiesen - Gründe dafür sind vielschichtig

Exogene Annahmen begrenzen Speicherbedarfe im Jahr 2030

- Im Jahr 2030 könnte ein H₂-Speicherbedarf bestehen, der das gesamte bis dahin verfügbare Umwidmungspotenzial¹ in Deutschland umfasst.
- Im *Start-Szenario* besteht im Jahr 2030 kein Speicherbedarf, da hier angenommen wird, dass ausreichend hohe und relativ kostengünstige Importe sowie die exogen gegebene Elektrolysekapazität die H₂-Nachfrage stets bedienen können.
- In der Sensitivität *Extremwetter* ist der erhebliche Speicherbedarf darauf zurückzuführen, dass die durch Rückverstromung getriebene H₂-Spitzenlast signifikant höher ausfällt.
- In der Sensitivität *Elektrolysekapazität* erfolgt bereits 2030 eine Optimierung zwischen heimischer Erzeugungskapazität (im *Start-Szenario* 2030 exogen vorgegeben), Importen und Speicherausbau. Hieraus ergibt sich ein signifikanter H₂-Speicherbedarf und die installierte Elektrolysekapazität in Deutschland und Europa sinkt.
- Bei der Sensitivität *Importkapazität* wird ein um 5 Jahre verzögerter Ausbau der Importkapazitäten aus Ländern außerhalb der Modellregion angenommen. Somit muss im Jahr 2030 die gesamte H₂-Nachfrage innerhalb der Modellregion gedeckt werden, was einen H₂-Speicherbedarf zur Folge hat.
- In den Sensitivitäten *Kapazitätsbegrenzung EU* und *Zubaurestriktion NL* erfolgt im Jahr 2030 keine Veränderung gegenüber dem *Start-Szenario*, da auch hier kein Speicherbedarf in der Modellregion bestimmt wird. In der Sensitivität mit einer restriktiveren innereuropäischen *Transportkapazität* stoßen diese im Jahr 2030 nicht an ihre Grenzen, sodass sich der Speicherbedarf in DE gegenüber dem *Start-Szenario* nicht verändert.
- Höhere *H₂-Importpreise* führen zu einer höheren Auslastung der lokalen (volatilen) Elektrolyse, was wiederum einen lokalen H₂-Speicherbedarf begründet.

1: Das Umwidmungspotenzial wird über einen parallelen Erdgasbetrieb bestehender Kavernenspeicher und sinkender Erdgasnachfrage pro Stützjahr bestimmt.

H₂-Speicherkapazität in Deutschland im Jahr 2030

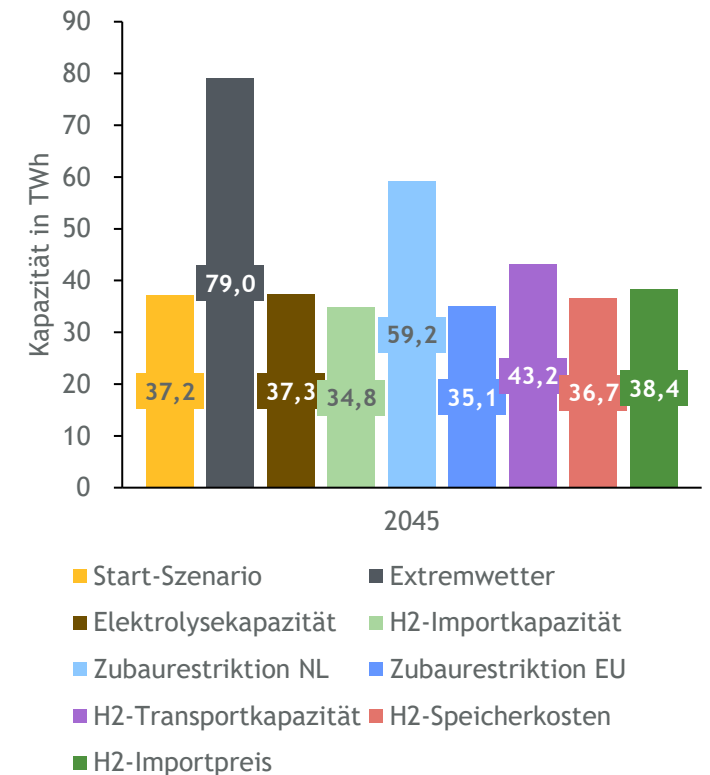


In allen Modellläufen besteht 2045 ein Speicherbedarf - das höchste Volumen wird in der Sensitivität *Extremwetter* ermittelt

Dunkelflaute und Zubaurestriktion in den Niederlanden steigern den Speicherbedarf

- Für das Zieljahr 2045 sind die Ergebnisse der Modellierung vergleichsweise robust. Fast alle Modellläufe zeigen benötigte Speichervolumina zwischen 34 TWh und 44 TWh. Die Sensitivitäten *Extremwetter* und *Zubaurestriktion NL* weisen mit 79,0 TWh bzw. 59,2 TWh jedoch signifikant höhere Speicherbedarfe für Deutschland aus.
- Die Modellergebnisse mit ähnlichen Speicherbedarfen lassen sich insbesondere auf zwei Aspekte zurückführen. Einerseits ist die Wasserstoff-Nachfrage der Endsektoren in den Modellläufen identisch und der Bedarf zur Rückverstromung wird v. a. durch das Wetter getrieben. Andererseits unterscheiden sich auch die Importmöglichkeiten sowie die lokalen Erzeugungskapazitäten hinreichend wenig, sodass sich der Bedarf an H₂-Speichern nur geringfügig verändert.
- Der höhere Speicherbedarf in Deutschland im Falle der *Zubaurestriktion NL* begründet sich darin, dass H₂-Speicher in DE den Wegfall der H₂-Speicher in NL kompensieren. Bezogen auf die gesamte Modellregion verändert sich der Speicherbedarf kaum, sodass lediglich von einer geografischen Verschiebung des Speichervolumens auszugehen ist.
- Das höchste Speichervolumen wird im Jahr 2045 für die Sensitivität *Extremwetter* ausgewiesen. Wie bereits erwähnt, ist dies insbesondere auf die hohe H₂-Spitzenlast, die durch die Rückverstromung beeinflusst wird, zurückzuführen. Da es sich um eine Dunkelflaute handelt, die große Teile Europas trifft, erhöht sich (im Gegensatz zur Sensitivität *Zubaurestriktion NL*) das aggregierte H₂-Speichervolumen nicht nur für Deutschland, sondern für die gesamte Modellregion.

H₂-Speicherkapazität in Deutschland im Jahr 2045

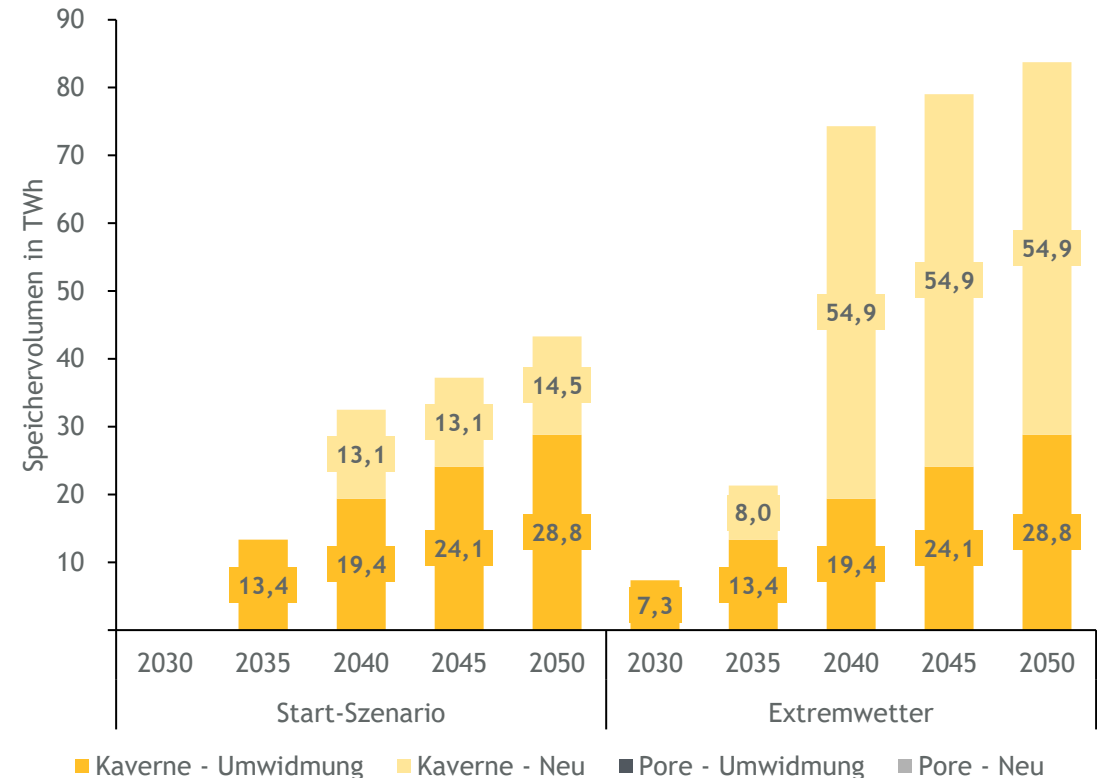


In der Sensitivität *Extremwetter* weist Deutschland einen H₂-Speicherbedarf von etwa 84 TWh im Jahr 2050 auf

In Deutschland werden vorrangig Kavernenspeicher eingesetzt

- Die Sensitivität Extremwetter basiert auf einem seltenen, historischen Wetterjahr mit europaweiter mehrtägiger Dunkelflaute im Januar. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit während einer überregionalen Dunkelflaute ist ein entscheidender Treiber des Speicherbedarfs und der Ausspeicherleistung.
- Im Vergleich zum Start-Szenario ergibt sich in der Sensitivität Extremwetter bereits im Jahr 2030 ein H₂-Speicherbedarf, der durch die Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern gedeckt wird. Deutschland weist unter Berücksichtigung von Extremwettersituationen in allen Stützjahren einen ca. doppelt so großen H₂-Speicherbedarf auf.
- Das vorgegebene Umwidmungspotenzial für bestehende Erdgaskavernenspeicher wird im Start-Szenario ab 2035 und in der Sensitivität Extremwetter in allen Stützjahren ausgeschöpft. Darüber hinaus werden Kavernenspeicher neugebaut.
- Ein deutlicher Anstieg des Speicherbedarfs bis zum Jahr 2040 ist auf die exogen vorgegebene Abschaltung aller konventionellen Stromerzeuger in Deutschland zurückzuführen.
- Porenspeicher werden aufgrund ihrer zu erwartenden höheren Wasserstoffverluste und der ausreichenden Verfügbarkeit von Kavernen nicht neu gebaut oder umgewidmet. Keine der modellierten Sensitivitäten zeigt einen Ausbau von Porenspeichern in Deutschland.

H₂-Speicherkapazität in Deutschland im Start-Szenario und in der Sensitivität *Extremwetter*

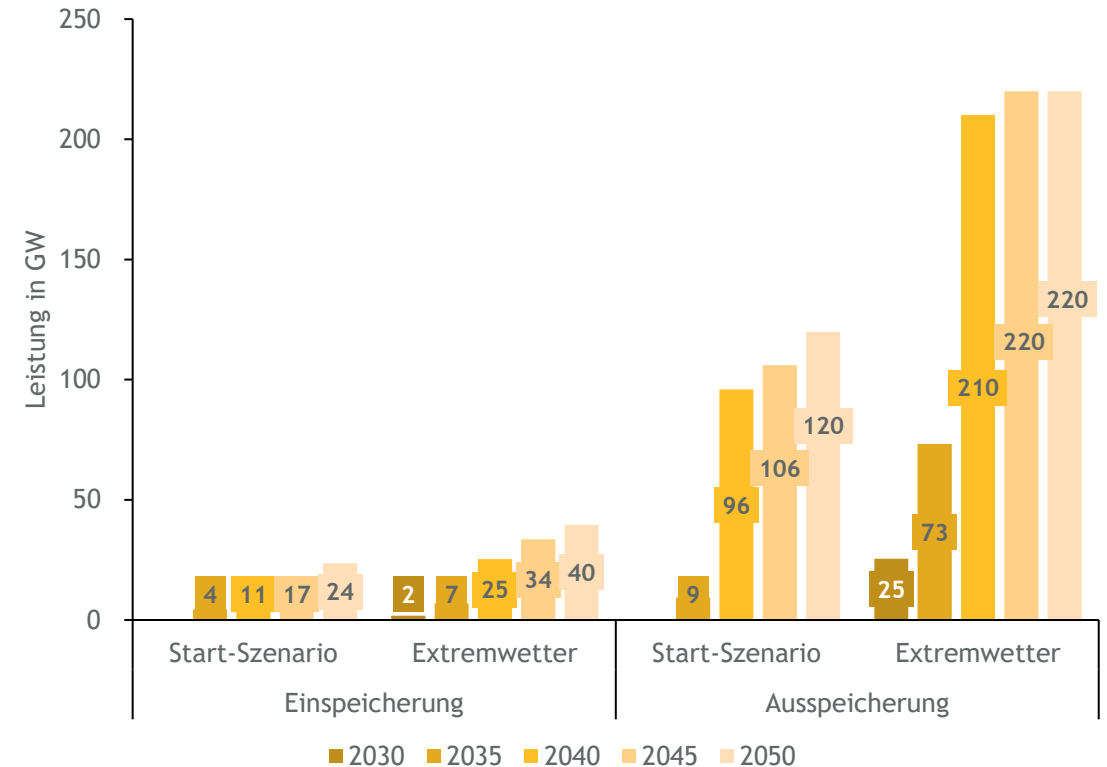


Die Ausspeicherleistung wird entsprechend der H₂-Lastspitzen ausgelegt - die Einspeicherung geschieht kontinuierlicher

Deutlich höhere Ausspeicher- als Einspeicherleistung nötig

- Die Ein- und Ausspeicherleistung bestimmt die Wasserstoff-Menge, die in einer bestimmten Zeit ein- bzw. ausgespeichert werden kann. Diese werden unabhängig voneinander und vom Speichervolumen optimiert.
- Die Ausspeicherleistung ist ab dem Jahr 2040 um ein Vielfaches höher als die Einspeicherleistung.
 - Mit der hohen Ausspeicherleistung werden H₂-Spitzenlasten gedeckt, die v. a. auf die Rückverstromung zurückzuführen sind. Jährliche Ausspeicherdauern¹ betragen im Modell ab dem Stützjahr 2040 zwischen 235 h und 405 h.
 - Die Einspeicherung erfolgt fast gleichmäßig ab Februar/März bis zum Anfang des Winters. Hierbei treten keine größeren Leistungsspitzen auf - jährliche Einspeicherdauern² liegen ab 2040 zwischen 1.820 h und 3.170 h.
- In allen Szenarien machen sowohl die Speichervolumina als auch die Ausspeicherleistung bis zum Jahr 2040 einen deutlichen Leistungssprung. Zurückzuführen ist dies auf das Wegfallen konventioneller Stromerzeugungskapazitäten.
- In allen betrachteten Modellkonstellationen und über alle Stützjahre hinweg ist die Einspeicherleistung in Deutschland geringer als die Elektrolysekapazität, während die Ausspeicherleistung höher als die H₂-Kraftwerkskapazität ist.

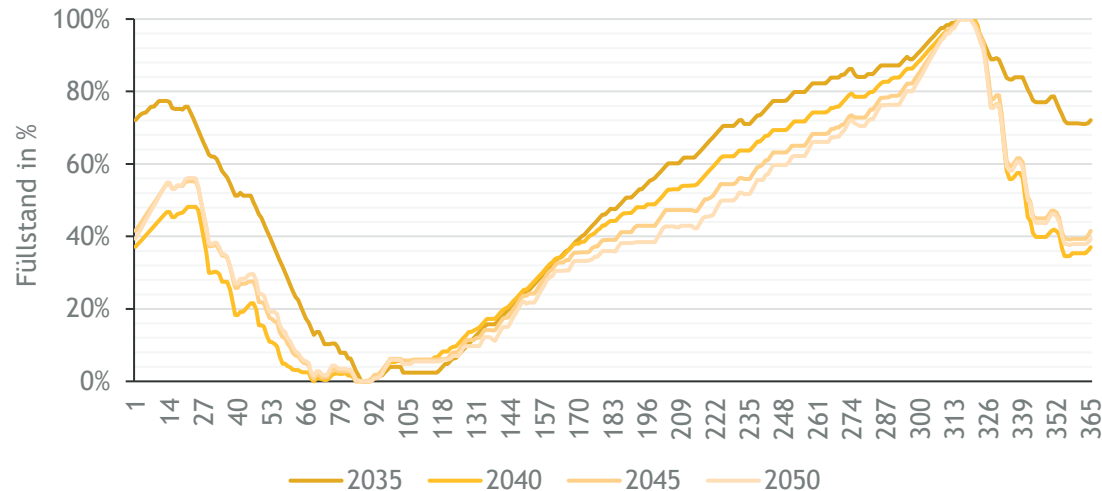
Ein- und Ausspeicherleistung
im Start-Szenario und in Sensitivität Extremwetter



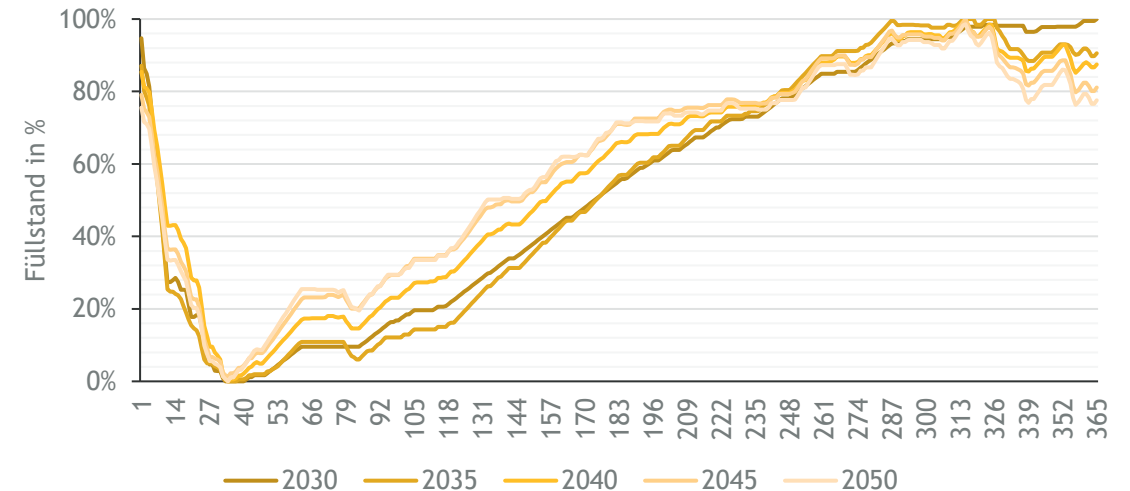
1: Vollast-Annahme: Ausspeicherdauer = Speichervolumen / Ausspeicherleistung | 2: Vollast-Annahme: Einspeicherdauer = Speichervolumen / Einspeicherleistung

H₂-Speicher werden als saisonaler Ausgleich genutzt - bei einer Dunkelflaute zeigt sich eine Energieknappheit im Winter

H₂-Speicherfüllstand im *Start-Szenario*



H₂-Speicherfüllstand in der Sensitivität *Extremwetter*



- Das H₂-Speicherfüllstand in Deutschland zeigt im *Start-Szenario* über alle Stützjahre einen ähnlichen Verlauf. Die H₂-Speicher werden zwischen März und November vollständig gefüllt und in den Wintermonaten vollständig entleert.
- Die H₂-Speicher werden insbesondere wegen des höheren PV-Angebots im Sommer und der höheren H₂-Nachfrage im Winter als saisonaler Ausgleich genutzt.
- Der Anteil von eingespeichertem Wasserstoff an der Gesamtnachfrage pro Jahr liegt 2035 bei etwa 8 Prozent und ab 2040 bei rund 12 Prozent.

- In der Sensitivität *Extremwetter* führt die angenommene Dunkelflaute im Januar zu einer kurzen Ausspeicherperiode zum Jahresbeginn. Ab Februar werden die H₂-Speicher bis zu Beginn des Winters wieder annähernd kontinuierlich gefüllt.
- Der Anteil des eingespeicherten Wasserstoffs am Jahresverbrauch steigt deutlich gegenüber dem *Start-Szenario*. 2030 und 2035 liegt der Anteil bei etwa 8 bzw. 12 Prozent, ab 2040 zwischen 21 und 25 Prozent.
- Der Verlauf der H₂-Speicherfüllstände ist abhängig vom unterstellten Wetterjahr. Auch können die H₂-Speichervolumen sowie Ein- und Ausspeicherleistungsbedarfe unter Berücksichtigung technischer Restriktionen höher ausfallen.

Im *Start-Szenario* liegt der Investitionsbedarf in Deutschland über alle Jahre bei ca. 32,5 Mrd. EUR

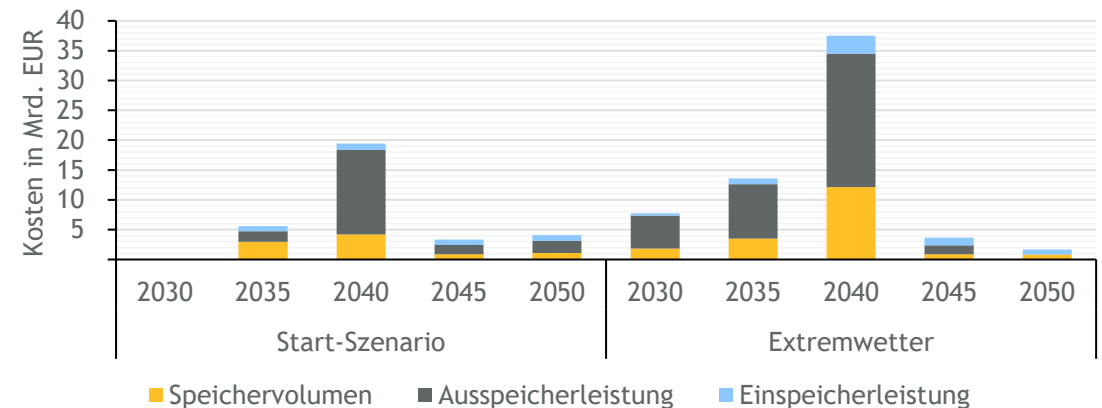
Die Ausspeicherleistung dominiert die Investitionskosten

- Die in den Modellläufen angenommenen Kosten³ basieren auf einem Kavernenfeld mit 8 Kavernen à 500.000 m³. Dies entspricht einem Arbeitsgasvolumen (AGV) von 360 Mio. m³ bzw. 1,08 TWh. Für Porenspeicher liegt das gleiche AGV zugrunde.
- Zusätzlich werden Kosteneffekte in Form einer Lernrate unterstellt. Bezogen auf die (Referenz-)Kosten von 2040 ergibt sich hieraus eine Kostendifferenz von +33 Prozent im Jahr 2030 bzw. von -10 Prozent im Jahr 2050. Bei Kavernenspeichern werden Wasserstoffverluste von 2 Prozent der ausgespeicherten Menge angenommen. Diese liegen bei Porenspeichern mit ca. 24 Prozent deutlich höher.⁴
- Im *Start-Szenario* hat die Ausspeicherleistung mit 19,5 Mrd. EUR den größten Kostenanteil, gefolgt von 9,1 Mrd. EUR für das Speichervolumen und 3,8 Mrd. EUR für die Einspeicherleistung.
- Auch in der Sensitivität *Extremwetter* hat die Ausspeicherleistung den größten Kostenanteil, verdoppelt sich mit 38,5 Mrd. EUR allerdings nahezu gegenüber dem *Start-Szenario*. Für das Speichervolumen werden Kosten in Höhe von 19,2 Mrd. EUR errechnet und 6,5 Mrd. EUR für die Einspeicherleistung.
- In beiden Szenarien wird bis zum Jahr 2040 aufgrund des gesteigerten Zubaus von H₂-Kraftwerken der größte Anteil der Investitionen fällig.
- Die berechneten Investitionskosten wurden ohne Verzinsung oder Annuitäten berechnet und basieren auf realen Kosten für das Jahr 2024.

Spezifische Investitionskosten für H₂-Speicher im Jahr 2040^{1, 2}

	Kavernenspeicher		Porenspeicher	
	Umwidmung	Neubau	Umwidmung	Neubau
Speichervolumen [EUR/MWh]	190,1	234,6	205,9	244,8
Einspeicherung [EUR/kW]	163,3	163,3	227,8	227,8
Ausspeicherung [EUR/kW]	163,3	163,3	182,2	182,2

Investitionskosten für H₂-Speicher in Deutschland im *Start-Szenario* und in Sensitivität *Extremwetter*



1: Im Modell werden zusätzlich FOM- und Betriebskosten berücksichtigt. | 2: Dies entspricht bei einem konstanten Verhältnis von Volumen zu Ein- und Ausspeicherleistung Gesamt-Investitionskosten von 0,51 EUR/kWh bis 0,55 EUR/kWh, je nach Speicherart. | 3: Abweichung ausschließlich in der Sensitivität *Speicherkosten* | 4: Beide Annahmen sind derzeit noch mit Unsicherheit behaftet.

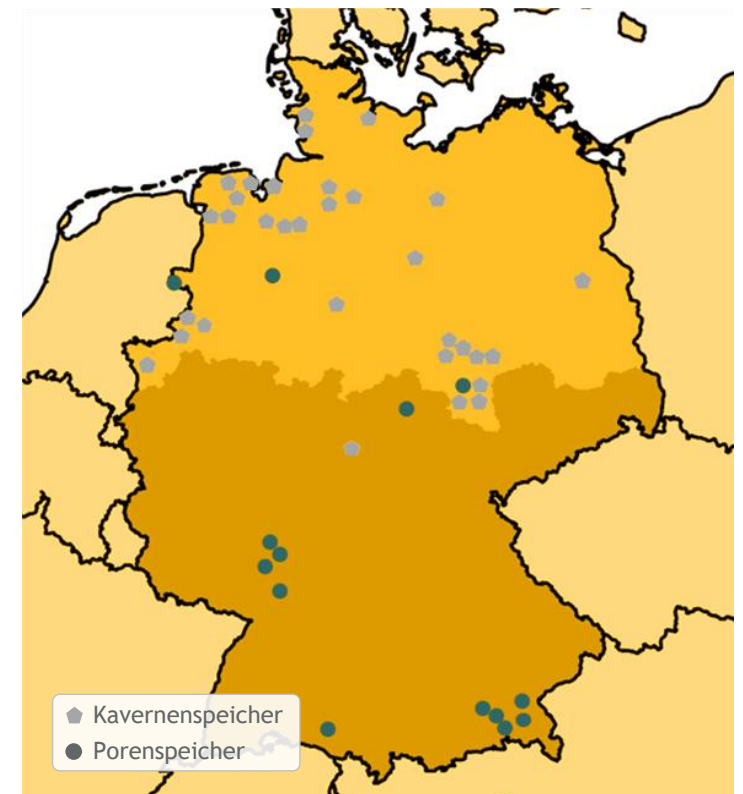
Die regionale Verteilung der H₂-Speicher und der H₂-Kraftwerke bestimmt den Transportbedarf des H₂-Netzes

Wie hoch ist die benötigte H₂-Transportkapazität in Deutschland?

- Die Ergebnisse aus der vorhergegangenen Modellierung zeigen, dass in Deutschland ausschließlich Kavernenspeicher für den H₂-Betrieb umgewidmet oder neu gebaut werden. Diese befinden sich vorwiegend im Norden Deutschlands (siehe rechts), während H₂-Abnehmer wie Industriezentren und Großstädte sich vorwiegend im Westen und Süden Deutschlands befinden. Zusätzlich wird der regionale H₂-Bedarf stark durch die räumliche Verteilung zukünftiger H₂-Kraftwerke beeinflusst, die einer großen Unsicherheit unterliegt.
- Um den innerdeutschen H₂-Transportbedarf zu analysieren, werden die Inputs (H₂-Nachfrage der Endverbrauchssektoren) sowie die Ergebnisse der Modellierung (H₂-Nachfrage des Stromsektors sowie H₂-Importe und -Exporte für das *Start-Szenario* und die Sensitivität *Extremwetter*) regionalisiert. Dafür wird Deutschland in ein Nordgebiet mit Erzeugungsüberschuss und ein Südgebiet mit erhöhtem Energiebedarf eingeteilt². Um die Unsicherheiten bei der Verteilung der H₂-Kraftwerke abzubilden, werden entsprechend der heutigen Verortung 75 % des H₂-Kraftwerkparks im südlichen Gebiet angesetzt und eine Abweichung von ±10 Prozent analysiert.
- Die H₂-Transportkapazität der gebietsüberschreitenden Leitungen des H₂-Kernnetzes werden anhand der idealen Gasgleichung berechnet. Dabei werden leitungsspezifische Informationen des H₂-Kernnetzentwurfes vom 15.11.2023³ berücksichtigt, weitere Annahmen (bspw. Außentemperatur) einheitlich getroffen und eine Strömungsgeschwindigkeit zwischen 15 und 30 m/s unterstellt. In voller Ausbaustufe wird eine Transportkapazität von 105 GW bis 211 GW in Abhängigkeit von der Strömungsgeschwindigkeit berechnet.
- Die H₂-Residuallast der Gebiete wird mit der geplanten innerdeutschen Transportkapazität des H₂-Kernnetzes aus dem Norden in den Süden verglichen. Es wird das Stützjahr 2045 (Ziel: Klimaneutralität in Deutschland) betrachtet.

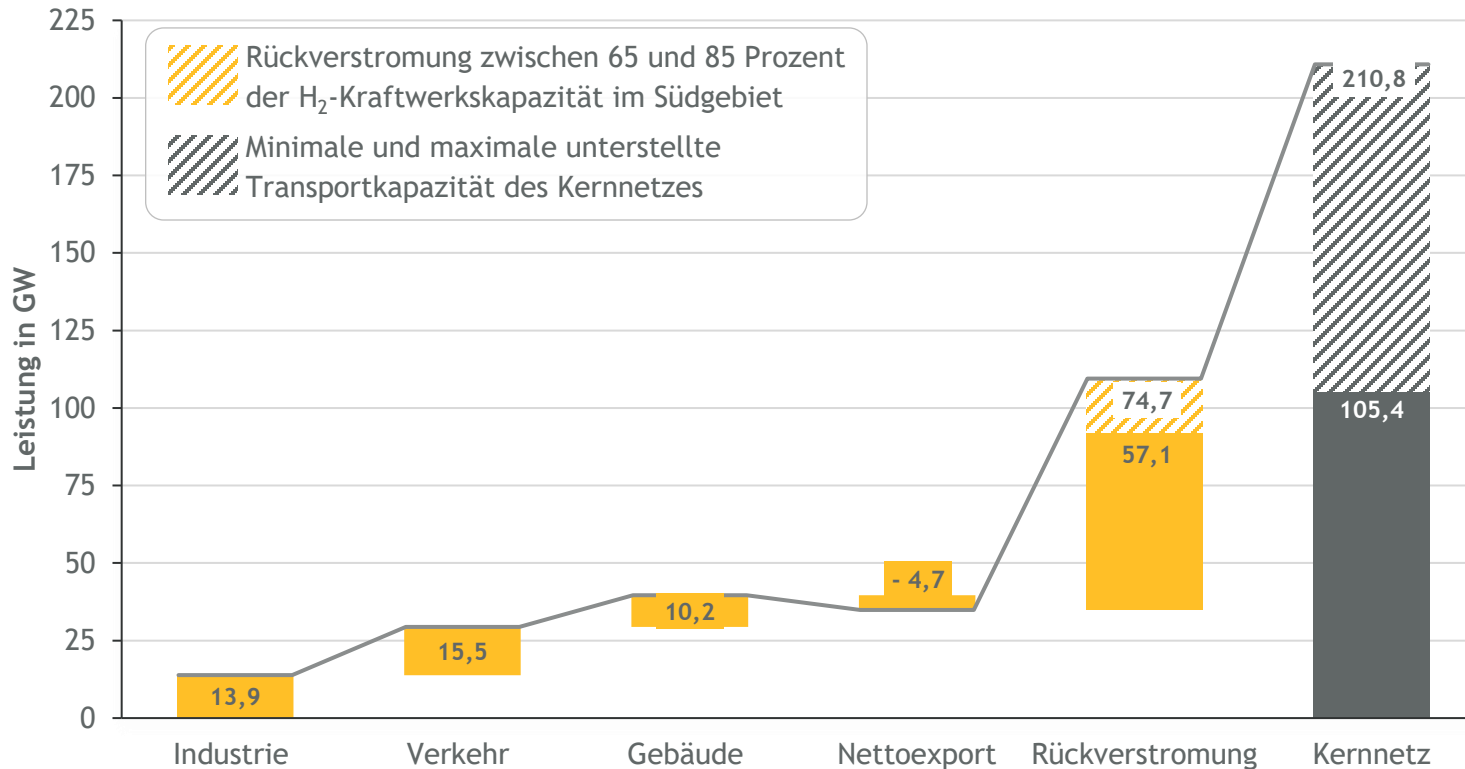
1: Porenspeicher werden hier abgebildet, obwohl diese in den Modellergebnissen nicht auf H²-Betrieb umgerüstet werden. Dadurch soll die geographische Verschiebung der zukünftigen Speichervolumen aufgezeigt werden. | 2: Diese Einteilung orientiert sich an den Grenzen der Bundesländer. In Nordrhein-Westfalen wird eine Einteilung auf Basis von NUTS3-Regionen vorgenommen, um Kavernenspeicher im Norden, größere Nachfragezentren im Süden zu verorten. Es wird damit keine Aussage über eine optimale Kraftwerksverteilung oder zukünftige Preisbildung getroffen. | 3: [FNB Gas \(2023a\)](#), [FNB Gas \(2023b\)](#)

Gebiete und Speicherorte in Deutschland¹



Im *Start-Szenario* reicht die Transportkapazität des H₂-Kernnetzes voraussichtlich zur Deckung der H₂-Nachfrage im Süden aus

Maximale H₂-Nachfrage im Südgebiet im Jahr 2045
und Kapazität des H₂-Kernnetzes im *Start-Szenario*



Kommentare

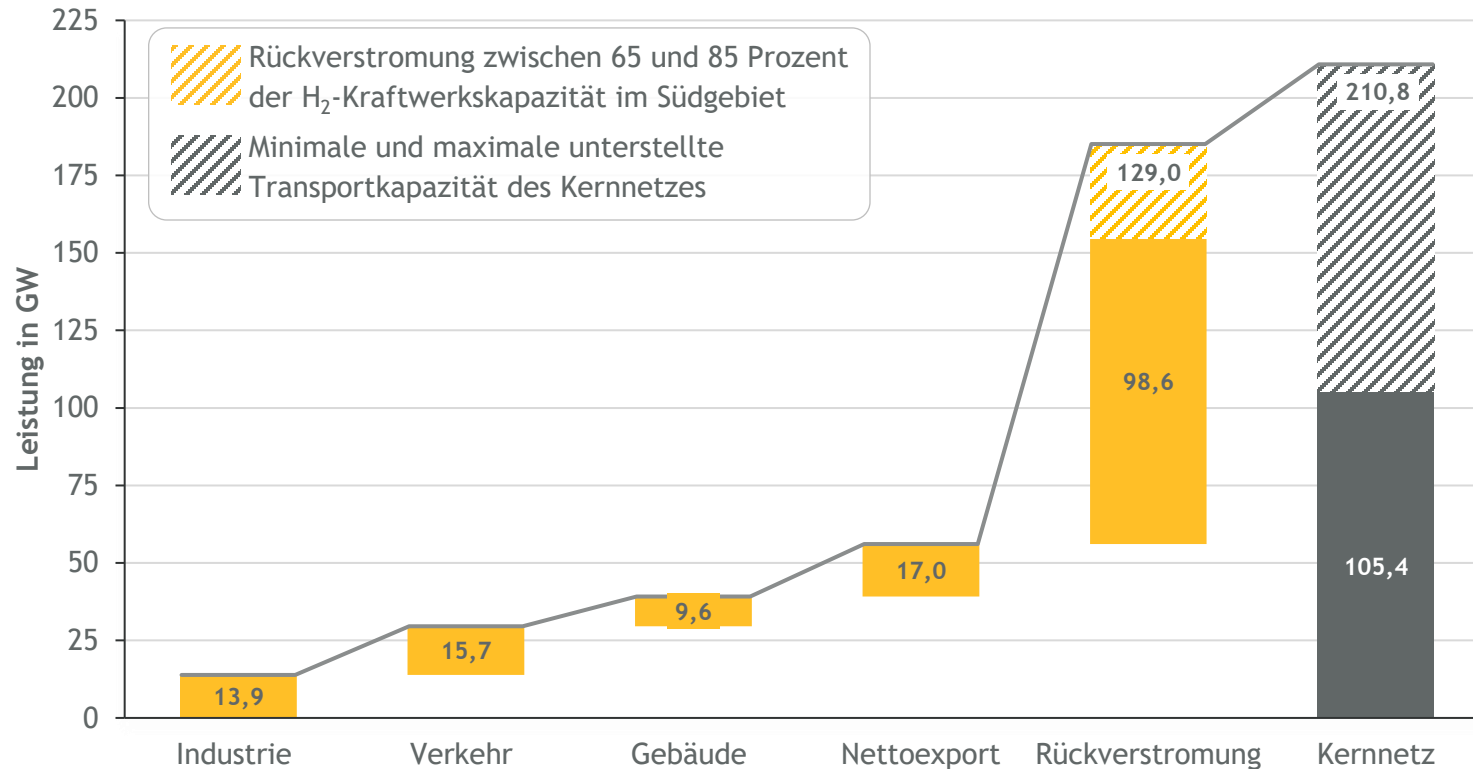
- Zum Zeitpunkt der höchsten H₂-Nachfrage im Süden wird im Jahr 2045 etwa 57 GW bis 75 GW Wasserstoff verstromt, je nach Anteil des Südgebiets am H₂-Kraftwerkspark¹.
- Zusätzlich zur Rückverstromung wird zu diesem Zeitpunkt ca. 40 GW Wasserstoff in den Endverbrauchssektoren nachgefragt. Außerdem werden netto fast 5 GW aus dem Ausland importiert.
- Die zukünftige Transportkapazität des H₂-Kernnetzes könnte im Jahr 2045 nicht ausreichen, wenn bis zu 85 Prozent der H₂-Kraftwerke im südlichen Gebiet verortet sind und das Kernnetz nur eine geringere Strömungsgeschwindigkeit zulässt.
- Diese Rechnung unterstellt, dass sämtliche gebietsüberschreitenden Leitungen zur Versorgung des gesamten Südgebiets verfügbar sind. Auch ist eine entsprechende Ausspeiseleistung notwendig. Der aktuelle Planungsstand des H₂-Kernnetzes sieht eine H₂-Ausspeiseleistung von etwa 56 GW im Südgebiet vor². Hier bräuchte es entsprechend zusätzlichen Ausbau.

1: Im *Start-Szenario* ergibt sich eine elektrische H₂-Kraftwerksleistung von 41,8 GW im Jahr 2045.

2: Dies basiert auf zusätzlichen Rechnungen des EWI basierend auf dem H₂-Kernnetz vom 22. Juli 2024.

Höherer Rückverstromungsbedarf in der *Extremwetter*-Sensitivität könnte zu Transportengpässen führen

Maximale H₂-Nachfrage im Südgebiet im Jahr 2045
und Kapazität des H₂-Kernnetzes in der Sensitivität *Extremwetter*



Kommentare

- In der Sensitivität *Extremwetter* beträgt die Leistung des H₂-Kraftwerksparks in Deutschland im Jahr 2045 etwa 72 GW¹, wovon in dieser Analyse 65 bis 85 Prozent im Süden angenommen werden.
- Das führt zu einem H₂-Bedarf zur Rückverstromung von 99 GW bis 129 GW zum Zeitpunkt der höchsten Strom-Residuallast im Süden.
- Zusätzlich ändert sich der H₂-Bedarf der Endverbrauchssektoren geringfügig im Vergleich zum *Start-Szenario* zu insgesamt ca. 39 GW. Zeitgleich werden 17 GW Wasserstoff aus dem Südgebiet ins europäische Ausland exportiert².
- Die maximale H₂-Residuallast des Südgebiets liegt somit bei 155 GW bis 185 GW. Das Kernnetz kann unter den hier getroffenen Annahmen diese Menge nur bei einer höheren Strömungsgeschwindigkeit bereitstellen. Ebenso ist eine entsprechende Ausspeiseleistung notwendig.

1: Dies ist ein Modellergebnis im Stützjahr 2045 für die Sensitivität *Extremwetter*, welche unter den getroffenen Annahmen für eine allzeitige Versorgungssicherheit mit Strom notwendig sind. |

2: In dieser Sensitivität ergeben sich H₂-Exporte aus Deutschland in der betrachteten Stunde, da aufgrund der hohen Speicherkapazität Deutschland zur H₂-Versorgungssicherheit in den Nachbarländern beiträgt.

Das vorliegende Gutachten bestätigt einen H₂-Speicherbedarf in Deutschland ab 2030

Erheblicher H₂-Speicherbedarf in Deutschland zu erwarten

- Der H₂-Speicherbedarf in Deutschland liegt im Stützjahr 2050 in den meisten Modellierungen zwischen 41,4 und 49,2 TWh, wobei die Ergebnisse mit ausgeprägter Dunkelflaute und mit Zubaurestriktion in den Niederlanden deutlich höhere Werte von 64,3 bzw. 83,8 TWh aufweisen. Bereits für das erste Stützjahr 2030 zeigt sich ein H₂-Speicherbedarf von bis zu 7,3 TWh.
- Mit hohen Ausspeicherleistungen müssen Spitzenlasten im H₂-Sektor gedeckt werden, die vor allem durch die Rückverstromung verursacht werden. Die H₂-Einspeicherung erfolgt stetiger und mit geringerer Leistung. Hier zeigen die Ergebnisse einen großen Sprung im Stützjahr 2040.
- Es werden grundsätzlich zunächst Kavernenspeicher umgewidmet und, sobald diese Potenziale ausgeschöpft sind, neu gebaut. Porenspeicher spielen aufgrund von höheren Betriebskosten nur eine untergeordnete Rolle (Ausbau v. a. in schlecht angebundenen Ländern ohne Kavernenpotenziale).
- Die Speicher werden insbesondere wegen des höheren PV-Angebots im Sommer und der höheren H₂-Nachfrage im Winter als saisonaler Ausgleich genutzt.
- Deutschland ist ab 2035 in allen betrachteten Modellkonstellationen Netto-Importeur von Wasserstoff und nimmt neben den Niederlanden, Großbritannien und Polen eine zentrale Rolle bei der H₂-Speicherung in Europa ein.

Unterdeckung der H₂-Residuallast im Süden möglich

- Aufgrund der regionalen Verteilung der Kavernenspeicher (-potenziale) müssten die H₂-Kraftwerke im Süden Deutschlands aus den Kavernenspeichern im Norden versorgt werden. Dies könnte insbesondere zu Zeiten hoher H₂-Residuallasten im Süden nicht in jedem möglichen Szenario ausreichen, um den Bedarf vollständig zu decken.
- Die Transportkapazität des H₂-Kernetzes ist bei durchschnittlichen Wetterbedingungen (*Start-Szenario*) wahrscheinlich ausreichend.
- In der Sensitivität *Extremwetter* ist aufgrund der deutlich höheren Kraftwerkskapazität auch die maximale H₂-Residuallast während der Dunkelflaute höher. In diesem Fall könnte die Transportkapazität des Kernetzes im Jahr 2045 nicht ausreichen.
- Sollte die Transportkapazität innerhalb Deutschlands nicht für eine vollständige H₂-Versorgung des Südens aus den Speichern im Norden ausreichen, könnten Investitionen in Porenspeicher im Süden Deutschlands und die Nutzung von Nachfrageflexibilität Optionen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sein. Eine Erhöhung der Übertragungskapazität des H₂-Kernetzes ist ebenfalls denkbar. Die Einschränkung der Transportkapazität wurde in der Optimierung der Speicherbedarfe nicht berücksichtigt.

Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

 **EWI - Energiewirtschaftliches
Institut an der Universität zu Köln**

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE).