

Energiegase: Methan, Biogas, Wasserstoff, Synthesegase.

Von den Versorgungsgrundlagen der klassischen Gaswirtschaft bis zu den H₂-Innovationen zum Erreichen der Pariser Klimaziele und der Resilienz-Anforderungen des Green Deals

Teil 12 - Summary

Prof. Dr. Gerald Linke
CEO Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

Regelsetzer:
notifiziert,
staatsentlastend, im
EnWG-verankert



Technisch-
wissenschaftlicher
Institutsverbund



Zertifizierer
& TSM-Prüfer



**Bildungs-
Institution** für
Qualifikation und
Weiterbildung



Mitglieder



13351

Mitglieder gesamt



2128

Versorgungsunternehmen



1364

Unternehmen



269

Behörden



9590

Personen

Wir stehen für 66.000 Beschäftigte und mehr als 1 Mio. km Leitungsnetz.

Chapter	Theme
1	Introduction
2	Natural Gas Production & Trading
3	Biogas, Biomethane, Syngas
4	Hydrogen, Part I
5	Hydrogen, Part II
6	Pipelines & Pipeline Design Infrastructure Components
7	Pipeline Operation – Safety, Maintenance, Asset Management

Chapter	Theme
8	Compressor Stations Gas Storage Metering OR
9	End Use Appliances
10	LNG & LNG Transport
11	Innovations & Future Energy Systems Methane Emissions & Climate Protection
12	Carbon Management, Pyrolyse, CO ₂ -Kreislauf, CO ₂ -Transport Summary
13	Test

Teil 1 - Einleitung

- Erdgas ist ein natürlicher Energieträger
- Von allen Fossilen hat Erdgas die geringsten CO₂-Emissionen und verbrennt nahezu ruß-/partikelfrei
- Strom aus Erdgas hat ca. 1/3 des „carbon footprints“ von Braunkohle
- Erdgas sorgt mit einem globalen Anteil von ca. 23% für bezahlbare, nachhaltige und verlässliche Energie
- Erdgas ist nicht toxisch und besteht überwiegend aus Methan
- Erdgas kann gespeichert werden und bietet daher Flexibilität bei Nachfrageschwankungen

Global wird Erdgas als wichtiger Baustein einer zukünftigen und nachhaltigen Versorgung gesehen

The Ideal Fuel to Energize Growing Cities



Air Pollution: nearly zero Sulphur Dioxide, low Nitrogen Oxide, and no Particulate Matter emissions



GHG Emissions: 40%-50% less than coal and 20% less than oil

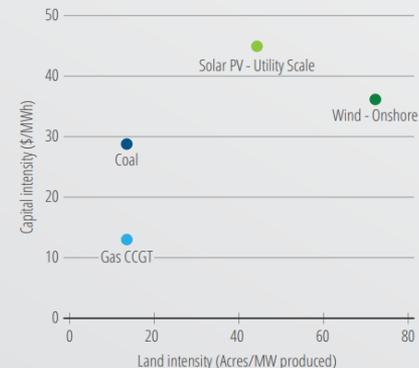


Heat Intensity: The most heat intensive and highest efficiency hydrocarbon fuel source



Scalability: Ease of adding customers once infrastructure is developed

Land requirements for power generation

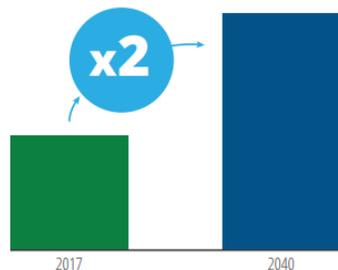


Aufgrund des Energiehunger ist der Erdgasmarkt ein Wachstumsmarkt

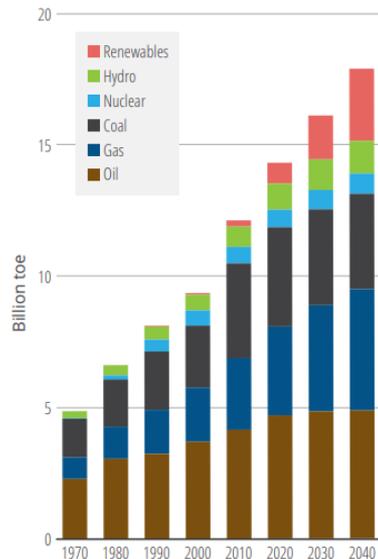
The world will need increasingly more energy, and large efficiency improvements will be necessary to achieve sustainability.

Efficiency gains will result in a slower pace of energy consumption growth; than in the previous decades, but that still means energy consumption increases by about a third in the next 20 years. Without deliberate policies, coal will continue to supply a significant part of it.

Increase in global GDP, 2017-2040



World Primary Energy Demand by Fuel



Erdgas erfüllt die Anforderungen an Bezahlbarkeit



Quelle: IGU 2019

Erdgas im europäischen und deutschen Kontext

In Europa stehen Effizienzgewinne und der Ausbau der Erneuerbaren oben auf der politischen Agenda

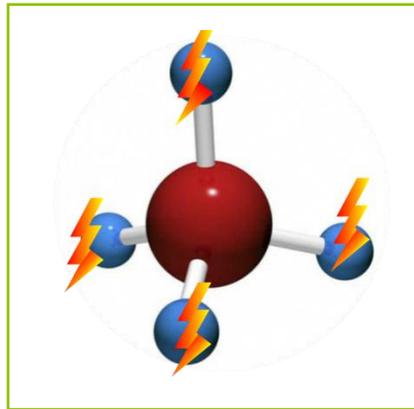
Erdgas und effiziente Anwendungen wie „Co-Generation“ punkten hierbei durch ihre relativen Vorteile gegenüber Kohle



Methan (Hauptbestandteil von Erdgas) kann auch erneuerbar hergestellt werden – als Biogas



Mit dem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren (PV & Wind) kommt Gas aber auch eine neue Rolle zu, nämlich als Flexibilitätsoption und als Energiespeicher (P2G)



Power booster

Molectron: Synthetisch erzeugtes Gas als kleinste Stromspeichereinheit

Die versorgungskritischen Zustände infolge des Ukraine-Russland-Konfliktes des Jahres 2022f beschleunigen die Transformationsbestrebungen hin zu grünen Gasen

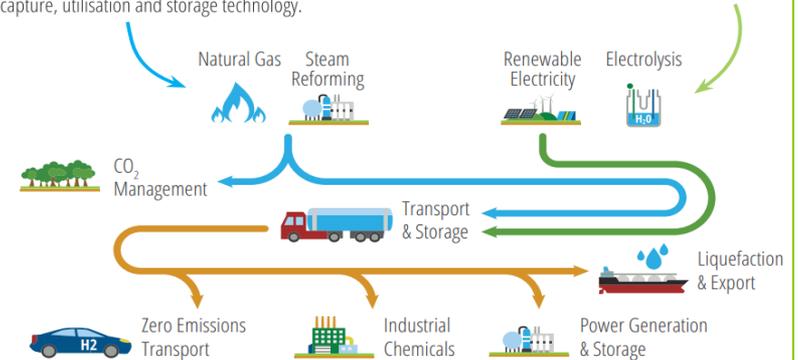
- Mit der Zunahme des nicht-integrierbaren Stroms aus EE (und der einhergehenden Umkehrung von Primär- und Sekundärenergien-Quellen) bekommt Erdgas Konkurrenz in Form von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff
- Zeitgleich benötigt der Wasserstoff eine Infrastruktur zum Transport und zur Verteilung
- Erdgas selbst kann aber auch als Ausgangsstoff der Wasserstoffproduktion dienen
- Damit ergeben sich neue Perspektiven für eine Gaswirtschaft, die auf beide Produkte setzt
- Es tun sich Fragen auf, in welcher Mengenrelation CH_4 und H_2 stehen sollten, um die Anforderungen des energiewirtschaftlichen Dreiecks abzubilden, Fragen der Beimischung und Fragen zum volkswirtschaftlichen Optimum der CO_2 -äquivalenten Gesamtemissionen

Die Vorlesung zeichnet mögliche Pfade einer Erdgas-Wasserstoff-Wirtschaft auf

Hydrogen is a versatile energy carrier that can have a great variety of uses across the entire energy sector.

Blue Hydrogen is made from natural gas through the process called steam methane reforming (SMR). Through this process, hydrogen is separated from CO_2 , which is then captured and stored, or used in other ways combined, with carbon, capture, utilisation and storage technology.

Green Hydrogen is produced using renewable generation through electrolysis, with water and renewably generated electricity as feedstock resource.



Teil 2 - Erdgasproduktion und Handel

Erdgasflamme



Erdgaszusammensetzungen

Tabelle 2: Typische Erdgaszusammensetzungen nach DVGW Richtlinie G260 [13]

Bezeichnung	Einheit	Russ.- Erdgas H	Nordsee-/ Erdgas H	Dänemark/ Erdgas H	Holland/ Erdgas L	Deutschland Erdgas L	Biogas H	Biogas H +LPG
Methan	Mol-%	96,96	88,71	90,07	83,64	86,46	96,15	90,94
Stickstoff	Mol-%	0,86	0,82	0,28	10,21	10,24	0,75	0,69
Kohlenstoffdioxid	Mol-%	0,18	1,94	0,60	1,68	2,08	2,90	2,68
Ethan	Mol-%	1,37	6,93	5,68	3,56	1,06		
Propan	Mol-%	0,45	1,25	2,19	0,61	0,11		5,00
Butane	Mol-%	0,15	0,28	0,90	0,19	0,03		0,50
Pentane	Mol-%	0,02	0,05	0,22	0,04	0,01		
Hexane + höhere KW	Mol-%	0,01	0,02	0,06	0,07	0,01		
Sauerstoff	Mol-%	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	0,2	0,19
Gesamt- schwefel	mg/m ³	< 3	< 5	< 3	< 3	< 3	< 3	< 3
Brennwert	MJ/m ³	40,3	41,9	43,7	36,8	35,4	38,3	41,9
Brennwert	kWh/m ³	11,2	11,6	12,1	10,2	9,8	10,6	11,6
Normdichte	kg/m ³	0,74	0,81	0,81	0,83	0,81	0,76	0,83
Wobbeindex	MJ/m ³	53,1	52,9	55,0	46,0	44,7	50,0	52,3
Wobbeindex	kWh/m ³	14,8	14,7	15,3	12,8	12,4	13,9	14,5
Methanzahl	–	90	79	72	88	97	102	76

Achim Zajc & Thomas Ryll, gwf-Gas + Energie, 10/2016

Erdgaszusammensetzungen und neue Überseegase

Tabelle 2: Gase nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 [1] und weiteren Quellen [2-4]

Größe	Russland H	Nordsee H	Dänemark H	Libyen LNG	Nigeria LNG	Ägypten LNG	Biomethan	Biomethan L	Biogas Rberg	Unterlüß LL	Munster LL	Holland L	Deutschland L	Dornum	CH ₄	H ₂
$\chi(\text{CH}_4) / \%$	96.96	88.71	90.07	81.57	91.28	97.7	96.15	90.94	89	78.5	78.066	83.64	86.46	87.73	100	0
$\chi(\text{N}_2) / \%$	0.86	0.82	0.28	0.69	0.08	0.08	0.75	0.69	5	19.97	20.386	10.21	10.24	0.86	0	0
$\chi(\text{CO}_2) / \%$	0.18	1.94	0.6	0	0	0	2.9	2.68	6	0.42	0.444	1.68	2.08	2	0	0
$\chi(\text{C}_2\text{H}_6) / \%$	1.37	6.93	5.68	13.38	4.62	1.8	0	0	0	1.046	1.037	3.56	1.06	9.02	0	0
$\chi(\text{C}_3\text{H}_8) / \%$	0.45	1.25	2.19	3.67	2.62	0.22	0	5	0	0.034	0.033	0.61	0.11	0.35	0	0
$\chi(\text{n-C}_4\text{H}_{10}) / \%$	0.15	0.28	0.9	0.69	1.4	0.2	0	0.5	0	0.007	0.006	0.19	0.03	0.04	0	0
$\chi(\text{i-C}_4\text{H}_{10}) / \%$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.008	0	0	0	0	0
$\chi(\text{n-C}_5\text{H}_{12}) / \%$	0.02	0.05	0.22	0	0	0	0	0	0	0.003	0.001	0.04	0.01	0	0	0
$\chi(\text{i-C}_5\text{H}_{12}) / \%$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.004	0.006	0	0	0	0	0
$\chi(\text{n-C}_6\text{H}_{14}) / \%$	0.01	0.02	0.06	0	0	0	0	0	0	0.002	0.001	0.07	0.01	0	0	0
$\chi(\text{i-C}_6\text{H}_{14}) / \%$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.012	0	0	0	0	0
$\chi(\text{H}_2) / \%$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
$\chi(\text{O}_2) / \%$	0	0	0	0	0	0	0.2	0.19	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum x_i / \%$	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
$H_i / \text{kWh/m}^3$	11.1858	11.6420	12.1285	12.8928	12.2262	11.2917	10.6382	11.6259	9.8471	8.9061	8.8588	10.2345	9.8203	41.6592	11.0634	3.5427
W_s	14.7636	14.6831	15.2816	15.7618	15.4792	14.9688	13.8834	14.5222	12.3706	11.0698	10.9937	12.7747	12.4281	14.6277	14.8526	13.4321
d_{rel}	0.5741	0.6287	0.6299	0.6691	0.6239	0.5690	0.5872	0.6409	0.6336	0.6473	0.6493	0.6418	0.6244	0.6258	0.5549	0.0696
$\rho_m / \text{kg/m}^3$	0.7423	0.8129	0.8145	0.8652	0.8067	0.7358	0.7592	0.8287	0.8193	0.8370	0.8396	0.8299	0.8073	0.8092	0.7174	0.0899

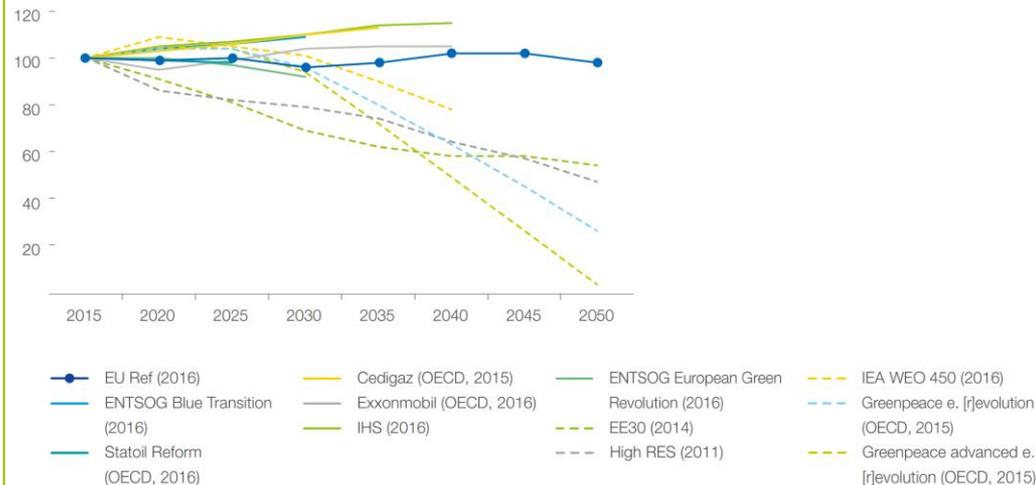
PTB (reprint in der ewp 11/2024)

Erdgasabsatz 2017

Erdgasverbrauch 2017	Mrd. m ³ /a	Trend	Anteil an Gesamtprimär-Energie
global	3 670	+2%/a	23%
EU	448	+/- 0%/a	24%
D	96	+/- 0%/a	24%

Erdgas-Nachfrageprognosen¹ für die EU und OECD-Europa (indiziert mit 2015 = 100)

Quelle: Prognos (2017)



Erdgasabsatz 2017 vs 2023

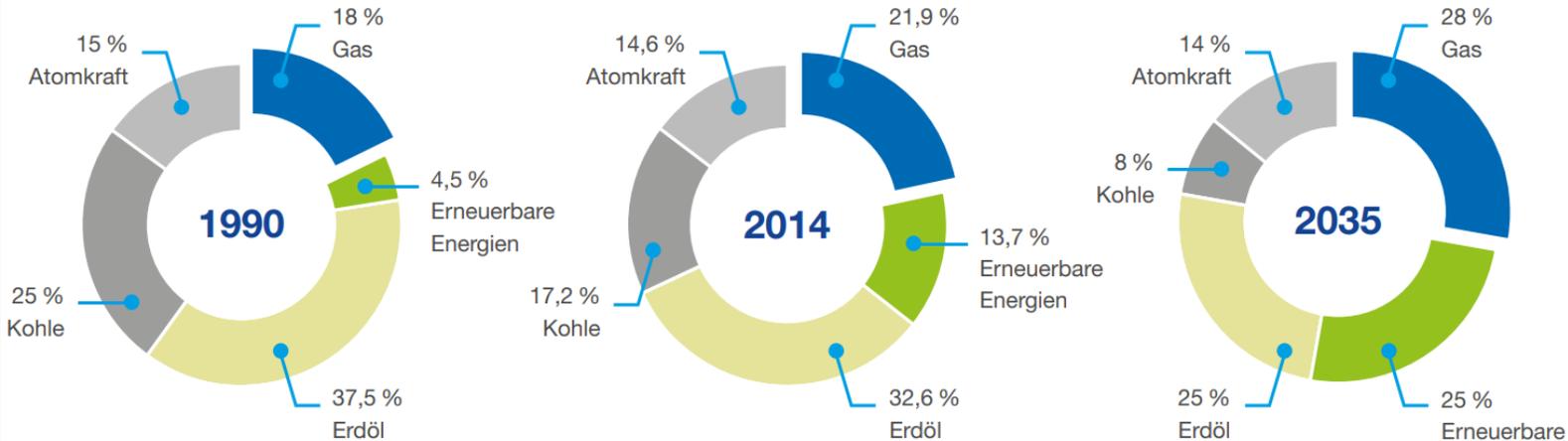
Erdgasverbrauch 2017			Erdgasverbrauch 2023		Änderung absolut	Veränderung des Anteils am Primärenergiebedarf
	Mrd. m ³ /a	Anteil an Gesamtprimärenergie	Mrd. m ³ /a	Anteil an Gesamtprimärenergie		
global	3 670	23%	4 010	21%	+9,3%	-2%
EU	448	24%	320	22,3%	-28,6%	-1,7%
D	96	24%	76	24,5%	-20,8%	+0,5%

Global werden Erdgas und Erneuerbare die Energieträger der Zukunft sein

Wachsender Anteil von Erdgas und erneuerbaren Energien am EU-Energiemix

Primärenergiemix in der EU nach Quelle

Quelle: IEA, World Energy Outlook 2016

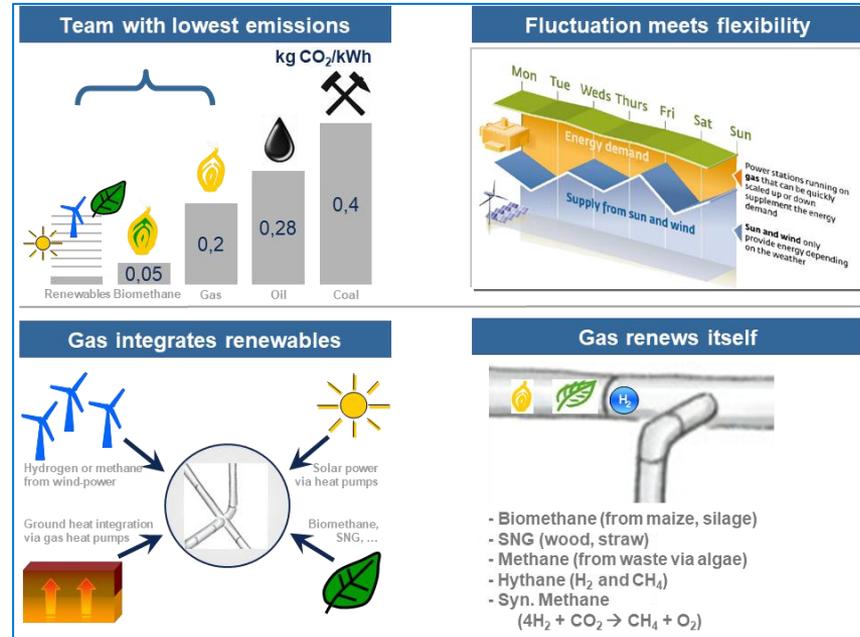


Erneuerbare und Erdgas bestehen durch ihren niedrigen Carbon-Footprint

Strom aus Erdgas hat mit deutlich unter 600 g CO₂ pro erzeugter kWh einen klaren Vorteil gegenüber anderen Fossilen



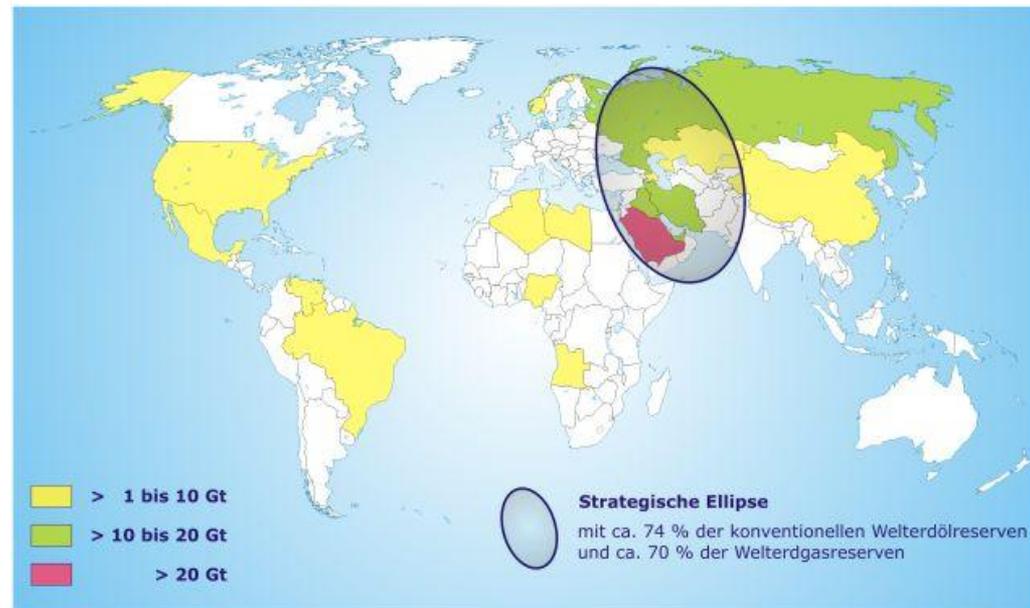
Erdgas und Erneuerbare ergänzen sich gut für eine sichere Versorgung. Erdgas selbst ist auf dem Weg der Dekarbonisierung



Globale Gasströme und Mengen

Art	Mrd. m ³
Jährliche Produktion	3 670
Globale Reserven	197 100
Globale Ressourcen	850 000
Globales verbleibendes Potenzial	1 047 100

$\frac{3}{4}$ der globalen Reserven liegen in der strategischen Ellipse



Weitere Energiegase

- Neben dem konventionellen Erdgas wird auch sog. unkonventionelles Erdgas gefördert (z.B. shale gas in den USA and coal bed methane in Australien)
- In Europa setzt man dagegen auf eine wachsende Produktion von Biogas, Biomethan und Wasserstoff, sowie deren Derivate wie Synthesegase

There are 3 big „shale-gas-reservoirs“: southern North-Sea, North-Germany, Poland. However: so far no production of unconventional gas in Europe



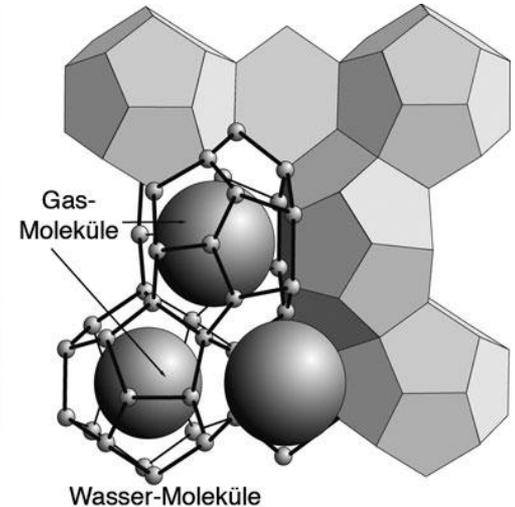
Relevanz für unsere zukünftige Energieversorgung

Methane hydrates - energy-source of the future in the long term?

Potential: twice the energy content of the natural gas-, mineral oil- and coal deposits of the world

However: At the present there is **no technical and economical method of extraction known**. Climate policy reinforces these challenges enormously

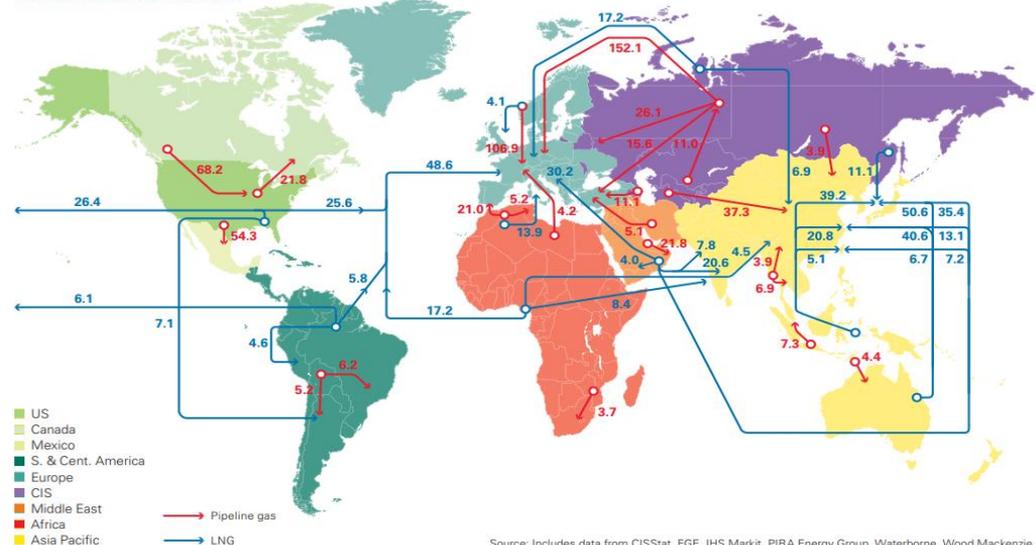
Bilder von Methanhydraten und der prinzipiellen Einbettung des Methans in Eiskristallen



Pipelines versus LNG

- 1/3 des Erdgasbedarfes wird cross-border gehandelt
- 1/2 des cross border trade erfolgt durch Pipelines, 1/2 durch LNG
- Damit wird 1/6 des Erdgasbedarfes heute in Form von LNG angeliefert

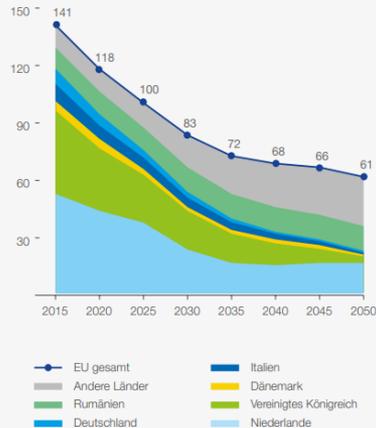
Major trade movements 2020
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Die heimische Gasförderung in der EU ist stetig rückläufig. Aber 75% der Weltreserven liegen in „Pipelinerreichweite“ (5.000 – 6.000 km)

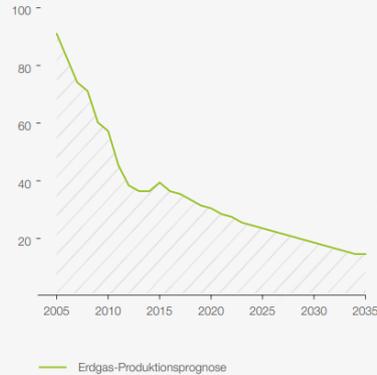
Gasförderung in der EU 2016 [Mrd. m³]

Quelle: Prognos (2017), auf Basis von EC (2016)



Heimische Gasförderung im Vereinigten Königreich [Mrd. m³]

Quelle: Prognos (2017), auf Basis von DECC (2016)



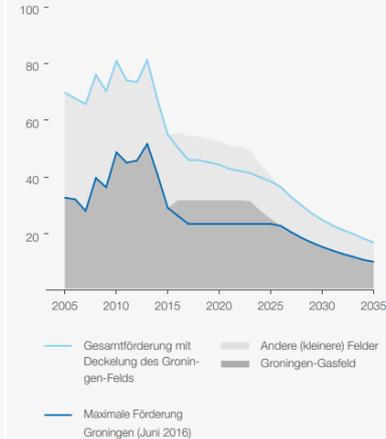
Deutsche Gasförderung (Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems) [Mrd. m³]

Quelle: Prognos (2017), auf Basis von FNB Gas (2016)



Gasförderung in den Niederlanden [Mrd. m³]

Quelle: Prognos (2017), auf Basis von GTS (2015), Rijksverheid (2016)



Dennoch wurde das Netz in den letzten Jahren weiter ausgebaut. Projektbeispiel:

OPAL

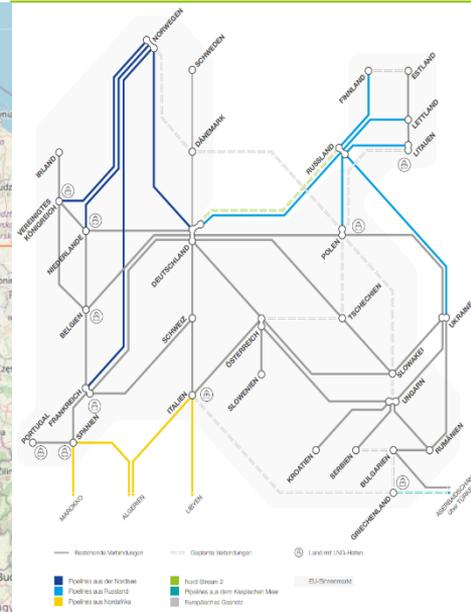
ca. 480 km DN 1400/PN 100 from Greifswald to Olbernhau (Erzgebirge), Invest: ca. 1 bn. €

Gazelle

ca. 160 km DN 1400/PN 84, from Brandov/Olbernhau (Erzgebirge) to Waidhaus (Bayerischer Wald), Invest: ca. 400 mln €

NEL (Nord Europäische Erdgasleitung)

ca. 440 km DN 1400/PN100, invest: ca. 1 bn. €, continuation from Greifswald to the region around Bremen (Rehden), from there connections in direction of **Benelux, France, UK**
Commissioning: 2012 – 2013
Dimensioning: ca. 440 km DN 1400 PN 100



[Interaktive Karte | Energy-Charts](#)

Dennoch wurde das Netz in den letzten Jahren weiter ausgebaut. Projektbeispiel:

Turk Stream

4 offshore-lines through the Black Sea (910 km DN 800/PN 335). Capacity: 63 bn. m³/a (20°C)
Landfall at Kiyiköy (European part of Turkey),
Onshore-continuation to Ipsala (Turkish-Greek border). Length: 1100 km , 910 km offshore
In Operation: 2020

TAP

Directed from the Turkish-Greek broder via Greece, Albania and the Adriatic Sea (offshore) to Southern Italy; Upstream: TANAP (Trans Anatolian Pipeline) and SCP (South Caucasus Pipeline)
Length: 878 km , 113 km offshore
In Operation: 2020



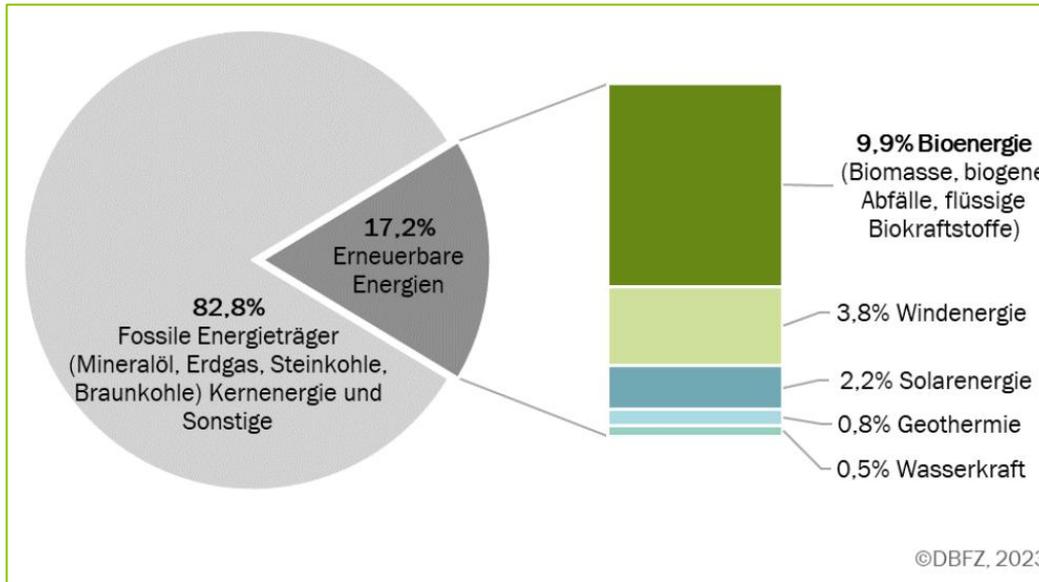


1. **IGU: Global Gas Report, 2024**
[Global Gas Report 2024 Edition – IGU](#)
2. **IEA: Gas market Report, Qx-2024**
3. [GIIGNL 2024-Annual-Report.pdf](#)
4. **bdew: Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland – Vorjahresvergleich**
[Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland - Vorjahresvergleich | BDEW](#)
5. **AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen): Berichte » AG Energiebilanzen e. V. (ag-energiebilanzen.de)**
6. **DVGW: Die Transformation zu Neuen Gasen hat begonnen, 2024:**
[transformatonspfad-neue-gase-rueckenwind.pdf \(dvgw.de\)](#)
7. **IEEJ Outlook: Complexity of achieving the energy transition under multiple pathways, has been released.: [IEEJ Outlook 2024](#)**



Teil 3 - Biogas

Zur Relevanz von Biogas



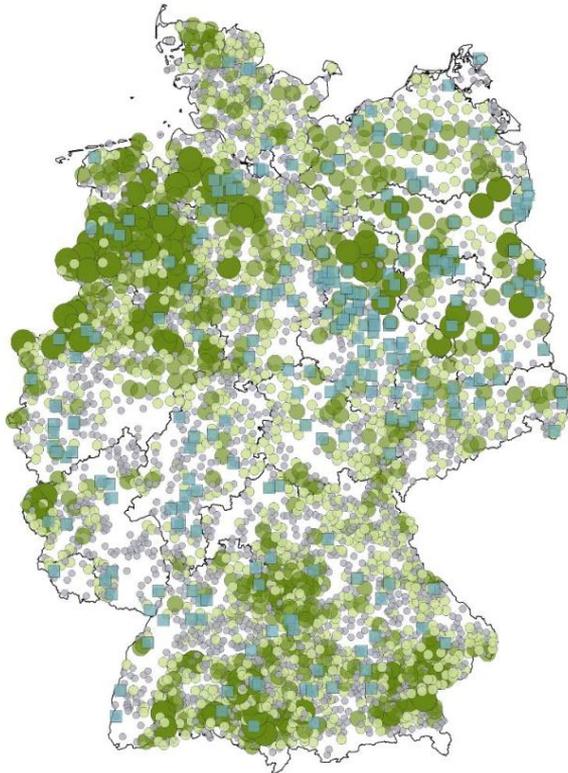
Erneuerbare Energien machen im Jahr 2022 17,2 % (2021: 15,7 %) des Primärenergieverbrauchs in Deutschland aus. Bioenergie¹ stellt dabei die wichtigste Erneuerbare Energiequelle dar und deckt 2022 rund 9,9 % (2021: 9,5 %) des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (AGEB 2022, 2023)

¹ Biomasse, Bioabfälle und flüssige Biokraftstoff

Literatur/Quelle:



Anlagenverteilung in Deutschland nach Geografie und Anlagenart



Biogasproduktionsstandorte [Anzahl]

- 1
- 2 - 3
- 4 - 8
- > 8
- Aufbereitung zu Biomethan

Status 12/2021
Datenbank Biogas DBFZ, 02/2023

0 50 100 km



GeoBasis-DE / BKG

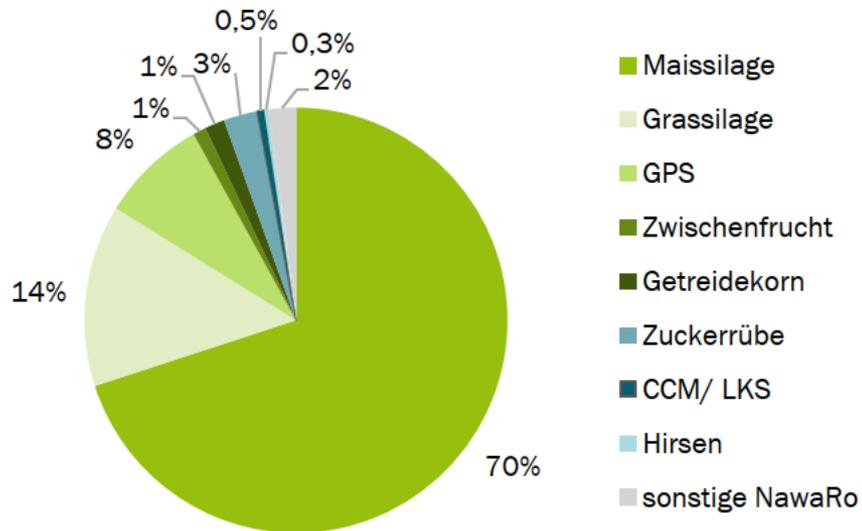
© Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2023

Art der Biogasproduktionsanlage	Anzahl Standorte 12/2021	Installierte (Äquivalenz)Leistung 2021 [MW _e]*	Anzahl Standorte 12/2022**	Installierte (Äquivalenz)Leistung 2022 [MW _e]*
Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung inkl. Satelliten-BHKW	8.600	6.450	8.500	6.507
landwirtschaftliche Biogasanlagen	ca. 8.300	6.119	ca. 8.250	6.168
davon Güllekleinanlagen gem. §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014/ §44 EEG 2017/2021)	1.040	79	1.198	93
Kofermentationsanlagen***	ca. 150	ca. 100	ca. 120	ca. 90
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle ≥ 90 %, massebezogen)	123	155	124	156
Biogasaufbereitungsanlagen (Biomethan)	245	605	248	610
landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan	188	449	188	449
Abfallvergärungsanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan	37	95	39	100
Kofermentationsanlagen***/ sonstige Anlagen mit Aufbereitung zu Biomethan	20	61	21	61
Biogasproduktionsanlagen, gesamt	ca. 8.800	7.055	ca. 8.750	7.117

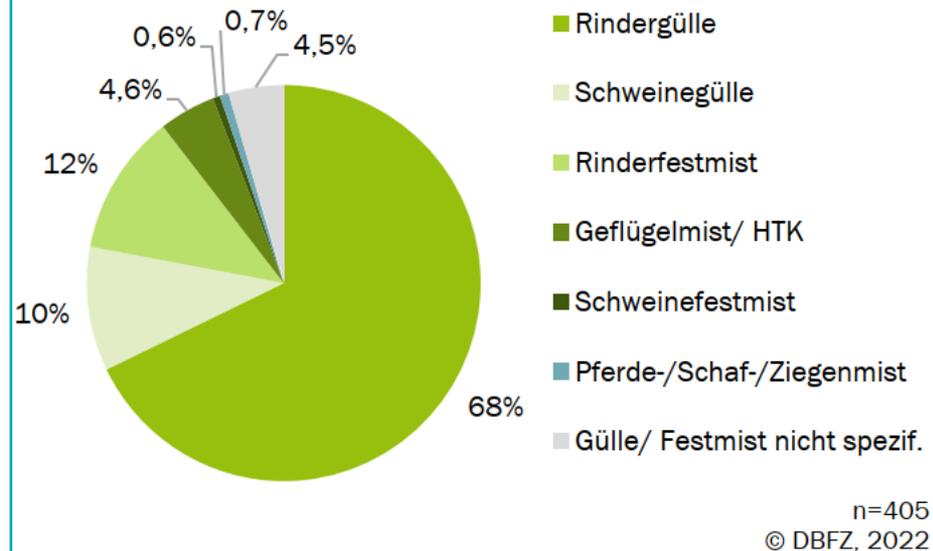
* Leistungsäquivalenz auf der Basis der Biomethanmengen abgeschätzt; **Abschätzung für 2022 (Stand 3/2023);

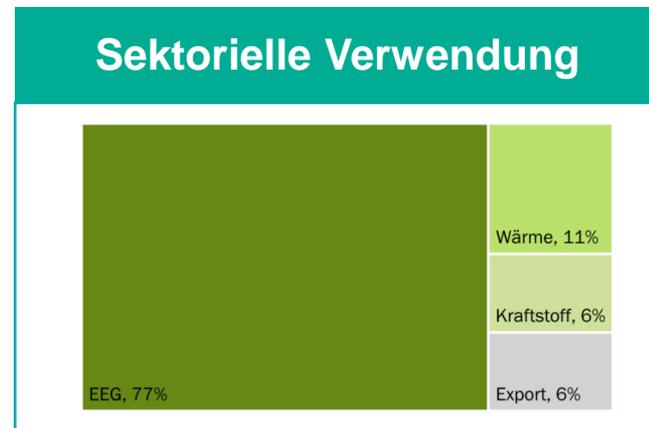
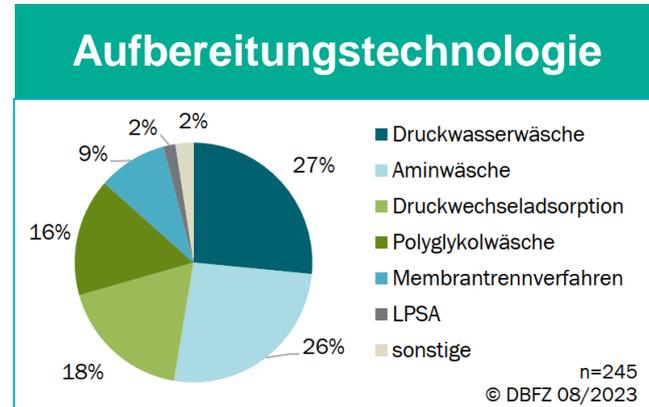
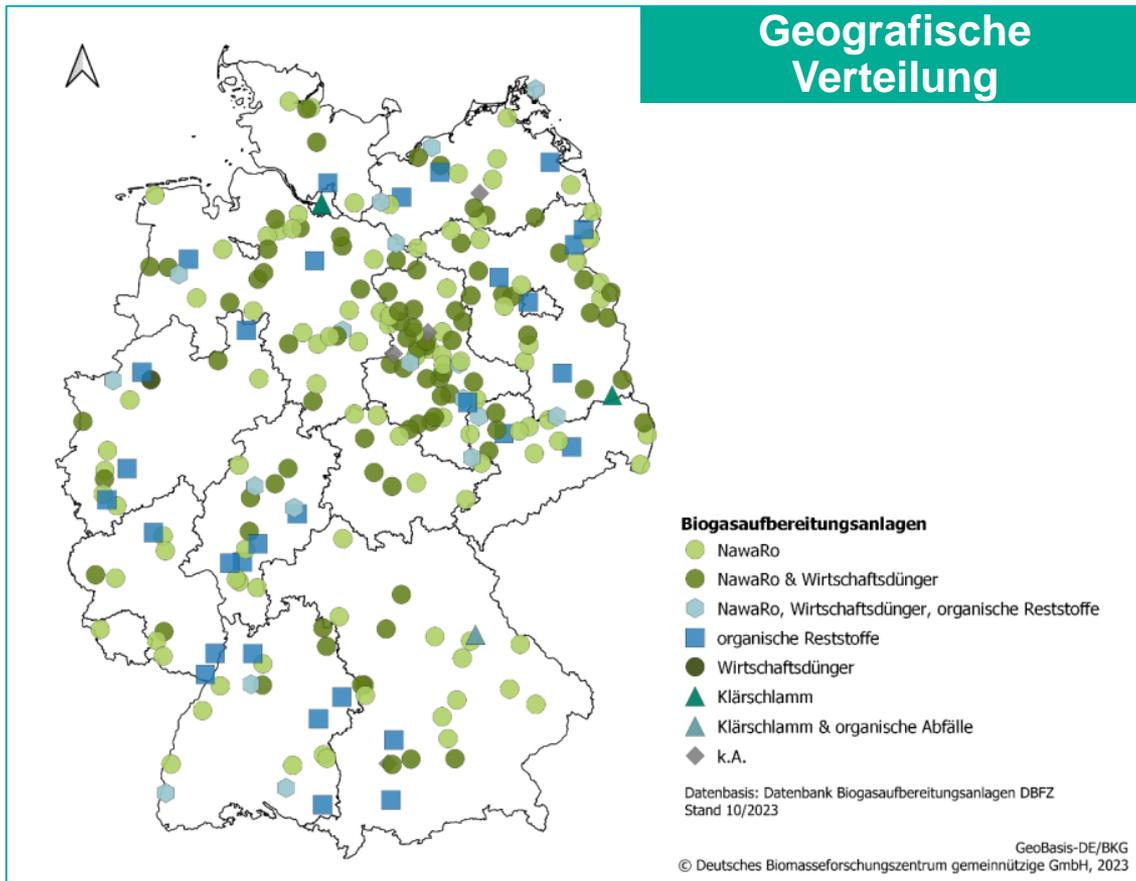
***Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und tierischen Exkremente/ NawaRo (Anteil organischer Abfälle < 90 %, massebezogen)

Verteilung der NaWaRos bezogen auf die eingesetzte Masse



Wirtschaftsdüngerverteilung bezogen auf die eingesetzte Masse





Beispiel Merzig



- Status: in Betrieb seit 05/2011
- Substratmenge: 50.000 t/a (Mais, Gras, Ganzpflanzensilage)
- Erzeugte Energiemenge: 50 GWh/a
- Leistung: 5 MW_{thermisch}
- Einspeisung: 550 m³/h Bioerdgas (1.100 m³/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Agraferm)
- Aufbereitung: Physikalische Wäsche (Fa. Haase Energietechnik)
- Gesellschafter: EBG (51 %), Enovos (39 %), SW Merzig (10 %)

Beispiel Hallertau



- Status: in Betrieb seit 05/2012
- Substratmenge: 100.000 t/a (Mais, Hopfenrebenhäcksel)
- Erzeugte Energiemenge: 90 GWh/a
- Leistung: 10 MW_{thermisch}
- Einspeisung: 1.000 m³/h Bioerdgas (2.000 m³/h Rohbiogas)
- Biogaserzeugung: Nassfermentation (Fa. Schmack Biogas)
- Aufbereitung: Druckwasserwäsche (Fa. Malmberg)
- Gesellschafter: EBG (90 %), HVG (10 %)

305 TWh

107 TWh

Biomethan
aus der Umrüstung des
Biogasanlagenbestands



Biogas-
anlage

Bestehende Einspeisung 11 TWh

99 TWh

synthetisches Methan
aus thermochemischer
Umwandlung holzartiger
Reststoffe



SNG-
Anlage

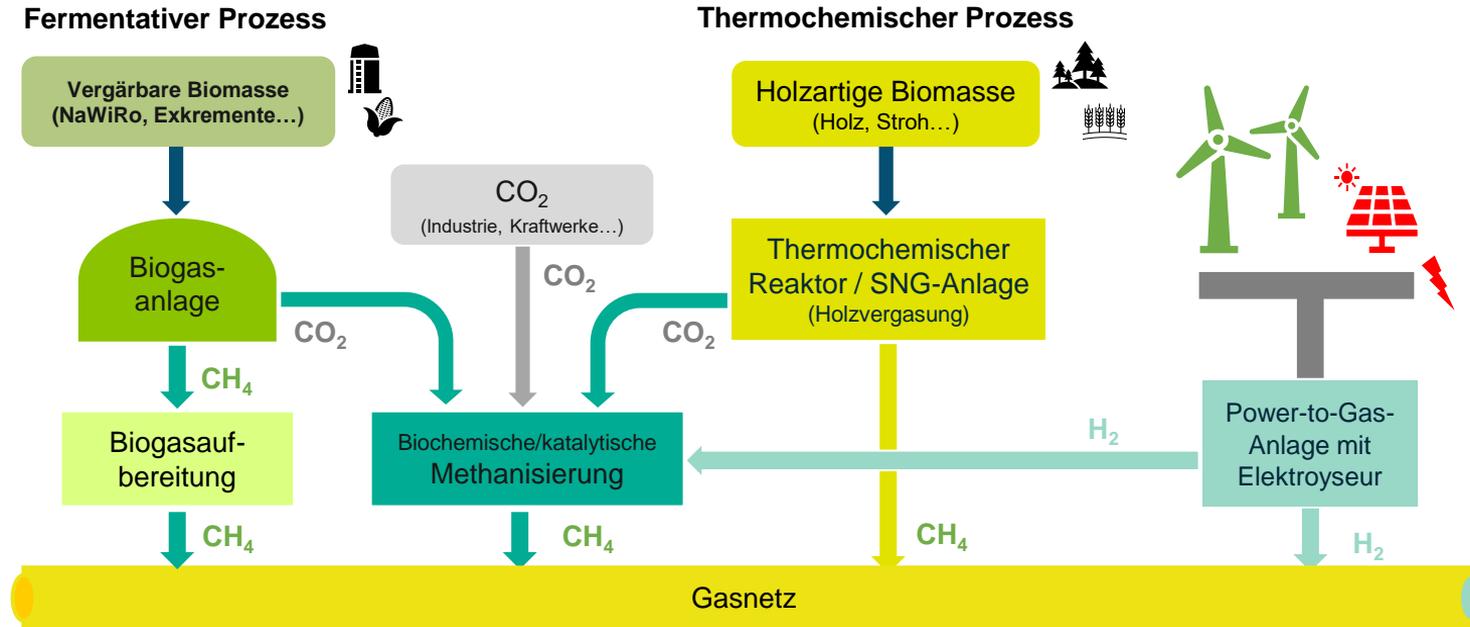
99 TWh

synthetisches Methan
aus H₂ (PtG) und CO₂ aus
fermentativer und synthe-
tischer Biogaserzeugung
(Methanisierung)

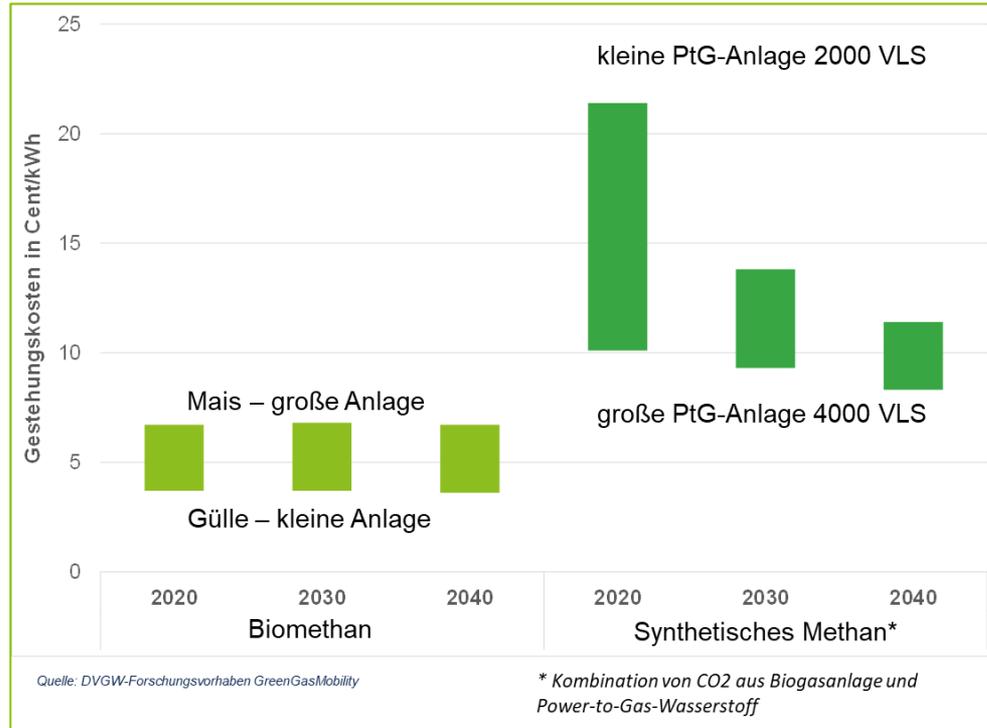


Methani-
sierung

Welche Prozesse stecken dahinter?



- Biomethan ist konkurrenzfähig
- Insbesondere Gülle ist preislich attraktiv
- Größere dezentrale PtG-Anlagen liegen nah an der Wirtschaftlichkeit
- Die Gestehungskosten können bis 2030 deutlich sinken



Das Grüngaspotenzial spielt zur Überprüfung der Erreichbarkeit von Klimazielen mit Gas eine wichtige Rolle

Der **Energie-Impuls** besteht aus 3 „Switchen“. Im sog. „Content Switch“ wird Biogas berücksichtigt, um den nächsten Dekarbonisierungsschritt durchzuführen

	Power Sector	Heat Sector	Transport Sector
Fuel Switch	Coal → Gas	Oil → Gas	Diesel → CNG/LNG
Content Switch	Natural Gas	Biogas / Syngas	Hydrogen
Modal Switch	Power2Gas	CHP / F-Cell Efficiency	e-fuels

In Summe ist eine Dekarbonisierung von - 80% möglich

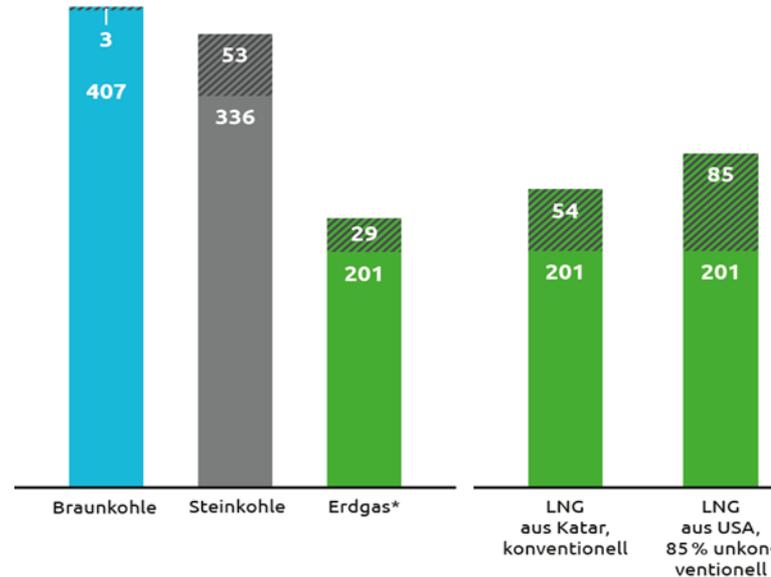
	Strom 327 Mio. t CO ₂ (in 2016) ¹	Wärme 260 Mio. t CO ₂ (in 2016) ¹	Mobilität 165 Mio. t CO ₂ (in 2016) ¹	CO ₂ -Einsparung / Switch
Fuel-Switch Ablösung von Kohle und Öl durch Gas 	Kohle → Erdgas -124 Mio. t CO ₂	Erdöl → Erdgas -25 Mio. t CO ₂	Diesel und Benzin → Erdgas -39 Mio. t CO ₂	-188 Mio. t CO ₂
Content-Switch Steigerung des Anteils grüner Gase ² 	Rückverstromung -12 Mio. t CO ₂	Haushalte und Industrie -57 Mio. t CO ₂	Schwerlastverkehr -14 Mio. t CO ₂	-83 Mio. t CO ₂
Modal-Switch Sektorenübergreifende Verbindung der Infrastrukturen und Erhöhung der Energieeffizienz 	Power-to-Gas -114 Mio. t CO ₂	Effizienzsteigerung + Kraftwärmekopplung -91 Mio. t CO ₂	Schwerlastverkehr -58 Mio. t CO ₂	-263 Mio. t CO ₂
CO₂-Einsparung/Sektor 	-250 Mio. t CO ₂	-173 Mio. t CO ₂	-111 Mio. t CO ₂	-534 Mio. t CO ₂

Zur Bewertung der Klimarelevanz von Gasen bedient man sich der Methode der sog. CO₂-Äquivalenzermittlung

CO₂-Äquivalent

- Erdgas emittiert bei seiner vollständigen Verbrennung ca. 200 g/kWh
- Bei der Förderung und dem Antransport aus den Lieferländern wird Energie benötigt, die zu ca. weitere 18 g CO₂-Emissionen pro kWh führen
- Auch andere Emissionen wie etwa Methanfreisetzungen an Kleinstleckagen lassen sich in ihrer Klimawirksamkeit in sog. CO₂-Äquivalente umrechnen. So kommen ca. weitere 11 g/kWh hinzu
- Mit Vorkettenemissionen hat in Deutschland konsumiertes Erdgas daher etwa einen Footprint von 230 g/kWh

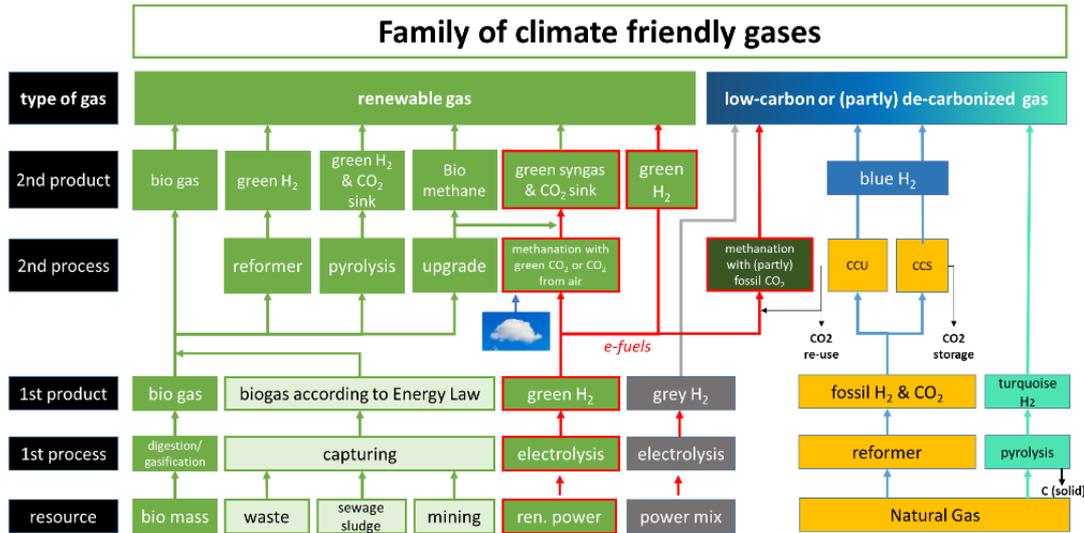
Treibhausgasemissionen von Erdgas und anderen fossilen Energieträgern in Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde



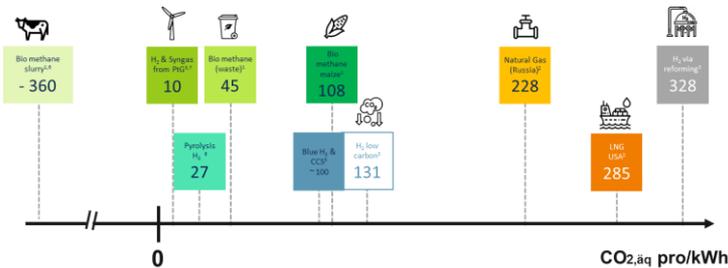
Sources: emissions from combustion: UBA (2019), Pre-chain coal: ifeu (2015), Pre-chain natural gas: DBI (2016)

Mit der Methode der sog. CO₂-Äquivalenzermittlung erschließt sich das gesamte Spektrum der klimafreundlichen Gase

Erzeugungspfad klimafreundlicher Gase

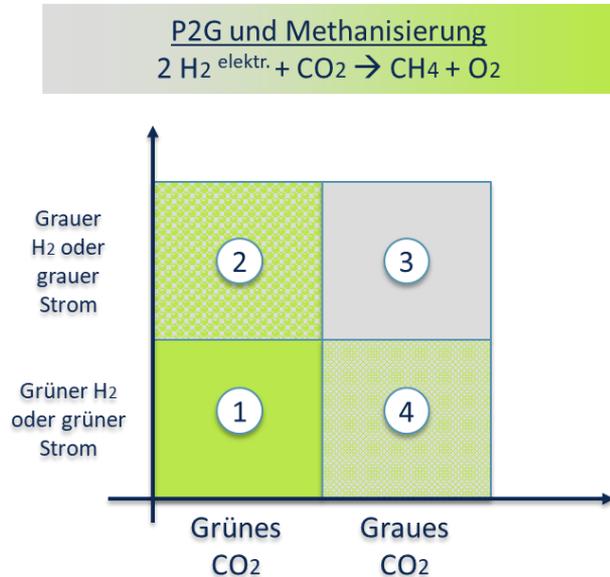


CO₂-Footprint verschiedener Gase



2 x 2-Schema für Synthesegase

Bewertung der Kombinationsmöglichkeiten



1

Mit grünem H₂ und grünem CO₂ wird ein klimaneutrales Gas (Methan) hergestellt.

2

Mit grauem H₂ und grünem CO₂ wird z.B. der Output von Biogasanlagen erhöht. Das Produkt ist klimatechnisch Biogas unterlegen, jedoch je nach carbon-footprint des Wasserstoffs ggf. anderen fossilen Gasen überlegen.

3

Mit grauem H₂ und grauem CO₂ entsteht ein unattraktives Energie-Produkt. Allerdings könnte das Methan ggf. stofflich genutzt und zur weiteren Polymerisation eingesetzt werden, wodurch eine Emissionen entstehen.

4

Mit grünem H₂ und grauem CO₂ wird ein Gas (Methan) hergestellt, das das CO₂ länger im Energiesystem hält und aufgrund der damit verbundenen Mengensubstitution von fossilem Gas auch zur Emissionsminderung bilanziell beiträgt.

Ein vielversprechendes neues Verfahren ist die biologische Methanisierung

Dabei kommen Archäen in einem von Wasserstoff durchströmten Warmwasser-Reservoir zum Einsatz

Archäen sind einzellige Kleinstlebewesen, die mit einer Größe von einem halben Mikrometer nur unter dem Mikroskop zu erkennen sind. Sie sind auf der ganzen Welt zu finden, oft unter sehr extremen Umweltbedingungen, wie beispielsweise in vulkanischen Thermalquellen, im Toten Meer und auch im Magen-Darm-Trakt von Tieren und Menschen. Das besondere an Archäen und die Relevanz für die Power-to-Gas-Technologie ist die Fähigkeit der biologischen Methanisierung. Die Organismen ernähren sich nämlich ausschliesslich über die Umwandlung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan.

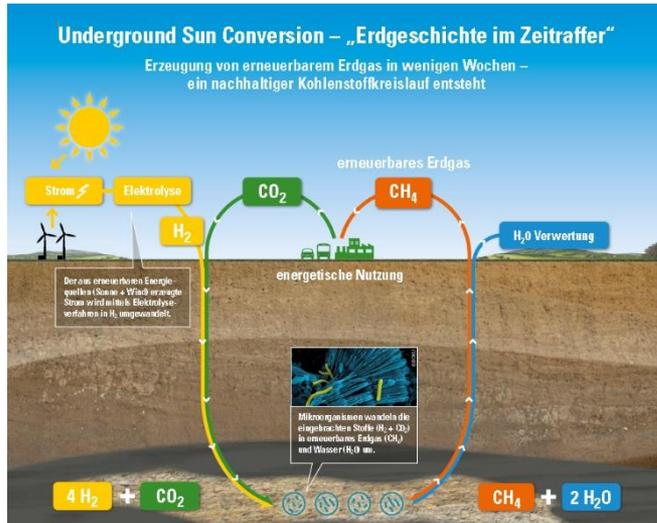
Versuchsreaktor zur Methanisierung



Methanisierungsverfahren zur Synthesegas- oder Biogaserzeugung aus Wasserstoff (2/2)

Das Verfahren der biologischen Methanisierung macht sich der österreichische Speicherbetreiber **RAG** zu eigen, um in Untertagespeichern Methan aus zuvor eingespeichertem Wasserstoff und Kohlendioxid herzustellen

Anlagenbauer wie **microbEnergy GmbH** bieten das Verfahren auch als Containerlösung an. Für die Entwicklung gab es in 2020 den Innovationspreis der deutschen Gaswirtschaft



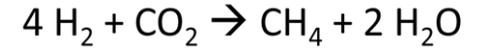
[Underground Sun Conversion \(underground-sun-conversion.at\)](https://underground-sun-conversion.at)

https://youtu.be/V_HPe2h53qk

Im EU-Projekt HELMETH konnte gezeigt werden, dass die komplette Kette aus H₂-Erzeugung mittels P2G und anschließender Methanisierung (e⁻ → H₂ → CH₄) Wirkungsgrade über 80% erzielen kann



Circular Economy – die Wiederverwendung des Kohlenstoffträgers CO₂ – wird in Zukunft eine wichtige Rolle spielen und daher auch zusammen mit dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gedacht werden müssen



Adsorptive CO₂ separation



Mahler AGS GmbH „Mahler AGS – Gaserzeugung und Gasreinigung“, 2015

Membrane separation



Evonik/Himmel Gas Technik

Gas washing

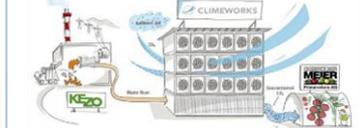


Ingenieurbüro für Umweltechnik und Maschinenbau GmbH

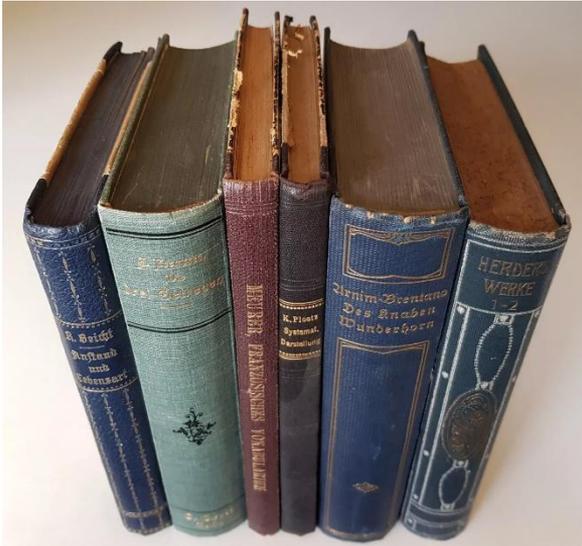


Air Liquids Engineering & Construction, Rectisol™ - Syn gas cleaning

New innovative processes



© Climeworks AG, Zurich



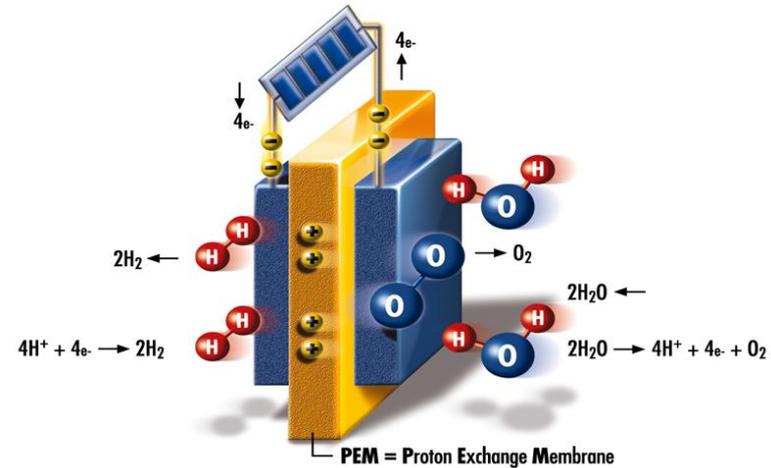
1. Frank Graf et al: Biogas Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. gwf Verlag, ISBN 978-3-8356-3363-6, 2013
2. Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase: Forschungsbericht G 202114 09/2023: [DVGW-Forschungsbericht G 202114: Nutzung erneuerbarer Gase \(wvgw.de\)](https://www.dvgw.de/forschung/berichte/g-202114-09-2023)
3. Vielversprechende Zukunftsoptionen für Biogas: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekt ENEVEG: [0124schaffert.pdf \(dvgw.de\)](https://www.dvgw.de/forschung/berichte/eneveg)
4. [DVGW e.V.: Biogas und Biomethan](https://www.dvgw.de/biogas)

Teil 4 u. 5 - Wasserstoff

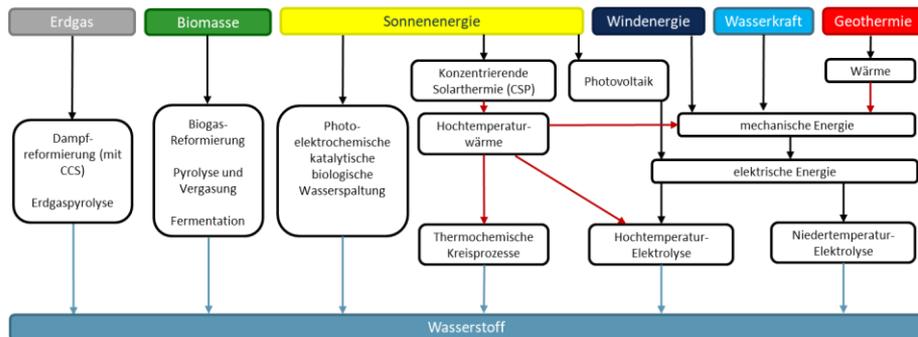
Energieträger Wasserstoff

- Wasserstoff ist keine Energiequelle
- Wasserstoff ist ein Energieträger
- Er steht gegenwärtig im Zentrum der Überlegungen zur Dekarbonisierung der Gaswirtschaft und als Speicher für erneuerbaren Strom
- Dabei wird H_2 elektrolytisch aus Strom gewonnen
- Im Zusammenspiel der Volatilität des aus PV und Wind gewonnenen erneuerbaren Stroms und des stetig wachsenden Anteils der Erneuerbaren ist Wasserstoff zum neuen Hoffnungsträger geworden, Überproduktionen zwischenspeichern und den Ausbau der EE fortsetzen zu können

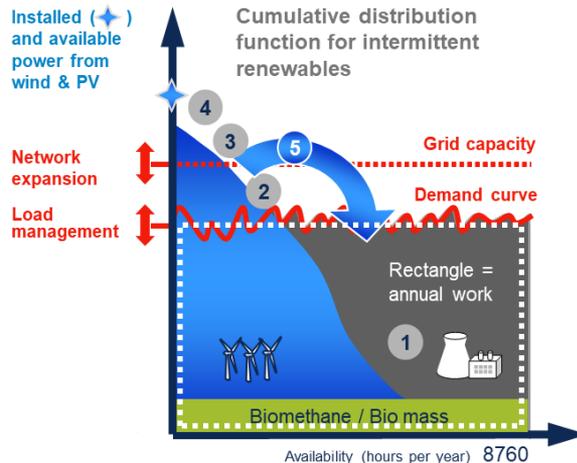
PEM-Elektrolyse



Verschiedene Herstellungsverfahren von Wasserstoff



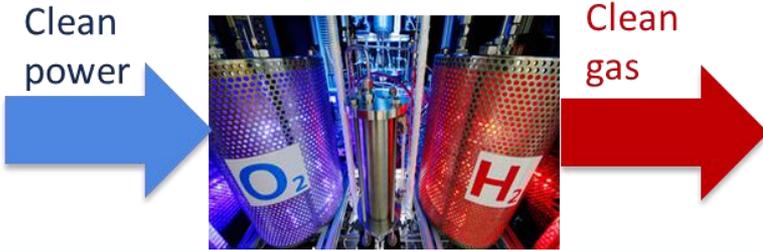
P2G als Lösung des supply-demand mismatch der Erneuerbaren Energien



- 1 Conventional generation increasingly uneconomic, but still indispensable
- 2 Load management flexibility fully utilized
- 3 Transmission capacity insufficient
- 4 Oversupply: plants to be shut down
- 5 Energy storage

Für einen verstärkten Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft sprechen viele Gründe (1/2)

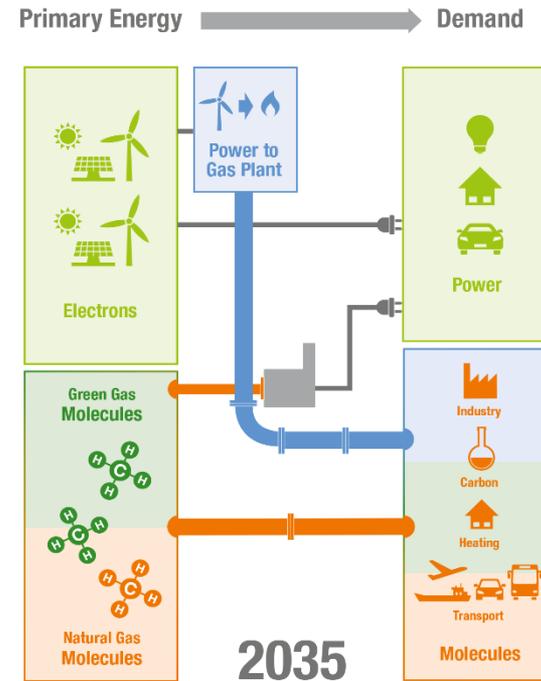
Mehr grüner Wasserstoff senkt den durchschnittlichen CO₂-Footprint von Gas



H₂-basierte Anwendung sind hoch-effizient, denkt man z.B. an Brennstoffzellenfahrzeuge

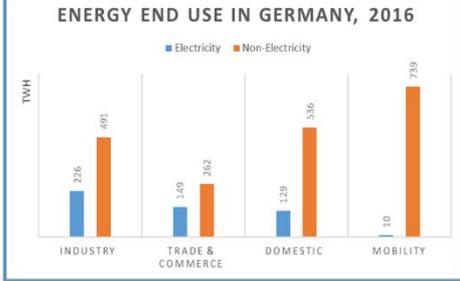


Wir werden auch zukünftig Gase benötigen (z.B. für Hochtemperaturprozesse, in mobilen Anwendungen oder zur stofflichen Nutzung)



Für einen verstärkten Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft sprechen viele Gründe (2/2)

Unsere Energieversorgung ist hauptsächlich Molekül- und nicht Elektronen-basiert



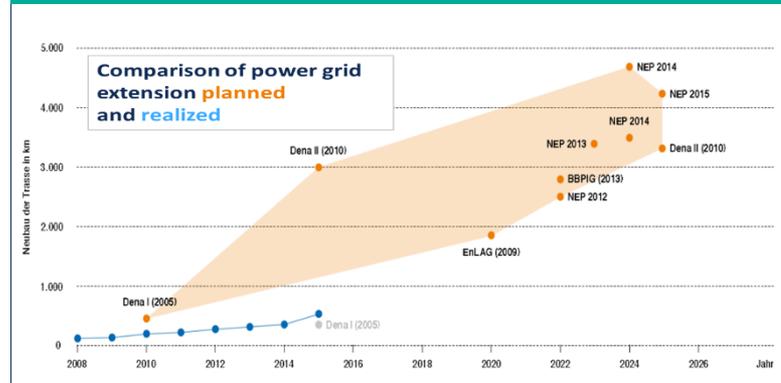
80 %
Molecules

20 %
Electrons

EE-Strom steht nicht immer zur Verfügung und kann nie die Wärmebedarfsspitzen brechen



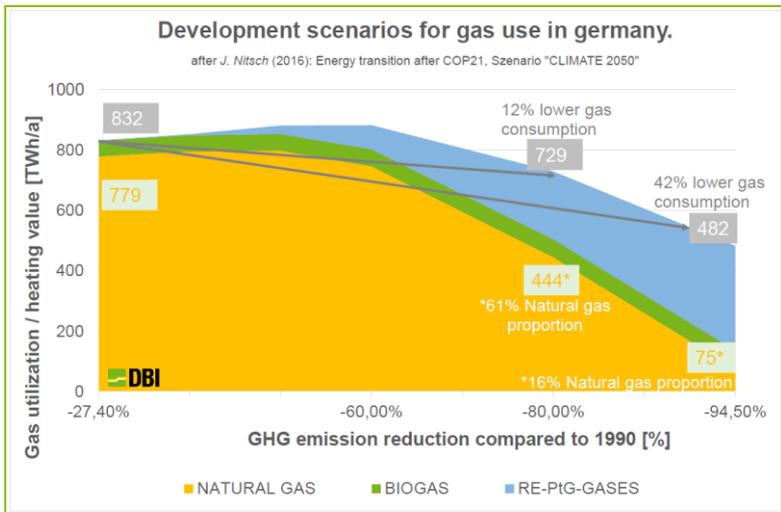
Der Stromnetzausbau hinkt hinterher. H₂ lässt sich aber im Gasnetz transportieren



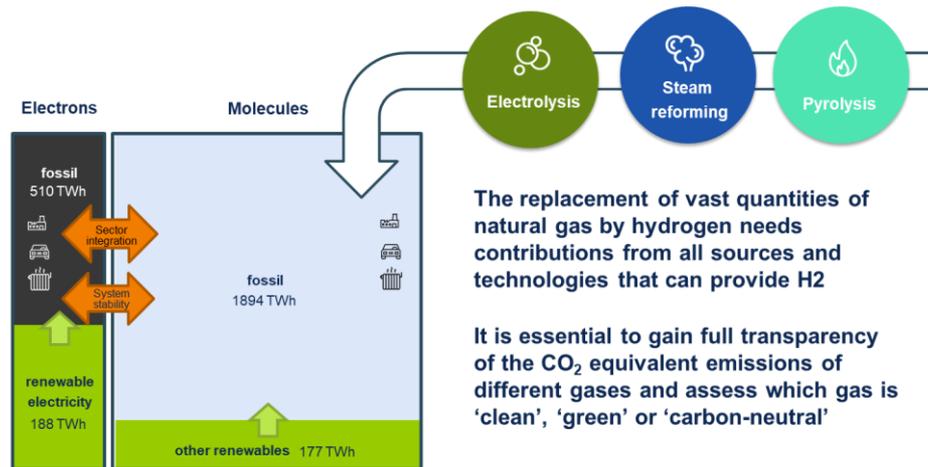
Gasnetze transportieren mehr Energie und sind effizienter (1 Leitung statt 8 Hochspannungsmasten)



Einige Studien gehen davon aus, denn in ihnen wird H₂ zur Dekarbonisierung benötigt



Doch zeigen die Berechnungen des DVGW, dass hierzu zunächst das Mengen- und das Preisproblem gelöst werden müssen



The replacement of vast quantities of natural gas by hydrogen needs contributions from all sources and technologies that can provide H₂

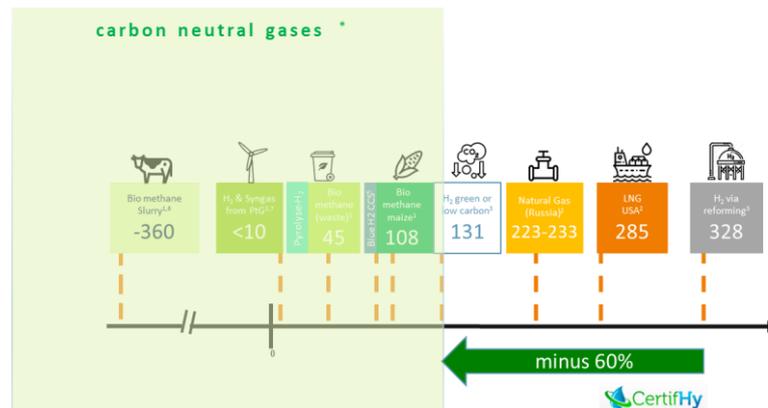
It is essential to gain full transparency of the CO₂ equivalent emissions of different gases and assess which gas is 'clean', 'green' or 'carbon-neutral'

Farbenlehre

In der Öffentlichkeit wird der Wasserstoff gemäß seiner Herkunft/Erzeugungsart in Farben eingeteilt:

- Grauer Wasserstoff wird aus Erdgas über Steamreforming hergestellt
- Grüner Wasserstoff stammt aus EE-Strom und wird z.B. mittels Elektrolyse gewonnen
- Blauer Wasserstoff unterscheidet sich vom grauen dadurch, dass das entstehende CO₂ gespeichert und wiederverwendet wird (CCS & CCU)
- Türkiser Wasserstoff entsteht im Pyrolyseprozess aus Erdgas ohne das CO₂ gebildet wird. Der im Methan enthaltene Kohlenstoff fällt als Feststoff emissionsfrei aus

Die Farbenlehre hat nur begrenzten Nutzen. Wissenschaftlich ist dagegen die Differenzierung der Gase gemäß ihrem CO₂-Footprint



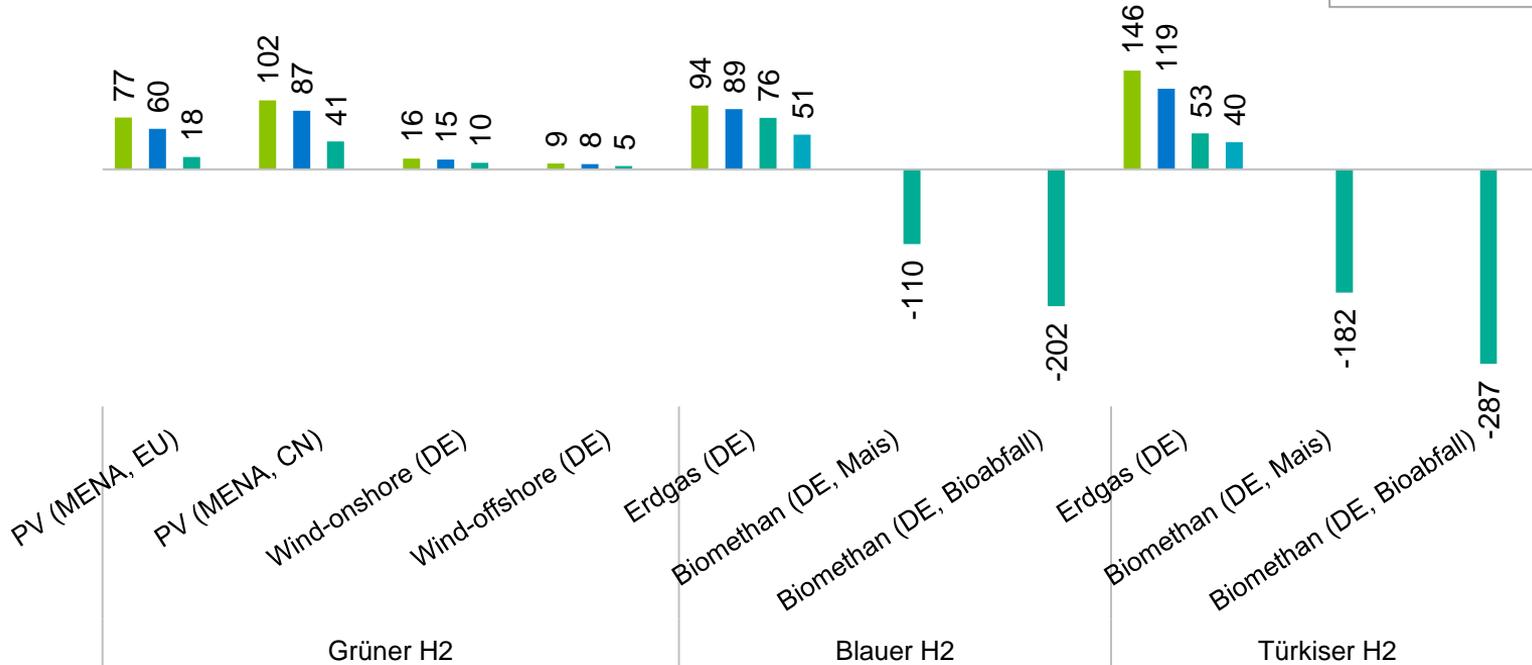
Der DVGW schlägt vor, alle Gase mit einem CO₂-Äquivalent von < 131 g/kWh als klimaneutral zu bezeichnen und ihren Ausbau zu fördern

Zur genauen Bestimmung des Carbon Footprint von Wasserstoffen bedarf es einer Analyse der kompletten Prozesskette¹

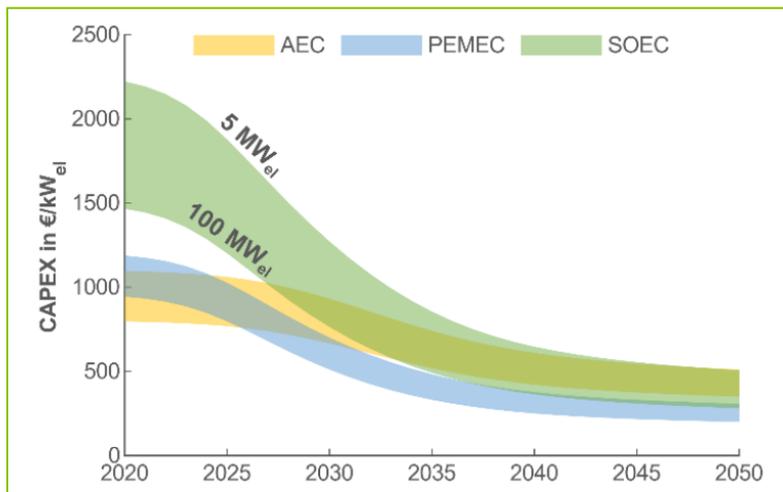
Carbon Footprint in g CO₂-eq/kWh

■ 2020 ■ 2030 ■ 2050 (2045) ■ Best Case

¹ Referenz: DBI-Studie „Ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung“ von M. Heneka & F. Mörs, Mai 2022, Kennzeichen AT 22 01 003

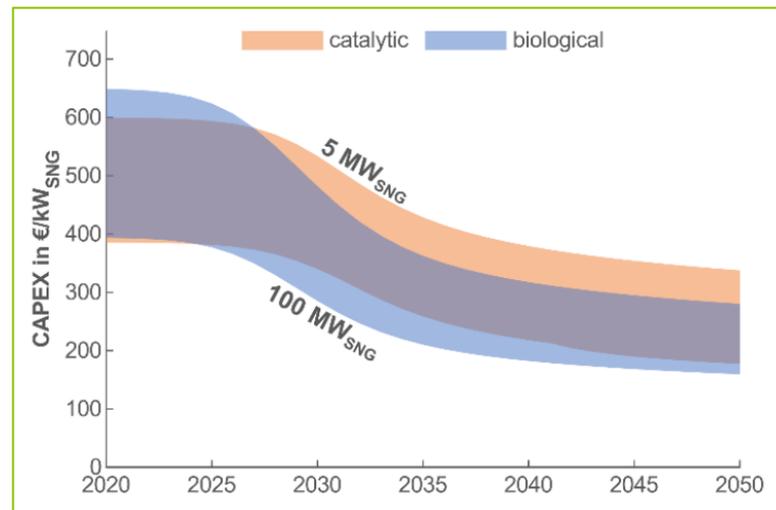


Wie bei jeder anderen innovativen Technologie sind auch bei der H₂-Herstellung über P2G Skaleneffekte zu erwarten



Kostenentwicklung durch Skalen- und Lerneffekte für Elektrolyse nach Tichler et al. (Uni Linz) in *Techno-Ökonomische PtG*

Die Kosten-Degression der P2G-Anlagen macht sich damit auch in den H₂-Bereitstellungskosten bemerkbar



Kostenentwicklung durch Skalen- und Lerneffekte für Methanisierung nach Tichler et al. (Uni Linz) in *Techno-Ökonomische PtG*

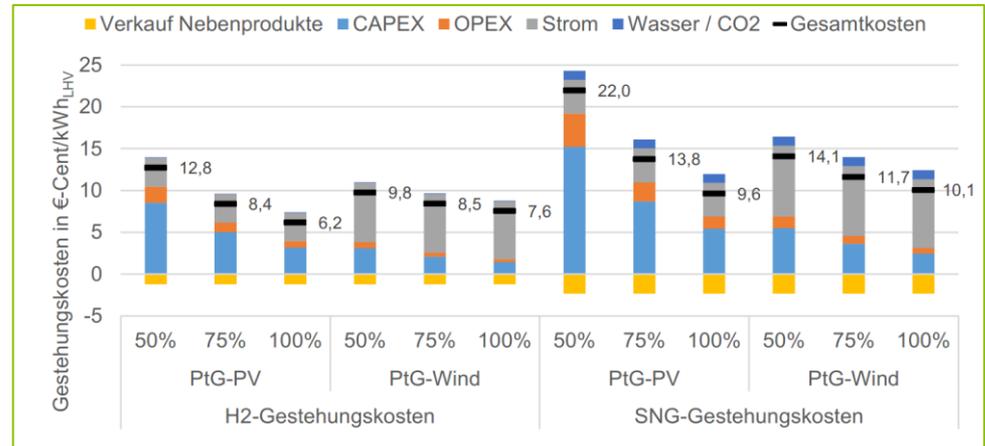
Für die Wasserstoffproduktion über P2G sind die Kostentreiber in der Reihenfolge ihrer Wichtigkeit:

1. Stromkosten
2. Betriebsstunden
3. Kosten des Elektrolyseurs

Belastungen und Förderungen aus dem Ordnungsrahmen beeinflussen den Markthochlauf ebenso. Förderlich sind:

1. EEG-Umlagebefreiung
2. Energiesteuerbefreiung
3. Zulassung der anteiligen Nutzung von Netzstrom
4. Entgelt für netzdienliche Leistungen

Spezifische H₂ und SNG-Kostenentwicklung für das Jahr 2050



nach Tichler et alia (Uni Linz) in *Techno-Ökonomische PtG*

Gegenüber der Elektrolyse verspricht die Pyrolyse geringere Wasserstoffgestehungskosten und eine bessere Anlagenskalierbarkeit
Aktuell fehlt es aber an entsprechenden Protypen im Energiemarkt

BASF Research Press Conference 2019

Water electrolysis or methane pyrolysis?

H₂ from water electrolysis

$\Delta H_F^\circ = +286 \text{ kJ/mol H}_2$

- Very high energy demand
- Water as a raw material
- First small industrial-scale plants

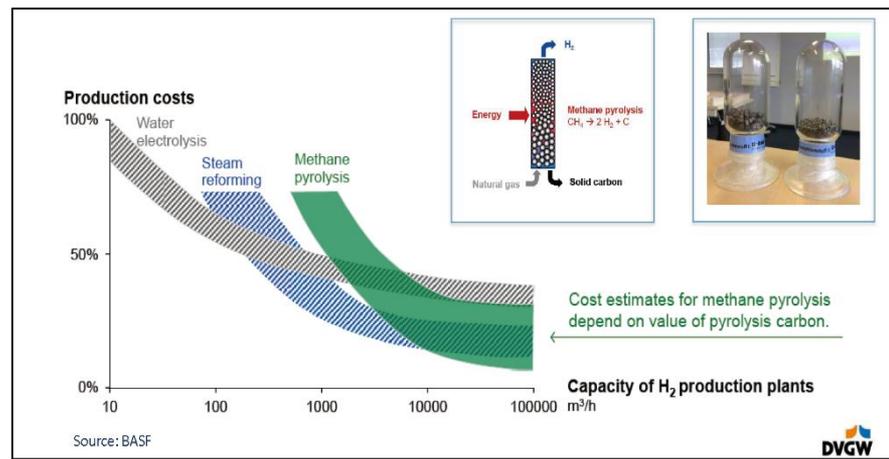
H₂ from methane pyrolysis

$\Delta H_F^\circ = +37 \text{ kJ/mol H}_2$

- Low energy demand
- Fossil raw material
- Solid carbon as 2nd product
- First pilot plants

■ BASF
We create energy

5 Standard reaction enthalpy as approximation



Mit einer robusten Pyrolyse-Technik ließe sich das H₂-Mengenproblem lösen

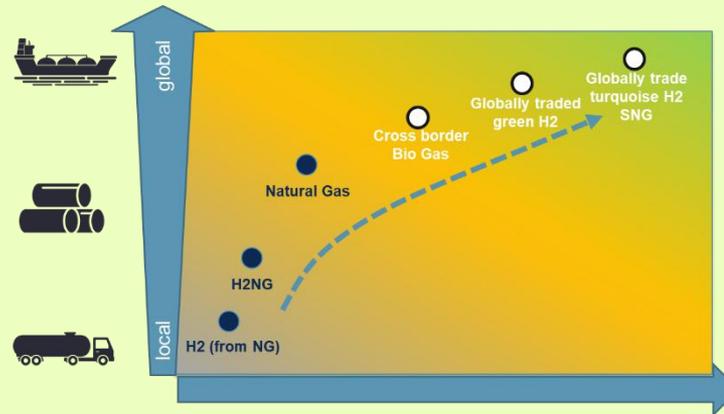
Heute

Wasserstoff wird aufgrund seines heutigen geringen Marktanteils in Trailern zum Kunden transportiert oder vor Ort aus Erdgas oder mittels Elektrolyse erzeugt

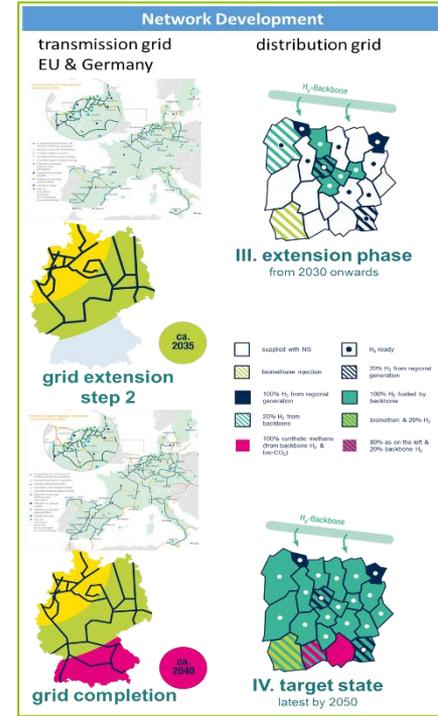
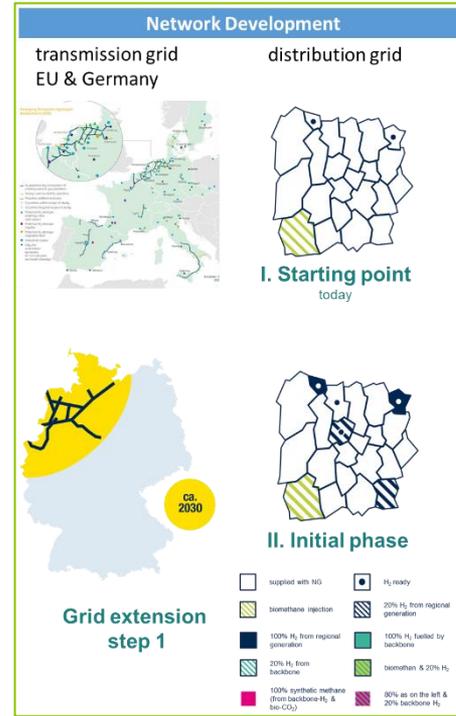


Morgen

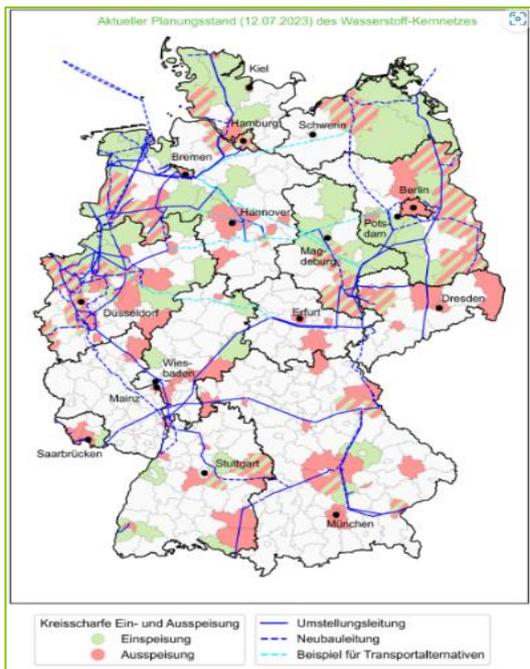
Damit Wasserstoff so wie Erdgas eine signifikante energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen kann, bedarf es des Ausbaus der leitungsgebundenen Transportinfrastruktur



- Für Deutschland und Europa gibt es Wasserstoffnetzausbaupläne (European Hydrogen Backbone)
- In D gibt es jedoch seit 9/2023 Pläne zu einem ca. 10.000 km langen Hochdruckkernnetz, das bis 2032 errichtet werden soll (EnWG-Novelle)
- Der nötige regulatorische Rahmen ist noch in der Entstehung
- Aus Sicht der Gaswirtschaft sollte die Erdgaswirtschaft sukzessive in eine Wasserstoffwirtschaft überführt werden
- Dabei kommt auch der H₂-Beimischung zum Erdgas eine strategische Bedeutung zu



Deutsches Wasserstoff-Kernetz

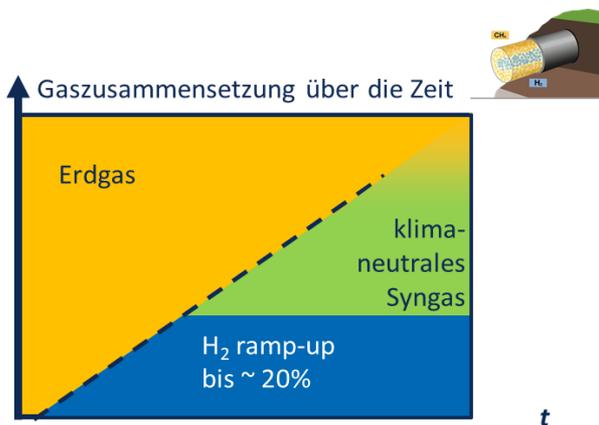


BMWK-Pressekonferenz zum H2-Kernetz 14. November 2023



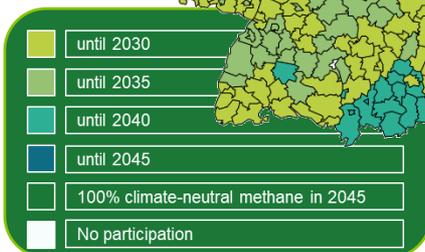
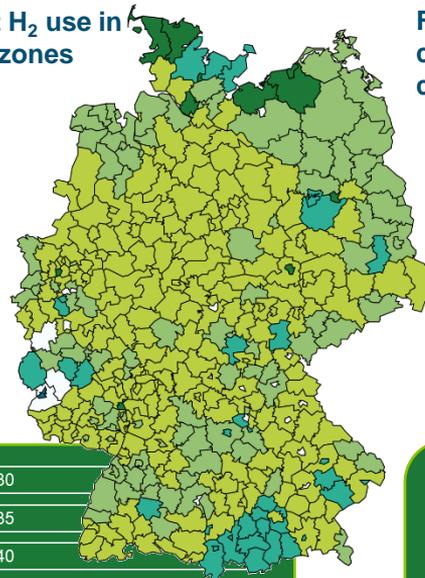
Ob durch Aufbau eines Rein-Wasserstoffnetzes oder durch H₂-Beimischung zum Erdgas, es bedarf eines weitgehenden Umbaus der Gaswirtschaft

Überlegungen zur H₂-Beimischung vor allem im Verteilnetz

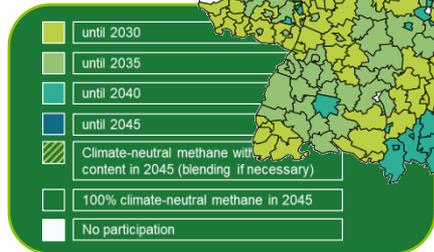
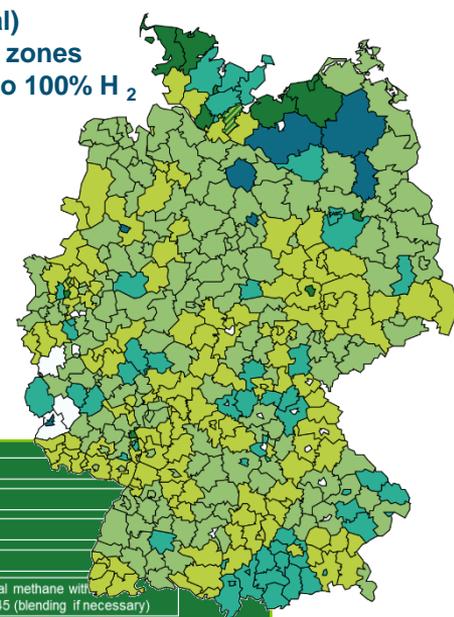


Pläne zur Beimischung oder Komplettumstellung auf H₂ aus der Initiative H2vorOrt: Der Gebietstranf.-Plan 2024

Time of first H₂ use in conversion zones



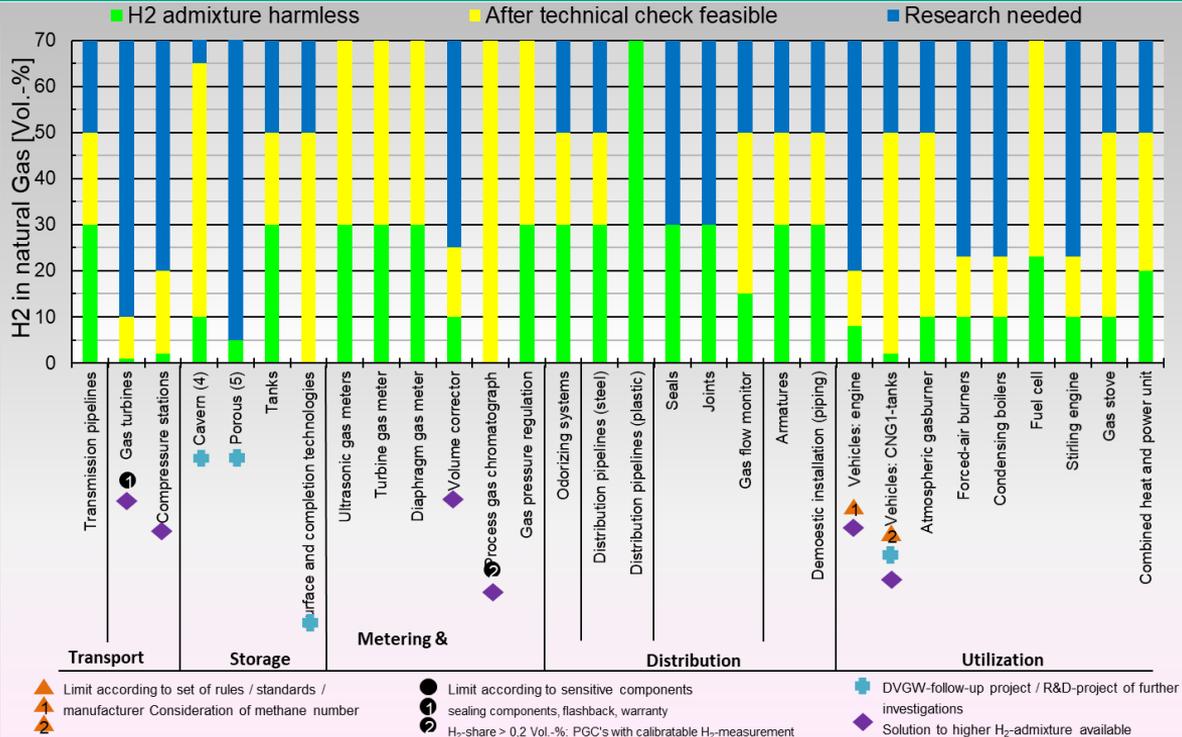
First (partial) conversion zones converted to 100% H₂



Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen?

DVGW-Abschätzungen gehen von 20% - 30% aus bevor eine Gesamtumstellung auf 100% als zweiter Schritt notwendig wird

In 2020 erreichte die Windstromerzeugung einen Spitzenwert von 130 Mrd. kWh. Der Erdgasabsatz lag im gleichen Zeitraum bei ca. 960 Mrd. kWh. Würde man also die gesamte Windstromproduktion mittels P2G (ca. 80% Wirkungsgrad) in H₂ umwandeln, so und zeitlich gleichmäßig ins Erdgasnetz einspeisen, so ergäbe sich ein energetischer Anteil von 10% und ein volumetrischer Anteil von 30% Wasserstoff im Erdgas.



Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen? Detailbetrachtungen (1/5)

Der Rohrkörper (Stahl oder Kunststoff) ist nicht die limitierende Größe. In 2021 schlossen die Materialuntersuchungen des DVGW mit dem Ergebnis: 100% H₂-Verträglichkeit ist gegeben

GASNETZE UND -SPEICHER

H₂-Tauglichkeit von Stählen

Abschluss 07/2021

PROJEKTZIELE
Echtprobenaufbereitung von Stahlwerkstoffen für Gasturbinen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit nach DIN EN 581-3:19

ZIEL
Werkstofftaugliche Bewertung der in Deutschland verwendeten Stähle zur Anwendbarkeit des H₂-Standards durch bruchmechanische Untersuchungen

HINTERGRUND UND ZWECK
Für den sicheren Transport von Wasserstoff ist es notwendig, die Stahnteile auf ihre Wasserstofftauglichkeit hin zu bewerten. Basierend auf der Verfügbarkeit von Stahlwerkstoffen für den Einsatz von bis zu 100 bar und 200 °C wird ein Materialstandard für die Anwendung im Hochdruck H₂ (3-12 Dezember 2019) beschrieben. Es ist geplant, diese Erweiterung in die DVGW-Regelwerke zu übernehmen.

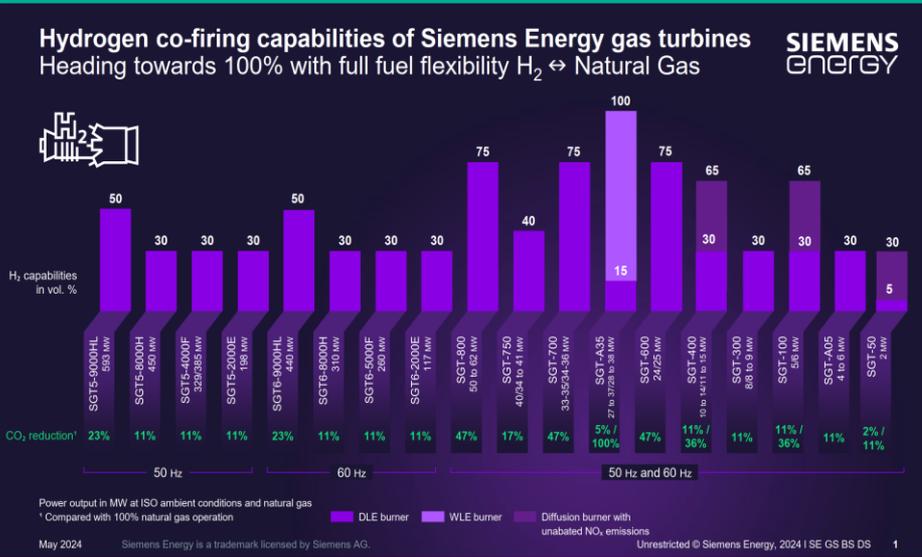
VORBEREITUNG UND ERGEBNISSE

- Bei Überprüfung der eingekauften Stähle wurde festgestellt, dass bruchmechanische Untersuchungen durchgeführt werden. Hierfür werden 100 Proben mit einer jeweiligen Prüfzahl von drei bis vier Tagen entnommen.
- Die ermittelten Stähle für Chargen und Anlagen von Festlegung der Bruchmechanik werden mittels Zug-, Kermessung- und Bruchversuch untersucht sowie bruchmechanisch-kinematisch unter Druckversuchsfeldern dargestellt.
- Basierend auf den Versuchsergebnissen wird die direkte Anwendbarkeit des amerikanischen Regelwerks auf die in Deutschland verwendeten Stähle validiert.

FORSCHUNGSSTELLE
MünchKernforschungszentrum

PROJEKTPARTNER
 OGE

Für die gasbetriebenen Verdichter-Maschinen gibt es unterschiedliche Strategien: a) H₂-Abtrennung oder H₂-Methanisierung des Brenngasstromes b) Up-grading c) Re-Investition, denn 100% H₂-Turbinen sind verfügbar



Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen? Detailbetrachtungen (2/5)

Untertagespeicher: Kavernenspeicher können H₂ speichern, Porenspeicher bedürfen einer Einzelfallbetrachtung

Im Rahmen des F&E-Projektes Roadmap2050 untersucht das DBI die Wasserstoffempfindlichkeit von Einbauteilen



© RAG (photography: RAG-Archiv)

Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff in den österreichischen Porenspeicher Sun Storage (Lehen)

- Strömungswächter
- Absperrblasen
- Dichtungen
- Gewinde-, Press- und Glattrohrverbindungen
- Gaszähler

zeigen nach aktuellem Kenntnisstand keinerlei Beeinträchtigung bei Exposition von 30% H₂ und mehr

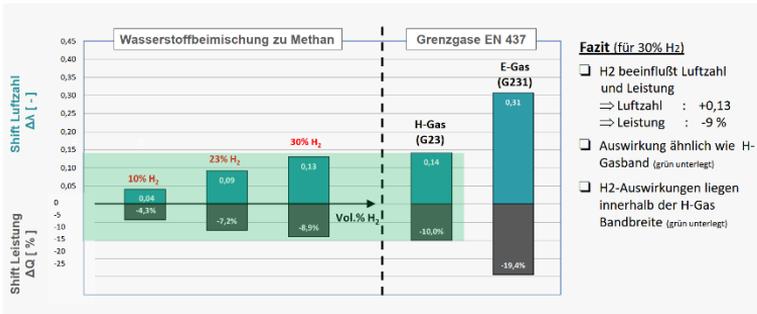
Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen? Detailbetrachtungen (3/5)

Endgeräte:

- Alle in D verbauten Endgeräte werden im Werk mit 23% H₂ getestet
- Laborversuche bestätigen die Eignung von Geräten vieler Hersteller von > 30%

- Umstellbare Gasgeräte für dem 100% H₂-Betrieb gibt es bereits
- Selbstadaptierende Geräte bis zu 100% Wasserstoff sind in der Entwicklung. (Hier ist die Regelungskurve für die Luftzahlsteuerung, die den Ionisationsstrom im Brennraum ausliest, auf H₂-Gemische zu rekalisieren.)

Eignung aktueller Gas-Brennwertgeräte für H₂ bis 30 %
Ergebnisse: Luftzahl und Leistung



Wasserstoffbetriebene Heizungs-Kessel

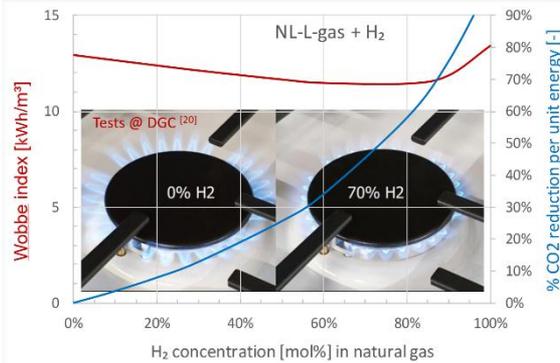
- Remeha HYDRA: Seit 2019 im Feldtest, komplett CO₂-neutral
- Viessmann 100 % Hydrogen ready: Arbeitet zunächst auf Erdgasbasis und kann relativ einfach umgerüstet werden, Serienstart: 2024



Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen? Detailbetrachtungen (4/5)

Kochfeld: Das Flammenbild ändert sich nur gering

Wasserstoff Einspeisung



Physikalisch-Technische Bundesanstalt ■ Braunschweig und Berlin
25. Kolloquium: Gas- und Wassermessung, 14.-15. Dezember 2020

Nationales Metrologieinstitut
Jos van der Grinten | Brauchen wir eine neue Zustandsgleichung?

Dennoch werden in D Groß-Feldversuche durchgeführt, um die problemlose Einspeisung und Nutzung von 20/80-H₂-CH₄-Gemischen unter Beweis zu stellen



Dr. Stephan Tenge, Avacon, Minister Sven Schulze, Angela Brandes (PI Avacon) und Prof. Dr. Gerald Linke, DVGW: Offizielle Inbetriebnahme der H₂-Einspeisung



Einspeiseanlagen in Schopssdorf bei Berlin zur Versorgung von ca. 350 Haushalten mit einem H₂-Erdgasgemisch (20/80)

DVGW
Gerthiner Volksstimme vom 20.12.2021

Seite: 9 von 9
Ressort: Lokal
Qualifizierte Ausgabe: Gerthiner Volksstimme

Jetzt wird mit Wasserstoff geheizt

Beimischung im fläminger Gasnetz hat begonnen / Testanlage mit Ergebnissen für Deutschland

Von dieser Seite...
Gerthiner Volksstimme
Sachsen-Anhalt mit Wasserstoff...
Sachsen-Anhalt nimmt beim Thema Wasserstoff bereits eine Vorreiterrolle ein, auf die wir sehr stolz sein können. Die wachsende Zusammenarbeit zwischen dem Landesparlament und dem Deutschen Verein der Gas- und Wasserfachleute...

topagrar.com vom 20.12.2021 07:25
top agrar
Innovationsprojekt: 20 Prozent Wasserstoff im Gasnetz

Avacon und DVGW haben gemeinsam mit Sachsen-Anhalts Wirtschaftsminister Sven Schulze in Schopssdorf eine Wasserstoff-Beimischanlage in Betrieb genommen. Diese ergänzt sich vor allem durch...
Mit der Inbetriebnahme werden in der ersten Stufe zehn Prozent Wasserstoff in eine von Märkischen Feldern bereitgestellte, wenn sich der Anteil auch in der durch die DVGW-Regelwerk geleiteten Beheizungsanlage bis zu einem Drittel des Gasnetzes erhöhen lässt...

Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen? Detailbetrachtungen (5/5)

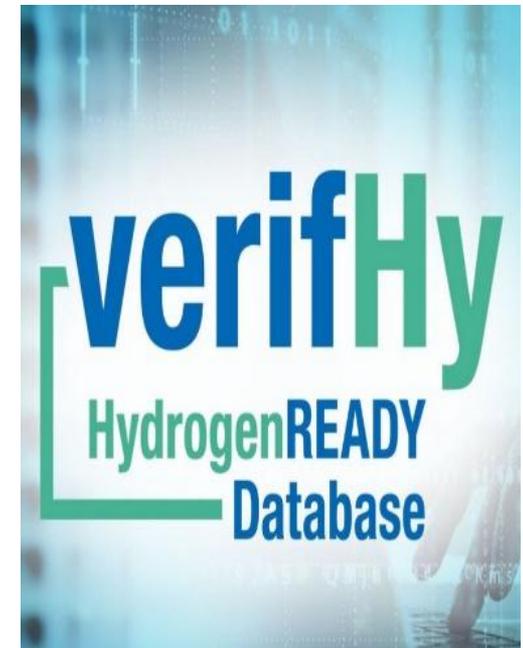
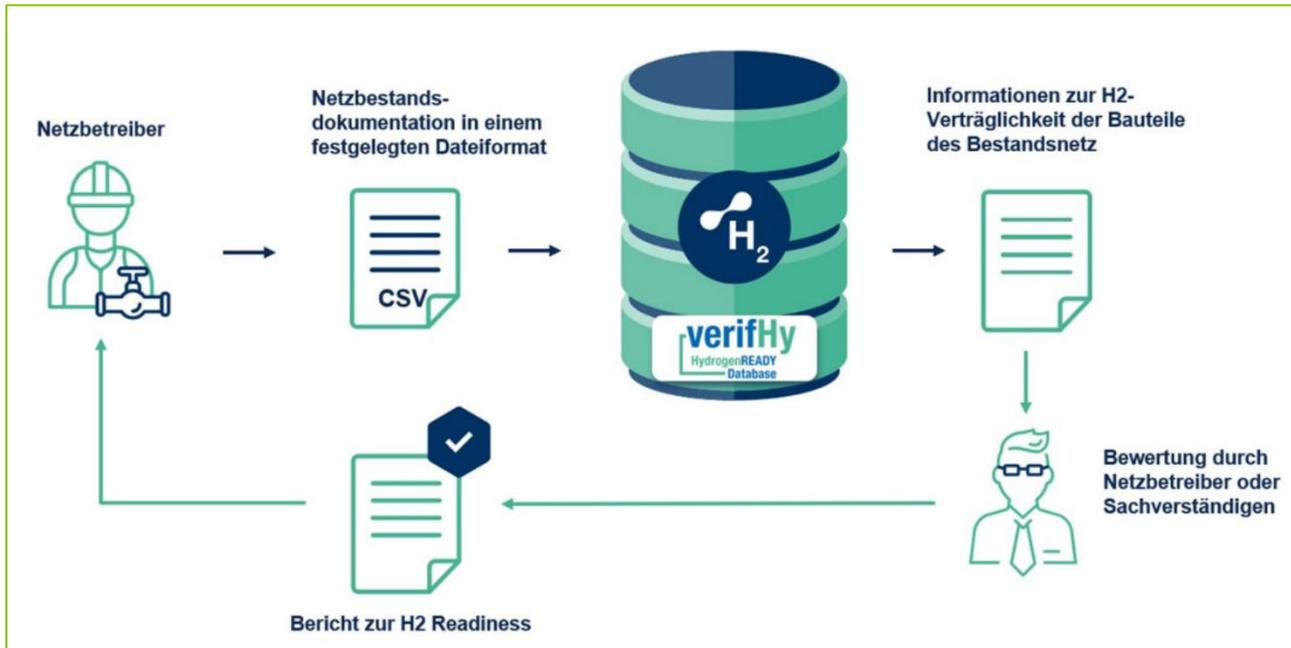
Heizen mit 100% Wasserstoff: Beispiel Hohenwart



Seit September 2023 erfolgreich in der Umsetzung

Wieviel Rein-Wasserstoff kann man dem Erdgas beimischen? VerifHy

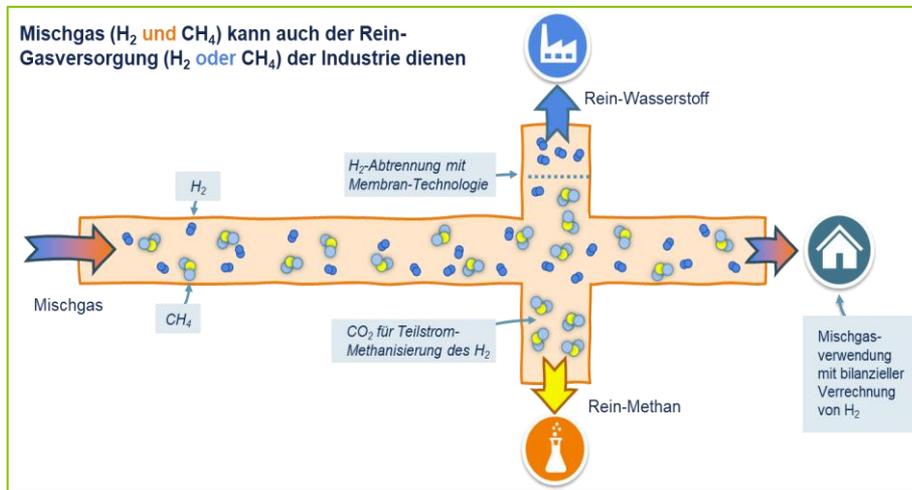
Auskunft über alle in einer Infrastruktur verbauten Komponenten und deren H₂-Readiness gibt das Produkt VerifHy



Vorteile

- Jeder zweite **Wärmekunde** kann erreicht werden
- Gleiches gilt für die **1,8 Mio. Industriekunden**, die am Verteilnetz angeschlossen sind
- Die anfänglich höheren **H₂-Kosten** erfahren durch die Beimischung eine „Dämpfung“
- **Investitionskosten** in den Aufbau einer zweiten Netzinfrastruktur werden gedeckelt
- Vermeidung von **stranded assets** der Erdgaswirtschaft
- **Zeit:** Das deutsche Verteilnetz speist 755 TWh aus, also deutlich mehr als das Transportnetz mit 174 TWh. Das Beimisch-Konzept bietet daher von Anfang an eine Flächenversorgung mit H₂ dar, statt auf den Anschluss an einen Rein-H₂-Backbone zu warten

Eine Leitung für 3 Produkte

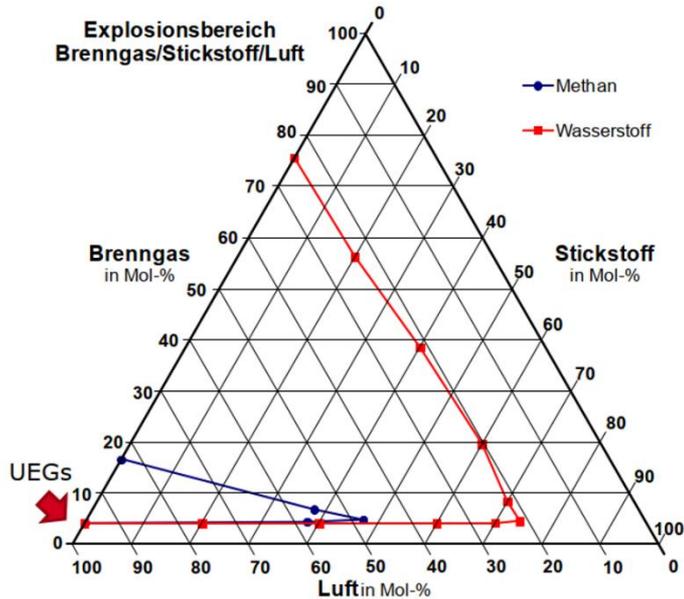


Prinzip-Skizze: Aus dem Mischgas lassen sich die Reinstoffe wiedergewinnen

Wasserstoff und Erdgas haben unterschiedliche Stoffeigenschaften

Wasserstoff hat weitaus größere Explosionsgrenzen und nur 1/3 des volumetrischen Energieinhalts von Erdgas

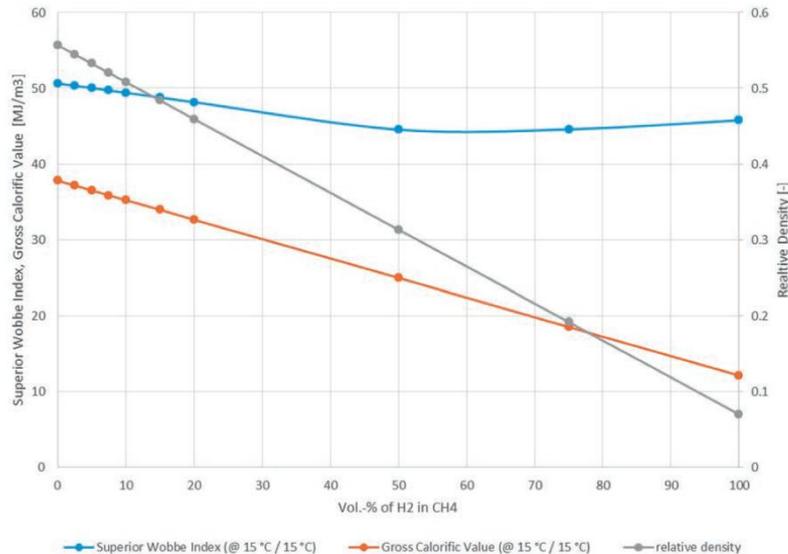
Aber H₂-CH₄-Gemische mit einem Wasserstoffanteil unter 30% verhalten sich dennoch erdgasähnlich



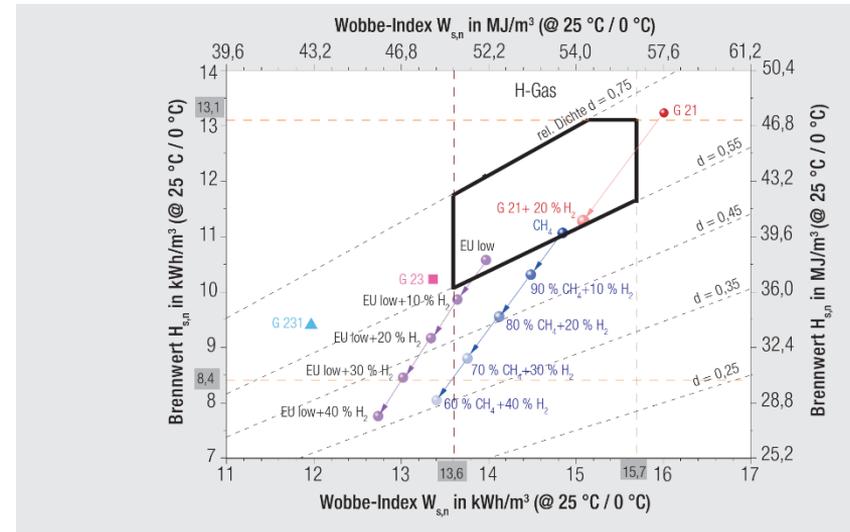
Kennwert		Unit	Methan CH ₄	Russ. Gas	Russ. Gas +10% H ₂	Russ. Gas + 20% H ₂	Wasserstoff H ₂	Bio-Methan
Brennwert (25/0)	H _{sv}	MJ/m ₃	11,06	11,19	10,42	9,65	3,54	10,64
relative Dichte	d	-	0,555	0,574	0,523	0,473	0,070	0,587
Wobbe Index (25/0)	W _{sv}	kWh/m ³	14,85	14,76	14,40	14,03	13,43	13,88
Luftbedarf	O _{2mi n}	m ³ /m ³	9,57	9,67	8,94	8,21	2,39	9,19
Zündtemperatur	T _{ign}	°C	645	640	629 ⁾	618 ⁾	530	530
Untere Zündgrenze	C _{lu}	Vol.-%	5	4	4	4	4	4
Obere Zündgrenze	C _{lu}	Vol.-%	14	16	22 ⁾	27 ⁾	73	15
Max. Flammgeschwindigkeit	u _{max}	m/sec	43	43	43	44	346	43
Adiab. Verbrennungstemperatur	t	°C	1922	1940	1945 ⁾	1951 ⁾	2086	1930 ⁾
Methanzahl	MN	-	100	90	82	73	0	100

Insbesondere haben Wasserstoff und Erdgas einen fast gleichen Wobbeindex*

Brennwert, Wobbeindex und relative Dichte von Wasserstoff-Erdgasgemischen



Gasparameterveränderung unter Wasserstoffbeimischung



*Der Wobbeindex ist das Verhältnis aus Brennwert zur Wurzel der relativen Dichte: $W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}}$

Der geringe Unterschied im Wobbeindex* von Wasserstoff und Erdgas hat positive Konsequenzen:

Aufgrund des instationären Energietransports in Fernleitungen (Darcy-Weißbach) ändert sich die Transportkapazität für H₂ nur gering

$$p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_{Luft} \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \left(\frac{1}{W_s} \right)^2 \cdot K_m \cdot \dot{Q}^2$$

Hierbei stehen p_1 und p_2 für die Ein- und Ausgangsdrücke einer Rohrfernleitung, L für die Länge, D für den Durchmesser und \dot{Q} für den Energiestrom

Da die Brennerleistung vom Wobbeindex abhängt, sollte jeder Gasbrenner grundsätzlich auch mit H₂ betrieben werden können

Nozzel or burner tip



Power: $P = \dot{V} \cdot H_s$ $\dot{V} = A \cdot w$

$$= A \cdot w \cdot H_s$$

$$= A \cdot \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} \cdot H_s$$

$$= A \cdot \underbrace{\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho_{Luft}}}}_{= \text{const}} \cdot \frac{H_s}{\sqrt{d}}$$

0

$\frac{p_1}{\rho_1} + \frac{w_1^2}{2} = \frac{p_2}{\rho_2} + \frac{w_2^2}{2}$ **Bernoulli equation**
simplification: no friction and incompressible ($\rho_1 = \rho_2$)

$w = w_2 = \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}$

$d = \frac{\rho}{\rho_{Luft}}$

*Der Wobbeindex ist das Verhältnis aus Brennwert zur Wurzel der relativen Dichte: $W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}}$

Nach dem Argument der Unentbehrlichkeit überall dort, wo es keine Alternative gibt

- **Stahlindustrie (?)**
- **Verkehr (?)**
- **Wo keine Elektrifizierung möglich ist (?)**
- **Wo Synthesekraftstoffe alternativlos sind (?)**

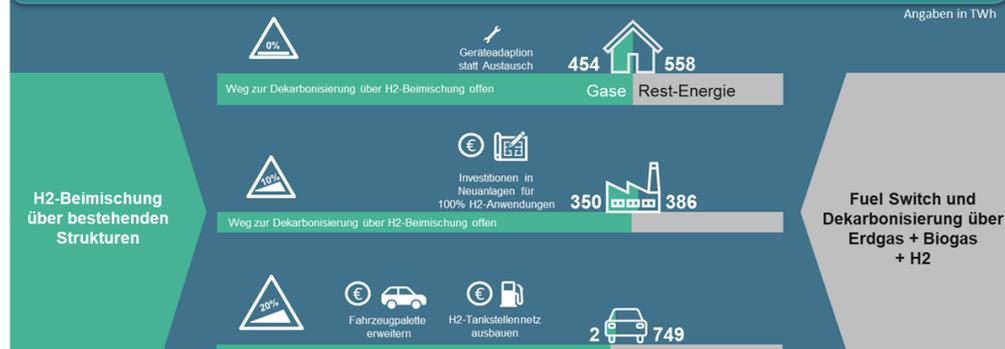


Geplante Markteinführung:
ab 2019 1000 LKW's in der Schweiz

Aber hier könnte auch Biogas oder Bio-LNG seinen Platz behaupten

Nach volkswirtschaftlicher Argumentation, wo die Einführungskosten am niedrigsten sind und up-scaling (inkl. Preisreduktion) am schnellsten gelingt

Es spricht pauschal vieles dafür, den hohen Bedarf an Wasserstoff im Wärmemarkt und die niedrigen Markteinführungskosten in diesem Segment als „Sog“ – d.h. für den Produktionshochlauf und die Kostendegression zu benutzen



Dies belegt auch eine Studie von Frontier aus 1/2021:
Power-to-Gas, Missing Money und der Wärmesektor als wichtiger Heimatmarkt beim Markthochlauf für Wasserstoff in Deutschland

Fuel cell boat in Hamburg



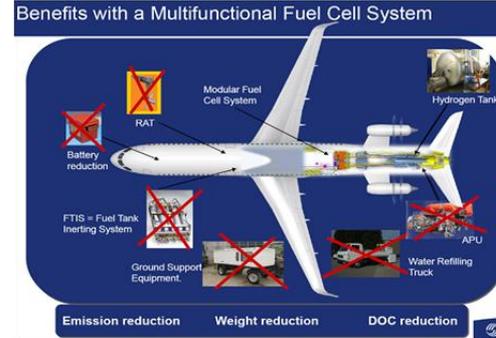
Source: Alster Touristik GmbH

Fuel cell trains in Niedersachsen



Source: Alstom (2017)

Concepts of fuel cell planes



Source: Airbus

Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge



Quelle: Deutz, 2020

Wasserstoffbetriebenes Heizgerät



Quelle: Viessmann, 2020

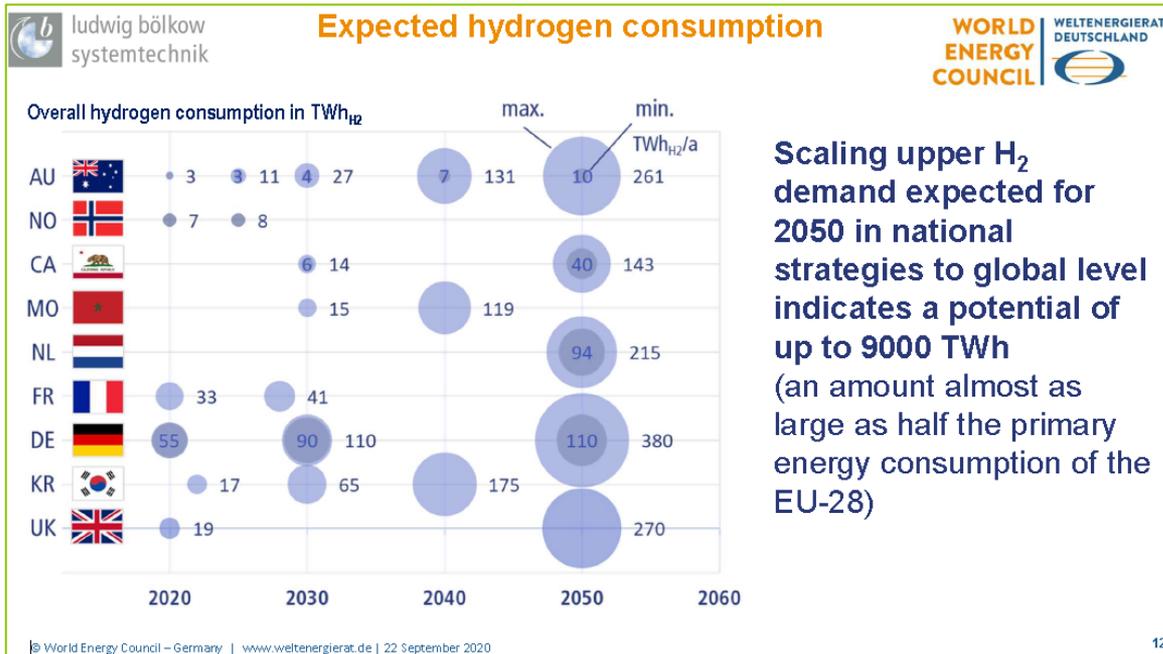
Der internationale Run auf den Wasserstoff hat längst begonnen

In 2022 hat insbesondere das US-amerikanische Inflation Reduction Act die Europäer alarmiert

Durch eine Globalisierung des Wasserstoffhandels wird es eine Neusortierung der Energie-Import- und Exportländer geben

Studie des World Energy Councils unter Beteiligung des DVGW von 9/2020

<https://www.weltenergierrat.de/international-hydrogen-strategies/>



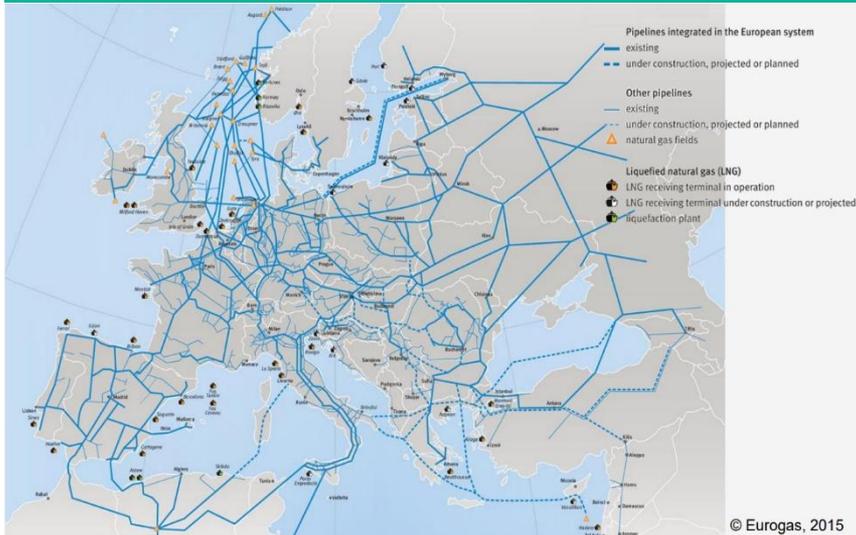


1. **Gerald Linke: Will Hydrogen Be a New Natural Gas? Hydrogen Integration in Natural Gas Grids. Annual review of Chemical and Biomolecular Engineering, 2024: annurev-chembioeng-100522-110306.pdf (annualreviews.org)**
2. **Thomas Schmidt: Wasserstofftechnik – Grundlagen, Systeme, Anwendung, Wirtschaft. Hanser-Verlag (3. überarbeitete Auflage), 2024 ISBN 978-3-446-47912-8**
3. **DVGW, Reihe „Zeit für einen Stoffwechsel“: [DVGW e.V.: G - Klimafreundliche Gase](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-forschungsprojekte-dvgw-2024.pdf)**
 1. Klimafreundliche Gas. Mehr als genug Potenzial
 2. Das Gasnetz- Rückgrat der Wasserstoffwelt
 3. Wasserstoff verkleinert den CO2-Fußabdruck – auf vielen Wegen
 4. Wasserstoff vor Ort. Für Wärme und mehr.
 5. Größtenteils bereits H2-ready: Netze, Speicher, Komponenten
 6. Wasserstoff: Bedarf und Beschaffungswege
 7. Genug Wasserstoff – oder verringern Gesetze das Potenzial?
4. **DVGW-Forschung: Wasserstoff-Forschungsprojekte, 2024 <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-forschungsprojekte-dvgw-2024.pdf>**



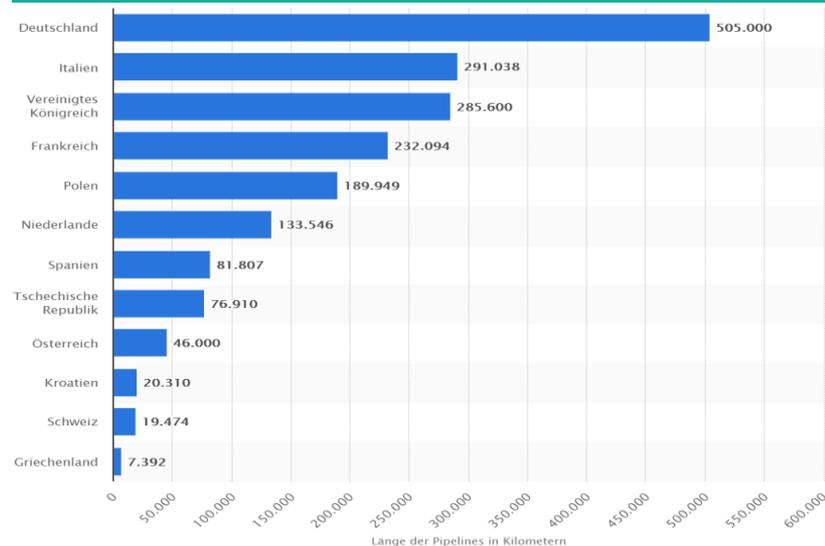
Teil 6 - Pipelines & Pipeline Design, Sicherheit

Das EU-Pipelinennetz sorgt für eine Inter-Konnektivität und liquide Gasmärkte



Doch der Wegfall der östlichen Netzversorgung (via Russland) erzwingt schnelle Ersatzmaßnahmen, d.h. den LNG-Ausbau in 2022, 2023 und darüber hinaus

Das Pipelinennetz in D hat eine ungefähre Länge von einer halben Millionen km



The European Natural Gas Pipeline Infrastructure

1970

2011

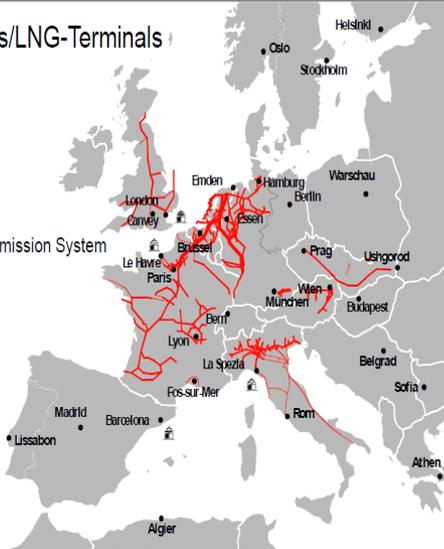
Today

Development of the natural gas infrastructure over decades. Left side: 1970, right side: 2011 (Source: E.ON Ruhrgas AG)

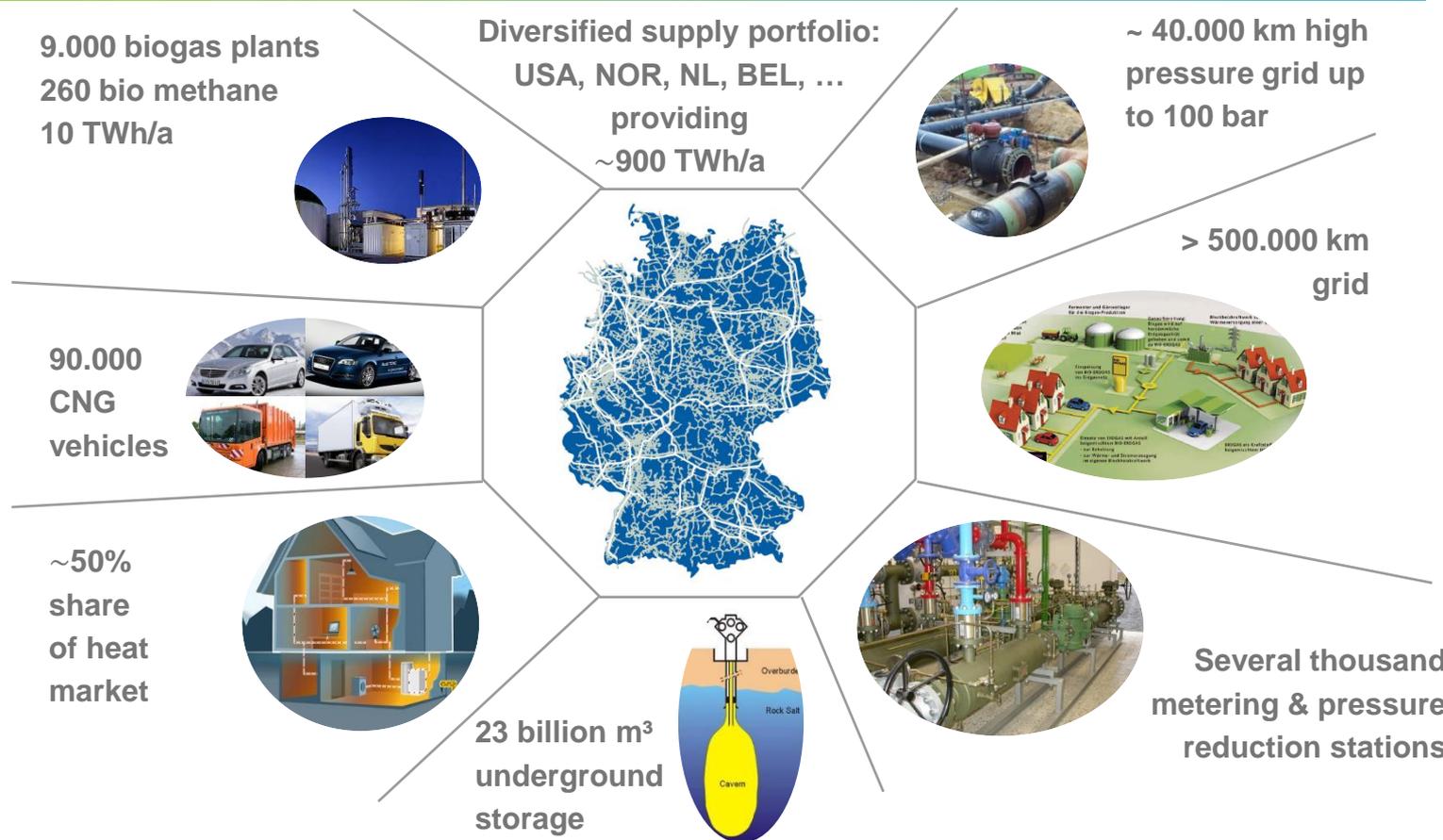
Quelle: GIE, 2022

Natural Gas Pipelines/LNG-Terminals

-  Natural gas pipelines in the European Natural Gas Transmission System
-  Other natural gas pipelines
-  LNG terminals



The German Natural Gas Pipeline Infrastructure

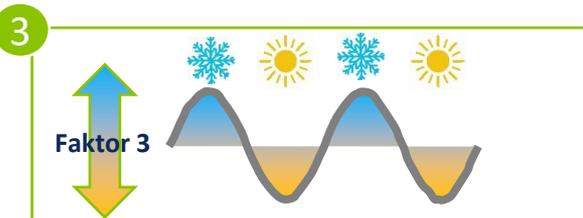


1	Strom	ca. 500 TWh/a	
	Gas	ca. 900 TWh/a	

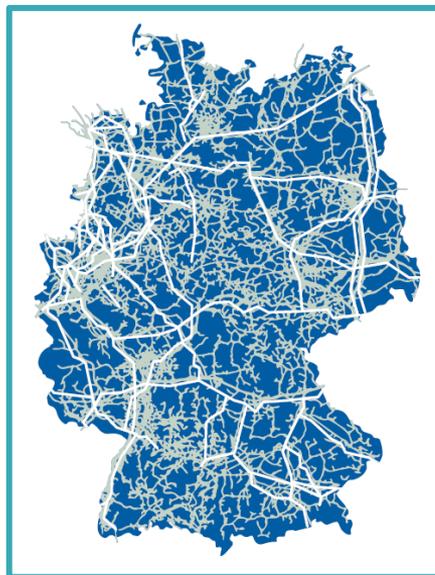
Das Erdgasnetz transportiert doppelt so viel Energie pro Jahr wie das Stromnetz



Eine Erdgasleitung hat eine Kapazität von etwa 8 Hochspannungstrassen



Das Gasnetz kann extreme Lastspitzen bewältigen (Winter/Sommer-Schwankung)

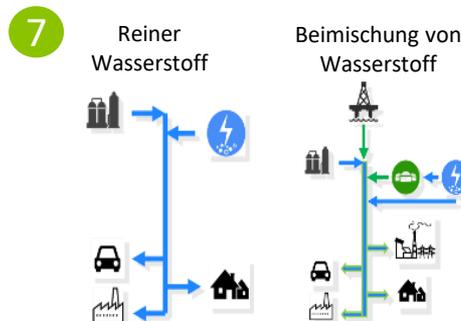


Jeder 2. Haushalt hat einen Gasanschluss.



Netz und Speicher bieten eine Energiereichweite von 3 Monaten

- 6 Das Verteilnetz
- versorgt 20 Mio. Wärmekunden
 - beliefert 1,8 Mio. Industriebetriebe
 - speist 75% der gesamten Gasenergie aus
 - hat einen Wiederbeschaffungswert von 270 Mrd. € und eine Länge von 0,5 Mio. km



Leitungen erlauben den Transport unterschiedlicher Energiegase

Bilder vom Rohrleitungsbau



Die Design-Philosophie ist eine deterministische

d.h.:

- es wird nach dem DVGW-Regelwerk gebaut, auf das bereits das EnWG referenziert
- allen denkbaren Lasten und Einflüsse (Korrosion) muss im Vorfeld, d.h. das Design, mit geeigneten Schutzmaßnahmen begegnet werden
- es wird überall mit gleicher intrinsischer Sicherheit gebaut (einheitlicher Sicherheitsfaktor gegen Streckgrenze: 1,6)
- Gas-Hochdruckleitungen (> 16 bar) werden einem Integritäts-/Stresstest unterzogen

Der Bau nach dem DVGW-Regelwerk garantiert ein Höchstmaß intrinsischer Sicherheit, denn Belastungen aus Betriebsbedingungen und Einwirkungen des Umfeldes werden in der Designphase berücksichtigt.

Das Regelwerk beinhaltet wirksame Auslegungen und Präventionsmaßnahmen gegen:

- Äußere Einwirkungen
- Korrosion und Alterung
- Erkennen von Material- und Baufehlern (→ Stresstest)
- Bodenbewegungen und
- Sonderlasten

Auch sekundäre Sicherheitsmaßnahmen während der Betriebsphase (Überwachung und Schadensdetektion) sind im Regelwerk verankert, genauso wird Anforderungen an die Bereitschaft von Entstörungspersonal und die Vorhaltung von Betriebsmitteln.

Durch die Gas- & Wasserstatistik (GaWa) des DVGW erfolgt ein stetiges Monitoring der Sicherheitskennzahlen und ein Vergleich mit internationalen Benchmarks.



Die Wanddicke wird nach der Kesselformel bestimmt, die man z.B. in EN 1594 oder DVGW 463 findet

7.2 Wall thickness determination

7.2.1 Straight pipe

For normal load conditions the minimum wall thickness for straight pipe is calculated as follows:

$$T_{\min} = \frac{DP \times D}{20 \times f_o \times R_{t0,5}(\theta)} \quad (1)$$

where

T_{\min} is the calculated minimum wall thickness, in millimetres (mm);

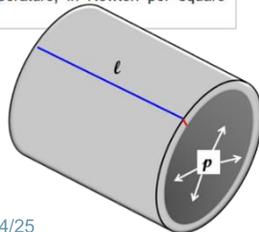
DP is the design pressure, in bar;

D is the outside diameter of the pipe, in millimetres (mm).

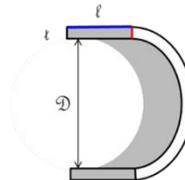
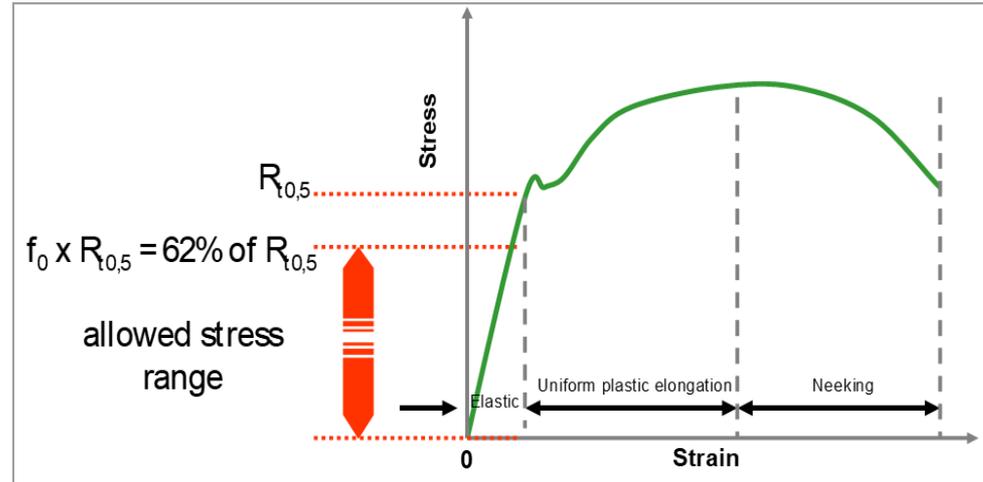
If D_i is preset, D shall equal $D_i + 2 T_{\min}$, D_i being the inside diameter in millimetres (mm);

f_o is the design factor;

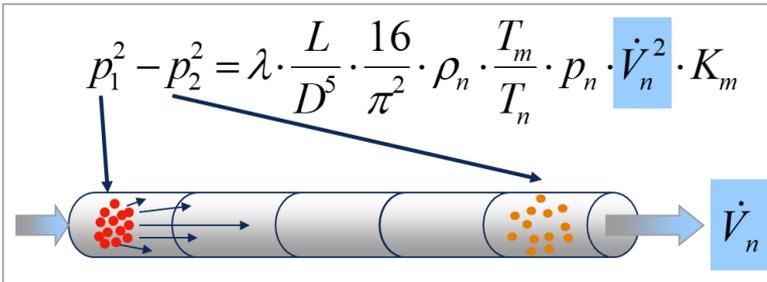
$R_{t0,5}(\theta)$ is the specified minimum yield strength at the design temperature, in Newton per square millimetre (N/mm²).



Der Sicherheitsfaktor von 1,6 (oder der reziproke Wert – **Designfaktor** genannt – von 0,62) bietet Sicherheit gegen die Streckgrenze und Reserve gegen stochastische Zusatzbelastungen



Die Kapazität einer Leitung bestimmt sich aus der **Darcy-Weißbach-Gleichung**, die ihrerseits aus der Navier-Stokes-Gleichungen abgeleitet werden kann:


$$p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$

Hierbei stehen p_1 und p_2 für die Ein- und Ausgangsdrücke einer Rohrfernleitung, L für die Länge, D für den Durchmesser und \dot{V} für den Volumenstrom

Die **Darcy-Weißbach-Gleichung** kann auch auf den Energiestrom umgeschrieben werden. Volumen- und Energiestrom hängen dabei über den Brennwert des transportierten Gases zusammen $\dot{Q} = H_s \cdot \dot{V}$

$$p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_{Luft} \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \left(\frac{1}{W_S}\right)^2 \cdot K_m \cdot \dot{Q}^2$$

$$p_1^2 - p_2^2 = \hat{\lambda} \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \left(\frac{1}{W_S}\right)^2 \cdot K_m \cdot \dot{Q}^2$$

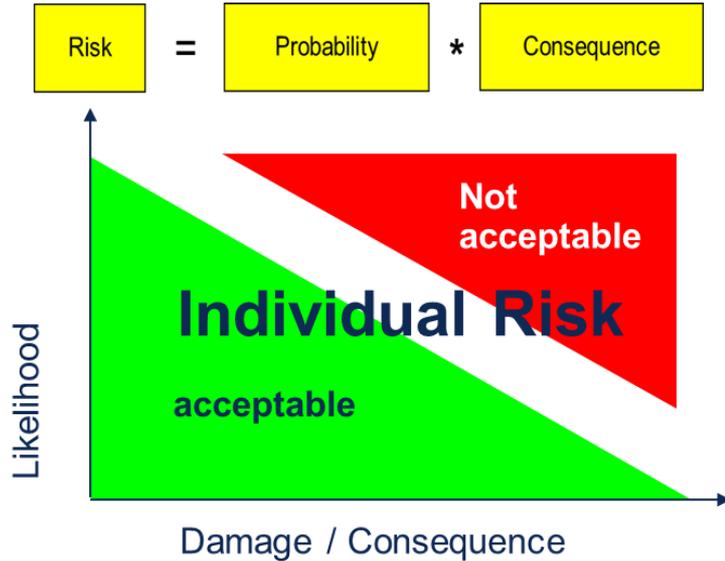
$$\dot{Q} = W_S \cdot D^{2.5} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)}{\hat{\lambda} \cdot L \cdot K_m}}$$

Für den Bau einer großkalibrigen Onshore-Pipeline lassen sich die Investitionskosten empirisch abschätzen:

$$\text{Invest for a new pipeline [mil. €/km]} = 0,2 \times \text{DN [m]} \times \text{Sqrt}\{ \text{PN [bar]} \}$$

In einigen anderen Ländern bestimmt ein von der Leitung hypothetisch ausgehendes Risiko im Falle eines Vollbruches das Design, d.h. im Wesentlichen die zu wählende Wanddicke

In sog. **Quantitative Risikostudien** wird dieses Risiko rechnerisch aus der Versagenswahrscheinlichkeit des Rohrkörpers, aus der Zündwahrscheinlichkeit und aus den Letalitätsfolgen infolge der Wärmestrahlung ermittelt



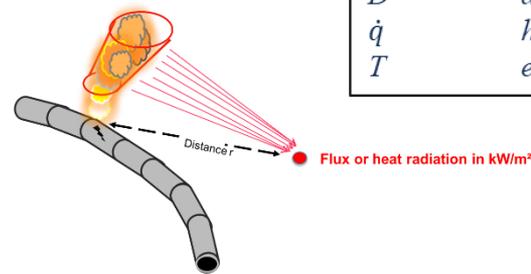
$$R = Leth \cdot P$$

$$P = P_{failure} \cdot P_{ignition}$$

$$Leth = f(D)$$

$$D = \int_0^T (\dot{q}(t))^{4/3} \cdot dt$$

<i>Symbol</i>	<i>meaning</i>
<i>R</i>	<i>risk</i>
<i>Leth</i>	<i>lethality</i>
<i>P</i>	<i>probability</i>
<i>D</i>	<i>dosage</i>
\dot{q}	<i>heat radiation</i>
<i>T</i>	<i>exposure time</i>



Die führende Größe für das so ermittelte Risiko ist letztendlich der Massenstrom

Risikokonturen werden damit durch $p \cdot D^2$ skaliert

Heat radiation
[kW/m²]

$$\dot{q}_0 = \frac{0.05 \cdot m_{g,Mol}^{0.2} \cdot \dot{m}_0 \cdot H_u}{\rho \cdot \frac{273}{T}} \frac{1}{4\pi \cdot r^2}$$

Ref.:

- [1] Methods for the calculation of physical effects CPR 14 E (TNO Yellow Book), TNO 1992
- [2] Sicherheit von Erdgas-Hochdruckleitungen (Rahmenbericht der Schweizerischen Erdgaswirtschaft), 1997

The mass flow is proportional to $p \cdot D^2$

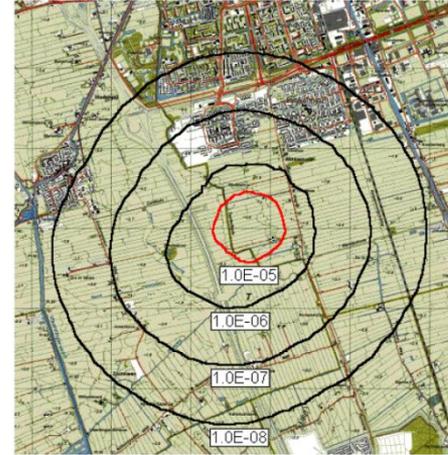


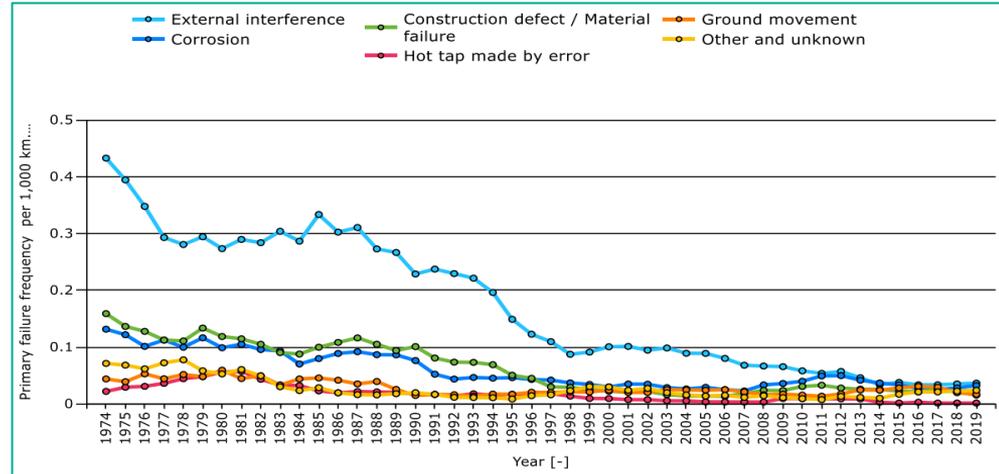
Figure 6.8 Presentation of the Individual Risk contours. Shown are the Individual Risk contours 10^{-5} , 10^{-6} , 10^{-7} and 10^{-8} y^{-1} of a fictive plant.

Wie sicher sind Gasleitungen? Darüber geben die Europäische Schadensstatistik EGIG und die deutsche DVGW-Statistik Auskunft (1/2)

EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group) sammelt seit 1970 Schadensfälle an onshore-Stahl-Leitungen mit MOP > 16 bar. Als Schadensfall gilt eine ungewollte Stofffreisetzung

Die Schadenswahrscheinlichkeit liegt mittlerweile bei etwa $1 \cdot 10^{-4} / (\text{yr} \cdot \text{km})$
 Äußere Einwirkungen bleiben die Hauptursache von Schäden

Period	Interval	Number of incidents	Total system exposure $\cdot 10^6 \text{ km} \cdot \text{yr}$	Primary failure frequency per 1,000 km·yr
1970 – 2007	7 th report, 38 years	1,173	3.15	0.372
1970 – 2010	8 th report, 41 years	1,249	3.55	0.351
1970 – 2013	9 th report, 44 years	1,309	3.98	0.329
1970 – 2016	10 th report, 47 years	1,366	4.41	0.310
1970 – 2019	11 th report, 50 years	1,411	4.84	0.292
1980 – 2019	40 years	1,050	4.36	0.241
1990 – 2019	30 years	663	3.63	0.183
2000 – 2019	20 years	388	2.64	0.147
2010 – 2019	10 years	184	1.42	0.129
2015 – 2019	5 years	90	0.71	0.126



Die Größe **Exposure** beträgt mittlerweile 5.000.000 Jahr-Kilometer in der EU

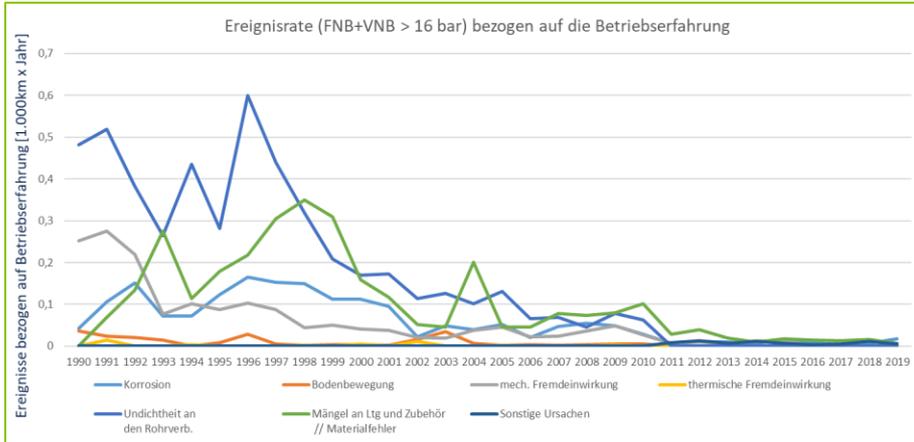
Wie sicher sind Gasleitungen? Darüber geben die Europäische Schadensstatistik EIG und die deutsche DVGW-Statistik Auskunft (2/2)

In Deutschland liegen die Schadensraten noch einmal deutlich tiefer (d.h. $\ll 10^{-4}$ /Jahrkilometer).

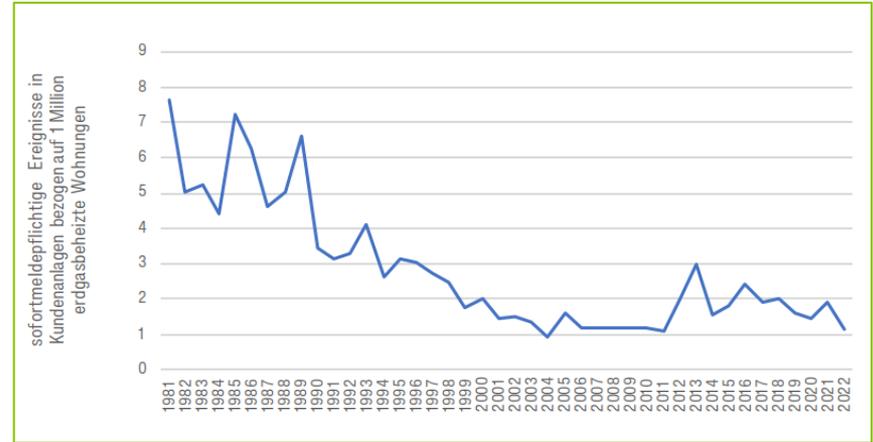
Die Statistik beinhaltet weitere Differenzierungen nach Anlagen, Werkstoffen, Alter, etc.

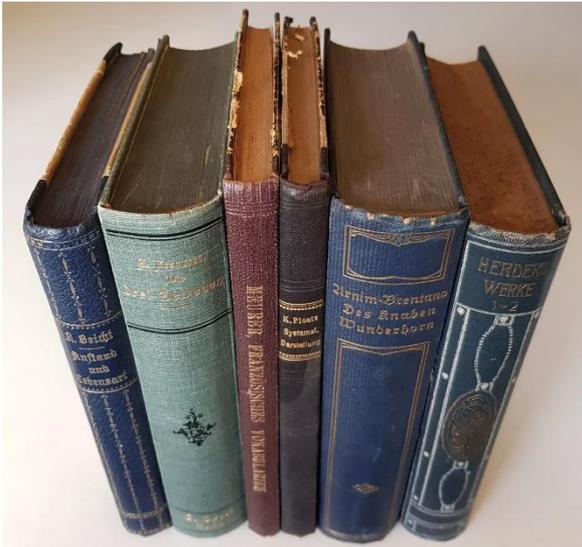
Die DVGW-Statistik erfasst neben den Leitungsdaten auch Schäden in Wohngebäuden.

Hier ist Manipulation die Hauptursache und führt zu ca. 1 Unfällen pro 1 Mio. Wohnungen



Die Große **Exposure** beträgt mittlerweile 1.400.000 Jahr-Kilometer in Deutschland





1. **K. Homann et al.: Handbuch der Gasversorgungstechnik: Logistik – Infrastruktur – Lösungen**, gwf-Verlag, 2017, ISBN: 978-3-8356-7299-4 (print) oder 7298-7 (ebook)
2. **J. Mischner et al.: Gas2energy.net: System Planing Fundamentals of the Gas Supply**, DIV-Verlag, 2016, ISBN 978-3-8356-7274-1 (print) oder 7273-4 (ebook)
3. **G. Cerbe: Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung**, Hanser-Verlag, 2016, ISBN 978-3-446-44965-7 (print) oder 44966-4 (ebook)
4. **Schmidt & Müller-Kirchenbauer: Technische Sicherheit beim Transport von gasförmigem Erdgas durch erdverlegte Gashochdruckleitungen**, KIT (Karlsruher Institute of Technology), ite-verlag (gas supply), 2014

Teil 7 – Pipelines: Betrieb – Wartung – Instandhaltung | PIMS | Schadensstatistik | Gasmessung

Inspektion, Wartung und Instandhaltung von Leitungen

Leitungen sind verschiedenen Einwirkungen und Alterungseffekten ausgesetzt

Baggerschaden



Inneneinschluss



Flächenkorrosion



Disbonding



Bodenbewegung



Blitzschlag



Mantelrohrkorrosion



Bauteilverformung



Zur Defektermittlung kommen verschiedene Inspektionsverfahren zum Einsatz

Leitungsbegehung



Befliegung



Methandetektion



Bodenradar



Molchung



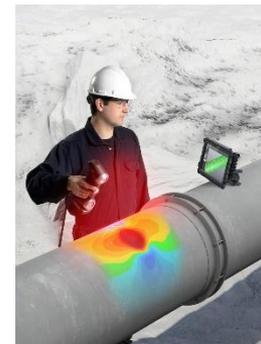
Intensivmessung



Ultraschall



HandySCAN®

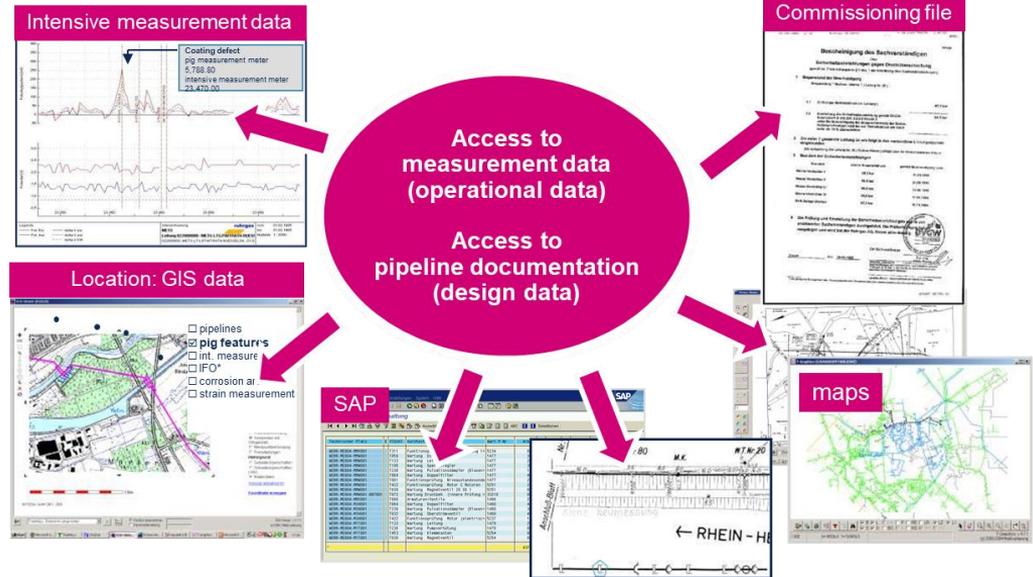
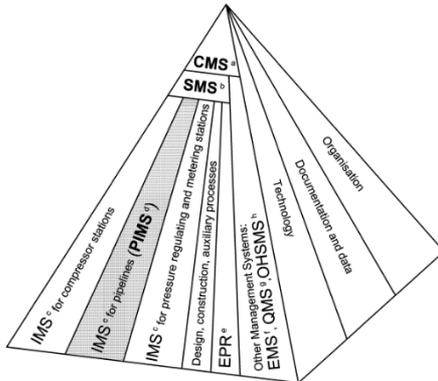


Das Planungsschema aus Defektermittlung, Bewertung und zyklischen Wiederholung nennt man PIMS

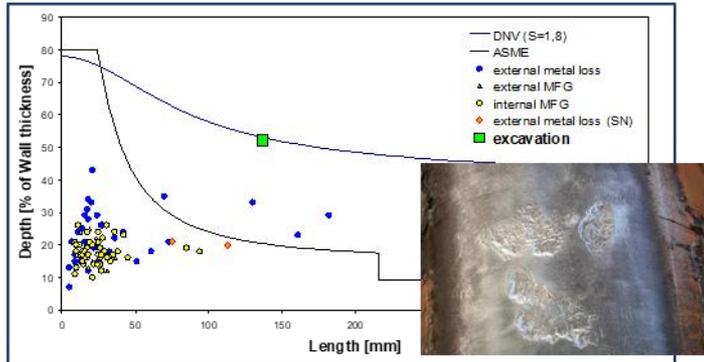
PIMS steht für Pipeline Integrity Management System

In einem IT-gestütztem PIMS fließen Stamm- und Bewegungsdaten (Zustandsmessdaten) ein

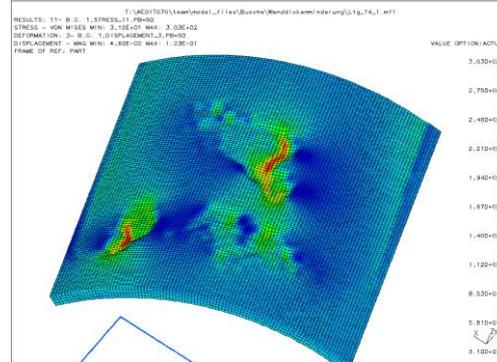
PIMS ist Bestandteil eines Company Management Systems



Tabellen / Stabilitätsgrenzkurven



FEM



In Sonderfällen ergänzende Tests



Temporär: MANIPS



Ausschleifen und Re-Coating



Hot Sleeves



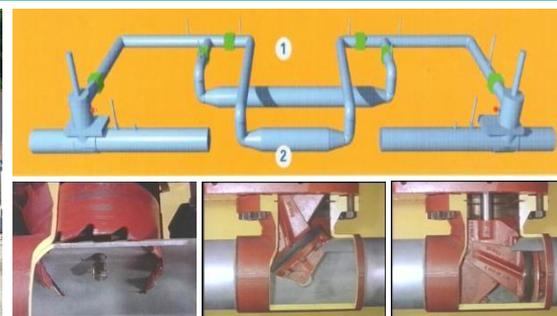
Non-metallic composite



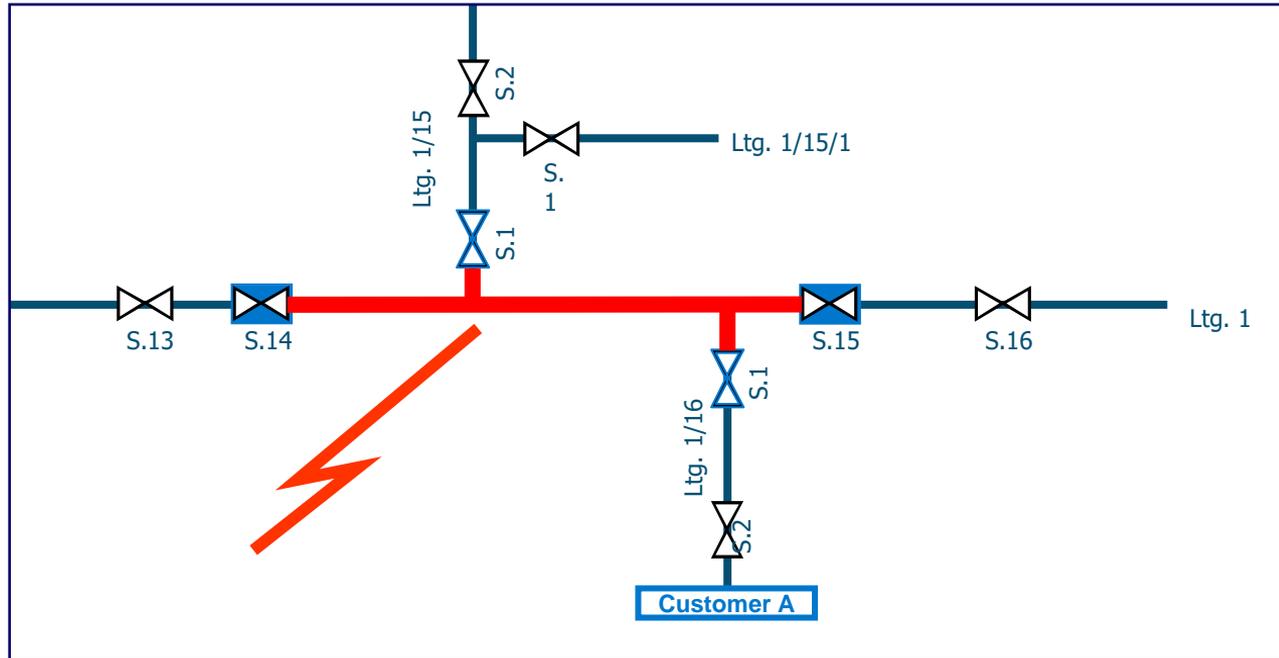
Austausch



... in Kombination mit Anbohren und Stopfen



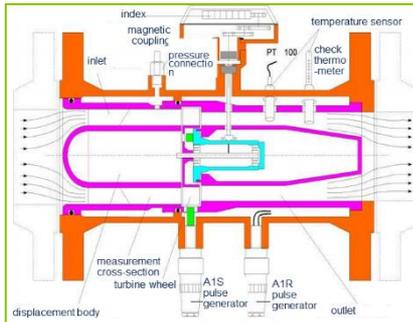
Ermittlung des Sperrabschnittes (begrenzende Armaturen in einem vermaschten Netz)



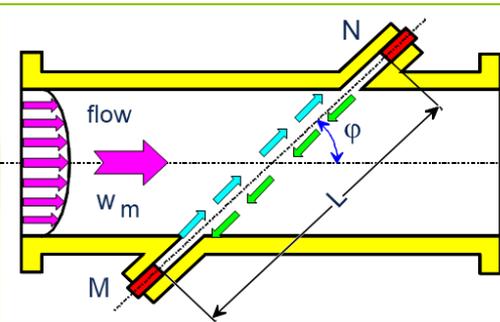
Gasmessung: Energie wird in kWh/Zeiteinheit abgerechnet

Es i.d.R. einer Volumenstrommessung & einer Analyse der Gaszusammensetzung

Turbinenradzähler



Ultraschallzähler



Drehkolbenzähler



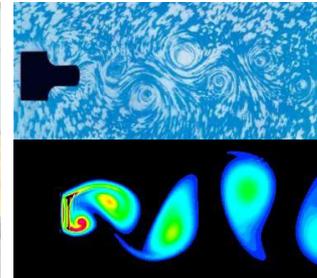
Balgengaszähler



Blende

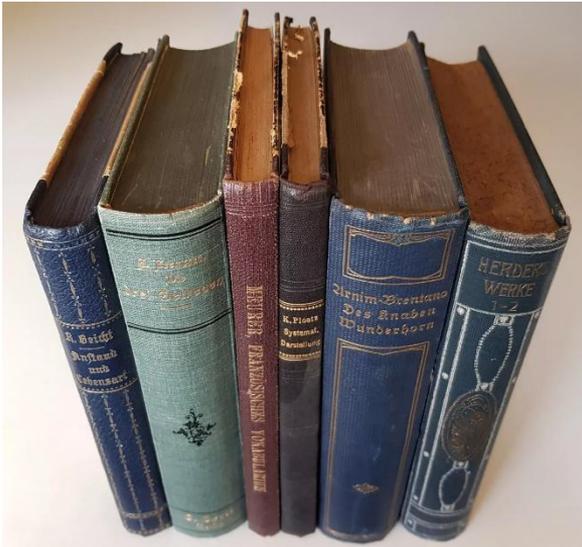


Vortex-Meter



Corioliszähler





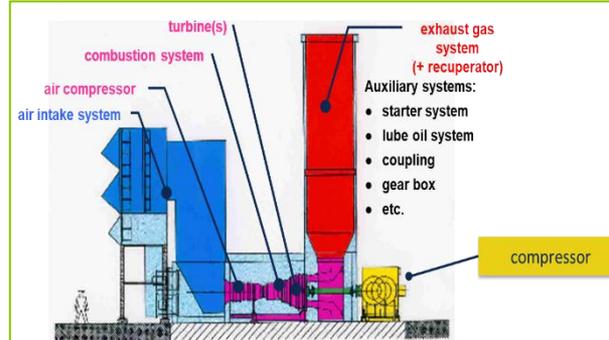
1. **K. Homann et al.: Handbuch der Gasversorgungstechnik: Logistik – Infrastruktur – Lösungen**, gwf-Verlag, 2017, ISBN: 978-3-8356-7299-4 (print) oder 7298-7 (ebook)
2. **J. Mischner et al.: Gas2energy.net: System Planing Fundamentals of the Gas Supply**, DIV-Verlag, 2016, ISBN 978-3-8356-7274-1 (print) oder 7273-4 (ebook)
3. **G. Cerbe: Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung**, Hanser-Verlag, 2016, ISBN 978-3-446-44965-7 (print) oder 44966-4 (ebook)
4. **EGIG (European Gas Incident Data Group): Reports: [Reports > EGIG](#)**
5. **DVGW: Datenerfassung mit GaWaS (Gas- und Wasserstatistik): [DVGW e.V.: Datenerfassung mit GaWaS](#)**
6. **U. Wernekinck: Gasmessung und Gasabrechnung**, Vulkan-Verlag, 2009

Teil 8 - Gasverdichterstationen, Speicherung und Bezugsoptimierung

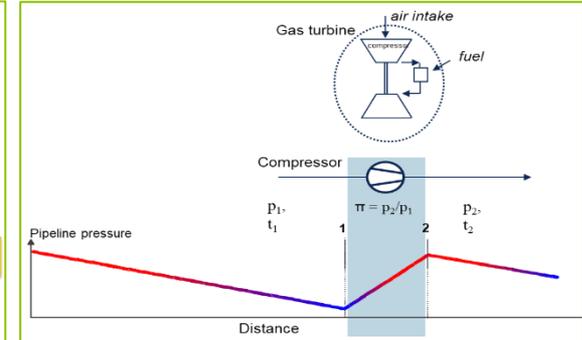
In Verdichterstationen wird das Gas in den Ferntransportleitungen erneut beschleunigt und dadurch verdichtet, um so weiter transportiert werden zu können



Dabei wird der eigentliche Verdichter meist durch eine Gasturbine angetrieben, die mit Brenngas aus der Pipeline mitversorgt wird



Prinzipbild: Der entlang der Leitung abfallende Druck erzeugt den Volumenstrom (Darcy-Weißbach). In der Station ist das Druckniveau wieder anzuheben



Verschiedene Verdichtermarken:

- Borsig
- SOLAR
- Nuovo Pignone



Verschiedene Maschinen:

- Gasgetriebene Turbine (Solar)
- Gasbetriebener Kolbenverdichter
- E-betriebener Verdichter
- Verdichtung durch Expansionsantrieb



Die zu installierende Verdichterleistung hängt vom zu bewältigenden Volumenstrom und vom Differenzdruck ab

$$P_K = 4.33 \cdot 10^{-7} \cdot T_1 \cdot \dot{V}_N \cdot (\Pi^{0.26} - 1)$$

in MW

Π p_2/p_1 pressure ratio [-]

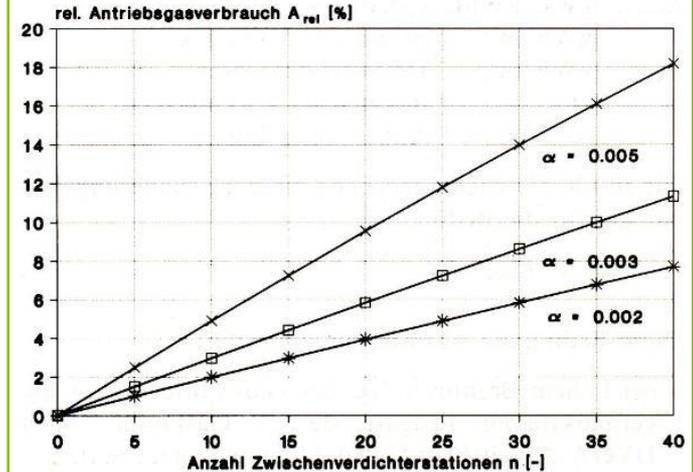
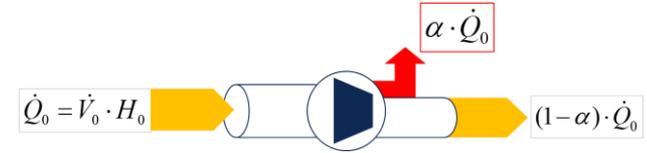
\dot{V}_N Normal volume flow [m^3_N/hr]

Kosten einer Verdichterstation

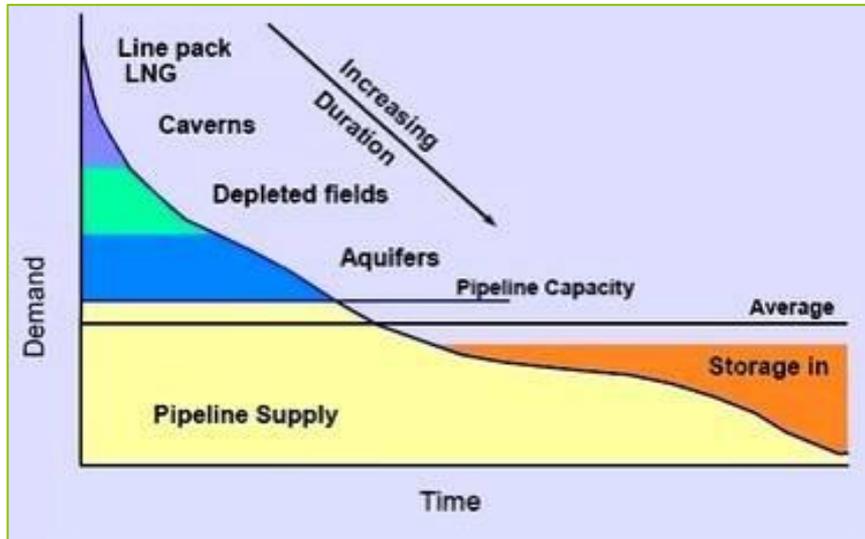
Invest for a new compressor station [mil. €/unit]

$$= 2 \times \left\{ \frac{1}{2} \times \text{Power [MW]} + 10 \right\}$$

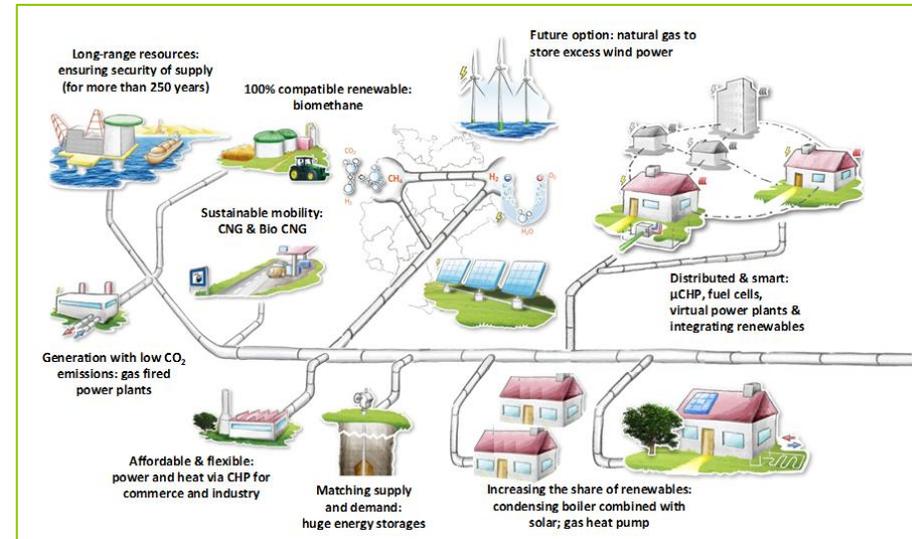
Der zu transportierende Gasstrom verringert sich um das Antriebsgas (α -te Teil). Über lange Transport-strecken (5000 km) und über zig Verdichterstationen kann es so zu Gasverlusten zwischen 8% und 18% kommen (nach H-G Fasold)



Speicher werden in erster Linie saisonal und als Flexibilitätsoption eingesetzt



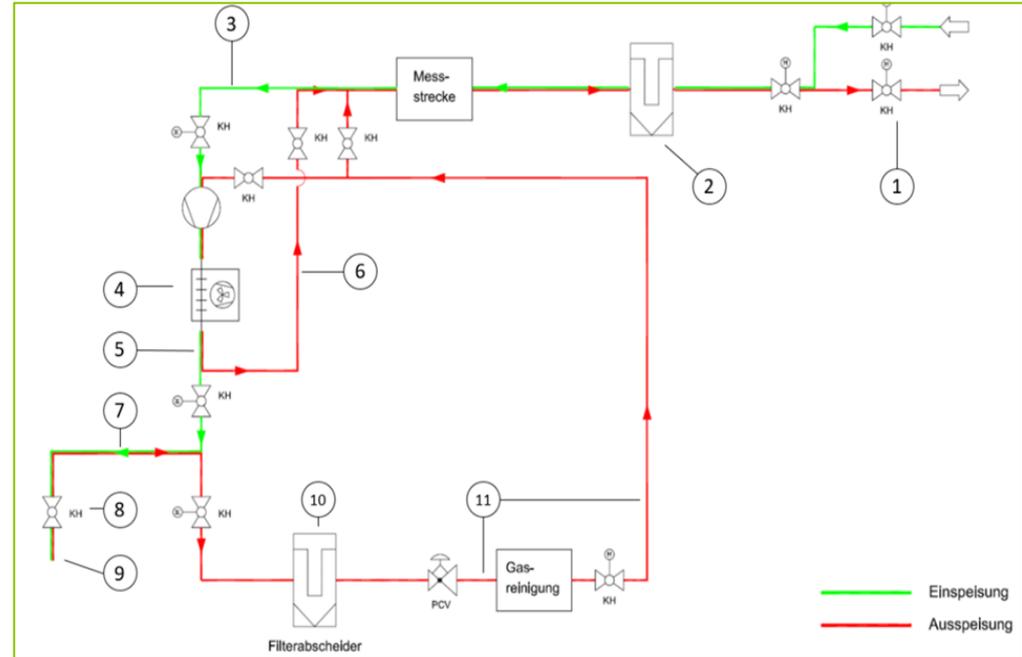
Speicher spielen in einem sektorengesetzten Energiesystem aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren eine Schlüsselrolle. Sie sind systemdienlich.



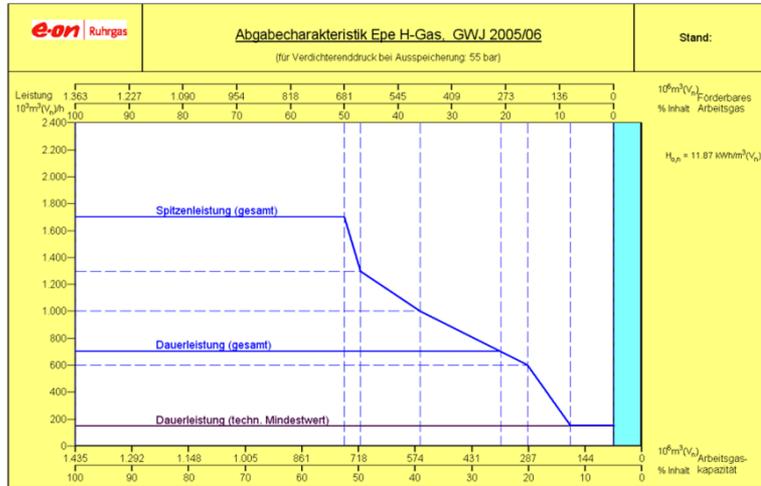
Stationselemente

1. Gas Übertragungssystem
2. Filter
3. Messungsstation
4. Verdichter und Kühler
5. Leitungen für Kreisbetrieb und Verdichtung bei Ausspeicherung (nicht bei jedem Speicher)
6. ebenso
7. Feldleitung zur Bohrung
8. Ein- und Auslassventil am Bohrlochkopf
9. Bohrloch
10. Filterabscheider / FWKOK
11. Gasaufbereitung

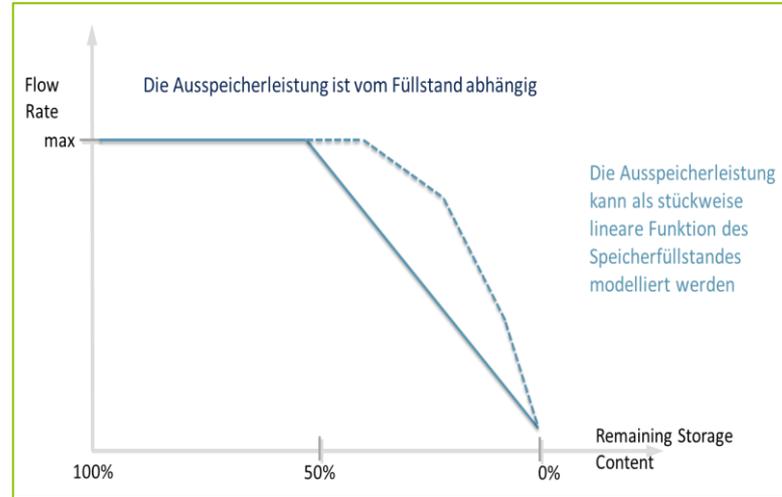
Flusschema einer Speicherstation



Reale Speicher-Charakteristik eines Speicherfeldes



Vereinfachte Darstellung der Speicher-Charakteristik



Hauptsächliches

1. Balancing flow rate differences between entry and exit points (production and demand) of large transmission systems; *time scale: days*
2. Compensation of supply and demand over seasons; *time scale: months*
3. Optimal system design (pipeline capacity and storage size)
4. Replacement/substitution of contracted flexibilities for quantities from declining production fields; *times scale: years*
5. Optimization of portfolio of contracts and their utilization; *time scale: months - years*

Nebensächliches

6. Continental storages can be used to substitute expensive or non-available gas storages (e.g. in UK due to pure geological structures)
7. Storages are used to optimize the design of other plants (e.g. re-gasification terminals)
8. Natural gas transmission grid will be the mean of transport for new fuels as well (e.g. hydrogen from Power to Gas). Power peak shaving requires storages.
9. Storages might be used for gas blending and conditioning purposes (e.g. to feed in nitrogen for IGCC processes).
10. Storages might be used to reduce CO₂ production rate of power generation plants.

Bei der Optimierung minimiert man die Gesamt-Gasbezugskosten für einen längeren Zeitraum

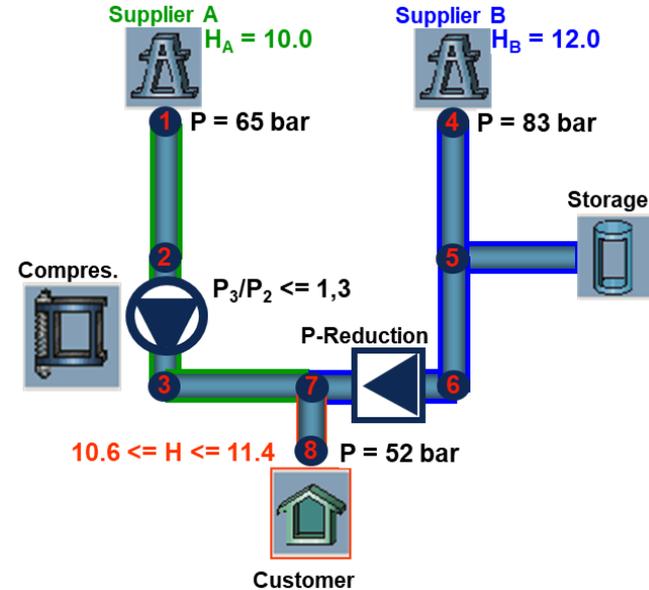
$$\min \sum_{i,j,n} c_{source_i,t_n} \cdot \dot{Q}_{source_i \rightarrow gas_inlet_j}(t_n)$$

Goal function

Dazu benötigt man

- Annahmen zum Gasabsatz und den Bezugskosten der alternativen Anbieter
- Vertragsoptionen (z.B. Min Pay, Preisstaffeln)
- Leitungskapazitäten und Transportkosten
- Speicheroptionen (Mengen, Leistungen, Preise)
- die komplette Netz-Topologie
- einen Optimizer (OR-Rechner)

Einfaches Bezugs- und Netzmodell der Vorlesung zur Veranschaulichung der Einkaufsoptimierung



In der Vorlesung wurde die lineare Optimierung abstrakt wie folgt beschrieben:

Das gesamte System (Zielfunktion und Restriktionen) wird als System linearer (Un-)Gleichungen dargestellt:

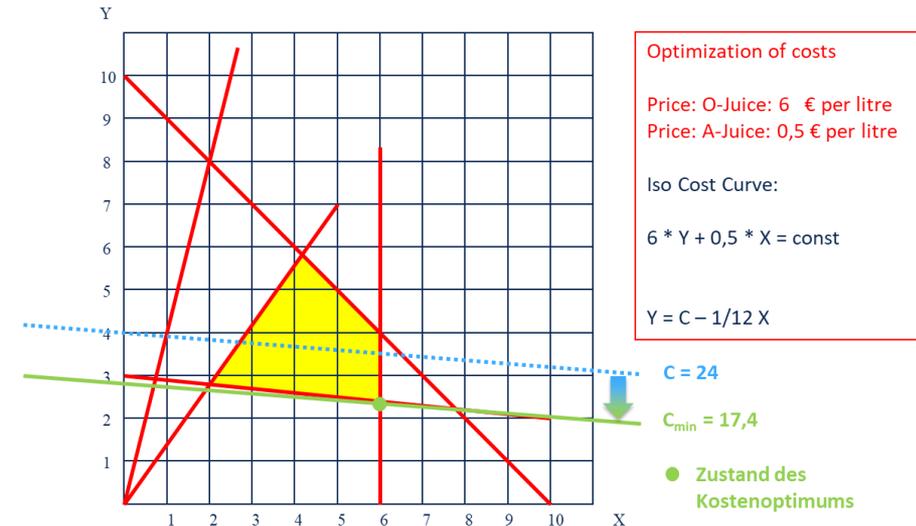
Einzelne Bezugskosten: c_i
Systemvariablen (Zustandsgrößen): x^i
Systemparameter (Konstanten): A^i_i, b^k

Systemkosten C: $c_i x^i$ (Einsteinsche Summationskonvention)

Systemrestriktionen: $A^i_k x^k \leq b^i$

Aufgabe/Zielfunktion: **Minimiere C**
und finde den dazugehörigen Zustand

Zur Veranschaulichung wurde ein einfaches 2-komponentiges System behandelt:





1. [Wikipedia: Lineare Optimierung: Lineare Optimierung – Wikipedia](#)
2. **Gunter Dueck: Das Sinflutprinzip – Ein Mathematik-Roman, 2006, ISBN 978-3-540-33873-4**

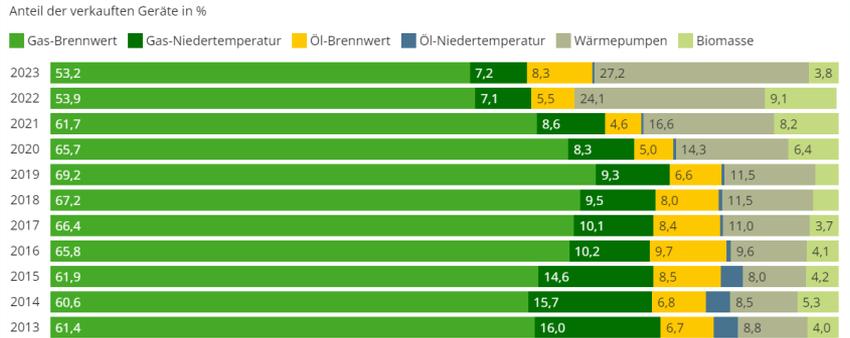


Teil 9 - Gas in der Endanwendung

In D wird Erdgas zur Industrierversorgung und für die Wärmebereitstellung im Gewerbe und Haushalten eingesetzt

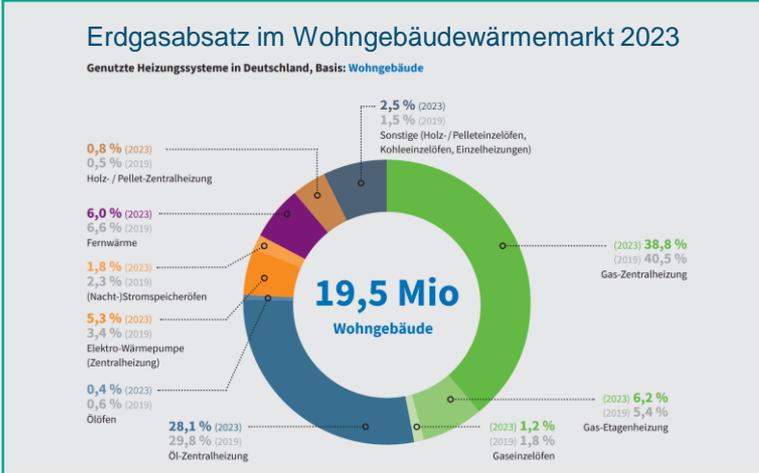
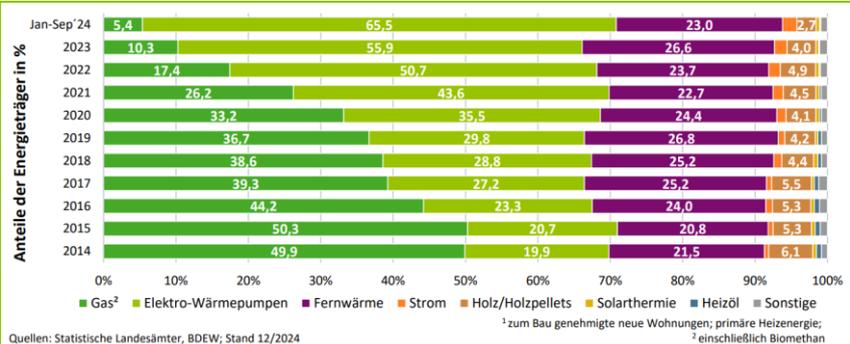


In Bestandsobjekten ist Erdgas noch dominant, im Neubau hingegen nicht



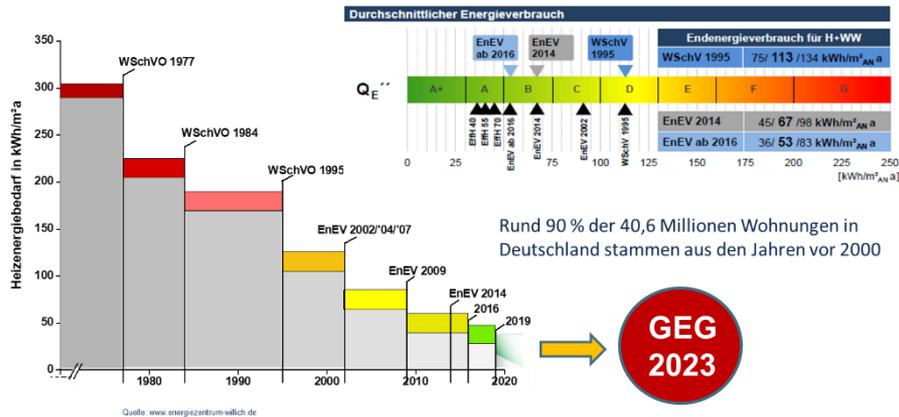
* Eine Erweiterung des Meldekreises in der Produktstatistik „Biomassekessel“ im Jahr 2014 führte zu höheren Stückzahlen im Vergleich zum Vorjahr, die prozentuale Entwicklung zum Vorjahr ist aber negativ.

Stand: 03/2024



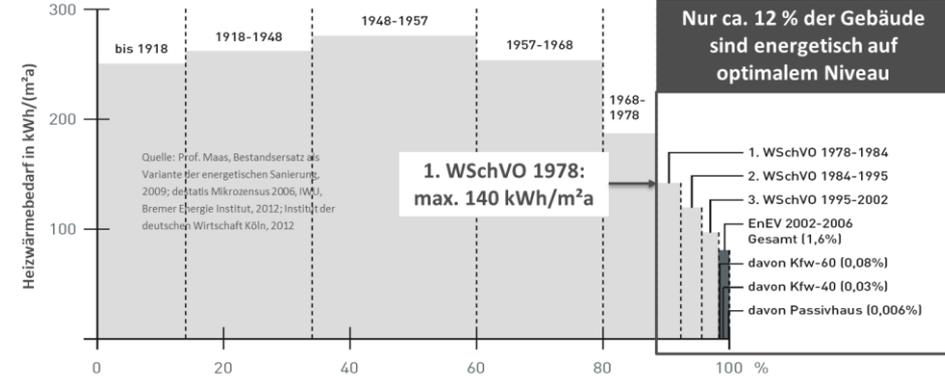
Die Effizienzanforderungen im Wärmesektor – vor allem für Neubauten - steigen stetig

Aber der durchschnittliche Heizbedarf im Bestand ist nach wie vor hoch



Verschärfung des Gebäude-Energie-Gesetzes in 2023

Der energetische Zustand des Gebäudebestandes in Deutschland hinkt den Ansprüchen und Zielen weit hinterher.



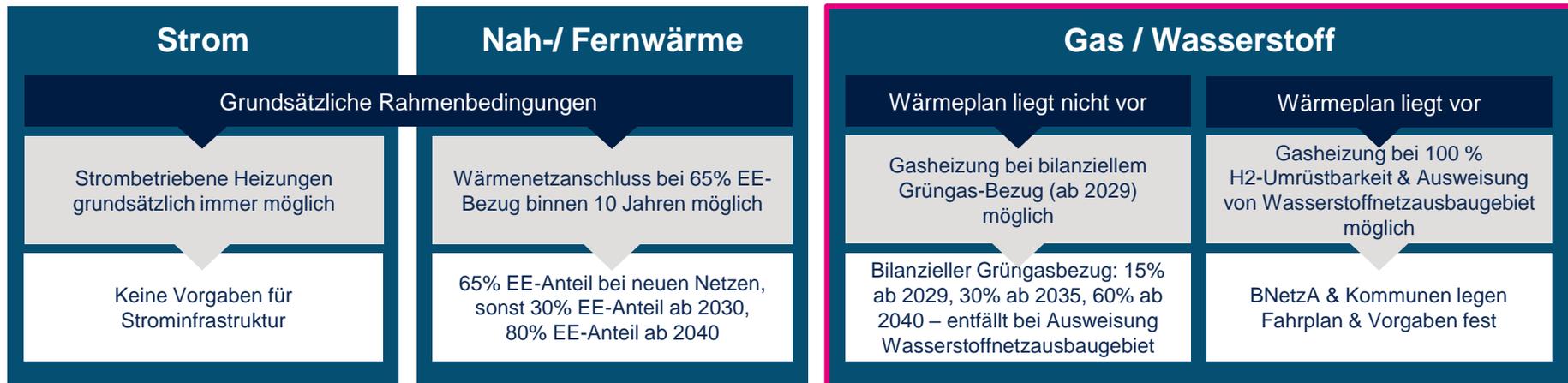
Durchschnittlicher Heizwärmebedarf für Ein-/Zweifamilienhäuser 172 kWh/m²a, für kleinere Mehrfamilienhäuser 145 kWh/m²a (inkl. WW-Bereitung).

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

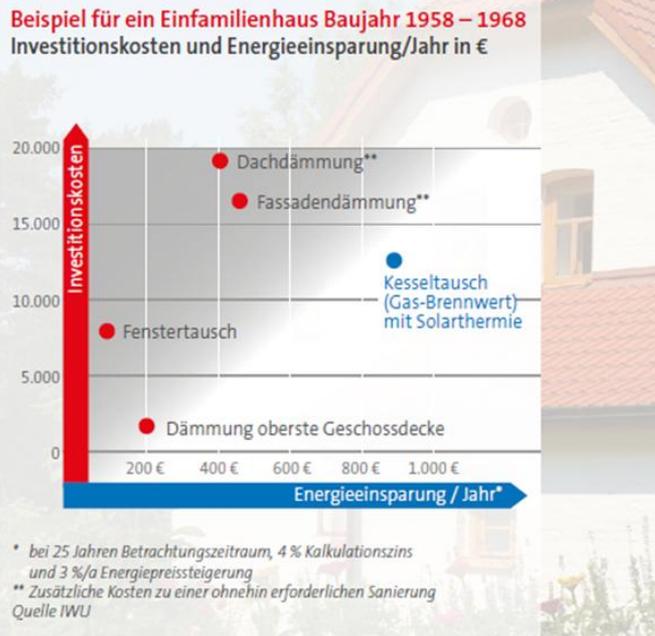
- Ab 2024 soll „möglichst jede neu eingebaute Heizung zu 65 % mit Erneuerbaren Energien betrieben werden“ (KoaA 23.03.2023)
- Enthält Vorgaben für Heizungstausch (inkl. Beratungspflicht), mit Auswirkungen insb. auf die Gas- & Wärmeversorgung
- Gilt im Neubau ab 2024, im Bestand spätestens ab 2026 bzw. 2028 (je nach Größe der Kommune / Deadline des WPG)

Wärmeplanungsgesetz (WPG)

- Kommunen müssen bis Mitte 2026 (> 100.000 EW) bzw. Mitte 2028 (< 100.000 EW) einen Wärmeplan vorlegen
- Wärmepläne weisen verschiedene Gebiete (insb. Wärme- & Wasserstoffgebiete) aus & schaffen Planungssicherheit bei Heizungstausch
- Aktualisierung der Wärmepläne spätestens alle fünf Jahre



Unter allen Optionen ist die Gaskesselmodernisierung die effizienteste zur Minderung des Energiebedarfes



Nach dem neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist eine „Modernisierung“ mit Biogas zulässig. Sollte auch Wasserstoff in Betracht kommen, ergeben sich weitere CO₂-Minderungspotenziale

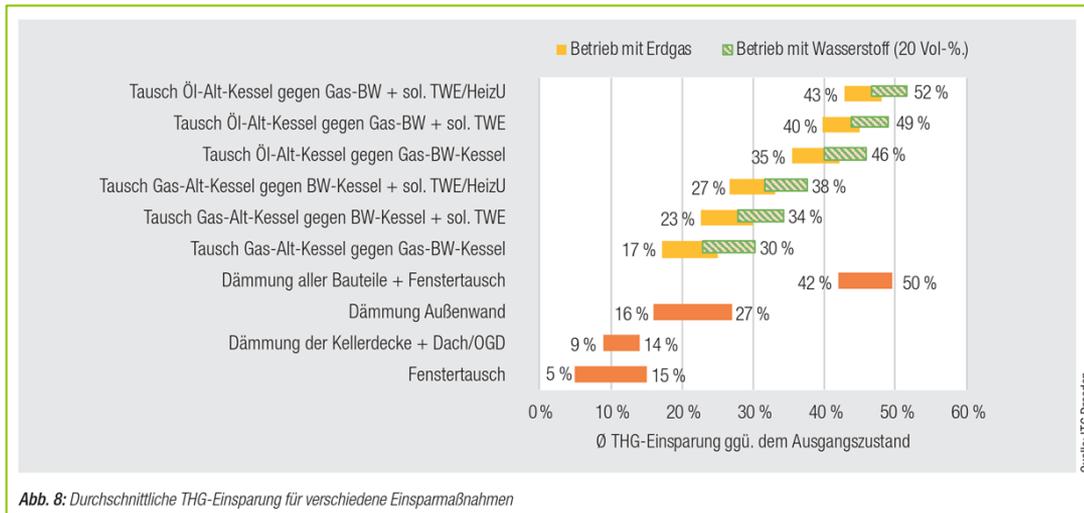
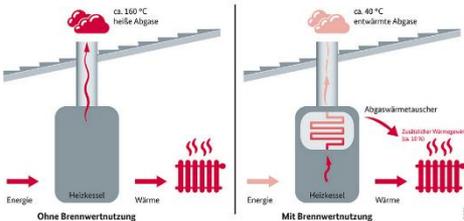


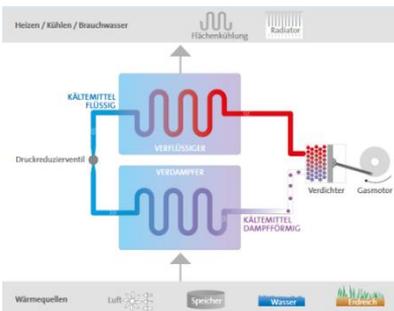
Abb. 8: Durchschnittliche THG-Einsparung für verschiedene Einsparmaßnahmen

Brennwertgerät



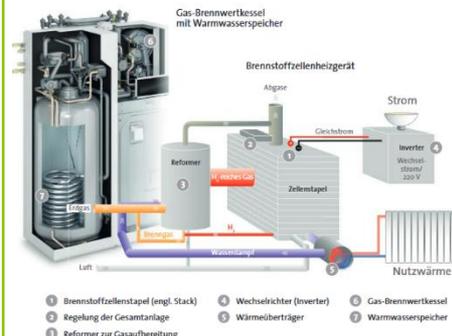
Abwärmerückgewinnung

Gaswärmepumpe



Einkopplung Umgebungswärme

Brennstoffzelle



Elektro-chemische Verbrennung

Mini-KWK



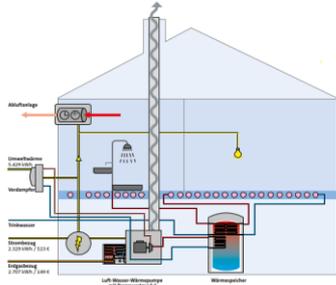
- motorisch
- oder auf BZ-Basis

motorisch, elektr.-chem.

Vergleich verschiedener Hybrid-Technologie in Bezug auf die Erfüllung von Effizienzstandards und den notwendigen Einsatz von EE-Gasen

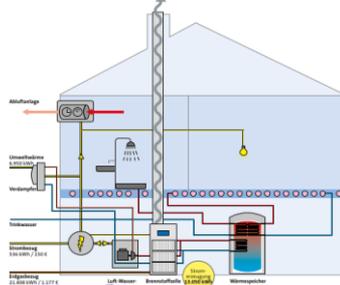
Zusammenfassung KfW-Klassen mit inhärenten EE-Anteil, der rechts nur über einen Brennstoffwechsel auf einen Wert über 65% gebracht werden kann. Sprich: Hier ist zusätzlich der Bezug von Biomethan notwendig

78 % EE



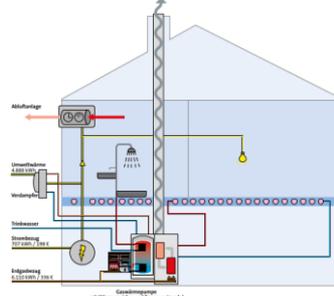
Gasbrennwert/WP-Hybrid mit Lüftung

63 % EE



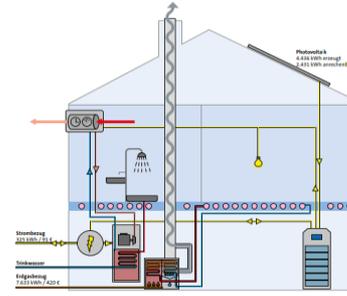
Brennstoffzelle mit TW-WP und Lüftung.
65%EE mit WRG oder PV

43 % EE



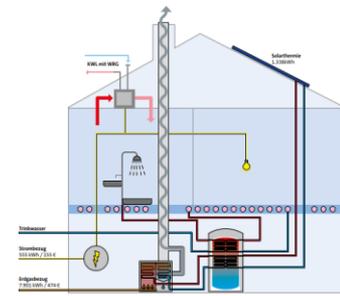
Gaswärmepumpe mit Gasbrennwert und Lüftung

48 % EE



Gasbrennwert mit TW-WP und Lüftung mit WRG und PV+Akku

30 % EE



Gasbrennwert mit Solarthermie und Lüftung mit WRG

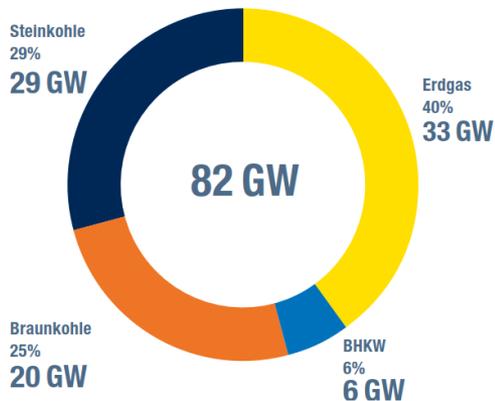
← Technologie

→ Brennstoff

d.h. nur mit einem zusätzliche EE-Brennstoff können die 65% erreicht werden.

Kraftwerkstypen

Leistung



Beispiel: Gas-Kraftwerk Irsching (Bay.)



Fall Irsching zeigt:

- Gaskraftwerke können hohe Wirkungsgrade erreichen,
- weisen dennoch – je nach Lage - niedrige Laufzeiten aus und fungieren als Back-up- oder Netzstabilisierungskraftwerke

Block	Brennstoff	Elektrische Leistung		Netto-wirkungs-grad	Baubeginn	Inbetrieb-nahme	Status
		Netto	Brutto				
Irsching 4	Erdgas	561 MW	569 MW	60,4 %	2006	2011	In Betrieb
Irsching 5	Erdgas	847 MW	860 MW	59,7 %	2008	2010	In Betrieb
Irsching 6	Erdgas	(300 MW)			2020	2023	In Betrieb

Installierte Leistung

33 GW

Geplanter Zubau nach Kraftwerksicherungsgesetz: 12 GW
Benötigter Zubau ca. 40 GW

Stromerzeugung in 2023

ca. 78 TWh (entspricht 17%)

Startfähigkeit in ... min

~ 15

CO₂-Emissionen je kWh

0,4 kg/kWh

Braunkohle: 1,1 • Hartkohle: 0,9 • Erdgas: 0,4 • Strommix₂₀₂₃: 0,38

Umstellprojekte auf H₂

in der Erprobung

Kraftwerksstrategie: Gaskraftwerke, die auch mit Wasserstoff laufen - SWR Kultur

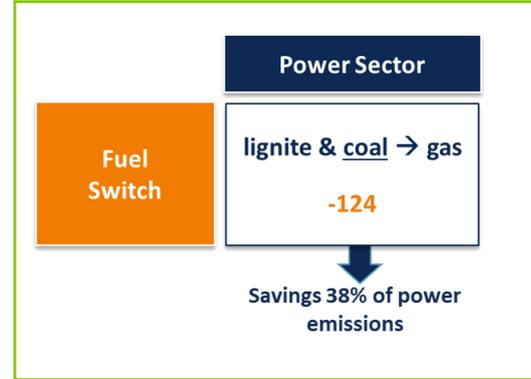
Erdgas spielt (noch) im Strommarkt eine geringere Rolle. Nur 17% des Absatzes werden zur Stromerzeugung genutzt.

Das ändert sich aber durch den Kohleausstieg. Der Zuwachs an EE-Strom kann die Lücke nicht schnell genug füllen. Außerdem stehen 23 GW Gaskraftwerke bereit, um die (Braun-)Kohlelücke zu schließen.

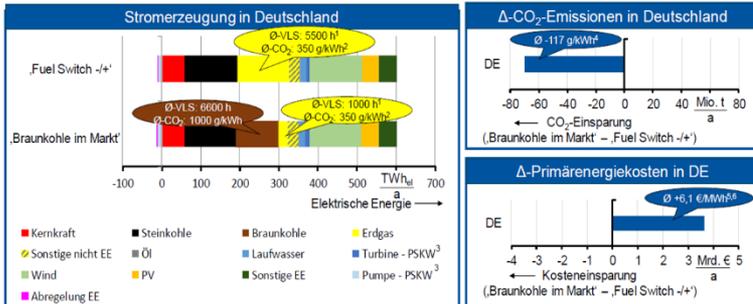
RWTH Aachen-Studie zum Fuel-Switch zu Erdgas

Nach dem *Energie-Impuls* des DVGW liefert der Fuel-Switch von Kohle zu Gas Emissions-einsparungen von 124 Mio. t/a.

Das sind CO₂-Reduktionen um 38%.



Ergebnisse Strommarkt – Veränderung der Stromerzeugung und CO₂-Emissionen



Die Versorgungslücke könnte nur nach einer 20-jährigen Bauzeit (und mit ambitionierten Zubauraten) durch Windenergie geschlossen werden. Damit ginge aber kostbare Zeit für Klimaschutz verloren.



Erdgasmobilität fristet in D ein Schattendasein und spielt gegenüber der e-Mobilität eine untergeordnete Rolle

Grund dafür war ist auch die Emissionsbemessung am Auspuff statt über eine Well-to wheel-Betrachtung, bei der der e-Mobilität die Kraftwerksemissionen anzurechnen wären.

Erdgasfahrzeuge: Vor- und Nachteile

- ☺ 25% weniger CO₂-Emissionen als Dieselfahrzeuge
- ☺ Wegen der hohen Biogasbeimischung (>>50%) weniger Emissionen als e-Fahrzeuge!
- ☺ keine Feinstaubbelastung
- ☺ kosteneffizienter als Diesel/Benzin
- ☺ leiserer Betrieb
- ☺ übliche Reichweiten
- ☹ Limitierungen in der Modellwahl

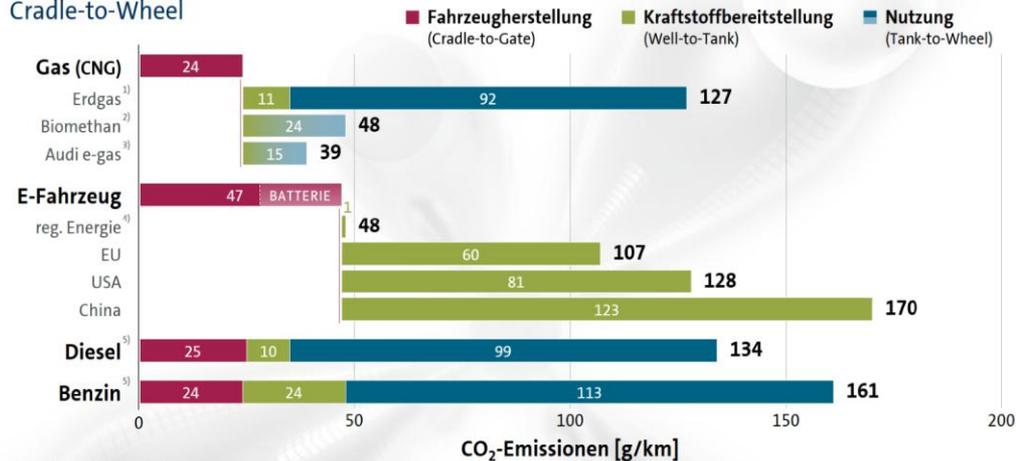


Synthetisches Erdgas (aus P2G) konnte sich trotz der enormen Emissionsvorteile auch gegenüber e-Fahrzeuge nicht durchsetzen

VOLKSWAGEN
AKTIENGESELLSCHAFT

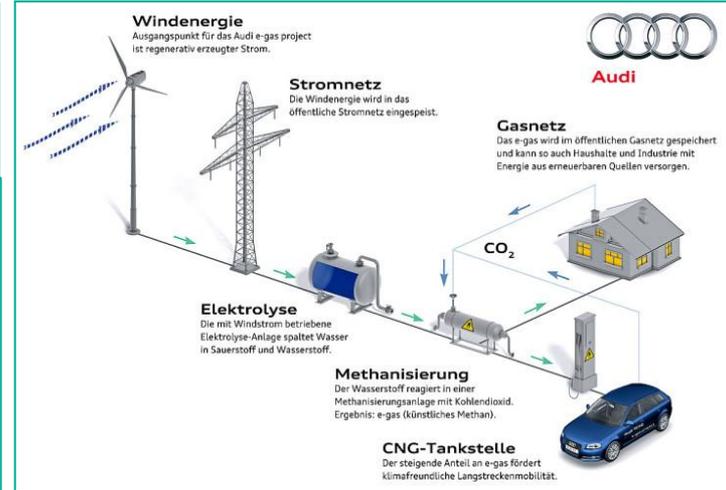
CO₂-Emissionen Cradle-to-Wheel

Vergleichsfahrzeug Volkswagen Golf (Laufleistung 200.000 km)



Quelle: Konzernforschung Volkswagen

¹⁾ Annahme BAT: Erdgas aus Norwegen ohne Biogasanteil ²⁾ Renewable Energy Directive (EU) ³⁾ Methan aus Windstrom am Bsp. der Audi e-gas Anlage in Werlitz ⁴⁾ berechnet mit Windstrom ⁵⁾ WTW-Bilanz mit 7% Biodiesel bzw. 5% Bioethanol gemäß EN 590 und EN 228, spez. CO₂-Reduktion der Biokraftstoffe beträgt 35% gemäß EU-Direktive 2009/28/EC

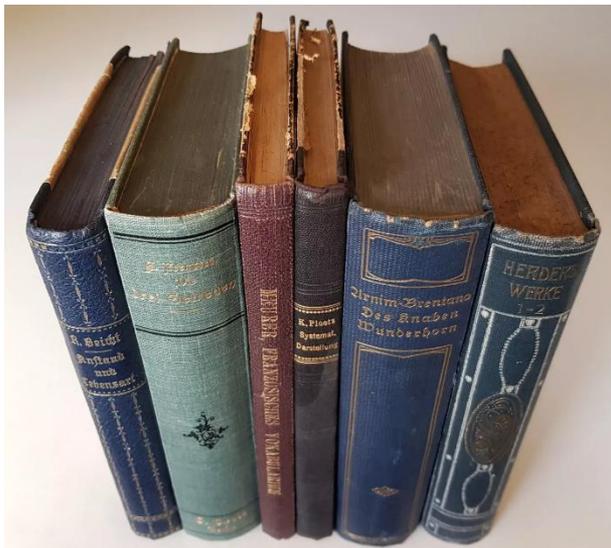


Dagegen wird LNG immer mehr im Schwerlasttransportsektor eingesetzt (siehe Vorlesungsteil LNG/small scale LNG)



LNG-Antrieb: Vor- und Nachteile

- ☺ Wie bei Erdgas: ca. 25% weniger CO₂-Emissionen als Dieselfahrzeuge
- ☺ Wegen Biogasbeimischung-Option weiteres Absenkpotenzial
- ☺ keine Feinstaubbelastung
- ☺ kosteneffizienter als Diesel/Benzin
- ☺ leiserer Betrieb
- ☺ geringes Gewicht
- ☺ hohen Reichweiten



1. **DVGW: Praxis der Gasinstallation. Der Kommentar zur Technischen Regel für Gasinstallationen – DVGW-TRGI 2018, wvgw-Verlag, 2018, ISBN 978-3-89554-218-3**
2. **Gebäudeenergiegesetz (GEG), 2024: [GEG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis \(gesetze-im-internet.de\)](#)**
3. **DVGW: Heizen mit Wasserstoff, 2023: [heizen-mit-h2.pdf \(dvgw.de\)](#)**

GEG - Neubau

**KLIMAFREUNDLICHES HEIZEN:
DAS GILT AB 1. JANUAR 2024***

NEUBAU	BESTAND
NEUBAUGEBIET Heizung mit mindestens 65 Prozent Erneuerbaren Energien	HEIZUNG FUNKTIONIERT ODER LÄSST SICH REPARIEREN Kein Heizergutachten vorgeschrieben
AUSSERHALB EINES NEUBAUGEBIETES Heizung mit mindestens 60 Prozent Erneuerbaren Energien (ab Oktober 2026)	HEIZUNG IST KRAFTIG KEINE REPARATUR MÖGLICH Es gelten pragmatische Übergangslösungen.* Bereits jetzt auf Heizung mit Erneuerbaren Energien umstellen und Förderung nutzen.

Quelle: BAWG

Teil 10 - LNG & Small Scale LNG

LNG – flüssiges Erdgas

Die Energiedichte von LNG entspricht der von CNG bei ca. 600 bar

50% des cross-border gehandelten Erdgases, wird als LNG per Schiff transportiert



Moss Design (Golar Mazon):

- Kugeltanks mit einem Durchmesser von 30-40 m
- Kapazität: 135.000 m³ LNG
- Länge: ca. 290 m
- Breite: ca. 47 m
- Tiefgang: ca. 10,5 m



Membrane Design (Mesaimmer)

- heute überwiegend gebaut, da höhere Ladekapazität im Vergleich zu Kugeltanks bei gleicher Schiffsgröße möglich
- Kapazität 216.000 m³ LNG (Q flex)
- (Q max. 265.000 m³ LNG)
- Länge: ca. 350 m
- Breite: ca. 54 m
- Tiefgang: ca. 12 m

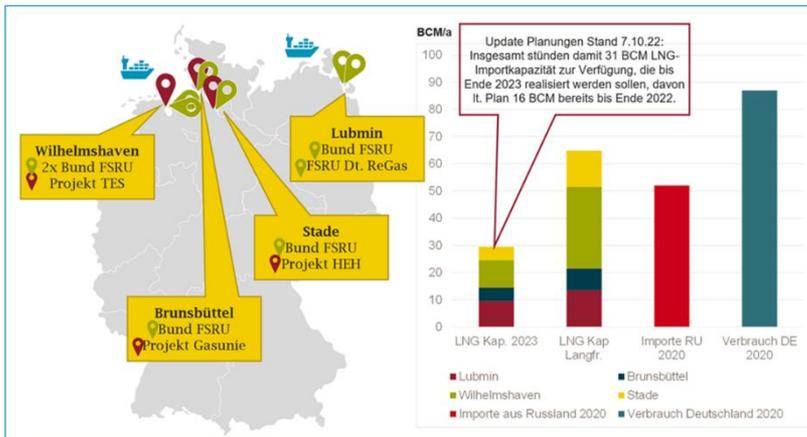
Zeitgleich zum Pipeline-Ausbau findet auch der Zubau weiterer Re-Gasifizierungsanlagen in der EU statt



LNG – flüssiges Erdgas

Ab 2022 auch in Deutschland das entscheidende Thema zur Wahrung der Versorgungssicherheit

Die neuen LNG-Lieferungen über die FSRU in Wilhelmshaven und Lubmin sind bereits realisiert; Brunsbüttel kam in 2023 ans Netz



Bildmaterial zu den neuen FSRU in Deutschland



Die FSRU "Neptune", die in Lubmin als schwimmendes LNG-Terminal zum Einsatz kommt (oben) und Skizze zum LNG-Terminal Brunsbüttel mit Option zum H2-Hub



Inbetriebnahme Hoeg Esperanza (WHV) am 17.12.2022



LNG ist vor allem in energiehungrigen Regionen ohne Pipeline-Anbindung die Wachstumsenergie und gilt in diesen Ländern als „grüne“ Energie

Die LNG-Lieferkette



Emissionen von Strom aus ...



518 gCO₂/kWh
Erdgas



931 gCO₂/kWh
Steinkohle

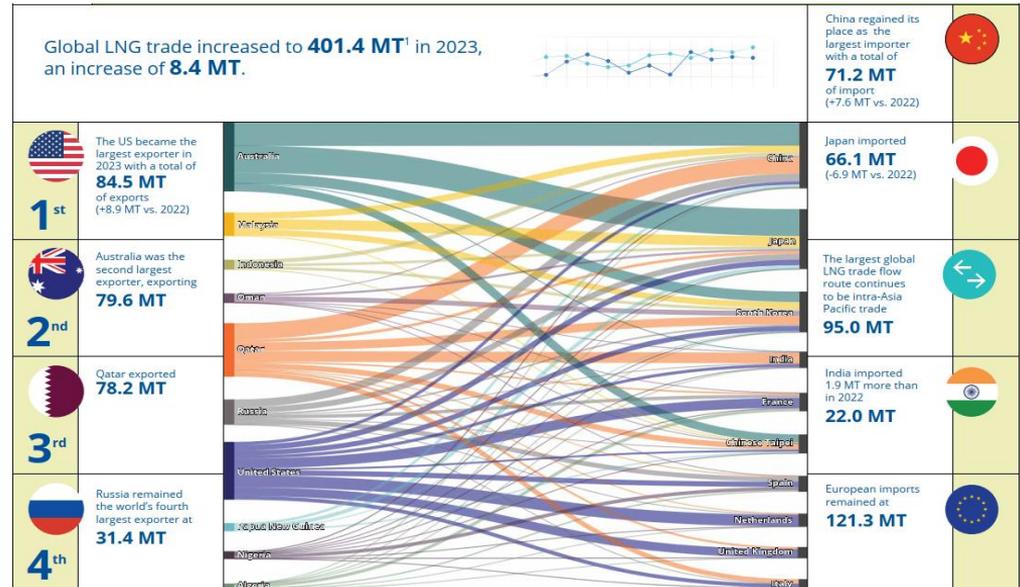


859 gCO₂/kWh
Erdöl

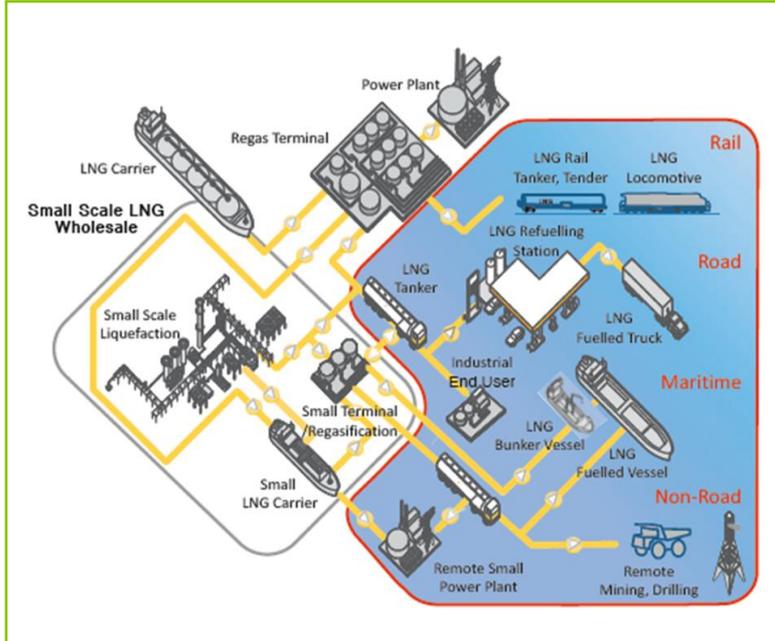


1.175 gCO₂/kWh
Braunkohle

LNG-Produzenten und Importländer



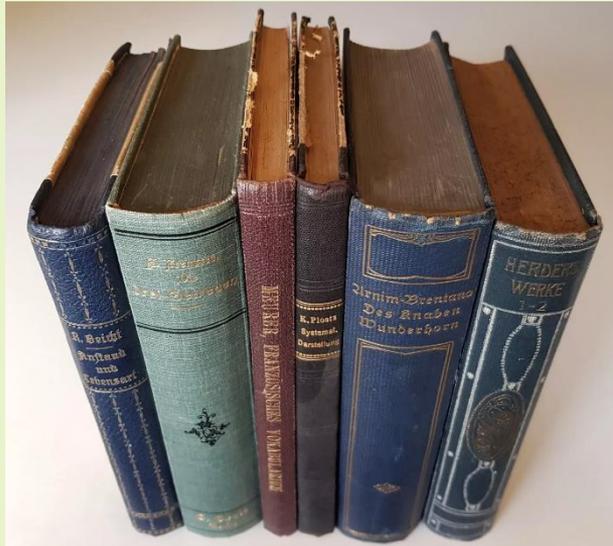
Small-Scale LNG Lieferkette



Anwendungsbeispiel

1. Schwerlasttransport
2. Schiffsverkehr
3. Remoteversorgung
4. Notversorgung (LNG-Verdampfer)





1. **IGU: 2024 World LNG Report:** [2024 World LNG Report – IGU](#)
2. **GIIGNL 2024 Annual Report**
3. **Hiroshi HASHIMOTO: Notable Issues in LNG Transportation in 2024:** <https://eneken.ieej.or.jp/en/>

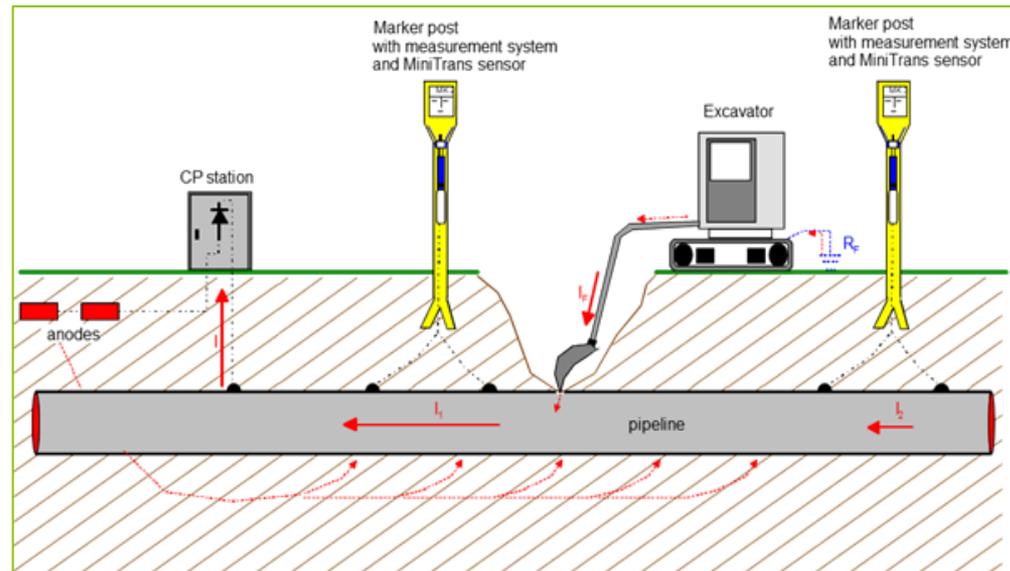


Teil 11a - Innovationen

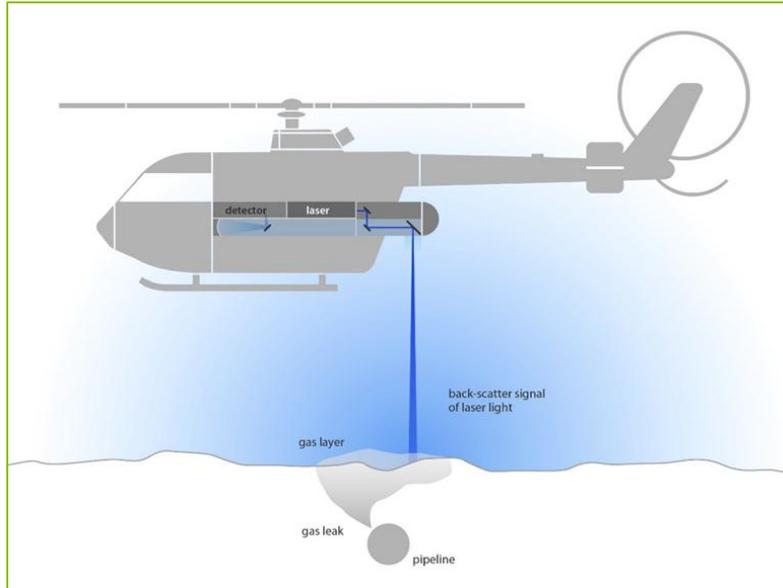
Gaskameras zur Methanerkennung



PipeMon® zur Baggerdetektion



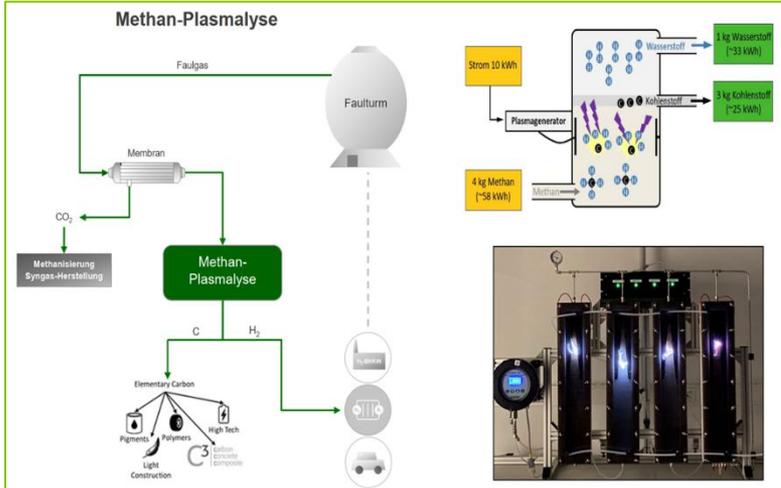
CHARM® zur Methanmessung



Live-eo zum Leitungsmonitoring

Dritt - interaktionen	Vegetations- Management	Boden- deformationen
<p>Pipeline</p> <p>Smaller construction site 99% confidence First detection 20.03.2020 Proximity risk 1</p> <p>Construction Machines 71% confidence First detection 13.02.2020 Proximity risk 2</p>		

Methan-Plasmalyse



100%-H₂-Lösungen im Wärmemarkt

Wasserstoffbetriebene Heizungs-Kessel

- Remeha HYDRA: Seit 2019 im Feldtest, komplett CO₂-neutral
- Viessmann 100 % Hydrogen ready: Arbeitet zunächst auf Erdgasbasis und kann relativ einfach umgerüstet werden, Serienstart: 2024



Quelle/Verfahren: Graforce 10/2020



KATEGORIE ERZEUGUNG



INNOVATIVE BESCHICHTUNGEN FÜR H₂-ANWENDUNGEN

Schaeffler hat mit edelmetallfreien Enertect-Beschichtungen neue Maßstäbe für Wasserstoffanwendungen gesetzt. Diese ermöglichen eine wirtschaftlichere Produktion von Bipolarplatten mit bis zu 75 % geringerem CO₂-Fußabdruck und verbessern die Effizienz von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren.

[Zum Steckbrief](#)



KATEGORIE TRANSPORT UND INFRASTRUKTUR



Gewinner des Publikumspreises

H₂-SPEICHER EPE

Der H₂-Speicher Epe von RWE Gas Storage West ermöglicht die effiziente Speicherung von Wasserstoff in unterirdischen Salzkavernen, um eine konstante Versorgung auch in ertragsarmen Zeiten sicherzustellen. Das Projekt trägt zur Strukturierung des Wasserstoffnetzes bei und unterstützt die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff.

[Zum Steckbrief](#)



KATEGORIE ANWENDUNGSTECHNOLOGIEN



100 % WASSERSTOFF IN DER GLAS-PRODUKTION

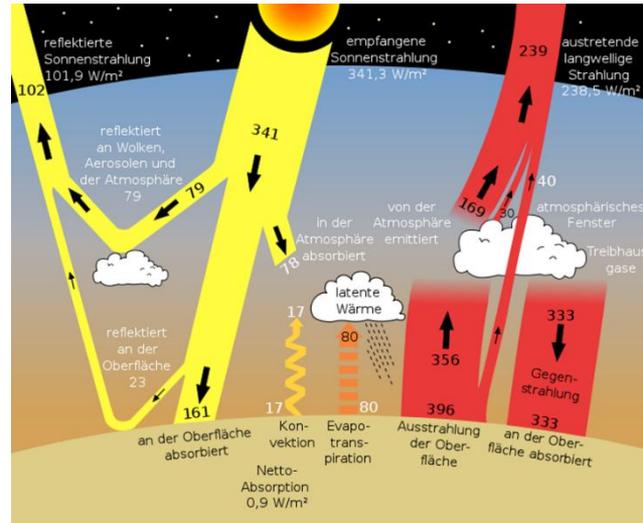
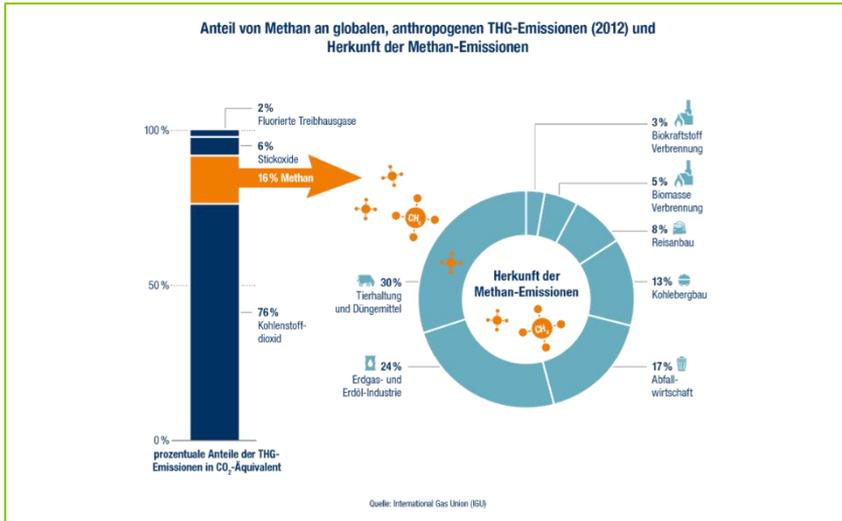
SCHOTT hat als erstes Unternehmen optisches Spezialglas mit 100 Prozent Wasserstoff im industriellen Maßstab erfolgreich hergestellt. Dieses Projekt zeigt, dass eine Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Wasserstoff in der Glasproduktion möglich ist, ohne Kompromisse bei der Qualität einzugehen.

[Zum Steckbrief](#)

Teil 11b – Methanemissionen Klimaschutz und Resilienz

- Methan ist nach CO₂ einer der größten Treibhausgas-Kontributoren
- Um seine Wirkung zu messen, findet eine Umrechnung in sog. CO₂-Äquivalente statt
- Auf globaler Ebene ist die Erdöl-/Erdgaswirtschaft nach der Tierhaltung und Düngeproduktion mit ca. 24% der zweitgrößte Methanemittent

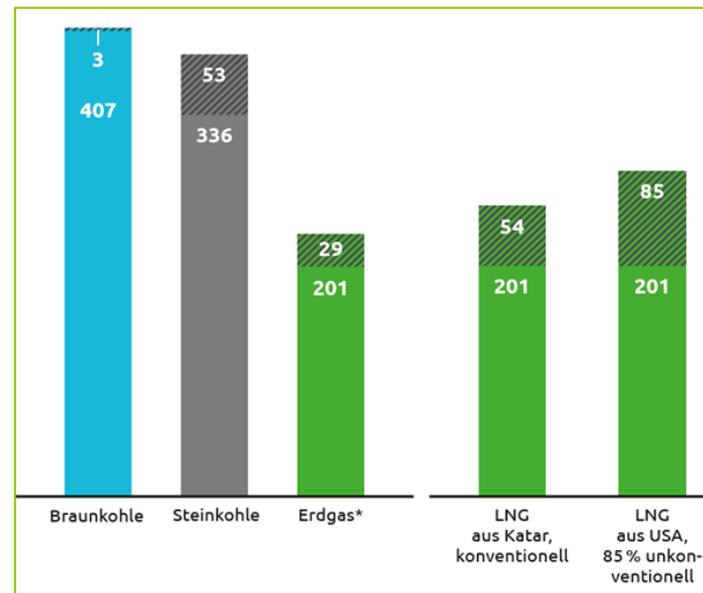
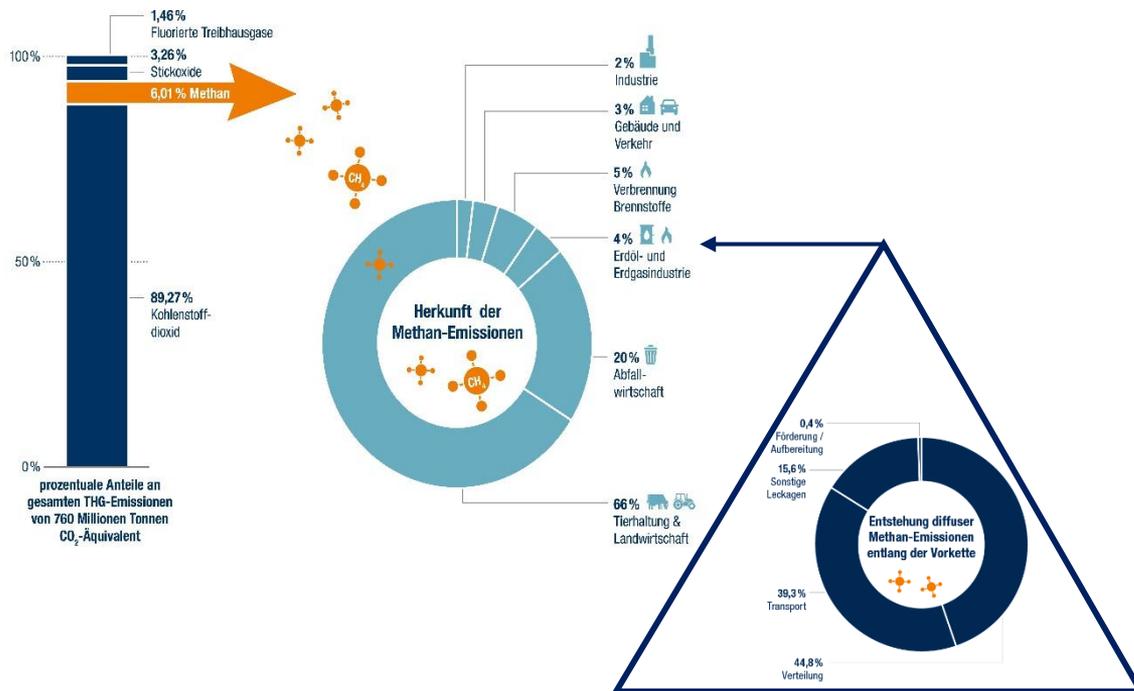
- Anthropogene Aktivitäten leisten einen Beitrag zur globalen Erwärmung, indem durch Treibhausgasemissionen der Anteil der Gegenstrahlung/ Rückstrahlung erhöht wird. Dies bewirkt eine allmähliche Erwärmung der Erdatmosphäre
- Im Pariser Klimaabkommen wurde eine Begrenzung dieses Effektes auf + 1,5° vereinbart
- Daraus lässt sich pro Land ein verbleibendes Carbon Budget ableiten, das für Deutschland bei weniger als 10 Mrd. t CO₂ liegt



Quelle: Trenberth, Fasullo and Kiehl (2009): *Earth's global energy budget*. In: Bulletin of the American Meteorological Society, preprint [Kiehl and Trenberth 2009](#), based on [Kiehl and Trenberth 1997](#)

- In D sind 4% des methanbedingten Anteils von 6% am Anteil der Klimagase auf die Energiewirtschaft zurückzuführen, d.h. insgesamt nur 0,24%
- Dies schließt die komplette Vorkette mit ein

In absoluten Zahlen: Die gesamten Erdgasemissionen in der Lieferkette betragen $18 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{äq}}$ für die während der Produktion und des Transports benötigte Energie und $11 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{äq}}$ Methanemissionen entlang der Transportkette, einschließlich der Herkunft und des gesamten Lebenszyklus des Gases (DBI 2016)*



* Zahlen ändern sich je nach Zusammensetzung des Portfolios der Lieferländer und des Anteils von LNG. Sie liegen derzeit höher als die hier angegebenen Referenzgrößen

- D konnte in den zurückliegenden Jahren seine diffusen Methanemissionen der Erdgasinfrastruktur deutlich senken ↓
- Weiteres Potenzial liegt in innovativen Detektionsverfahren und der gezielten Methanvermeidung →



CH₄ Airborne Remote Monitoring (CHARM):
Detektion von Methanschlupf mittels laserbasiertem Screening von Leitungen aus der Luft.

Teppichsonden und Sniffer:
Erfassung von Leckagestellen durch bewährte Methoden, die bereits Teil des DVGW-Regelwerks sind.

CH₄ AR-Brille:
In der Entwicklung: Detektion von Methanschlupf durch die Augmented-Reality-Technologie

Detektion

Mobile Verdichter:
Umpumpen von Gas in andere Leitungssysteme während Reparaturarbeiten

Mobile Fackeln:
Gezieltes Abfackeln von Gas während Ausblasevorgängen

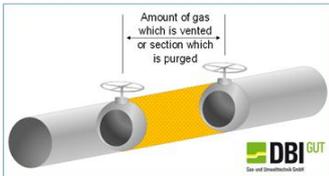
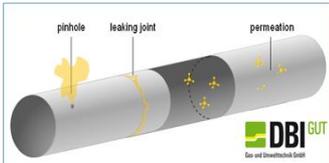
Vakuum-Pumpen:
Vermeidung von Spülemissionen bei der Inbetriebnahme von Leitungen

Reduktion

Mit dem Programm **MEEM DSO** wurden EU-einheitliche Methoden zur Methanabschätzung (Hochrechnung) entwickelt

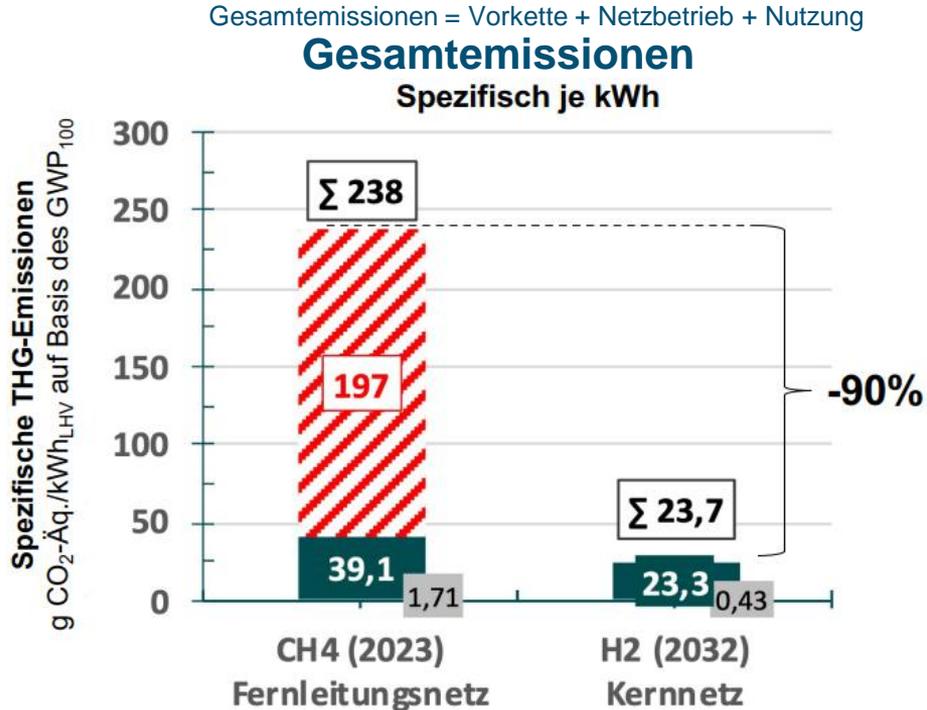
Mit dem Programm **ME-Red** DSO werden alternative technische Maßnahmen bewertet und deren Effekt quantifiziert

Mit dem Programm **ME-DSO** wird durch ca. 100 Realmessung der nationale Emissionsfaktor des deutschen Gasverteilnetzes ermittelt



- + Es kann nach aktuellen Zwischenständen davon ausgegangen werden, dass der gegenwärtige Emissionsfaktor des UBA (aus NIR 2018) von 175 kg CH₄/km·a deutlich nach unten korrigiert wird.
- + Die GaWa-Statistik des DVGW wird außerdem zur nationalen Methanmeldestatistik ausgebaut.

Mit einer vollständigen Umstellung der Erdgasnetze auf Wasserstoff würden nicht nur die CO₂-bedingten Emissionen entfallen, sondern selbst die H₂-Treibhausgaseffekte (durch Vorkette und Netzbetrieb) deutlich abnehmen



Mit Umstellung auf H₂ sinken die Gesamtemissionen um 90%

■ Netzemissionen ■ Vorkette ▨ Nutzung (Verbrennung)

Emissionsfaktor Verbrennung CH₄ = 197,3 g CO₂/kWh_{LHV}

Grundprinzipien

Auch im zukünftigen Energiesystem müssen die drei Aspekte des energiewirtschaftlichen Dreiecks ausgewogen sein:

- Versorgungssicherheit
- Wirtschaftlichkeit
- Umweltverträglichkeit

Diese können aber durch energiepolitische Vorgaben (z.B. Subventionen) verzerrt werden. So hat Deutschland in den letzten 30 Jahren eine Förderkulisse für EE gesehen, die die Privathaushalte belastet und weitere Probleme generiert hat (Volatilität der Erzeugung, steigende Strombezugskosten, Netzausbaubedarf).

Dabei wurde mit geschätzten 500.000.000.000 € etwa 50% des Stroms auf EE umgestellt. Doch liegt der Gesamtanteil an EE bei ca. 17%. Die installierte Leistung der ca. 30.000 Windanlagen betrug in D Ende 2023 ca. 69 GW, mit einer Einspeisung von 139 TWh (Bh = 2000 h = 0,23 JBh).

Zieldreieck der Energiewirtschaft



Weiter so?

Ein „Weiter so!“ kann es daher nicht geben.

Selbst beim Klimaschutz kann die Maßgabe nicht der eingleisige Ausbau des erneuerbaren Stroms sein. Stattdessen geht es jetzt um die Senkung des CO₂-Äquivalents aller Energieträger – insbesondere der der Moleküle.

Der DVGW hat deshalb einen Energie-Wende-Fahrplan, der seinen Fokus auf die Moleküle legt und die Möglichkeiten von Gasen in den Mittelpunkt stellt, entwickelt:

1. Andere Fossile sollen im ersten Schritt durch Erdgas substituiert werden.
2. Erdgas ist im zweiten Schritt selbst zunehmend erneuerbar herzustellen (Biogas, Wasserstoff) oder durch neue klimaneutrale Energiegase (pyrolytischen Wasserstoff, Synthesegase) zu ersetzen.
3. Um das Effizienzoptimum zu erreichen, sind Strom- und Gas-Systeme gemeinsam zu planen und zu verzahnen (Sektor-Kopplung / Sektor-Integration).

Energie-Wende-Fahrplan des DVGW: Der *Energie-Impuls*

	Power Sector	Heat Sector	Transport Sector
Fuel Switch	 Coal → Gas	 Oil → Gas	 Diesel → CNG/LNG
Content Switch	 Natural Gas	 → Biogas / Syngas	 Hydrogen
Modal Switch	 Power2Gas	 CHP F-Cell Efficiency	 e-fuels

Potenzial und Grenzen des *Energie-Impulses*

- Der Energie-Impuls zeigt einen Dekarbonisierungspfad bis ca. 50 Mio. t/a Restemissionen auf
- Vergleichbare Studien verifizieren, dass die Annahme einer Zwei-Energieträgerwelt, die dem Energie-Impuls zu Grunde liegt, also eine Kombination aus EE-Strom und (teil-)dekarbonisierten Gasen, zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führt. Anders ausgedrückt: Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten sind am niedrigsten.
- Dennoch ist zum Erreichen einer vollständigen „Klimaneutralität“ noch mal nachzulegen. Es bedarf also weiterer Anstrengungen.
- Hier kommt der bislang nicht mit berücksichtigte „blaue“ und „türkise“ Wasserstoff ins Spiel.
- Daneben sind die CO₂-Senken, die die Gaswirtschaft darbieten kann (Pyrolyse von Biogas), mit zu berücksichtigen und die Vorteile von carbon cycling weiter in die Planung zu integrieren.



Der nächste Schritt: Aufbau einer Erdgas-Wasserstoff-Wirtschaft



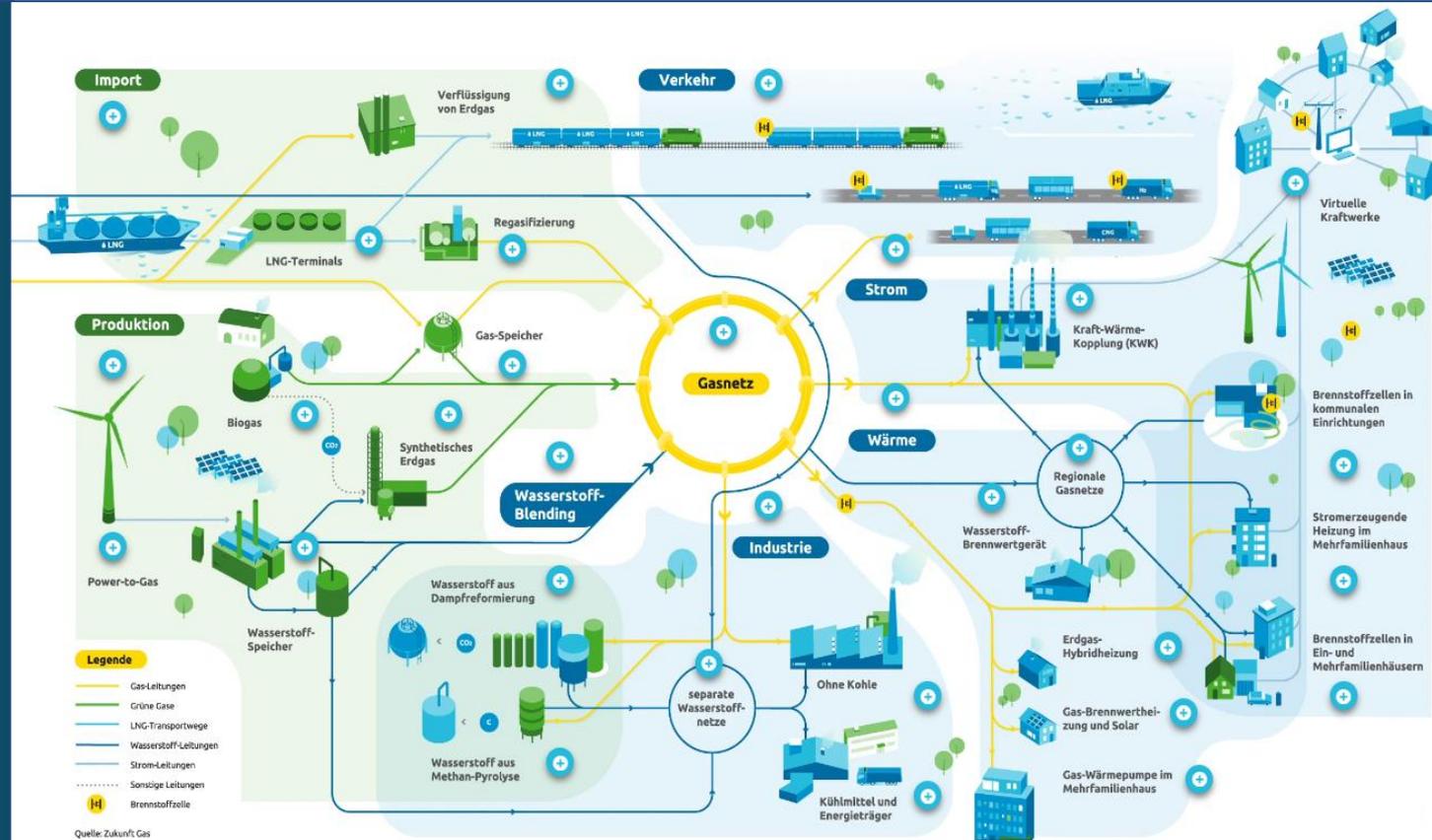
Prof. Dr. Gerald Linke
CEO DVGW



+49 228 91 88-700
linke@dvgw.de

Die zukünftige Energieversorgung wird in jedem Fall komplexer und auf einer sinnvollen Verzahnung von Strom und Molekülen basieren

Zukunftsbild Gas Energiesystem der Zukunft (gas.info)



ENDE