

Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Wasserstoffnetz 2050 für ein klimaneutrales Deutschland

Entwicklung eines Energieszenarios für die Gasnetzauslegung im Rahmen der Energiewende.

Motivation für die Studie und Vorgehen

Motivation

- FNB Gas wollen die Energiewende „vom Ende her denken“ mit den Fragen:
 - Welche Rolle kann Gas in einem nachhaltigen Energiesystem spielen?
 - Wie kann die Transformation der Gasinfrastruktur konkret aussehen?
- Grundlage für eine konsistente Auslegung der zukünftigen Netze für Wasserstoff und Methan ist ein belastbares Energieszenario
- Zum Zeitpunkt der Studie waren keine Szenarien verfügbar, die insbesondere das volle Potential von Wasserstoff für die Klimawende berücksichtigt haben, wie es z.B. von der Wasserstoffstrategie gesehen wird
- In Vorbereitung einer Netzauslegung wird eine hohe Detailtiefe („Regionalisierung“ von Demand und Supply) benötigt, die üblicherweise nicht verfügbar ist in Studien

Vorgehen

- Sichtung verfügbarer Studien
- Erarbeitung eines Szenarios basierend auf einer ausgewählten Studiengrundlage
- Austausch mit relevanten Stakeholdern zu den Annahmen in den verschiedenen Sektoren

Erarbeitung weiterer Details

- Regionalisierung der Leistungen der verschiedenen Demand-Sektoren
- Annahmen zum Supply
- Regionalisierung der Importleistungen
- Annahmen zur Nutzung der Speicher

In diesem Foliensatz sind die Ergebnisse zur Nachfrageentwicklung der Sektoren enthalten. Alle Energiemengen sind als Heizwert angegeben.

Studienübersicht

Übersicht über die primär ausgewerteten 9 Studien.



Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland
Fraunhofer-Institute (ISI / ISE)



dena-Leitstudie Integrierte Energiewende
dena, ewi



Klimapfade für Deutschland
BCG, Prognos
(im Auftrag vom BDI)



IEK2050
BBH, Fraunhofer ISE
(im Auftrag vom BMVI und NOW)



Roadmap Chemie 2050
DEHEMA und Future Camp
(im Auftrag vom VCI)



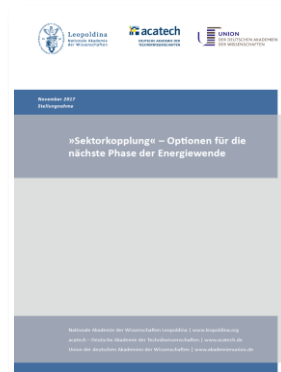
Infrastructure Outlook 2050
Gasunie, TenneT



Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland
Frontier, IAEW, 4M, EMCEL
(im Auftrag vom FNB Gas)



Status und Perspektiven Flüssiger Energieträger in der Energiewende
Prognos, Fraunhofer UMSICHT, DBFZ
(im Auftrag vom MWV)



Sektorkopplung
acatech, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, Leopoldina

+ weitere Studien & Updates:

- E-Bridge
- NOW
- Fraunhofer
- dena
- Vergleich zwischen dena, BDI und Acatech

Übersicht Energieszenarien für Deutschland

In den 9 ausgewerteten Studien wurden 33 Szenarien nach Technologien bzw. der in 2050 erreichten CO₂ Reduktion klassifiziert.

I	Fraunhofer H ₂ -Roadmap DE	Szenario A Elektrifizierung aller Sektoren		Szenario B größere Anteile an stofflichen Energieträgern im Einsatz		
II	dena Deutsche Energie-Agentur Leitstudie	Referenz Fortschreibung der aktuellen Situation	EL80 Elektrifizierung 80 % Klimaziel 2050	EL95 Elektrifizierung 95 % Klimaziel 2050	TM80 Technologiemix 80 % Klimaziel 2050	TM95 Technologiemix 95 % Klimaziel 2050
III	BDI	Referenz Fortschreibung der aktuellen Situation	Nationale Alleingänge 80 % Klimaziel 2050	Globaler Klimaschutz 80 % Klimaziel 2050	Nationale Alleingänge 95 % Klimaziel 2050	Globaler Klimaschutz 95 % Klimaziel 2050
IV	NOW Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	S85 -85 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025		S90 -90 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025		S95 -95 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025
V	VCI	Referenz Invests / Technologien auf heutigem Niveau	Technologiepfad Zusätzliche Invests für Produktionstechnologien 225 TWh EE-Strom verfügbar für Produktion (2050)		Treibhausgasneutralität 2050 keine Restriktionen für Invests / Technologien frühere Verfügbarkeit alternativer Verfahren	
VI	gasunie tennet Taking power further	Local kein Energieaustausch mit anderen Ländern	National begrenzter Energieaustausch mit anderen Ländern		International global ausgerichtete Politik mit Schwerpunkt auf internationalem Energieaustausch („business as usual“)	
VII	frontier economics	“Nur Strom” Gasinfrastruktur wird nicht mehr benötigt	“Strom & Gasspeicher” Power-to-Gas-to-Power vorhanden, nur Gasspeicher werden benötigt		“Strom & Grünes Gas” Power-to-Gas-Anlagen, bestehende Gasinfrastruktur zum Energietransport genutzt	
VIII	MWV MINERALÖL WIRTSCHAFTS VERBAND e.V.	Referenz	PtX 80 2050 PtX-Einsatz, kein CCS, 80 % Klimaziel 2050		PtX 95 2050 PtX- und CCS-Einsatz, 95 % Klimaziel 2050	
IX	acatech DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN	Metaanalyse von sechs Szenarien (Studien 2013 – 2015, u.a. Prognos, Fraunhofer, Umweltbundesamt – UBA)				

Steigende Wasserstoffnachfrage



Auswahl des Szenarios dena TM95 als Basis – notwendige Anpassungen

Es gab zum Zeitpunkt der Studie kein veröffentlichtes Szenario, das aus Sicht der FNB direkt als Basis für die weitere Arbeit hätte dienen können

- dena LS II, LFS BMWi waren nicht veröffentlicht
- dena LS I TM95 adressiert sehr wichtige Aspekte eines zukünftigen Energiesystems
 - Hohe Klimaziele (95%)
 - Dekarbonisierte Gase spielen eine wichtige Rolle im Energiesystem (Technologiemix)
 - Das Energiesystem kann vergleichsweise kostengünstig realisiert werden, da das Stromsystem auf deutlich niedrigere Energiemengen/Leistung ausgelegt werden muss
 - Die Akzeptanz des Systems ist vergleichsweise hoch, da es mit geringerem Netzausbau und weniger Auswirkungen bei den Endanwendern verbunden ist (insbesondere im Wärmemarkt)
 - „Realistische“/Resiliente Annahmen bei der Umsetzbarkeit von Maßnahmen (z.B. Sanierungsrate)

dena LS I TM95 ist aus aktueller Sicht zu adjustieren:

- Hoher Einsatz von grünem Methan: Präferierte Lösung sollte ein direkter Einsatz von Wasserstoff sein. Eine Umwandlung in CH₄ (Methanisierung) sollte vermieden werden
- Quellen für grünes Methan sind unsicher (nicht spezifiziert in dena) – die Annahme eines Wasserstoffimports ist belastbarer
- Die Existenz eines EU Wasserstoff Backbones sollte unterstellt werden für den Import (per Pipeline) von Wasserstoff aus dem erweiterten EU-Raum.
- dena LS I TM95 unterstellt die Nutzung von fossilen Energieträgern in nicht energetischer Anwendung (*feedstock*), was aber keine langfristige Speicherung des Kohlenstoffs darstellt

Bottom-Up-Rechnung – H₂-Bedarf Stahl

Die benötigte Energiemenge an H₂ im Stahlsektor wurde auf 93,2 TWh im Jahr 2050 abgeschätzt, davon 59,3 TWh für Direktreduktion, 25,4 TWh für Hochtemperaturprozesse und 8,5 TWh in der Elektrostahl Route

93,2 [TWh]

8,5
(9%)

25,4
(27%)

59,3
(64%)

2050

Stahl – Annahmen^{1,2}

- In den Annahmen gehen wir von einer quasi vollständigen Dekarbonisierung der Stahlindustrie im Jahr 2050 aus
- Annahmen:
 - Konstantes Mengengerüst für die Stahlproduktion (~ 42 Mio. t Stahl/a)
 - Umstellung aller Produktionsstandorte auf Direktreduktionsanlagen unter strenger Einhaltung von Klimazielen
 - Übergangsweise Nutzung auch von Methan in den Direktreduktionsanlagen
 - Nutzung von H₂ in Weiterverarbeitungsprozessen wie z.B. Warmwalzung
- **Wasserstoffbedarf im Stahlsektor (2050): 93,2 TWh (59,3 TWh für die Direktreduktion von Eisenerz zu Eisenschwamm, 25,4 TWh für sonstige Hochtemperaturprozesse und 8,5 TWh in der Elektrostahl Route)**

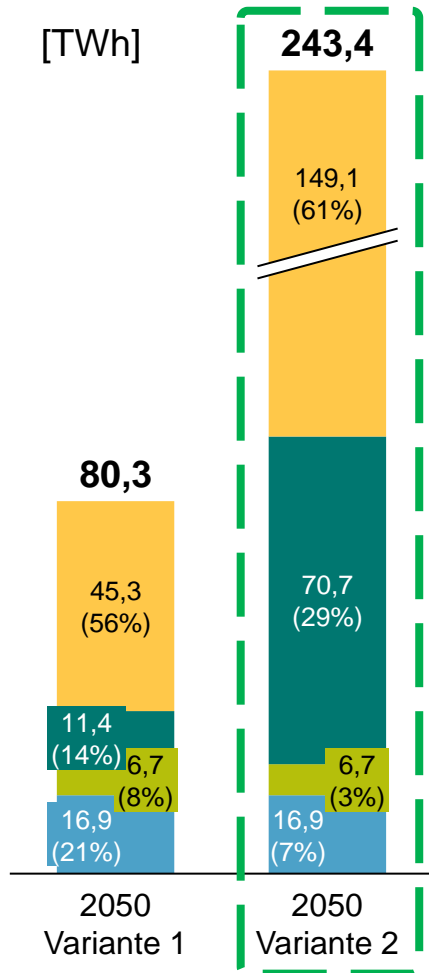
Offene Fragen / Limitierende Faktoren

- **Mengengerüst:** Gleichbleibende Stahlproduktion in Höhe von 42 Mio. t Stahl/a bis 2050 zutreffend?
- **Recycling-Quote:** Umfang der Quote in 2050? (ggf. deutliche Reduktion des H₂-Bedarfes)
- **Biogas-Einsatz:** es ist evtl. zu berücksichtigen, dass Biogas statt H₂ zur Anwendung kommt (hier nicht unterstellt)

Quellen: 1. [WV Stahl, Der Beitrag der Stahlindustrie zu einer klimaneutralen Wirtschaft in 2050, 23.05.2019](#); 2. Pressemitteilungen / Artikeln über [thyssenkrupp Steel](#), [ArcelorMittal](#), [Salzgitter AG](#), [HKM](#) und [Saarstahl-Hochöfen](#);

Bottom-Up-Rechnung – H₂-Bedarf Chemie

Die benötigte Energiemenge an H₂ im Chemiesektor (als Grundstoff) wurde auf 80 (Variante 1) bzw. 243 TWh (Variante 2) im Jahr 2050 abgeschätzt. Für die Auslegung der H₂-Netze wird vom höheren Bedarf (V2) ausgegangen.



Chemische Industrie – Annahmen^{1,2}

■ Grundsätzliche Annahmen:

- Mengengerüst der Produktion von Basischemikalien bleibt gleich bis 2050
- Aktuell wird Wasserstoff in der Produktion von Methanol und Ammoniak (und indirekt für Harnstoff) benötigt
- Direkter Ersatz des aktuell genutzten Wasserstoffs nicht möglich (parallel entstehendes CO bzw. CO₂ wird als Edukt in den chemischen Prozessen eingesetzt)
- Größter potenzieller Einsatz von H₂ beim Ersatz der erdölbasierten Rohstoffe für die organische Chemie
- Produktion von **Olefinen und Aromaten - Variante 1**: 1:1 Ersatz der Energiemenge von Naphtha durch H₂ vs. **Variante 2**: Nutzung von MTO- bzw. MTA-Verfahren (Methanol-to-Olefins bzw. Methanol-to-Aromatics)
- Für **Methanol und Ammoniak**: stöchiometrischer H₂-Bedarf für die Synthese

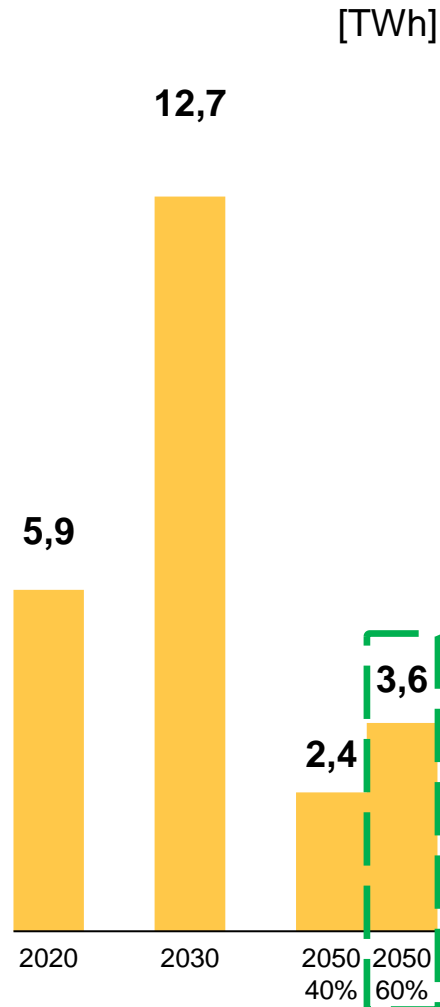
Offene Fragen / Limitierende Faktoren

- **Import von Ammoniak, Naphtha und Harnstoff**: Konkurrenz zur nationalen chemischen Industrie (Variante 1)

Quellen: 1. [VCI-Studie \(2019\)](#); 2. [Navigant \(Bericht an BMWi\)](#), [Branchensteckbrief der Grundstoffchemie \(2019\)](#);

Bottom-Up-Rechnung – H₂-Bedarf Raffinerien

Die benötigte Energiemenge an H₂ im Raffineriesektor wurde auf 5,9 TWh im Jahr 2020 auf der Basis relevanter technischer Verfahren abgeschätzt, mit sinkender Tendenz aufgrund des niedrigeren Mineralölverbrauchs



Raffinerien – Annahmen und Daten¹⁻³

- Aktuell hoher Druck zum Ersatz von grauem Wasserstoff durch CO₂-neutralen H₂
- Drei relevante technische Verfahren betrachtet: **Hydrocracking** (Auftrennung langkettiger Kohlenwasserstoffe), **Hydrotreating** (Reinigungsprozess des Rohöls von Schwermetallen und Schwefel) und **Hydroformulierung** (Hydrierung von Aldehyden zu Alkoholen)
- **1,9 Mrd. m³ (177.000 t H₂, 5,9 TWh)** Nettobedarf als Grundstoff
- Sinkender Tendenz aufgrund des sinkenden Mineralölverbrauchs bis 2050

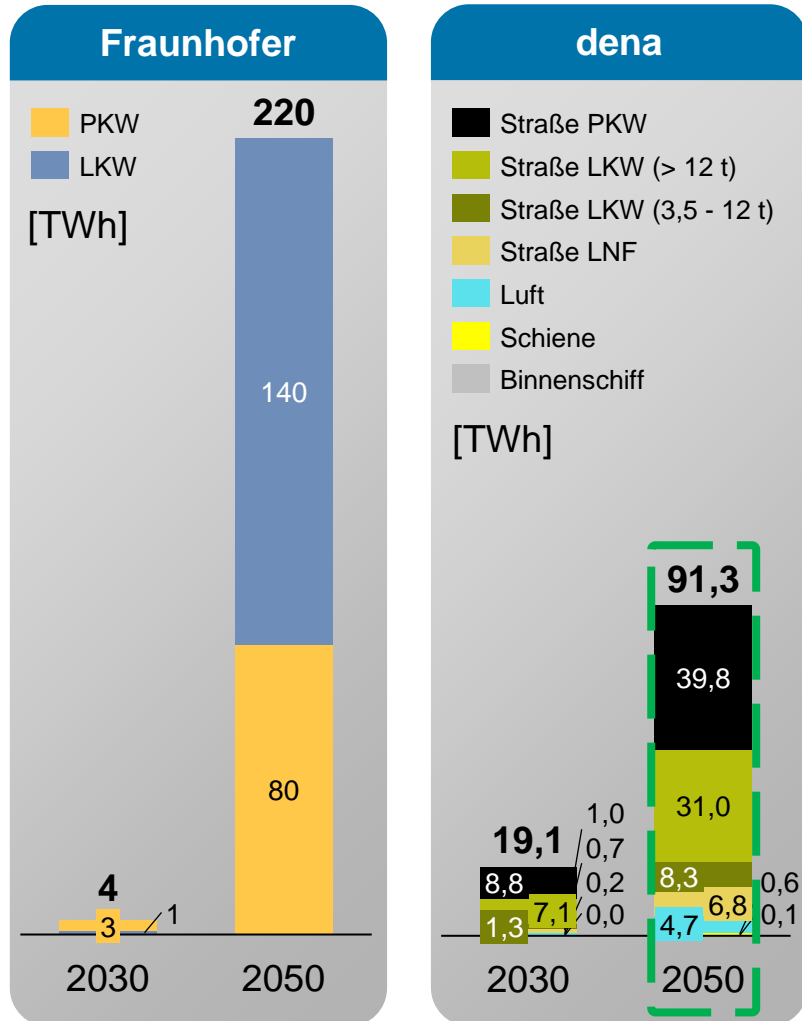
Offene Fragen / Limitierende Faktoren

- Mögliche zukünftige Rolle der Raffinerien: Recycling-Prozess für chemische Verbindungen, Bedarf für CO₂-neutrale Kohlenstoffverbindungen in Chemie und Flugzeuge, Nutzung von Biomasse für Pyrolyse
- Ausbaupfad der Raffinerien für PtL (z.B. Methanolroute vs. Fischer-Tropsch) / Mengengerüst und Entfernungen für den H₂-Transport (z.B. relevante Importregionen)

Quellen: 1. [ENCON.Europe/LBST, Potentialatlas für Wasserstoff \(2018\)](#); 2. [DBI/Fraunhofer, Klimaschutz u. reg. erz. chem. Energieträger \(2016\)](#) 3. 4M – Basis: [ZES/Wuppertal Institut \(2018\)](#)

Bottom-Up-Rechnung – H₂-Bedarf Verkehr

Die benötigte Energiemenge an H₂ im Verkehrssektor liegen bei dena (im Vergleich zur Fraunhofer Studie) im „mittleren Bereich“ – die dena Werte werden genutzt (ergänzt um den Einsatz von H₂ bei Bussen).



Verkehr – Annahmen und Daten¹⁻³

Fraunhofer:

- Basis: eigene Abschätzungen und NOW-Studie
- Wasserstoffbedarf um Faktor 2,5 höher als dena-Studie

dena:

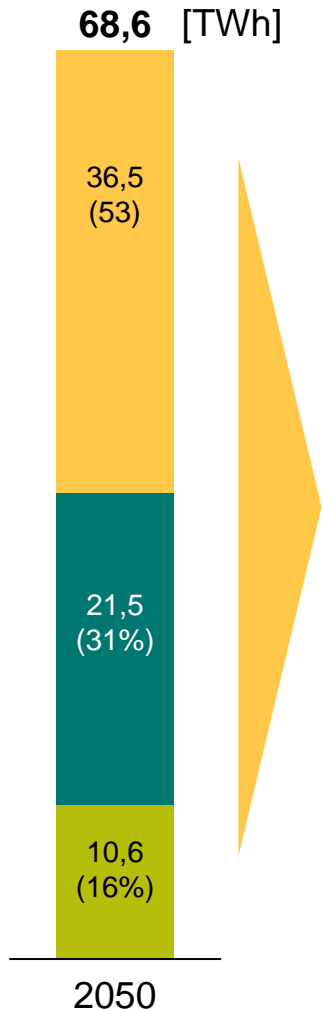
- Unterscheidung zwischen Personen- und Güterverkehr
- Berücksichtigung der Straßen-, Schienen-, Wasser- und Luftverkehr
- Annahmen zu Verkehrsleistung, Kraftstoffverbrauch und -verteilung
- Keine Berücksichtigung von Bussen (H₂-Bedarf 2050: **3,5 – 7 TWh³**)

Erkenntnisse Verkehr

- Binnenschiffahrt und nicht elektrifizierte Züge sind technisch mögliche Einsatzkandidaten für H₂, spielen aber mengenmäßig keine große Rolle
- Einsatz im Flugbetrieb als reiner H₂ eher nicht realistisch (dafür Einsatz von Power to Liquids möglich, derzeit allerdings nicht berücksichtigt)
- LKW/PKW sind die einzig interessanten Kategorien im Verkehrssektor
- Weitere Argumente für den Einsatz von H₂ im PKW- und LKW-Bereich: u.a. Well-to-Wheel-Betrachtung gegenüber konventionellen Antrieben

Bottom-Up-Rechnung/Regionalisierung – H₂-Bedarf Wärme + Energie 2050

69 TWh H₂-Bedarf wurden auf Basis des dena-Szenarios TM95 für Wärme und Energie im Jahr 2050 eingesetzt und zwischen Fernwärme, Beimischung & Umstellung auf H₂ und Strom-Spitzenlasterzeugung differenziert



Annahmen zur Bottom-Up-Rechnung / Regionalisierung des H₂-Bedarfs Wärme + Energie 2050

H₂-Bedarf für Wärme + Energie 2050:

- Annahmen / Änderungen zum dena-Szenario TM95¹:
 - 30 % der Fernwärme wird über H₂ gedeckt (KWK) → **36,5 TWh H₂-Primärenergieeinsatz** für die Erzeugung von **16 TWh Fernwärme**
 - Ca. 10 % vom energetischen Gasbedarf als H₂ gesehen (Umstellung von Netzen bzw. Beimischung)
 - **Vorsichtige Annahme zum Einsatz von H₂ im Wärmemarkt, bei höheren Werten Umstellung eines nennenswerten Anteils von Verteilbereichen auf 100 % H₂ nötig**

H₂-Bedarfsdichte für KWK-Fernwärme 2050 (MWh/km²):

- **36,5 TWh H₂-Primärenergieeinsatz** für Erzeugung von **16 TWh Fernwärme**
- Verteilungsschlüssel auf Bundesland-Ebene auf Basis des AGFW-Hauptberichts 2018²
- Regionale / städtische Schwerpunkte auf Basis von Forschungsinstituten (Zugriff auf nicht öffentliche AGFW-Daten)³
- Sonstige Fernwärme: Proportionale Verteilung zur Bevölkerungsdichte pro Stadt-/Landkreis⁴

H₂-Beimischung & Umstellung von Netzen 2050 (H₂-Bedarfsdichte in MWh/km²):

- Ersatz von **21,5 TWh** Gas- und Ölanteilen durch H₂-Einsatz
- Proportionale Verteilung zur Bevölkerungsdichte pro Stadt-/Landkreis⁴

H₂-Bedarfsdichte für Strom-Spitzenlasterzeugung 2050 (MWh/km²):

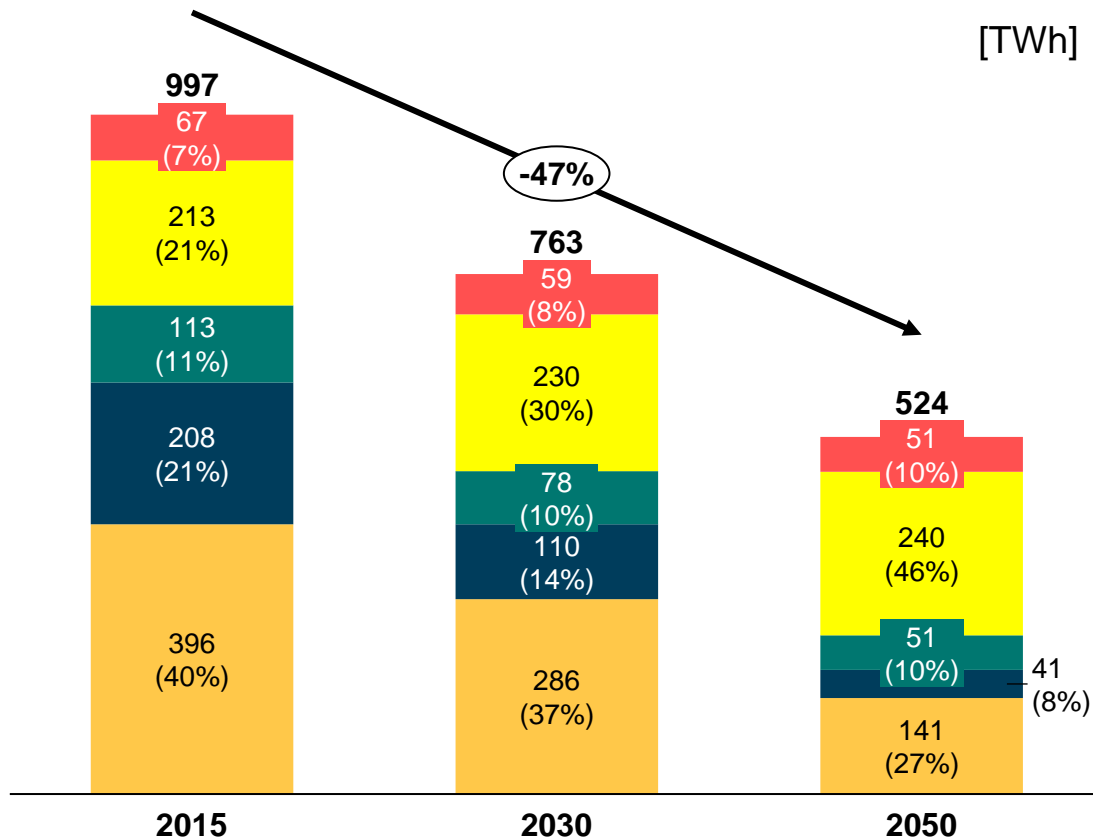
- **10,6 TWh H₂** für Strom-Spitzenlasterzeugung im Jahr 2050
- Regionalisierung an mehreren Kraftwerken in Süddeutschland

■ H₂-Bedarf für Fernwärme ■ H₂-Beimischung & Umstellung ■ H₂-Bedarf für Energie

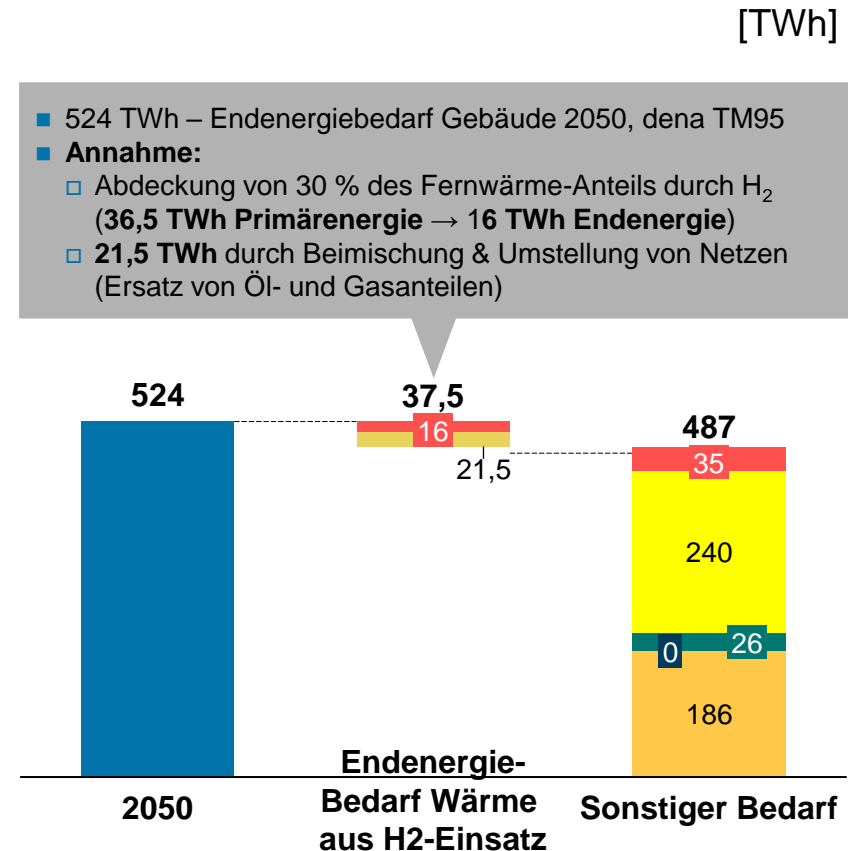
H₂-Bedarf im Wärmesektor auf Basis von dena TM95, in TWh

Es wurde auf Basis des Endenergiebedarfs 2050 im Gebäudesektor (dena TM95) angenommen, dass 30 % des energetischen Fernwärmeanteils durch H₂ abgedeckt wird sowie Öl- und Gasanteile durch H₂ ersetzt werden

Endenergiebedarf Gebäude 2050 (dena TM95)



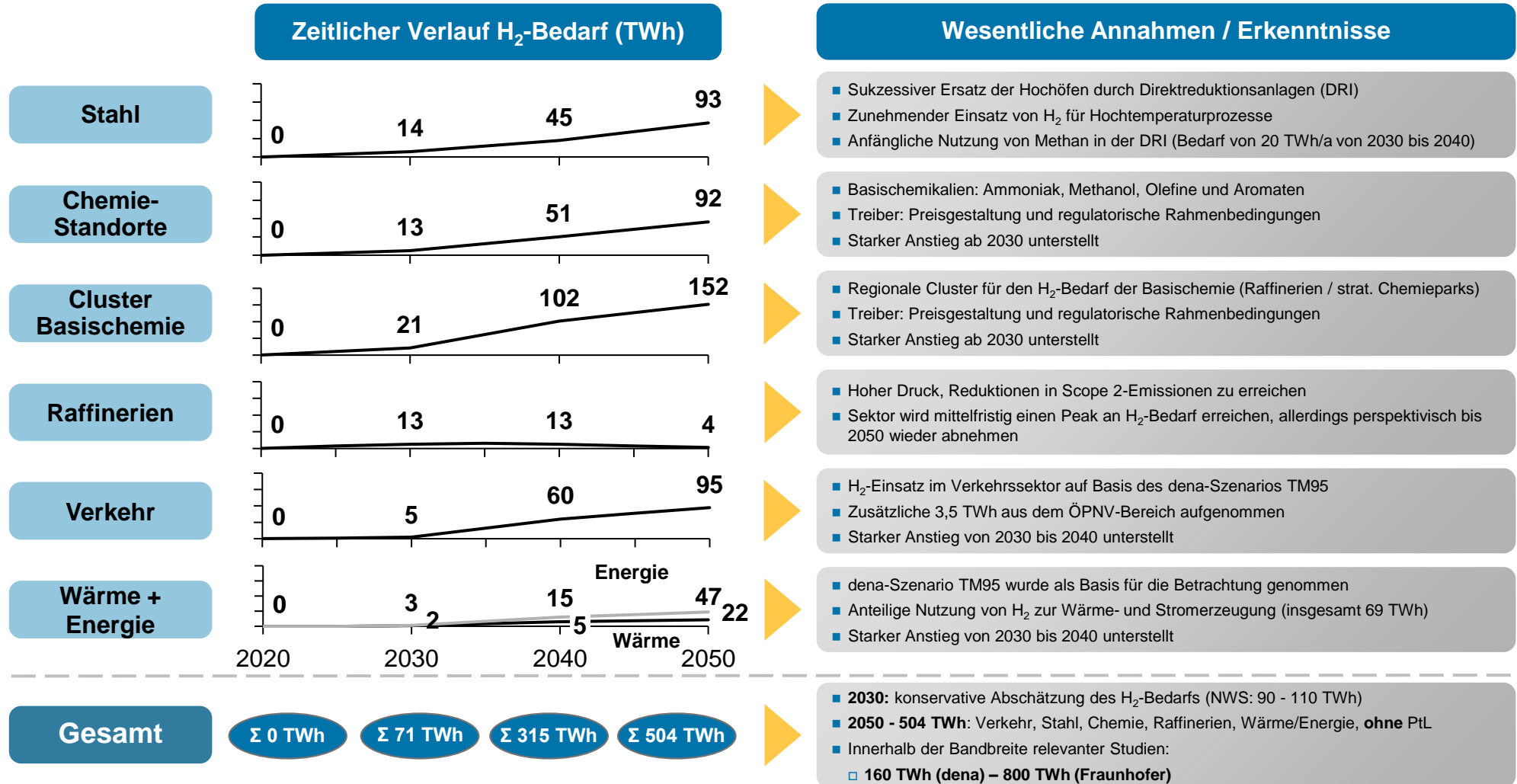
Endenergiebedarf im Wärmesektor (FNB Gas)



Quelle: [dena Leitstudie Integrierte Energiewende, Gutachterbericht, Juni 2018](#)

Zeitlicher Verlauf H₂-Bedarf bis 2050

Der H₂-Bedarf wird bis 2050 signifikant steigen, wobei der zeitliche Verlauf pro Sektor in Abhängigkeit spezifischer Erkenntnisse bzw. Annahmen unterschiedlich ablaufen wird.



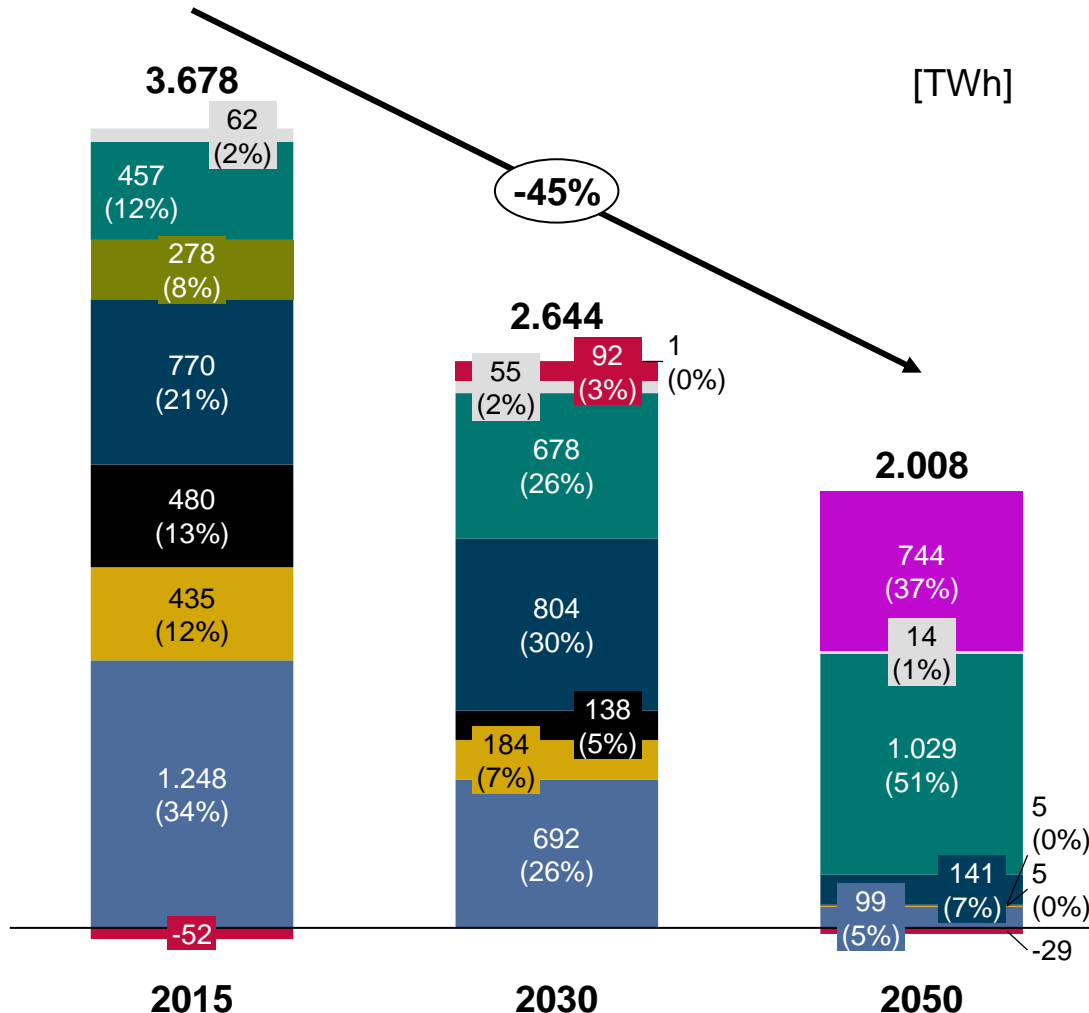
Sektoren mit technologischen Argumenten für den Einsatz von H₂

Auflistung in absteigender Ordnung

Sektor	Gründe für H ₂ -Einsatz	Unsicherheiten
Stahl	<ul style="list-style-type: none"> Keine technische Alternative, wenn Stahl aus Eisenerz erzeugt werden soll 	<ul style="list-style-type: none"> Mengengerüst 2050 Höhere Recyclingquote Import von Stahl/Eisenschwamm
Verkehr	<ul style="list-style-type: none"> Brennstoffzelle ist „zweiteffektivste Lösung“ nach Batterien Batterien sind knappe Ressource H₂ realisiert notwendige Reichweite – insbesondere beim Einsatz in Zügen und LKW 	<ul style="list-style-type: none"> Sehr schleppende Entwicklung – „Start“ möglicherweise verpasst
Chemie/ Raffinerien	<ul style="list-style-type: none"> Ersatz von Methan (grauem H₂) und Öl (Naphtha) in unterschiedlichen Produktketten der chemischen Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Quellen für Kohlenwasserstoffchemie Nutzung von Recycling Import höher verarbeiteter Ausgangs- oder Zwischenprodukte (NH₃, Naphtha-Ersatz)
Wärme/ Energie¹	<ul style="list-style-type: none"> H₂-Einsatz zur Vermeidung von unnötigen, weiteren Umwandlungen (insbesondere KWK & Fernwärme) Einsatz von Gas zur Entlastung der Strominfrastruktur vom saisonalen Wärmebedarf Alter Gebäudebestand 	<ul style="list-style-type: none"> Umstellung von Verteilbereichen auf H₂ muss sehr langfristig vorbereitet werden: Endgeräte müssen H₂ einsetzen können Beimischung von H₂ liefert nur einen geringen Beitrag

Primärenergiebedarf DE 2030 / 2050 (dena TM95, in TWh)

Der Primärenergiebedarf sinkt sogar um 45 % bis 2050. Erneuerbare Energien liefern voraussichtlich die Hälfte des Gesamtbedarfs und PtX-Brennstoffe werden importiert



Erläuterungen zu 2050

- Reduktion des Primärenergiebedarfs 2050 um 45 % gegenüber 2015
- Erneuerbare Energien liefern 51 % des Gesamtbedarfs in 2050
- Import THG-neutraler PtX-Brennstoffe¹ in Höhe von 744 TWh
- Lediglich 12 % der Primärenergienachfrage entfällt auf fossile Energieträger (Gas und Öl für stoffliche Nutzung)
- Diese fossilen Energiemengen können potenziell in 2050 durch weitere PtX-Importe reduziert werden
- Keine fossilen Energieträger werden für energetische Zwecke eingesetzt
- Es wurde unterstellt, dass H₂ überwiegend in Deutschland produziert wird (63 GW Elektrolyseureleistung in 2050)

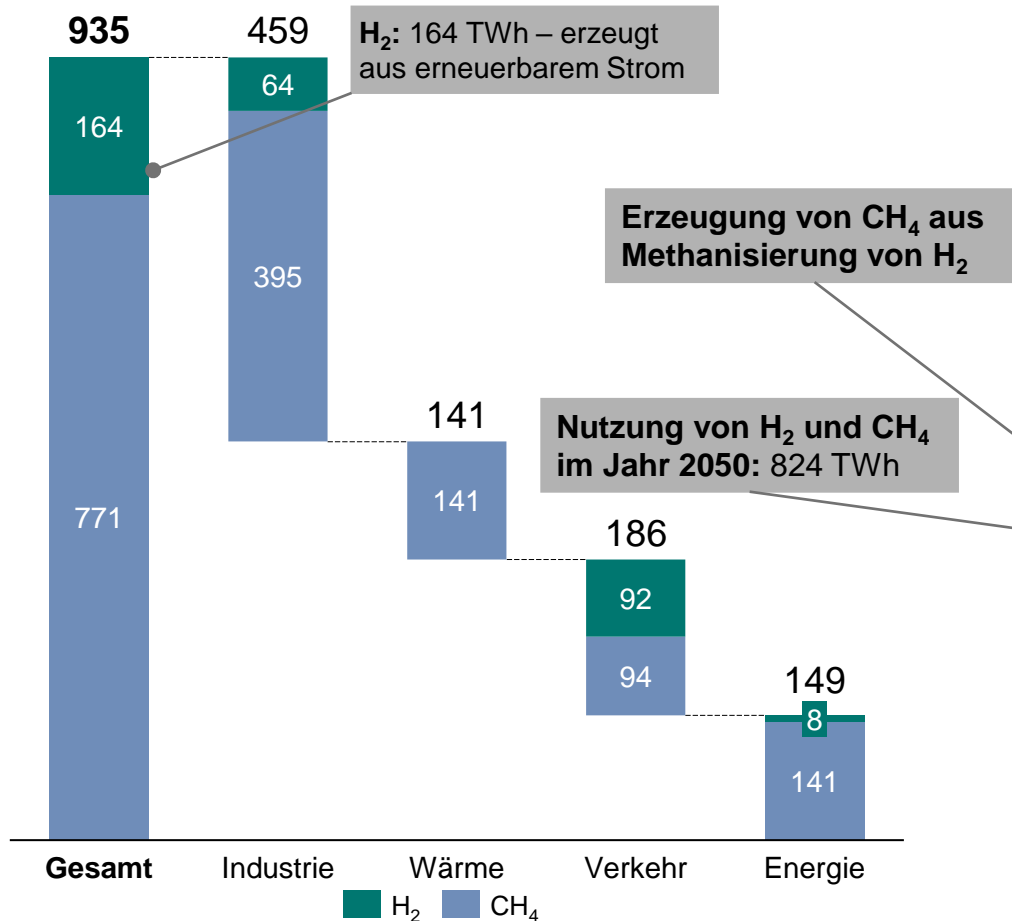
1. Wasserstoff, synthetisches Methan und synthetische Kraftstoffe

Quelle: [dena Leitstudie Integrierte Energiewende, Gutachterbericht, Juni 2018](#)

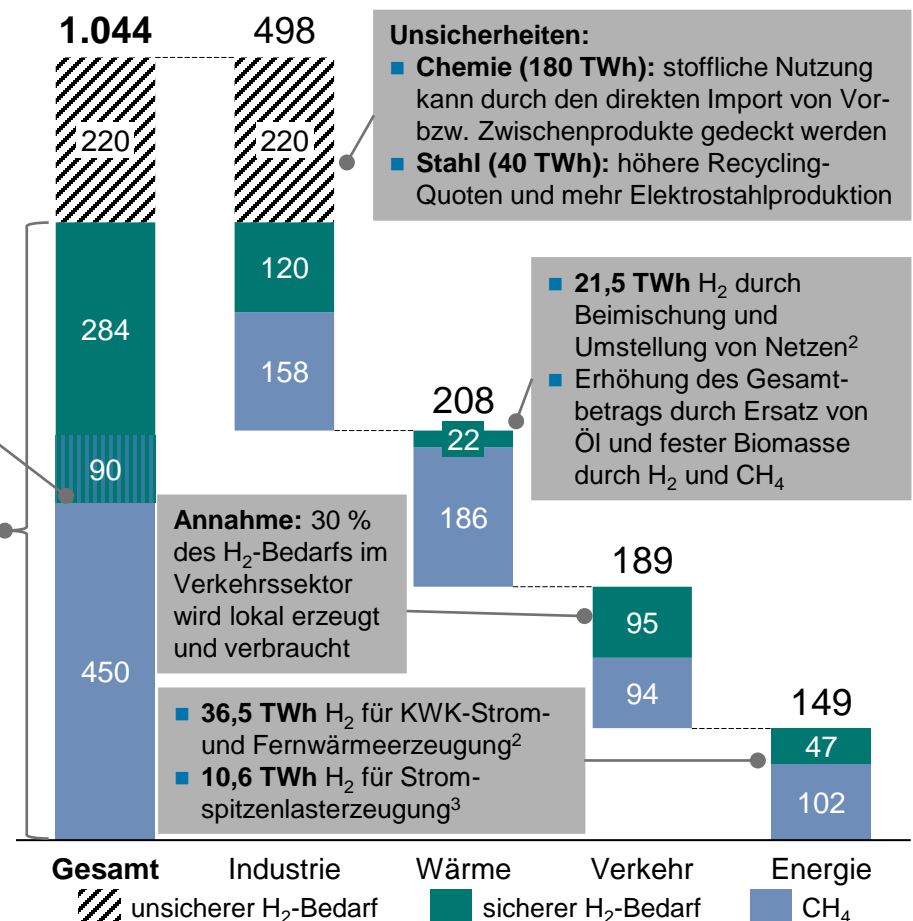
Einbettung H₂-Bedarf in dena TM95 / Betrachtung von CH₄

Insgesamt wird eine Nutzung an Wasserstoff und CH₄ im Jahr 2050 im Umfang von 824 TWh gesehen. Zusätzliche 220 TWh in den Sektoren Stahl- und Chemie sind mit Unsicherheiten verbunden (z.B. höhere Recycling-Quoten)

Nutzung von H₂ und CH₄ im Jahr 2050 (TWh) - dena TM95



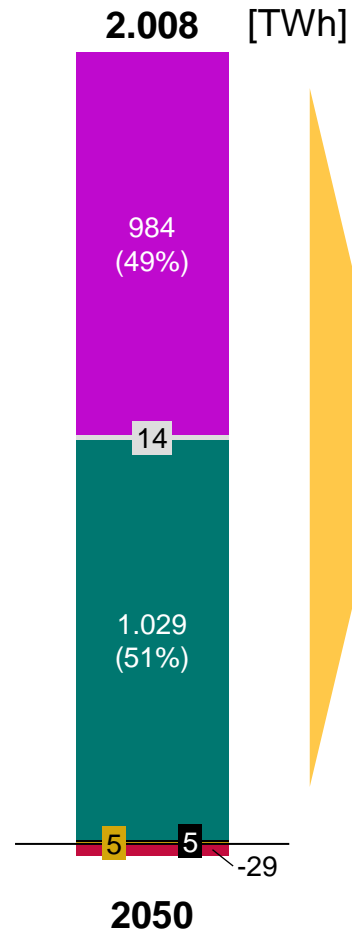
Nutzung von H₂¹ und CH₄ im Jahr 2050 (TWh) - FNB Gas



Festlegung der inländischen H₂-Produktion / notwendiger H₂-Importe in 2050

Der Primärenergieverbrauch sinkt erheblich zu 2020; Importbedarf gedeckt über ca. 65 % PtX (grünes Methan und synth. Kraftstoffe) und 35 % Wasserstoff; restlicher H₂-Bedarf über lokale Erzeugung (164TWh) gedeckt

Primärenergiebedarf 2050 FNB auf Basis dena TM95



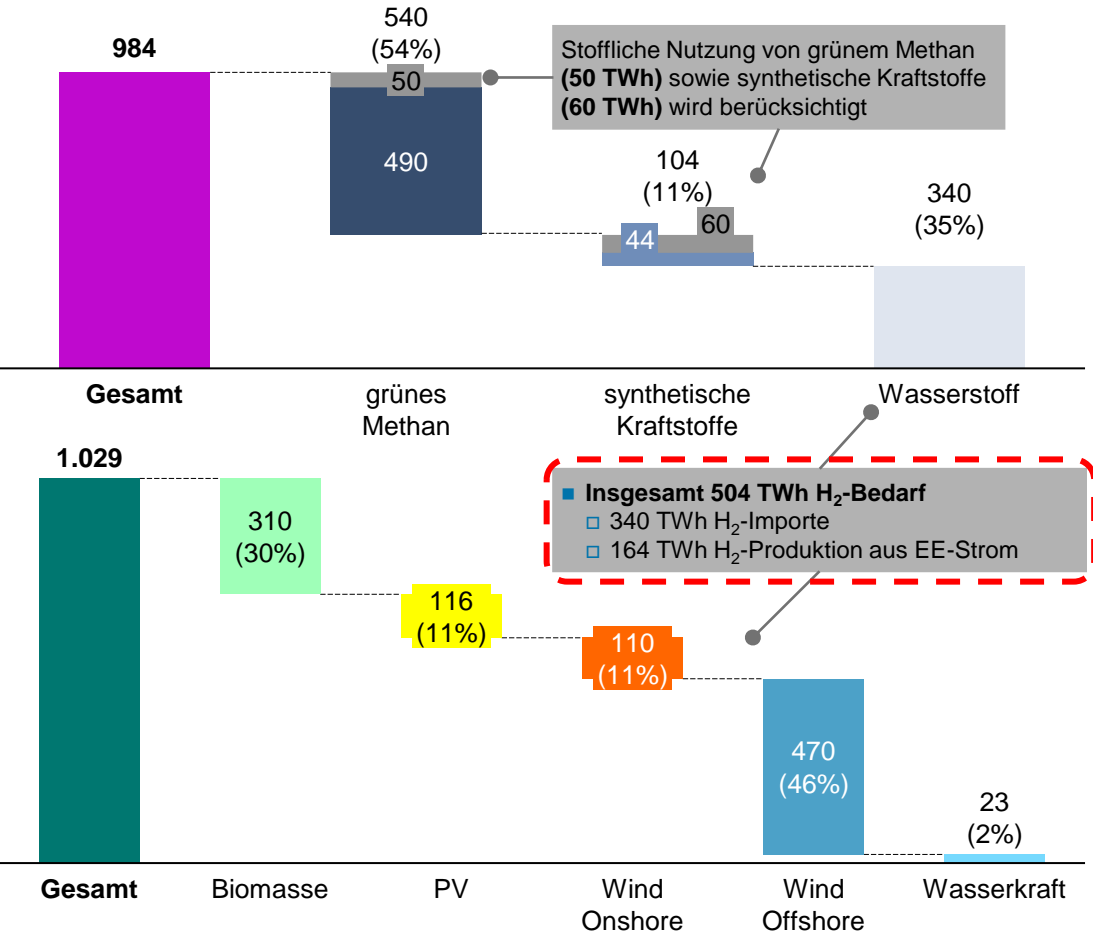
Importe (TWh)

- Annahme: **340 TWh H₂-Importe**
- Insgesamt 540 TWh Gasbedarf für **grünes Methan**
- Deckung des Bedarfs durch:
 - Import von synthetischem Methan bzw. Biomethan (dena)
 - Teilweise alternative Deckung durch Biomethan in Deutschland

Erneuerbare (TWh)

- 310 TWh Biomasse (42 % fest, 28 % flüssig, 31 % gasförmig)
- 769 TWh Strom (49 TWh Biomasse, 100 % PV, Wind und Wasser)
- 191 TWh EE-Strom für Erzeugung von **164 TWh Wasserstoff** (ca. 63 GW Leistung)

Sonstige (TWh)

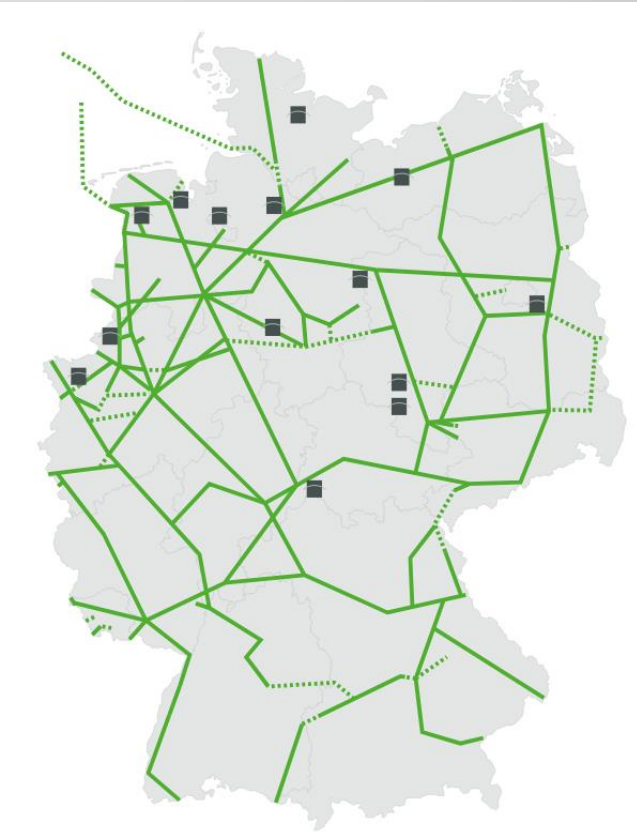


■ 14 TWh nicht erneuerbarer Abfälle und Abwärme

Kavernenspeicher in Deutschland 2050

15 der bestehenden 17 Kavernenspeicher werden auf Wasserstoff umgerüstet, mit einer H₂-Speicherkapazität von 31,8 TWh (70 % der Gesamtspeicherkapazität und 6,5 % des H₂-Bedarfs im Jahr 2050)

Standorte bestehender Kavernenspeicher in Deutschland¹



Übersicht bestehender Kavernenspeicher in Deutschland und Annahmen zur H₂-Umstellung im Jahr 2050

- Insgesamt **17 Kavernenspeicher** mit **272 Einzelspeichern**
 - Kumuliertes Arbeitsgasvolumen: 15,3 Mrd. m³(V_n) (**Anteil in Europa: 73 %**)
 - Gesamtspeicherkapazität: 45,8 TWh² (**ca. 9 % des H₂-Bedarfs in 2050**)
- Annahmen zur Berechnung der H₂-Auslagerungsleistung (GWh/h):
 - Plateau-Entnahmerate (in 1000 m³/h) für H₂-Auslagerung um **50 % höher als beim Methan** unterstellt
 - **70 %-H₂-Umstellung** der deutschen Kavernenspeichern **mit mehr als 2 Einzelspeichern** (insgesamt **15 von 17 Standorten**)
 - H₂-Auslagerungsleistung: 68,6 GWh/h
- Annahmen zur Berechnung der H₂-Einlagerungsleistung (GWh/h):
 - Plateau-Entnahmerate (in 1000 m³/h) für H₂-Einlagerung um **50 % niedriger als beim Methan** unterstellt
 - **70 %-H₂-Umstellung** der deutschen Kavernenspeichern **mit mehr als 2 Einzelspeichern** (insgesamt **15 von 17 Standorten** in Kartendarstellung teils zusammengefasst)
 - H₂-Einlagerungsleistung: 22,9 GWh/h
- **H₂-Speicherkapazität: 31,8 TWh**
 - 70 % der Gesamtspeicherkapazität aller deutschen Kavernenspeicher
 - 6,5 % des H₂-Bedarfs im Jahr 2050

Gegenüberstellung von H₂-Bedarf und Angebot

Der H₂-Leistungsbedarf in 2050 soll auf Basis der getroffenen Annahmen durch gesicherte (nicht-volatile) Erzeugung (42 GW) und Kavernenspeicher in Deutschland (69 GW) vollständig abgedeckt werden

Bereich / Sektor	H ₂ -Bedarf 2050 (TWh)	Vollbenutzungsstunden (h/a)	H ₂ -Anschlussleistung 2050 (GW)
Stahl (Hochofen)	83,9	8.700	9,6
Stahl (Elektrostahl)	9,3	8.700	1,1
Chemie-Standorte	91,5	8.700	10,5
Cluster Basischemie	151,7	8.700	17,4
Raffinerien	3,6	8.700	0,4
Verkehr *	95,0	3.000	31,7
Wärme	58,0	2.100	27,6
Energie	10,6	840	12,6
Gesamt	504		111



Fazit / Zusammenfassung

Der H₂-Bedarf in Deutschland wird bis 2050 signifikant steigen, wobei der zeitliche Verlauf pro Sektor in Abhängigkeit spezifischer Erkenntnisse bzw. Annahmen unterschiedlich ablaufen wird

Fazit / Zusammen- fassung

Der FNB Gas hat – mit fachlicher und organisatorischer Unterstützung durch FOURMANAGEMENT – folgende Antworten auf grundsätzliche Kernfragen in Bezug auf die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland erarbeitet:

- Der H₂-Bedarf in Deutschland wird bis 2050 signifikant steigen, wobei der zeitliche Verlauf pro Sektor in Abhängigkeit spezifischer Erkenntnisse bzw. Annahmen unterschiedlich ablaufen wird
 - Der H₂-Bedarf in Deutschland für die Sektoren Stahl, Chemie, Raffinerien, Verkehr, Wärme und Energie sollte von rund **71 TWh** im Jahr **2030** (Vergleich NWS: 90 – 110 TWh) auf **504 TWh** im Jahr **2050** steigen
 - Folgende sektorspezifische Haupttreiber für die Nutzung von Wasserstoff in Deutschland wurden festgestellt:
 - **Stahl:** Sukzessiver Ersatz der Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen (DRI) sowie zunehmender H₂-Einsatz als Energieträger für Hochtemperaturprozesse
 - **Chemie:** Ersatz von Methan (grauem H₂) und Öl (Naphtha) in unterschiedlichen Produktketten der chemischen Industrie
 - **Raffinerien:** Hoher Druck zur Reduktion der Scope 2-Emissionen (indirekte CO₂-Emissionen bei der Erzeugung zugekaufter und für die Produktion notwendiger Energie)
 - **Verkehr:** Realisierung notwendiger Reichweite – insbesondere beim Einsatz in LKWs und Zügen
 - **Wärme:** Vermeidung von unnötigen weiteren Umwandlungen (insbesondere KWK & Fernwärme) und Entlastung der Strominfrastruktur vom saisonalen Wärmebedarf
 - **Energie:** Erzeugung von Stromspitzen an bisher konventionell betriebenen Kraftwerken in der Nähe von großen Industriestandorten (z.B. in Süddeutschland)
 - Diese Bedarfsabschätzung ist jedoch mit Unsicherheiten behaftet (insbesondere bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff) und könnte insgesamt niedriger ausfallen – z.B. falls:
 - Stahl/Eisenschwamm bzw. hochverarbeitete chemische Ausgangs-/Zwischenprodukte (u.a. Ammoniak und Naphtha-Ersatz) importiert werden
 - höhere Recyclingquoten bei der Stahlproduktion erreicht werden

NWS: Nationale Wasserstoffstrategie