

Versorgungssicherheit im Hinblick auf Gas als Energieträger

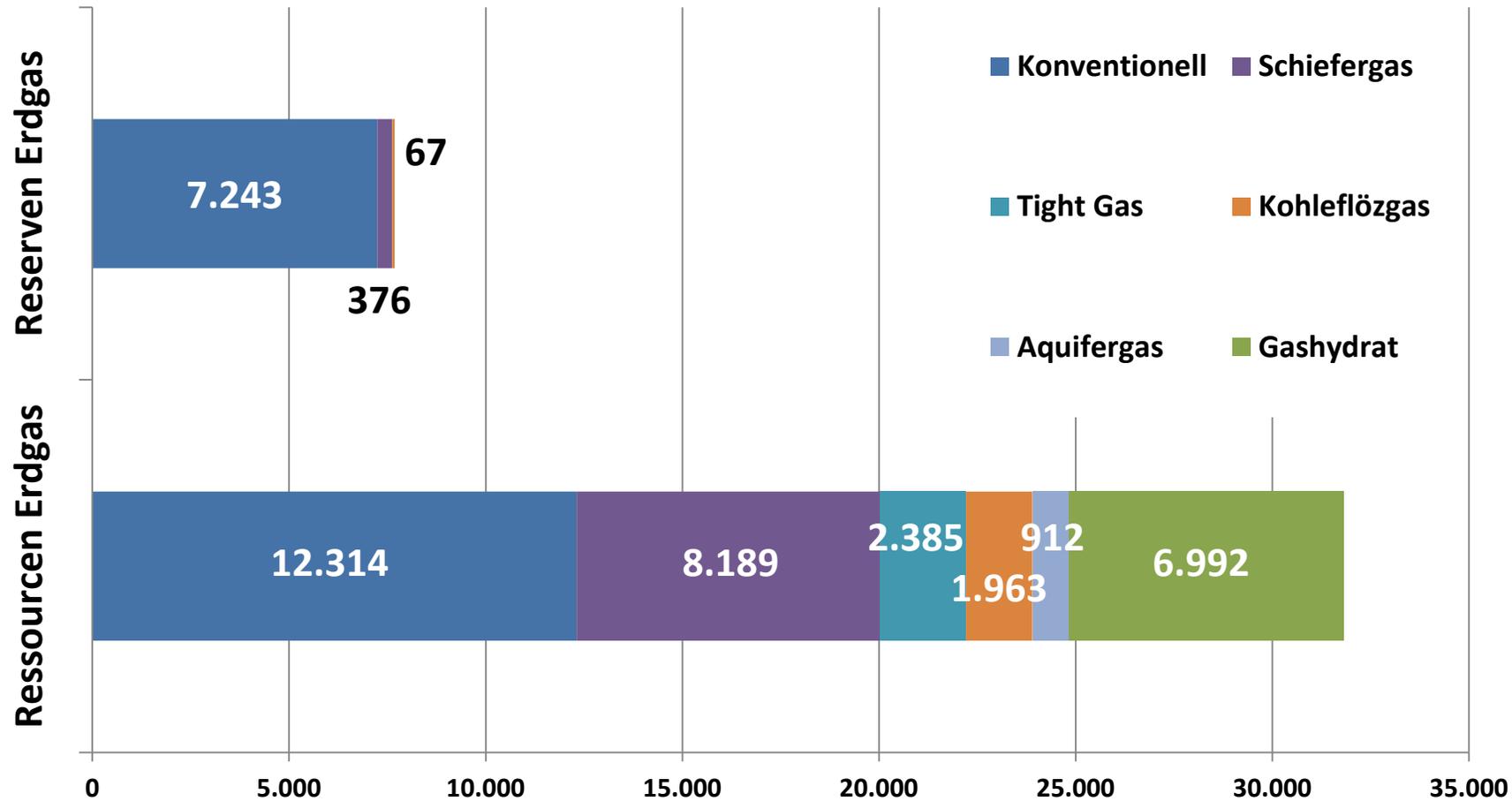
Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e.V. | Frühjahrssitzung Energie am 13. und 14. April 2023

Thomas Kolb

Engler-Bunte Institut, Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie | EBI ceb



Vergleich der Erdgasvorkommen in EJ

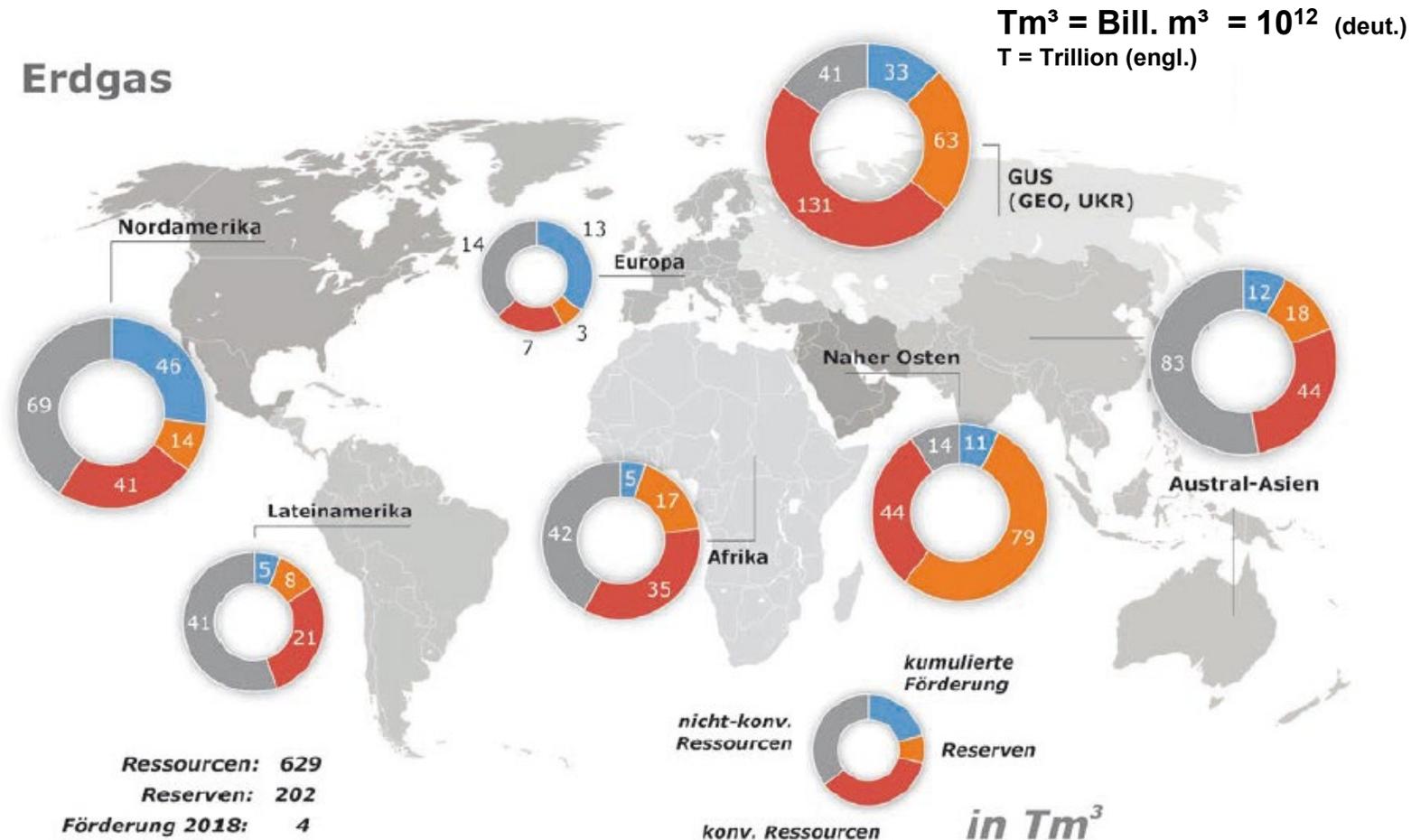


Verbrauch/a
160 EJ
 $4 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$

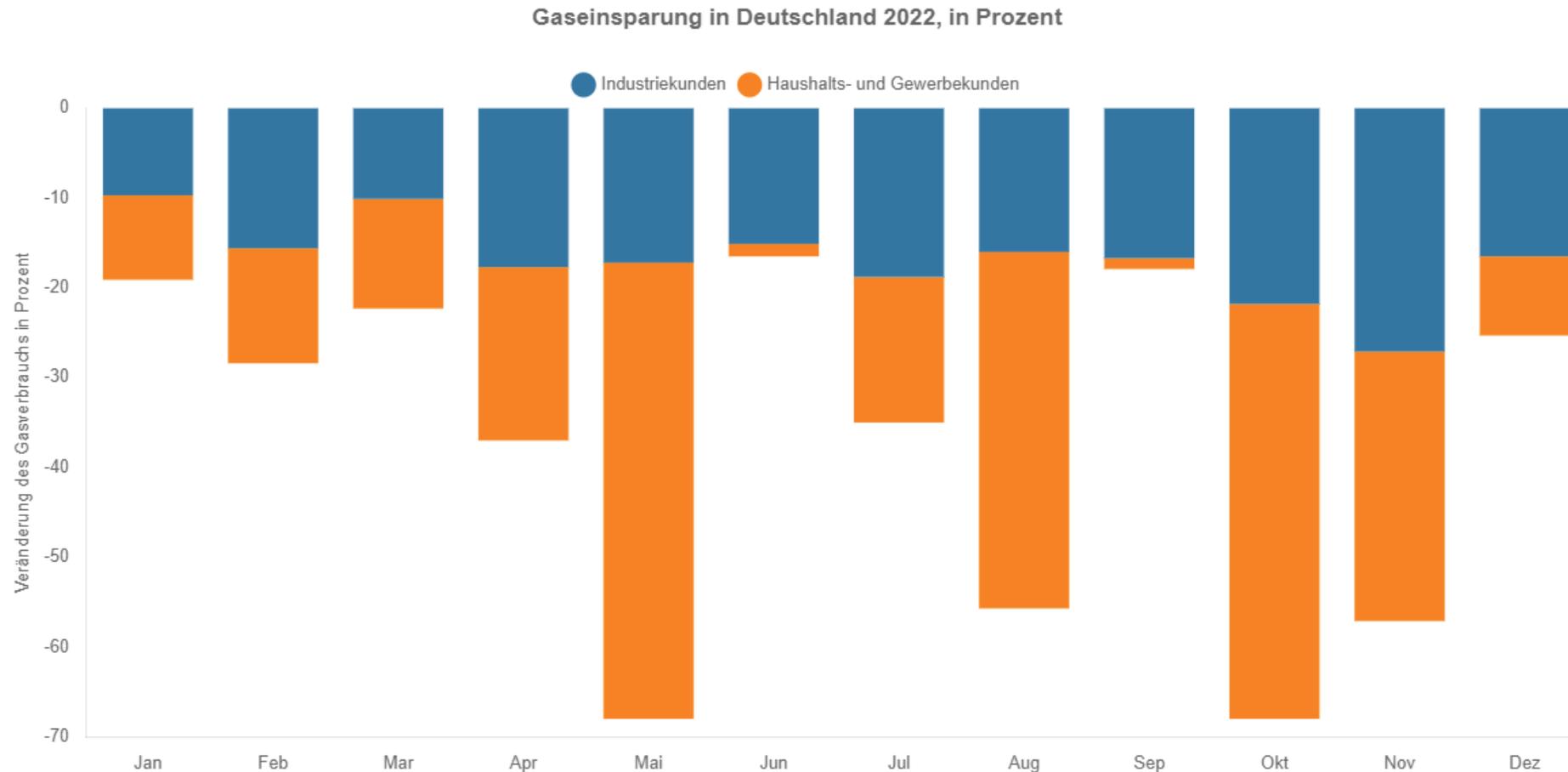
Quelle: BGR Energiestudie 2019. Daten und Entwicklung der deutschen und globalen Energieversorgung. Hg. v. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, (14.08.2020).

Geographische Verteilung Erdgas

(ohne Aquifergas und Gashydrat)



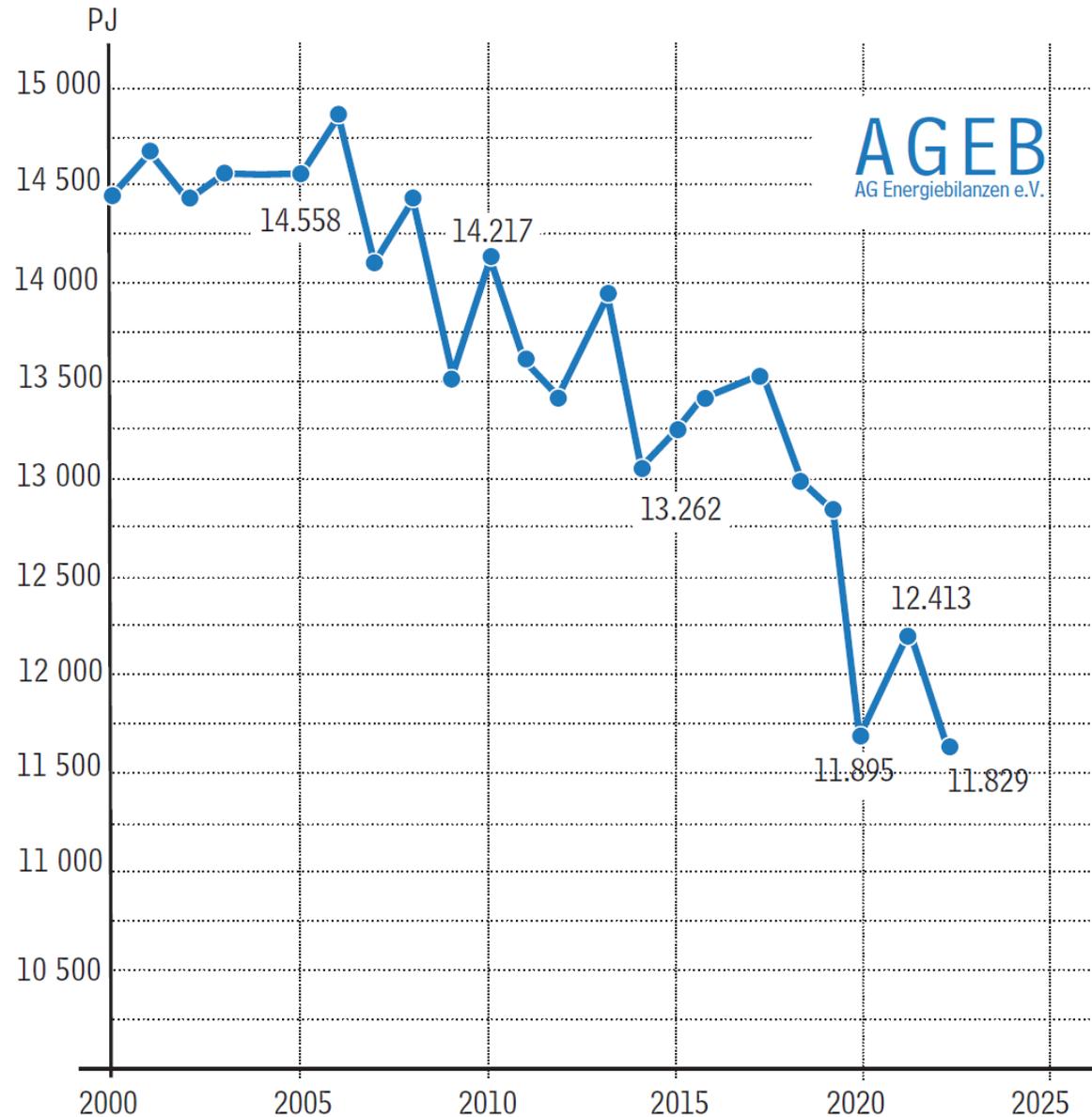
Quelle: BGR Energiestudie 2019. Daten und Entwicklung der deutschen und globalen Energieversorgung. Hg. v. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, (19.10.2021).



Deutschland hat viel Gas gespart. Im Vergleich zum Durchschnittsverbrauch der Jahre 2018-2021 wurden insgesamt rund **14 Prozent** weniger Gas verbraucht. Industriekunden verbrauchten **15 Prozent** und Haushalts- und Gewerbekunden **12 Prozent** weniger Gas.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html#:~:text=Gasverbrauch%20gesamt,-Gasverbrauch%202022%20in&text=Im%20Jahr%202022%20hat%20Deutschland,Industrie%20entfielen%2058%2C6%20Prozent.

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

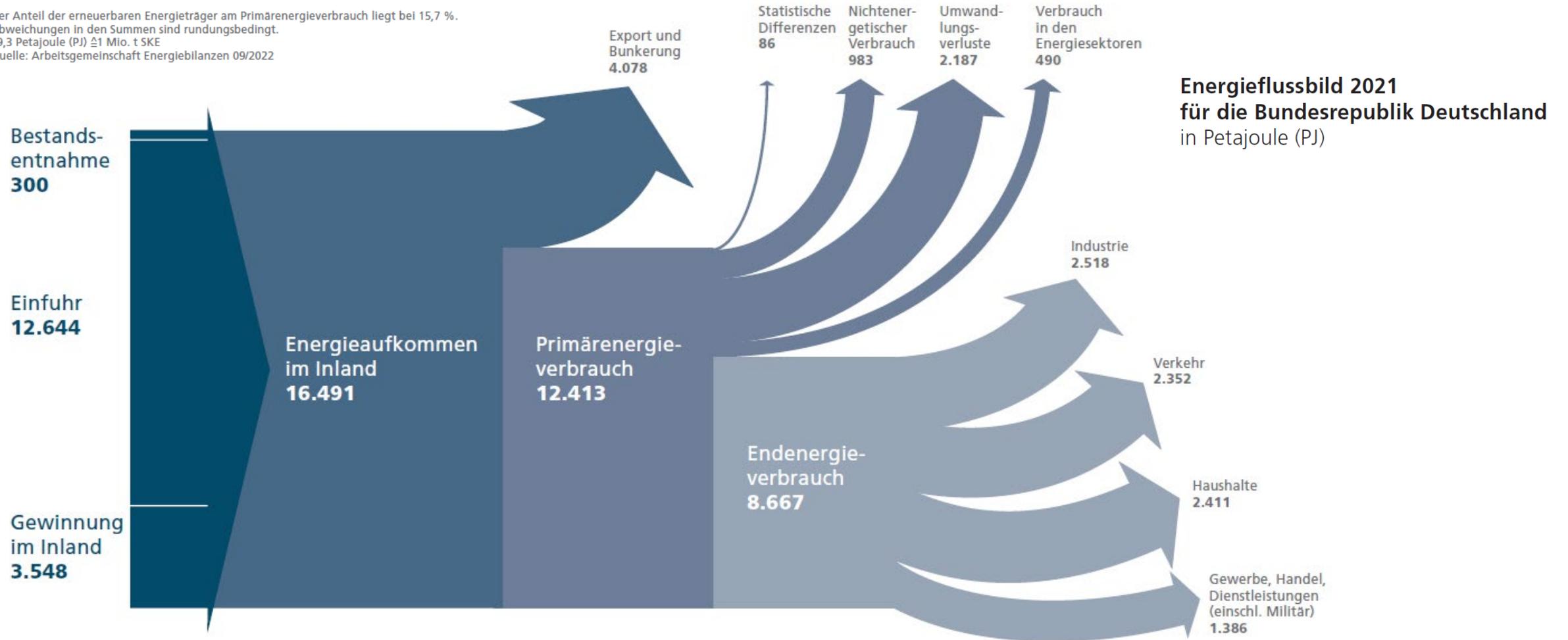


Primär-Energiebedarf Deutschland 2000 – 2022

Quelle: AG Energiebilanzen e. V. (AGEB), <https://ag-energiebilanzen.de/> (28.03.2023)

Energieflussschema / Sankey-Diagramm D 2021

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt bei 15,7 %.
 Abweichungen in den Summen sind rundungsbedingt.
 29,3 Petajoule (PJ) $\hat{=}$ 1 Mio. t SKE
 Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 09/2022



Quelle: Arbeitsgruppe Energiebilanzen e.V. (AGEB), Energieflussbild 2020,
https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/09/ageb_energieflussbild-kurz_de-2020-pj_20210923.pdf (28.03.2023)

Primär-Energiebedarf Deutschland 2022

Sonstige einschließlich

Stromaustauschsaldo **0,9** (1,1) %

Erneuerbare **17,2** (15,7) %

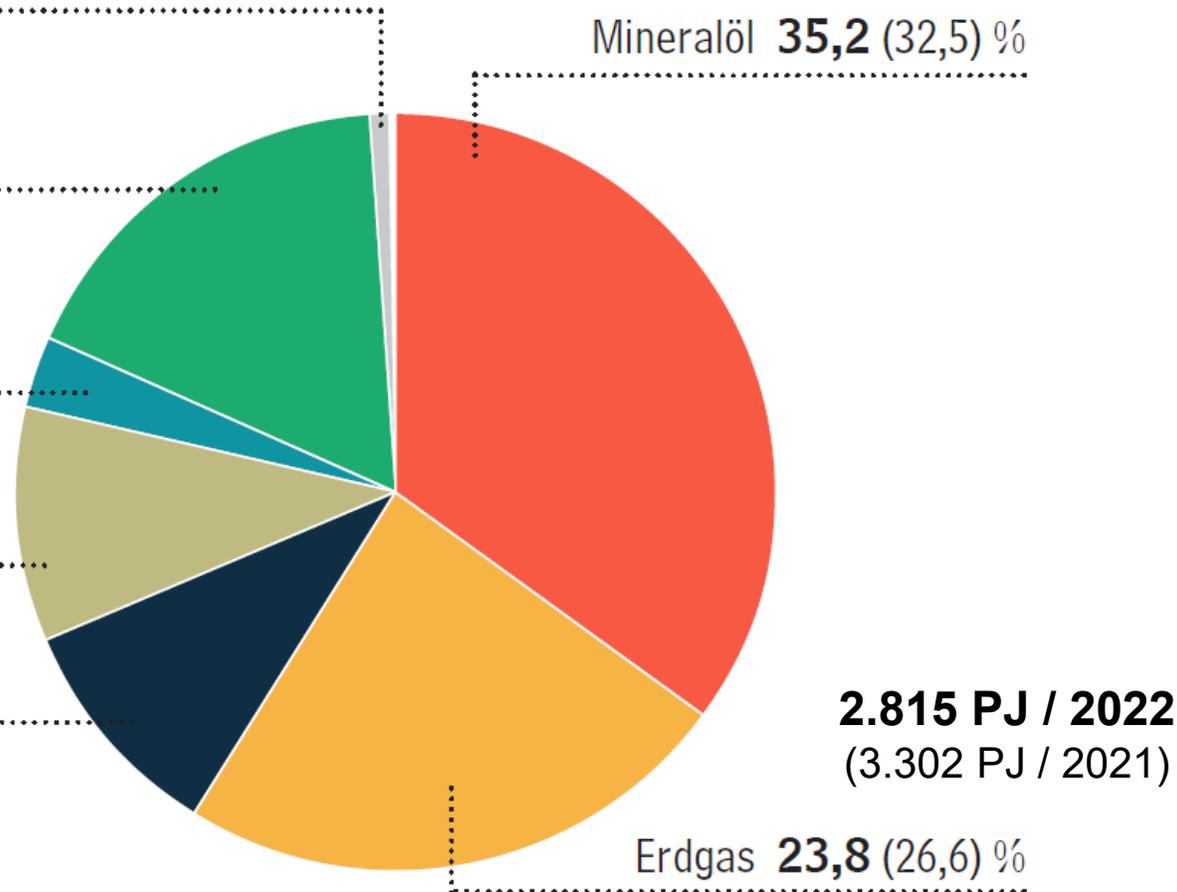
Kernenergie **3,2** (6,1) %

Braunkohle **10,0** (9,1) %

Steinkohle **9,8** (8,9) %

Mineralöl **35,2** (32,5) %

Erdgas **23,8** (26,6) %



PEB, D 2022

11.829 PJ

3.285 TWh

PEB, D 2021

12.413 PJ

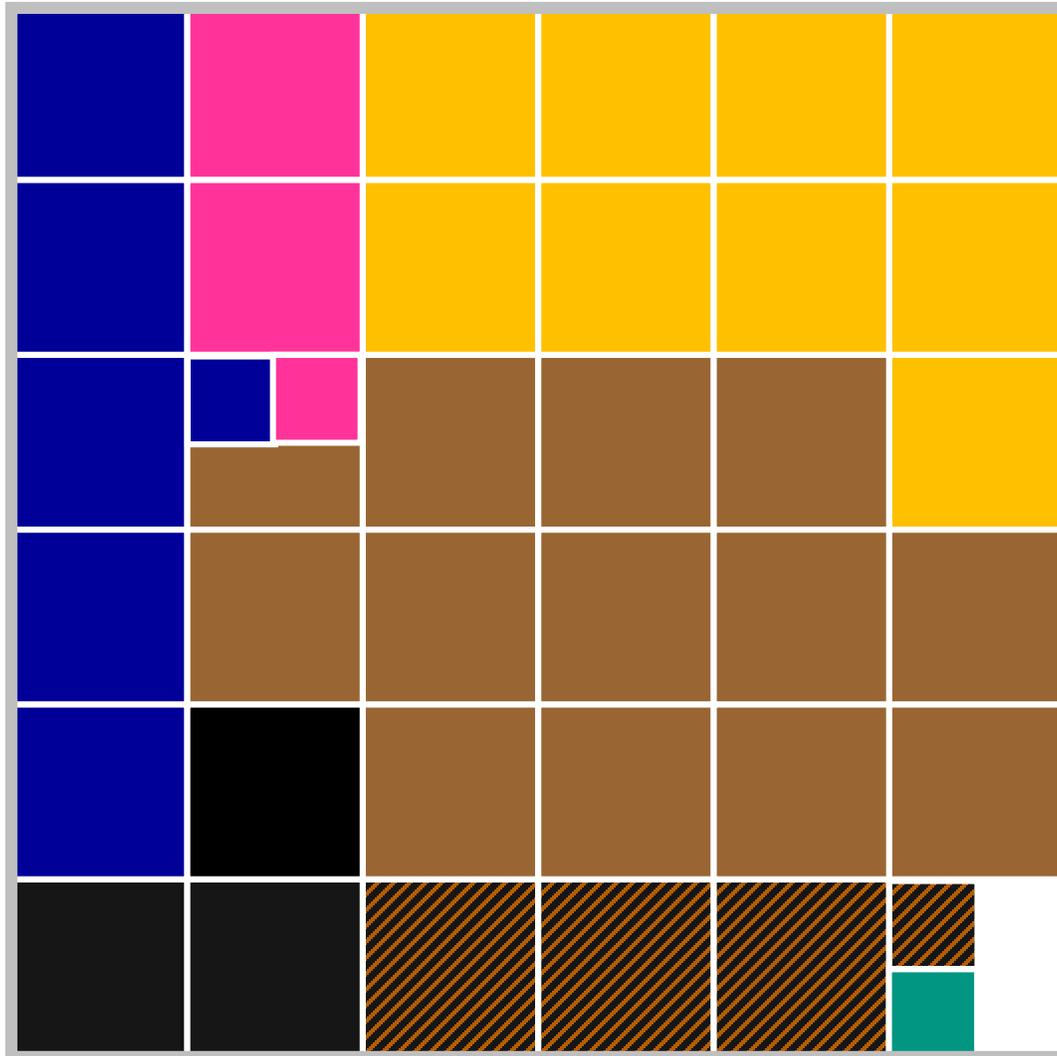
3.448 TWh

2.815 PJ / 2022
(3.302 PJ / 2021)

Werte in (2021)

Quelle: AG Energiebilanzen e. V. (AGEB), <https://ag-energiebilanzen.de/> (28.03.2023)

Primary Energy Demand, PED, Germany (2019)



Each tile corresponds to 100 TWh

	Crude oil	(1253)
	Natural gas	(889)
	Renewables	(527)
	Lignite	(323)
	Hard coal	(304)
	Nuclear	(228)
	Others	(27)

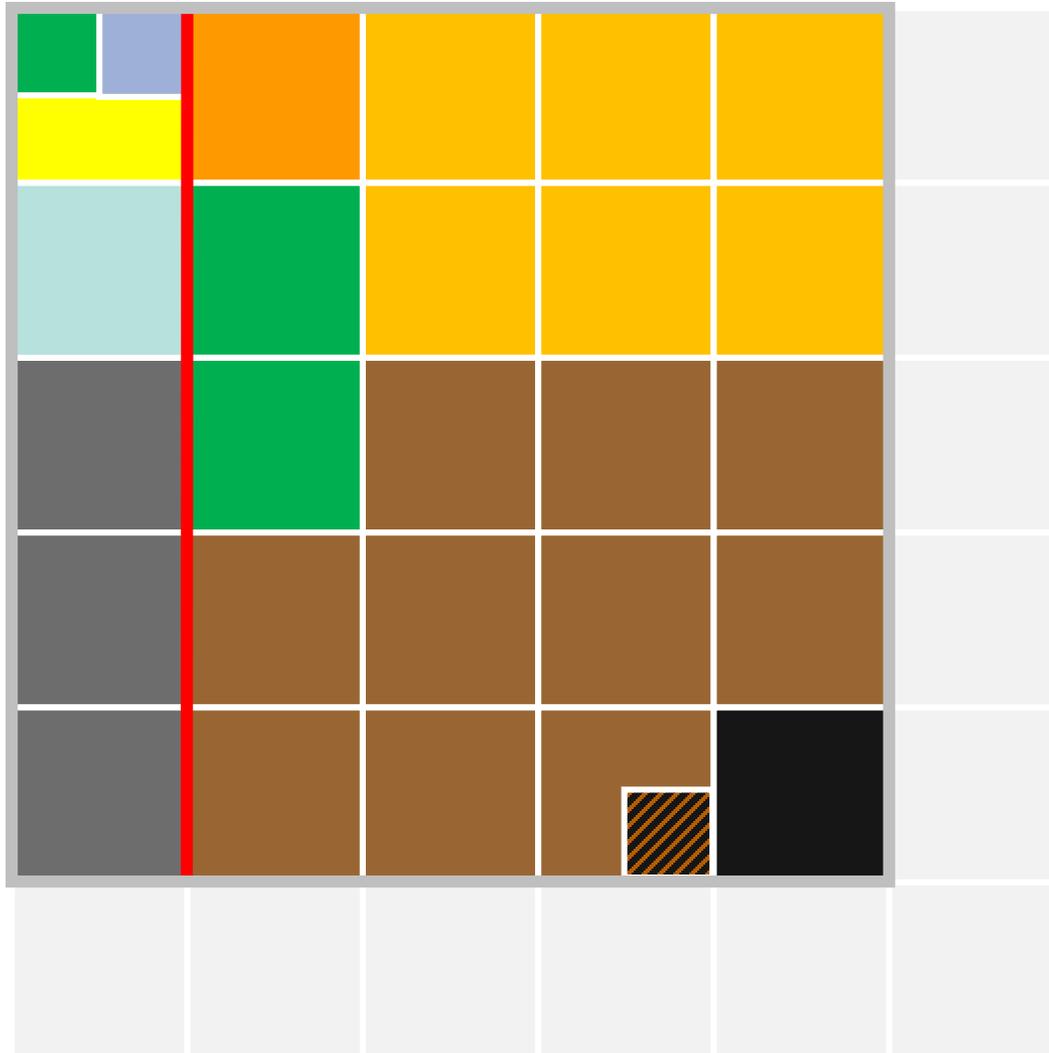
PED 12.779 PJ 3.550 TWh

FED 9.056 PJ 2.516 TWh

2022 PED 11.829 / FED 8.667 PJ

Final Energy Demand, FED, Germany (2019)

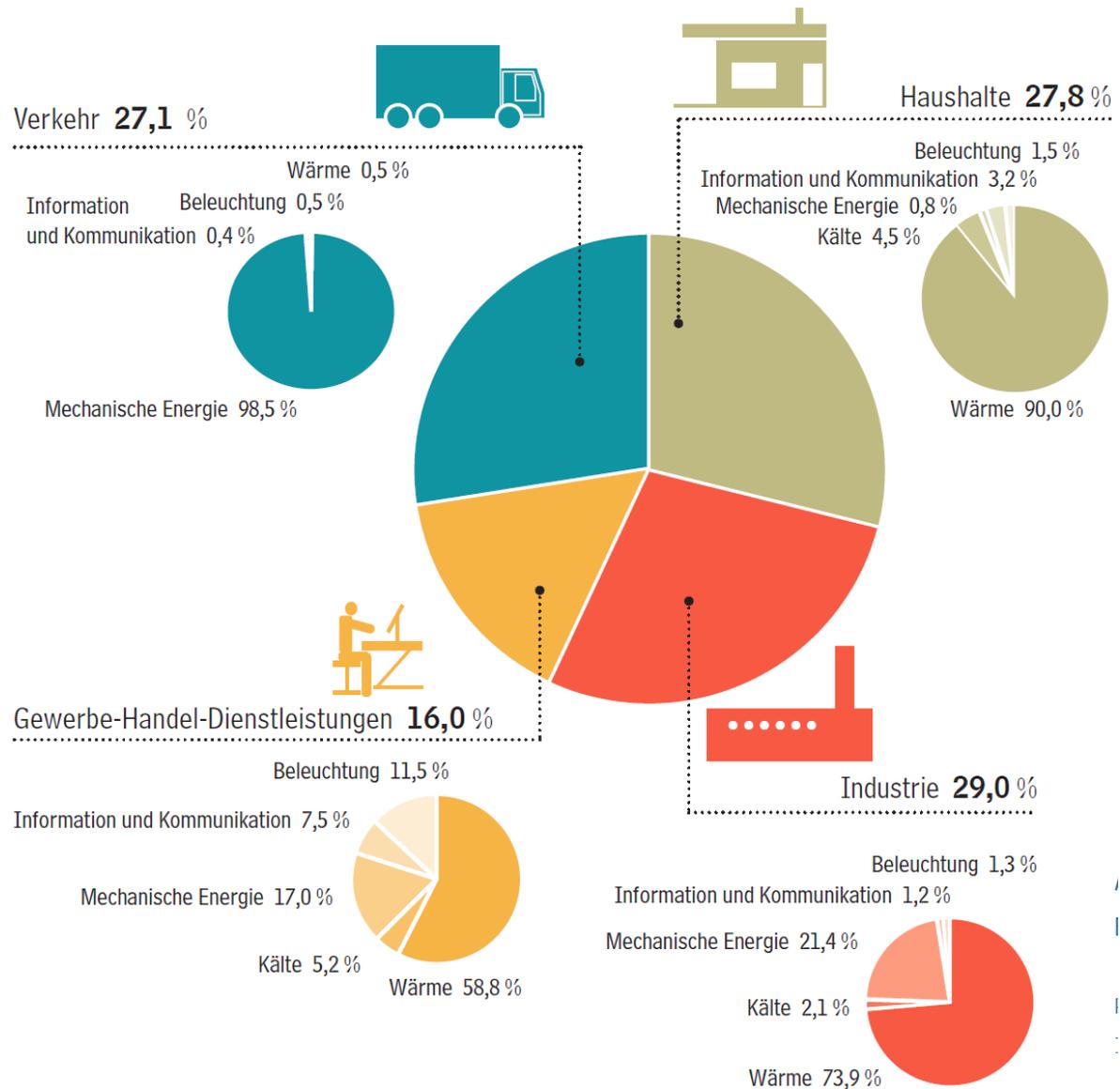
500 TWh Electrons + 2.000 TWh Molecules



-  Mineral Oil
 -  Natural Gas
 -  Biomass
 -  District Heating
 -  Hard Coal
 -  Lignite
-
-  Conventional (fossil)
 -  Wind
 -  PV & Solar
 -  Biomass
 -  Water Power

Molecules

Electrons



Endenergiebedarf Deutschland 2021 nach Sektoren

8.667 PJ

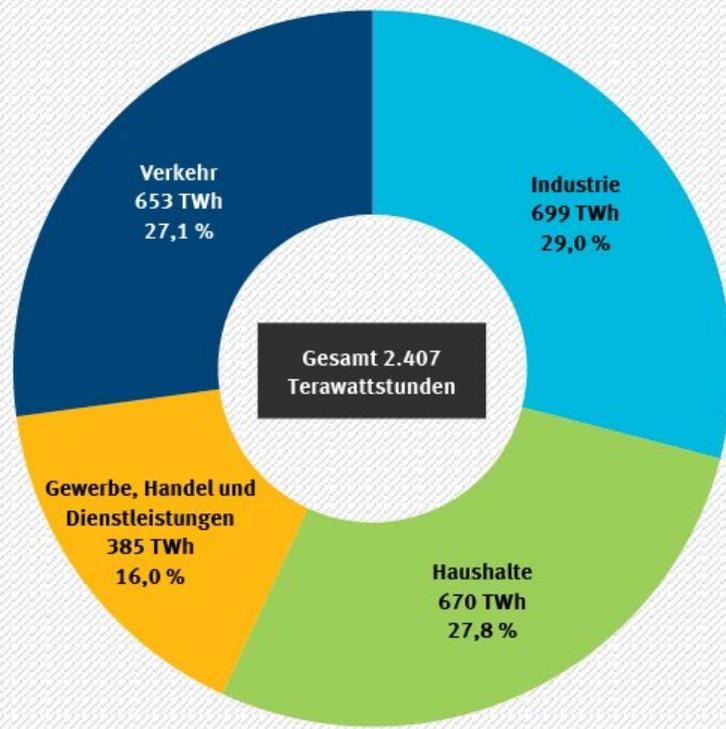
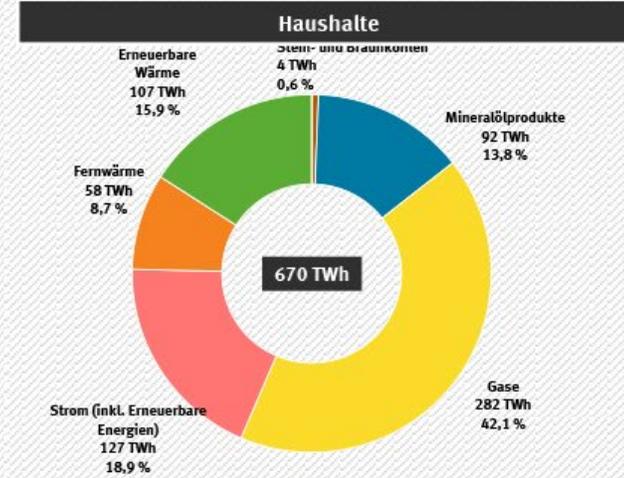
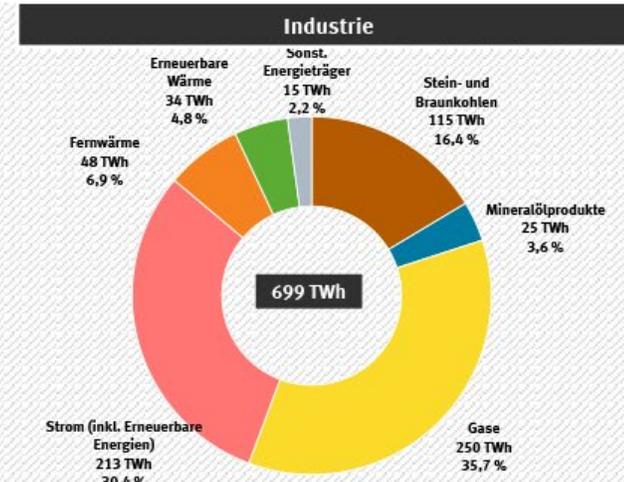
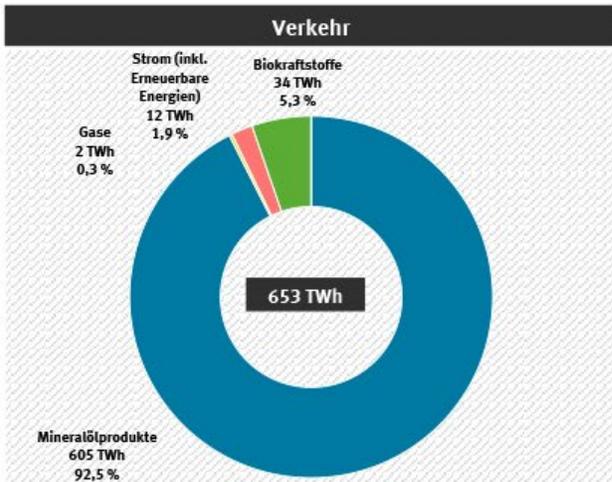
2.408 TWh

Industrie
2.518 PJ + 983 PJ nicht energetischer Bedarf

Quelle: AG Energiebilanzen e. V. (AGEB), <https://ag-energiebilanzen.de/> (28.03.2023)

Endenergiebedarf nach Sektoren, D 2021

EEB, 2021
8.667 PJ
2.408 TWh



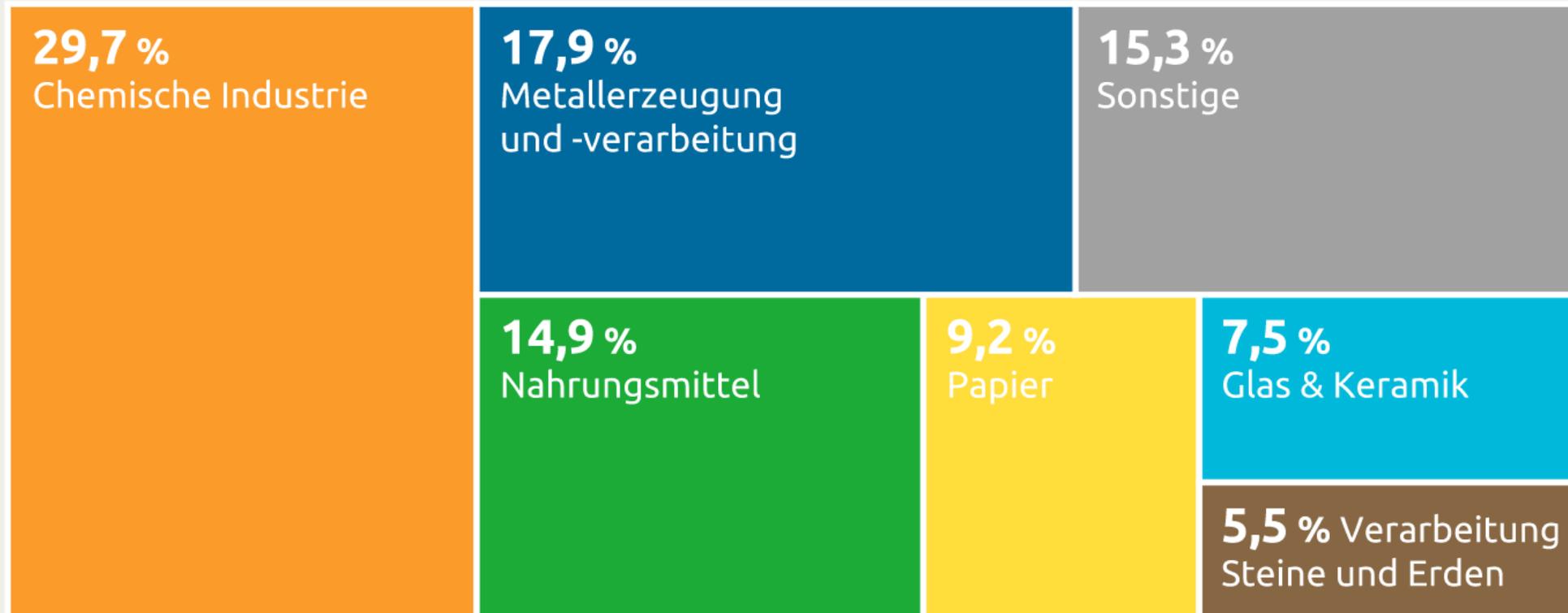
* vorläufige Angaben Quelle: Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Stand 09/2022

Quelle: Umweltbundesamt, Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren> , 28.01.2022

Erdgasverbrauch Industrie nach Branchen

Erdgasverbrauch in der Industrie

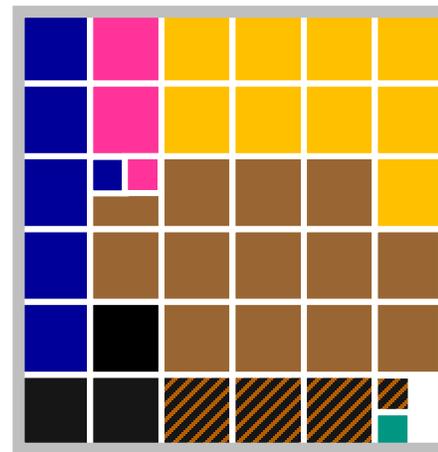
Den höchsten Bedarf in Deutschland hat die [chemische Industrie](#): Fast 30 Prozent des Gasverbrauchs im Industriesektor gehen auf ihr Konto.



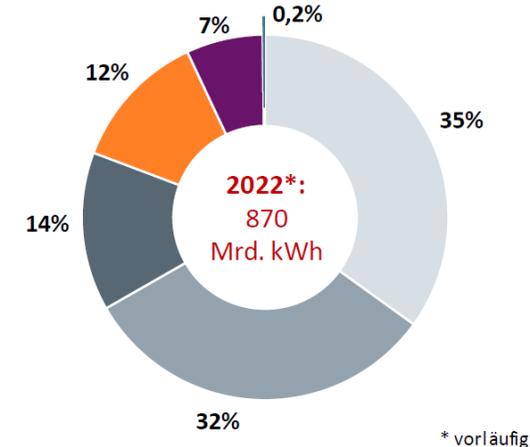
Quelle: AG Energiebilanzen, EEFA 2022

<https://gas.info/industrie>

Erdgas ist heute ein wesentlicher Energieträger!



- Industrie einschl. Industriekraftwerke
- Haushalte (2021 einschl. Wohnungsges.)
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- Stromversorgung (einschl. BHKW)
- Fernwärme/-kälteversorgung (einschl. BHKW)
- Verkehr



Brauchen wir zukünftig noch Gas? Wieviel? Welches?

Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie

Wie die Politik Wasserstoffpfade hin
zur Klimaneutralität 2045 finden kann

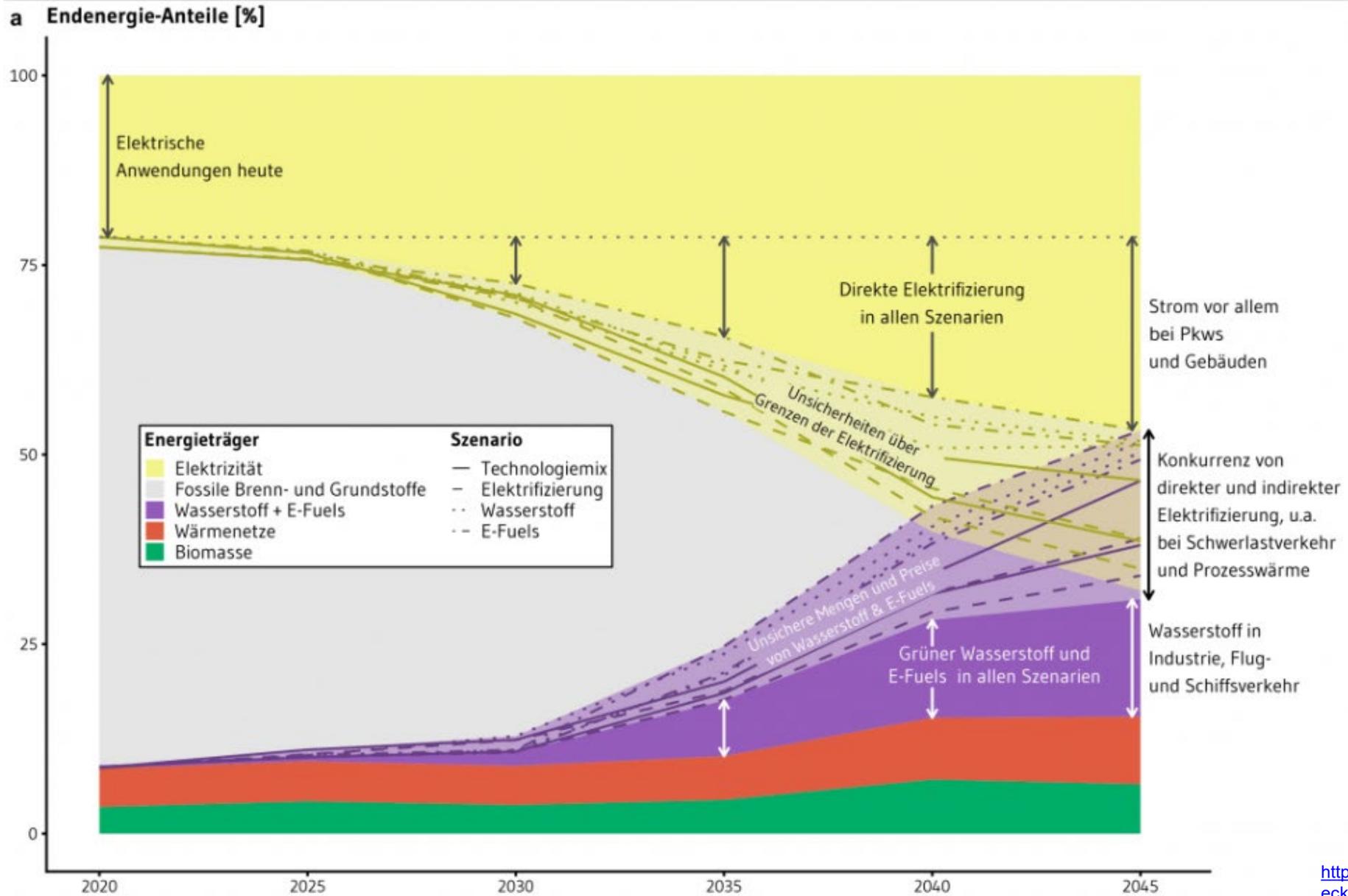


November 2021



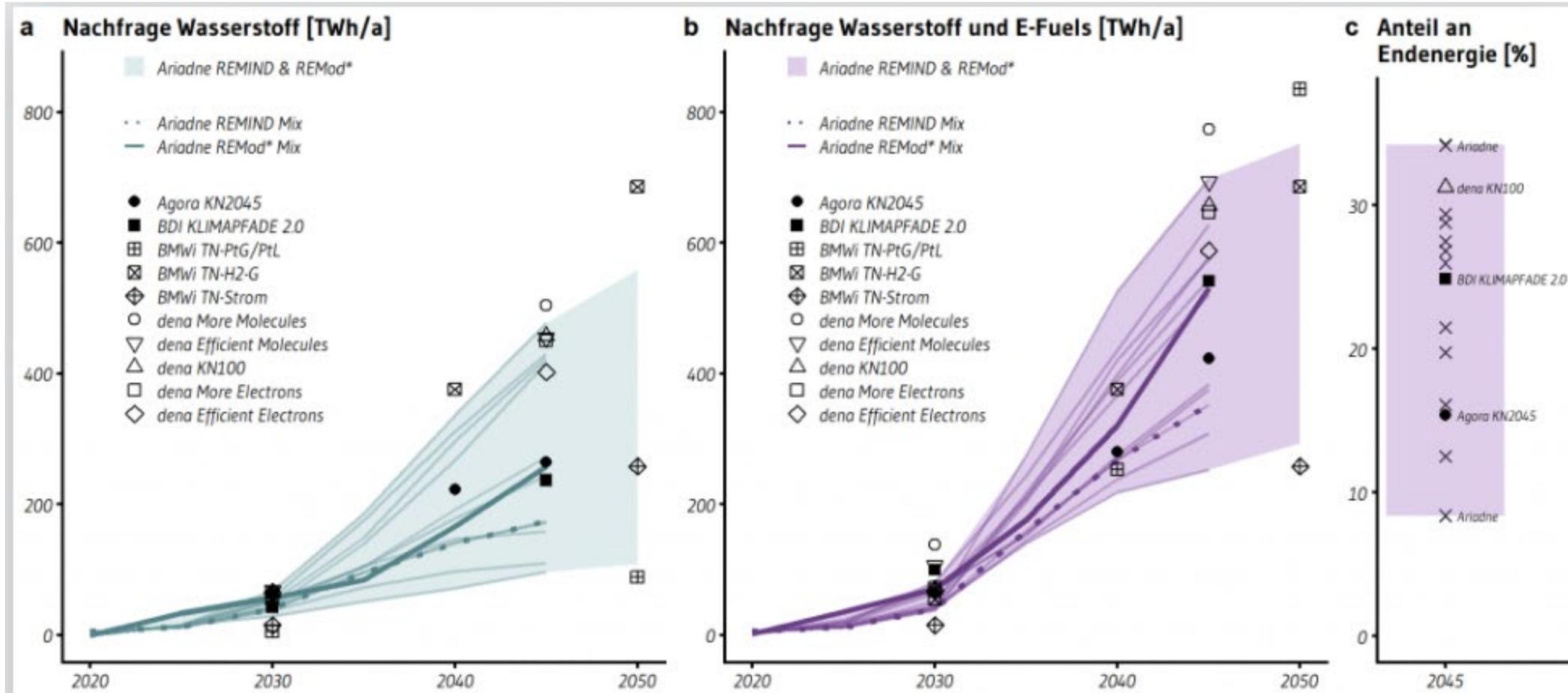
GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



<https://ariadneprojekt.de/publikation/eckpunkte-einer-anpassungsfahigen-wasserstoffstrategie/>

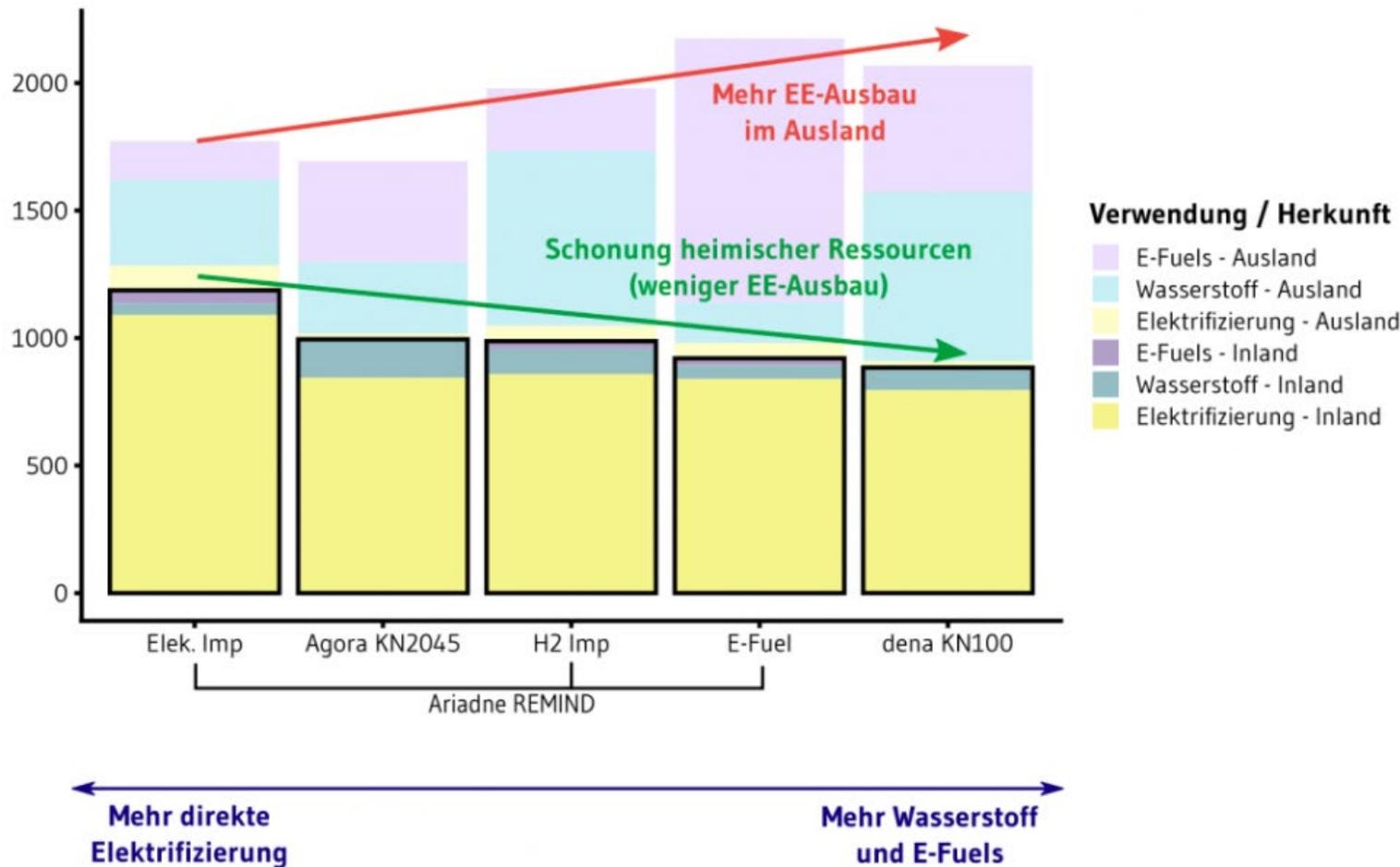
ARIADNE, 2021 | Nachfrage Wasserstoff / Wasserstoff + e-fuels



End-Energiebedarf
2.000 TWh
bis
3.750 TWh
je nach Scenario

<https://ariadneprojekt.de/publikation/eckpunkte-einer-anpassungsfahigen-wasserstoffstrategie/>

Gesamtstrombedarf 2045 [TWh/a]



ARIADNE, 2021

Wasserstoff + e-fuels

Bedarf

Ort der Produktion

Abbildung 4: Strombedarfe bei Klimaneutralität 2045 unterschieden nach im Inland produziert (eingerahmt) und aus dem Ausland importiert (in Form von Wasserstoff, E-Fuels oder Strom-Interkonnektoren). Annahmen: 60 % Gesamteffizienz bei der elektrolytischen Wasserstoffproduktion bzw. 40 % Gesamteffizienz bei der Synthese von E-Fuels.

<https://ariadneprojekt.de/publikation/eckpunkte-einer-anpassungsfahigen-wasserstoffstrategie/>

LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

Treibhausgasneutrale Szenarien T45

Überblickswebinar 15.11.2022, Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer ISI)

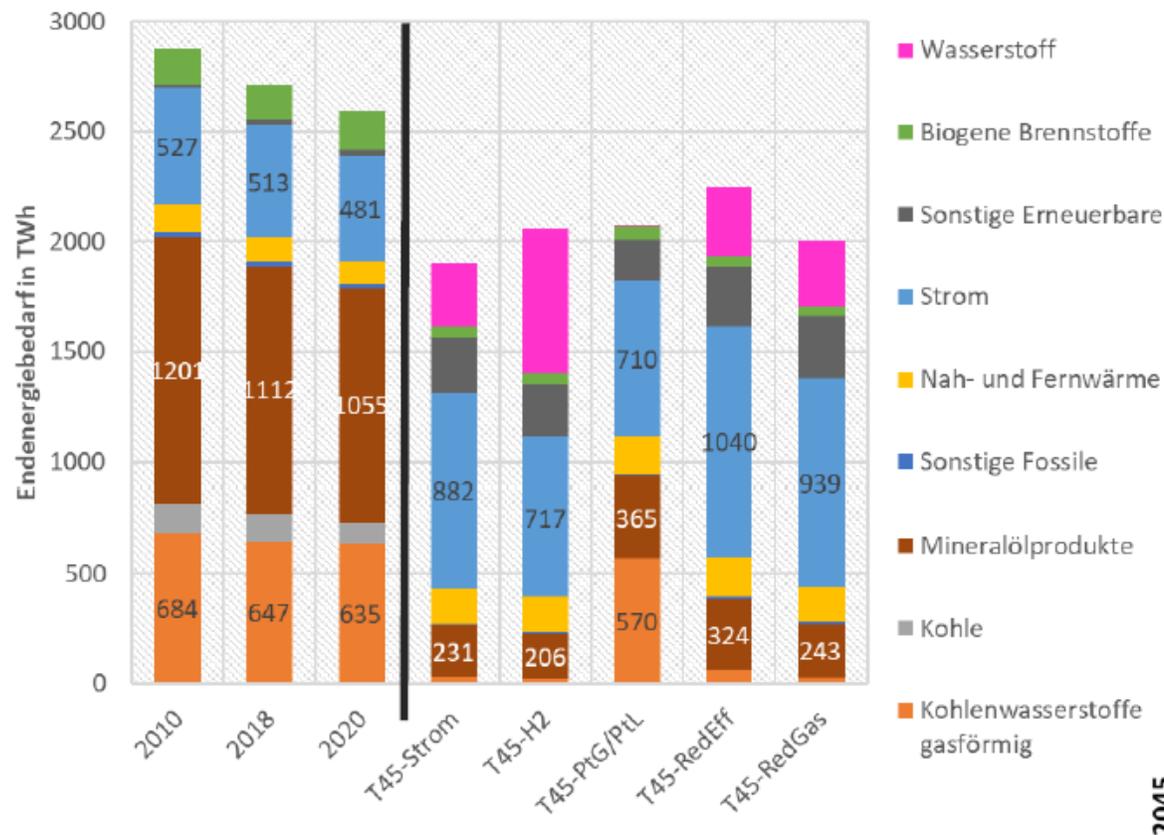


T45 Hauptszenarien

Autoren:

Sensfuß, Frank; Lux, Benjamin; Bernath, Christiane; Kiefer, Christoph; Pfluger, Benjamin; Kleinschmitt, Christoph; Franke, Katja; Fragoso Garcia, Joshua; Deac, Gerda; Männer, Wolfgang; Brugger, Heike; Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Herbst, Andrea; Manz, Pia; Neuwirth, Marius; Wietschel, Martin; Gnann, Till; Speth, Daniel; Krail, Michael; Mellwig, Peter; Blömer, Sebastian; Köppen, Susanne; Tersteegen, Bernd; Maurer, Christoph; Ladermann, Alexander; Dröscher, Tom; Willemsen, Sebastian; Müller-Kirchenbauer, Joachim; Evers, Maximilian; Akça, Okan; Jiang, Dongrui; Hollnagel, Jeremias; Giehl, Johannes; Mielich, Tim

Endenergienachfrage inkl. stofflicher Nutzung Strom in allen Szenarien zentraler Energieträger



Ergebnis

- Strombedarf 2045 zwischen 710-1040 TWh
- Wasserstoffbedarf 2045 zwischen 1 (289)-655 TWh
- Deutlicher Rückgang Kohlenwasserstoffe in allen Szenarien

Einordnung

- Korridore der Szenarien werden kleiner
- Nah- und Fernwärme in allen Szenarien mit Aufwuchs
- Hoher Strom- und Wasserstoffbedarf in allen Szenarien (außer T45-PtG/PtL)
- Wasserstoffbedarf erhöht den Strombedarf auf der Erzeugungsseite zusätzlich
- Die Versorgungsaufgabe auf der Angebotsseite wird herausfordernder

2045

Sektoranalyse Angebot – Importe 2045 (netto)

Unterschiedliche Hauptenergieträger werden importiert

T45-Strom

Importe:

178 TWh Wasserstoff
123 TWh Strom
0 TWh PtG
219 TWh PtL

➤ 815 TWh Stromäquivalente

T45-H2

Importe:

422 TWh Wasserstoff
102 TWh Strom
0 TWh PtG
193 TWh PtL

➤ 1090 TWh Stromäquivalente

T45-PtG/PtL

Importe:

-27 TWh Wasserstoff
-102 TWh Strom
535 TWh PtG
361 TWh PtL

➤ 1600 TWh Stromäquivalente

T45-RedEff

Importe:

328 TWh Wasserstoff
176 TWh Strom
22 TWh PtG
324 TWh PtL

➤ 1335 TWh Stromäquivalente

■ Ergebnisse

- Deutschland importiert in allen Szenarien netto Energie
- Der importierte Hauptenergieträger unterscheidet sich deutlich
- Der stärkste Import findet im Szenario *T45-PtG/PtL* statt

■ Einordnung

- Letztlich wird 2045 in allen drei Szenarien Stromerzeugung im Ausland für den deutschen Energiebedarf benötigt
- Die benötigte Strommenge nimmt bei Wasserstoff und insbesondere PtG/PtL durch Verluste in der Umwandlungskette deutlich zu
- Die Importabhängigkeit Deutschlands sinkt gegenüber heute deutlich (30-40% in 2045)

■ Schlussfolgerung

- Die Diskussion über die Organisation deutscher Energieimporte und den entsprechenden Flächenbedarf sollte angegangen werden

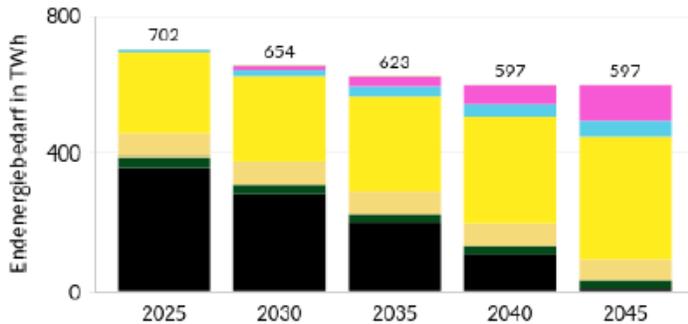


Kurzübersicht – Industrie – Endenergiebedarf

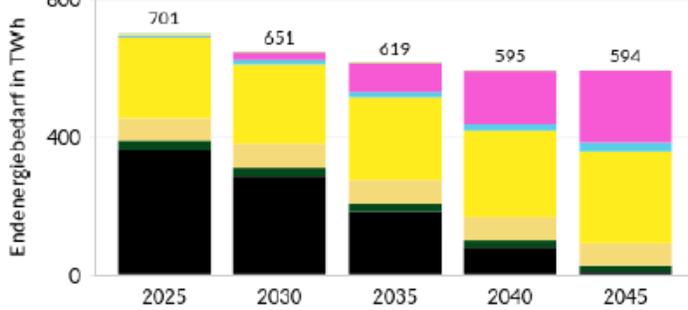
Tiefgreifende Transformation erforderlich

2022 |+ 273 TWh nicht energetisch

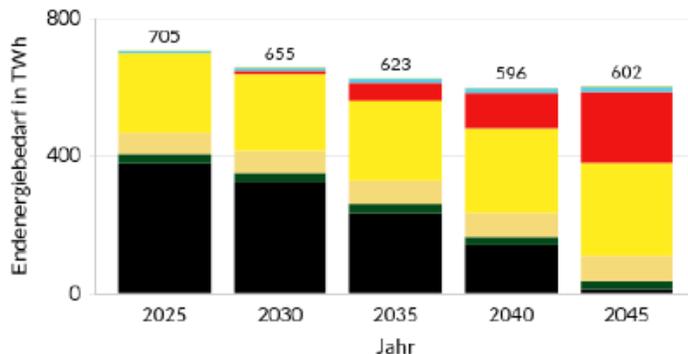
T45-Strom



T45-H2



T45-PtG/PtL



Typ



Ergebnisse

- THG-Minderung bis 2045 bei 96-97% gegenüber 1990; es verbleiben verteilte prozessbedingte Emissionen
- Der Energieverbrauch (inkl. stofflicher Nutzung) sinkt in allen T45-Grundszenarien leicht; Effizienzgewinne werden durch neue Verbraucher nahezu kompensiert
- Treiber: Energie- und Materialeffizienz, Prozesswechsel auf Sekundärrouten, H₂ bzw. Elektrifizierung, Batteriefabriken
- Szenarien zeigen deutliche Unterschiede bei der Bedeutung von Strom, synthetischem Methan (PtG) und H₂, aber auch Gemeinsamkeiten:
 - Der Stromverbrauch steigt in allen Szenarien deutlich
 - Hoher Wasserstoffbedarf auch im Szenario *T45-Strom*; Treiber sind Chemie und Stahl

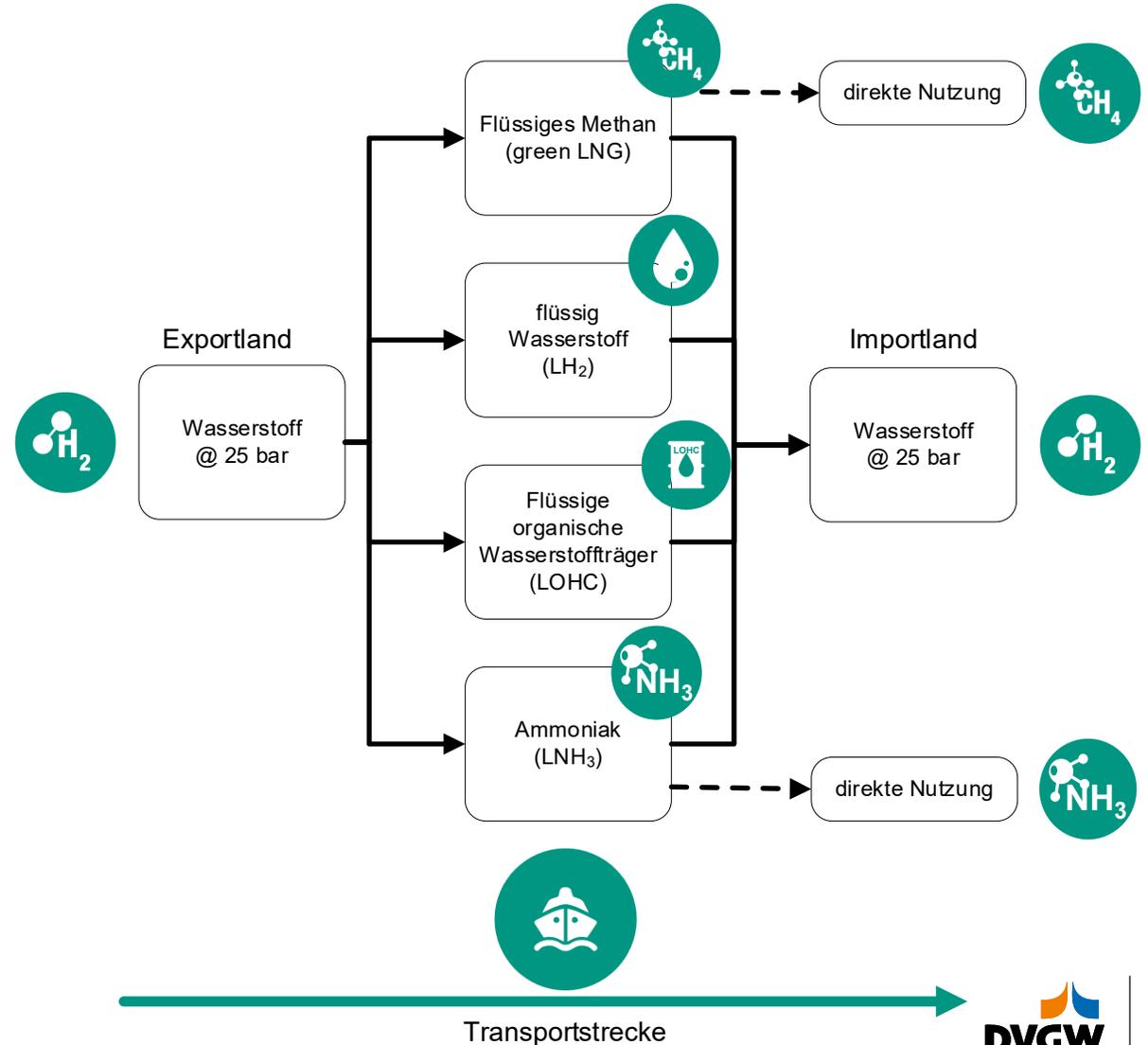
Schlussfolgerungen

- Ohne große Mengen CO₂-neutraler Sekundärenergieträger (Strom, H₂, PtG) ist die Transformation nicht möglich
- Besonders energieintensive Grundstoffindustrien stehen vor einem umfassenden Umbau des Anlagenbestandes

Transportketten für H₂ und H₂-Derivate

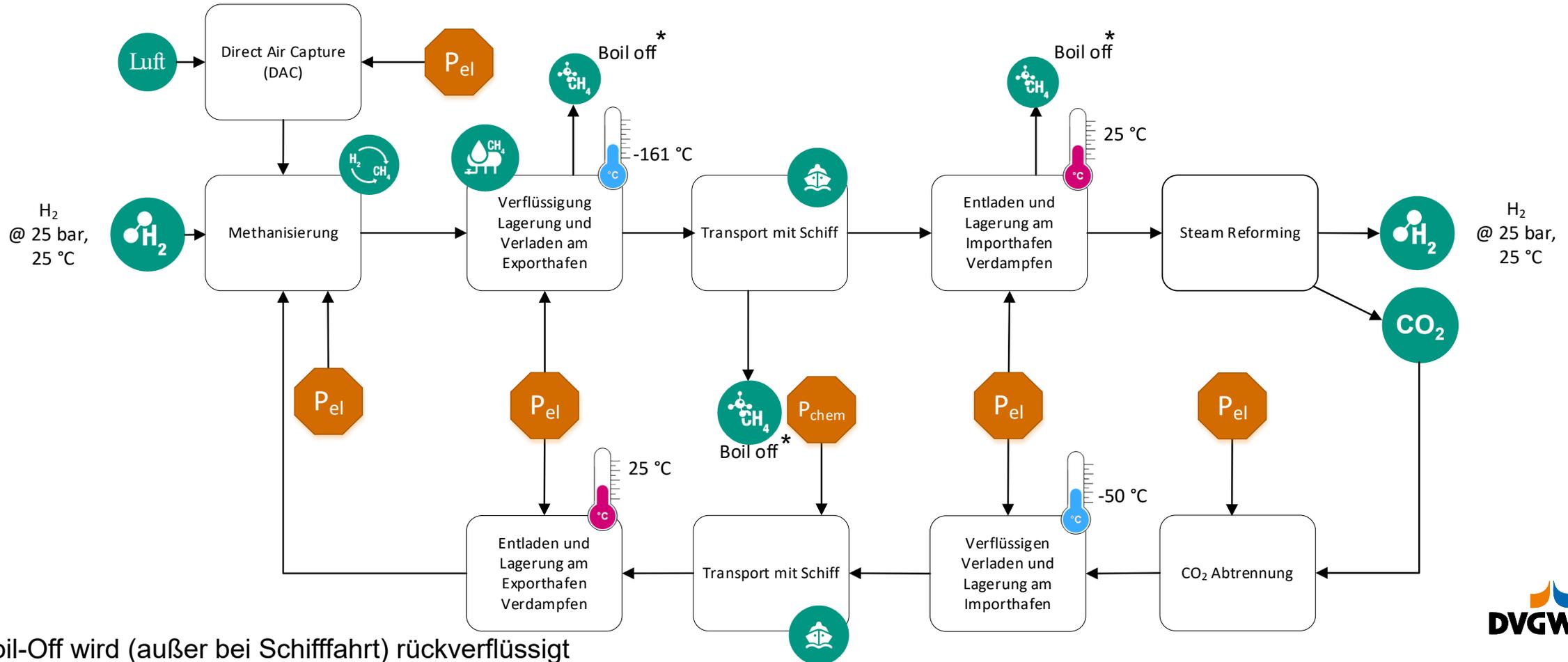
Definitionen

- H₂ liegt im Exportland in gasförmiger Form bei **25 bar** und **25 °C** vor
- Die betrachtete Transportdistanz sind **6.000 km**
- Betrachtet wird der Transport der Wasserstoffträgers mit dem **Schiff**
- Die Prozessketten umfassen die nötigen Umwandlungsprozesse im Exportland, den Schiffstransport, sowie die **Rückwandlung in gasförmigen H₂** im Importland (zu 25 bar, 25 °C)
- Für die Energieträger NH₃ und CH₄ wird zusätzlich die **Direktnutzung** im Importland betrachtet
- Als H₂-Gasbeschaffenheit im Importland werden die Bedingungen nach **G260 Gruppe A der 5. Gasfamilie** angesetzt



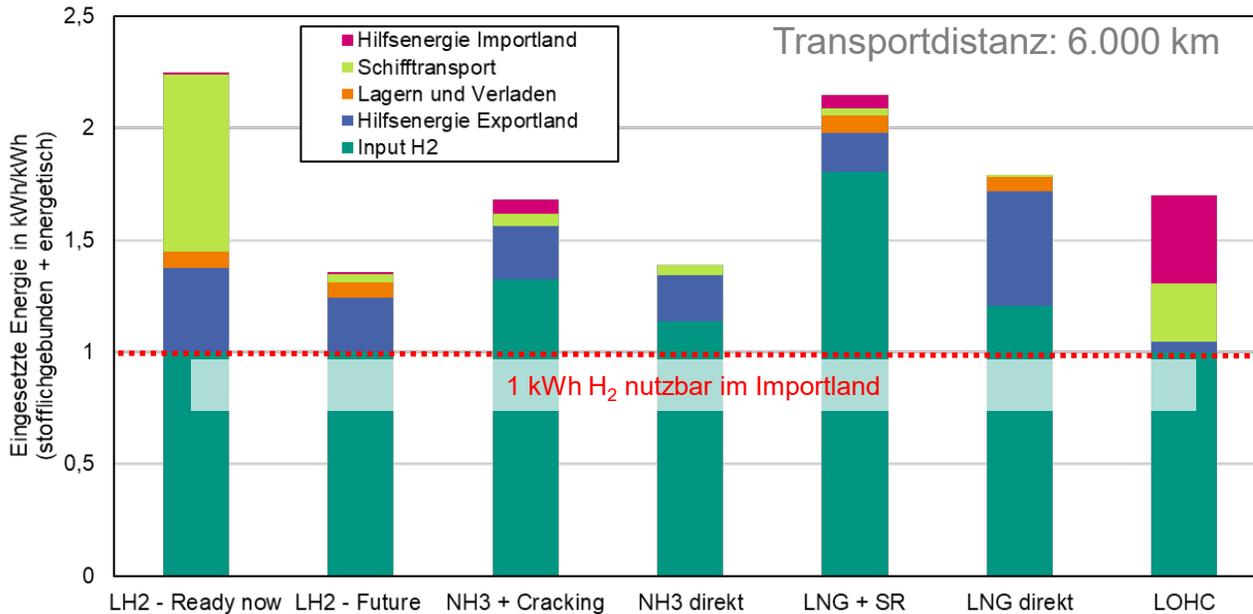
Transportprozesskette green-LNG

Transportprozesskette SMR und CCU



Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Vergleich des energetischen Ausnutzungsgrades für verschiedene Transportoptionen



Eingesetzte Energie in kWh/kWh	LH ₂ Ready now	LH ₂ Future	NH ₃ Cracking	NH ₃ direkt	LNG SR	LNG direkt	LOHC
Input H₂	1,0	1,0	1,33	1,13	1,81	1,20	1,0
Hilfsenergie Exportland	0,38	0,25	0,24	0,20	0,17	0,51	0,04
Lagern und Verladen	0,07	0,07	< 0,01	< 0,01	0,08	0,07	< 0,01
Schiff-transport	0,79	0,05	0,05	0,05	0,03	0,01	0,26
Hilfsenergie Importland	0,01	0,01	0,06	< 0,01	0,06	< 0,01	0,4
Output (1 kg H₂ oder Direktnutzung)	33,3	33,3	33,3	38,8	33,3	50	33,3
Ausnutzungsgrad	45 %	74 %	60 %	72 %	46 %	56 %	59 %

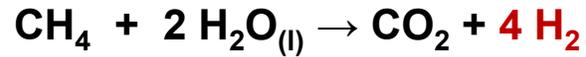
Hydrogen Production

Gasification:

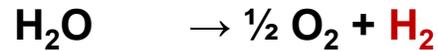


$CO_2 + H_2O$

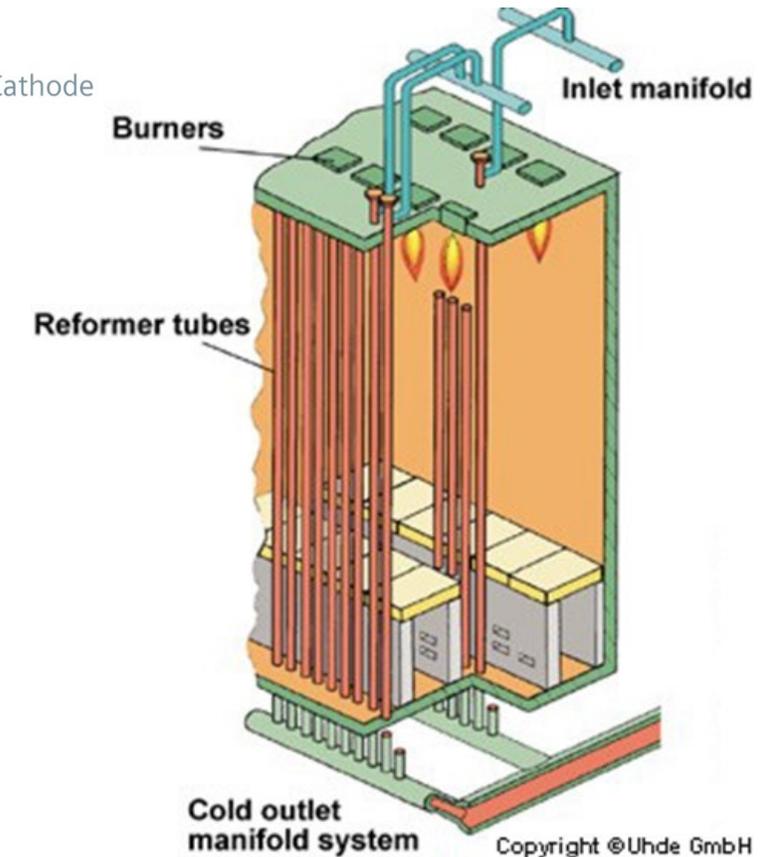
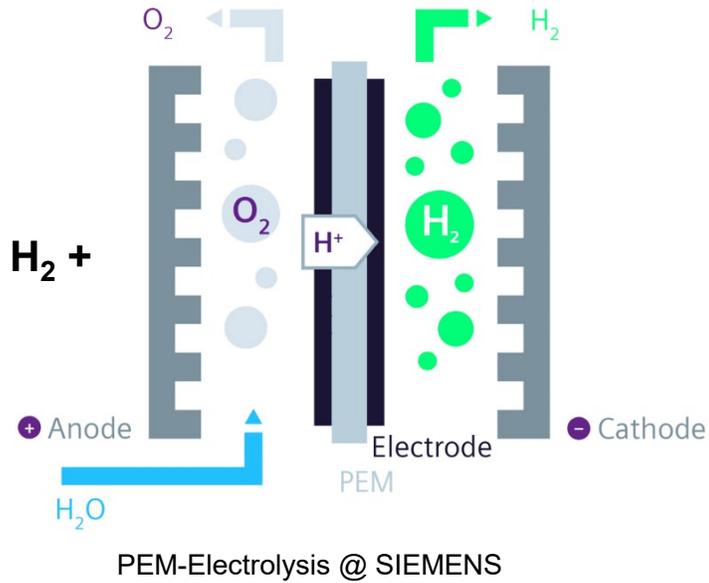
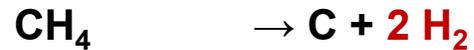
Steamreforming:



Water Electrolysis:



Methane Pyrolysis:



Reaction Enthaly (per H ₂)	$\Delta_R h_{25^\circ C}^0$		$\frac{\Delta_R h^0}{\Delta_R h_{Elyse}^0}$
	kJ/mol H ₂	kWh/m ³ H ₂	
Methane Steamreforming	63.2	0.784	0,221
Water Electrolysis	285,8	3,544	1
Methane Pyrolysis	37.4	0.463	0,131

Erdgas-Pyrolyse / Verfahrensprinzipien

Thermisch

- Reaktionstemperaturen über 1000 °C
- Risiken: Rußablagerungen → Wärmeübergang, Verblockung

diskontinuierlich an
Ofenausmauerung

an Kohlenstoffgranulat

in Flüssigmetall

Plasma-unterstützt

- Reaktionstemperaturen Hochtemperatur-Plasma oberhalb 1000 °C
- Reaktionstemperaturen Niedertemperatur-Plasma bis 1000 °C
- Risiken: Kühlung / Verschleiß der Elektroden, Rußablagerungen

Hochtemperatur-Plasma

Niedertemperatur-Plasma

Katalytisch

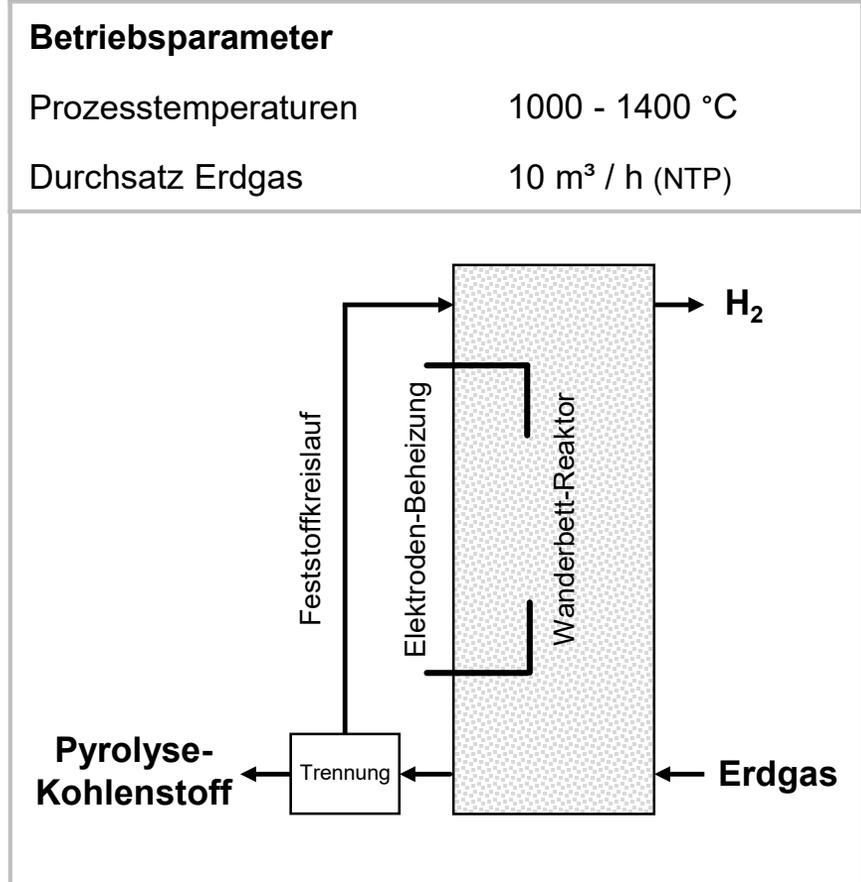
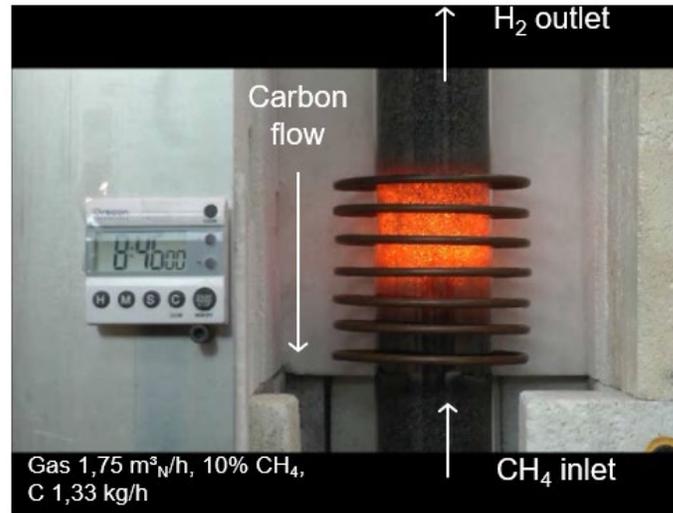
- Hohe Reaktionsgeschwindigkeiten unter 1000 °C möglich
- Katalysatordeaktivierung durch Kohlenstoffablagerung
- Risiken: Katalysatorregeneration, Trennung von Kohlenstoff und Katalysator

an Metall-Katalysator

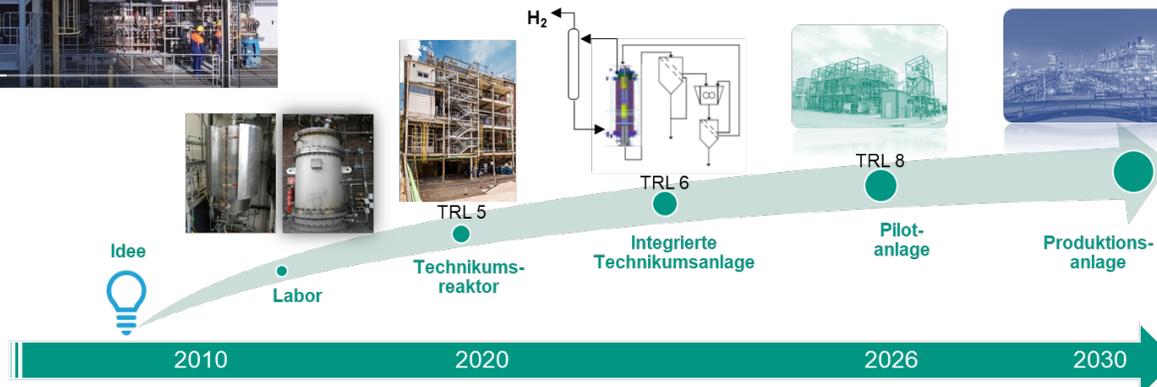
an Kohlenstoff-
Katalysator

Kohlenstoffgranulat im Wanderbett (BASF)

- Wanderbett aus Kohlenstoff-Granulat
- Aufheizung Erdgas im Gegenstrom
- Reaktion auf Oberfläche des Granulats



Bode et al. (2018)



Overview Pyrolysis Processes

Principle	Developer facility	Target product	Period	Reactor description	State of development	TRL
Thermal	BASF	H ₂	2012 –	Moving bed, carbon granules	PDU, R&D project for scale-up ongoing	5-6
	KIT	H ₂	2013 –	Liquid tin Bubble column	Laboratory, R&D projects for PDU	3
Plasma	Kvaerner Karbomont Plant	Carbon black	1992 – 2003	Hot Plasma torch	Production plant (decommissioned and dismantled)	8
	Monolith Materials Olive Creek Plant	Carbon black	2014 –	Hot Plasma torch (similar to Kvaerner)	Production plant, first customer deliveries scheduled for 2021	7
	HiiROC	H ₂	2019	Hot Plasma	?	?
	Atlantic Hydrogen, Carbonsaver	Mixture H ₂ / Natural gas	2005 – 2015	Cold Plasma torch	Pilot plant (not put into operation), development stopped due to bankruptcy	5
	GRAFORCE	H ₂	2019 –	Cold Plasma torch	Laboratory, first demonstration plant scheduled for 2021	7?
Catalytic + Plasma	Tomsk University TOMSK-GAZPROM	H ₂	2008 –	Microwave, Ni cat + plasma torch	Laboratory, no information on scale-up	3
Catalytic	Florida Solar Energy Center	H ₂	2003 – 2005	2-stage fluidized bed with C catalyst	Laboratory, no information on further development	3
	Hazer Group	H ₂	2010 –	3-stage fluidized bed with Fe catalyst	Pilot plant mechanical completed, scale-up ongoing	3

