

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 8 – Verdichter und Speicher

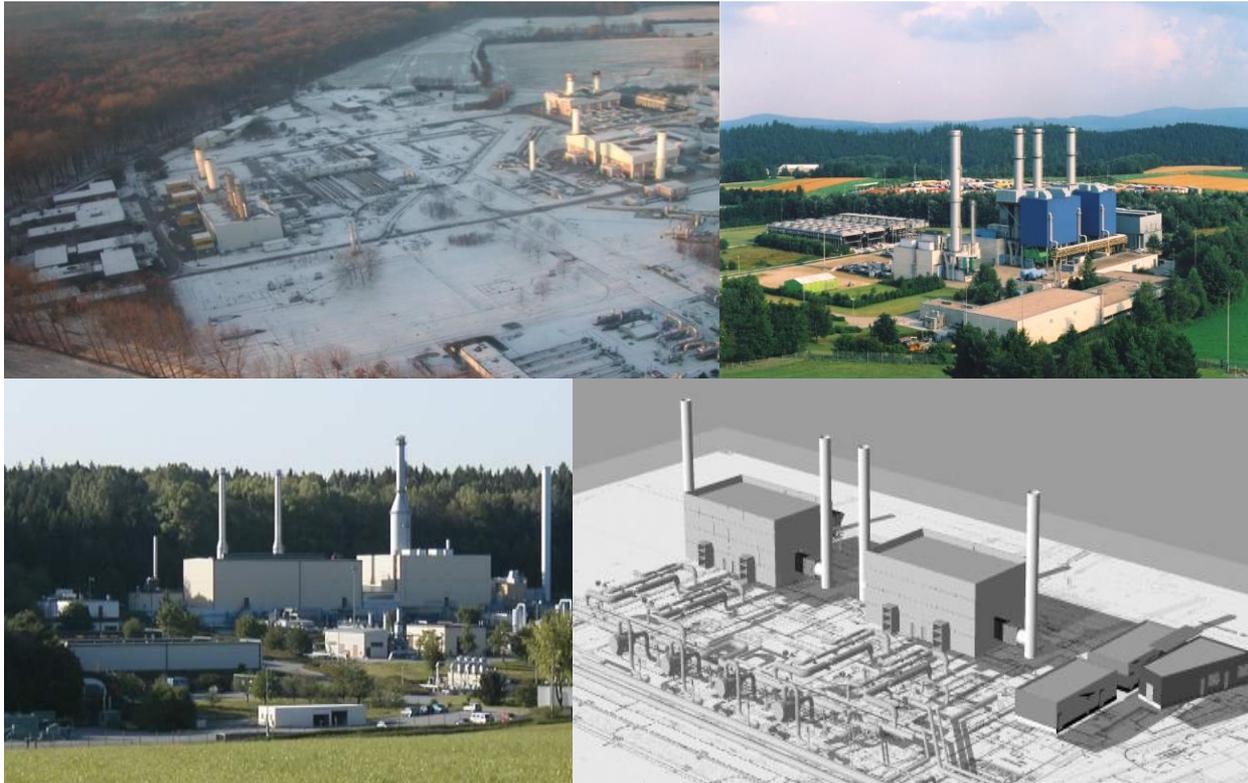
Prof. Dr. Gerald Linke
CEO Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

INHALTSVERZEICHNIS

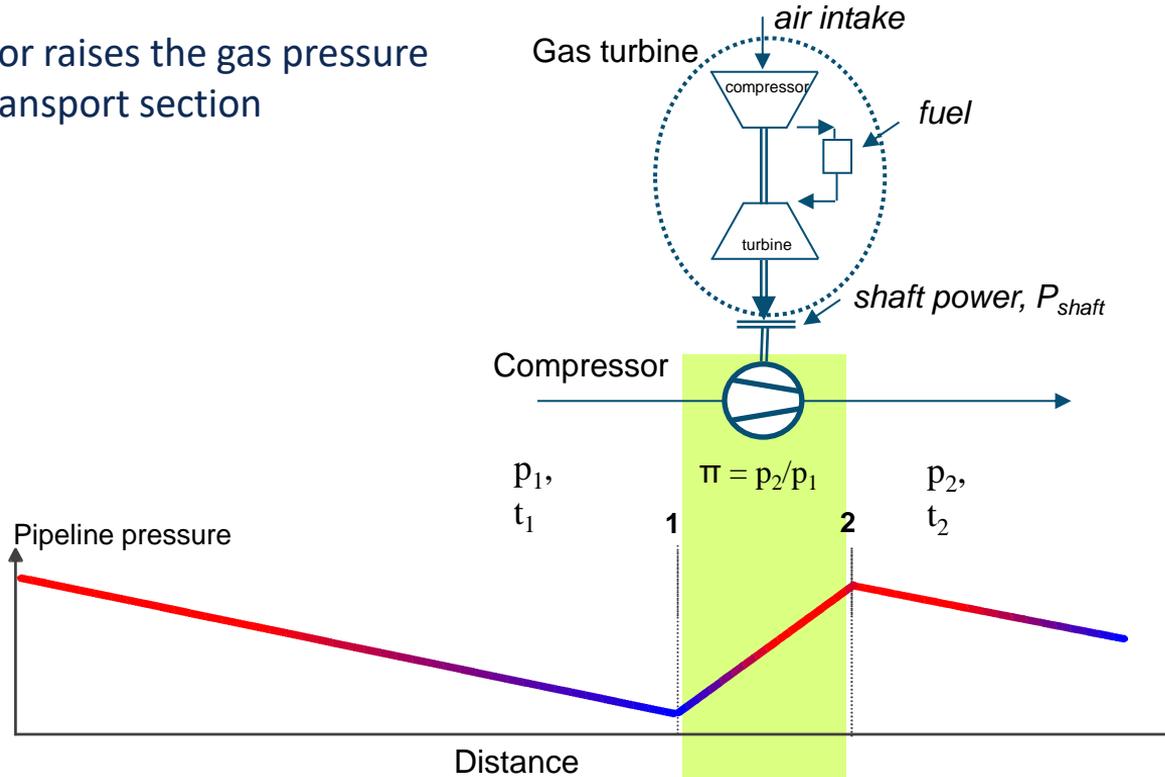
- A Verdichter(-Stationen)
- B Speicher(-Stationen)
- C Exkurs: Lineare Optimierung

A Verdichter(-Stationen)

- ➔ Bilder und Eindrücke von Verdichterstationen, Verdichtern, Antriebsagregaten
- ➔ Aufgabe eines Verdichters
- ➔ Nötige Leistung für die Druckanhebung und den Weitertransport
 - ➔ Betrachtung auf Verdichter-Einheiten-Ebene
 - ➔ Betrachtung einer Kette von n Verdichtern
- ➔ Sicherheitsvorgaben auf Verdichterstationen



The compressor raises the gas pressure for the next transport section





MAN GHH BORSIG single shaft radial compressor

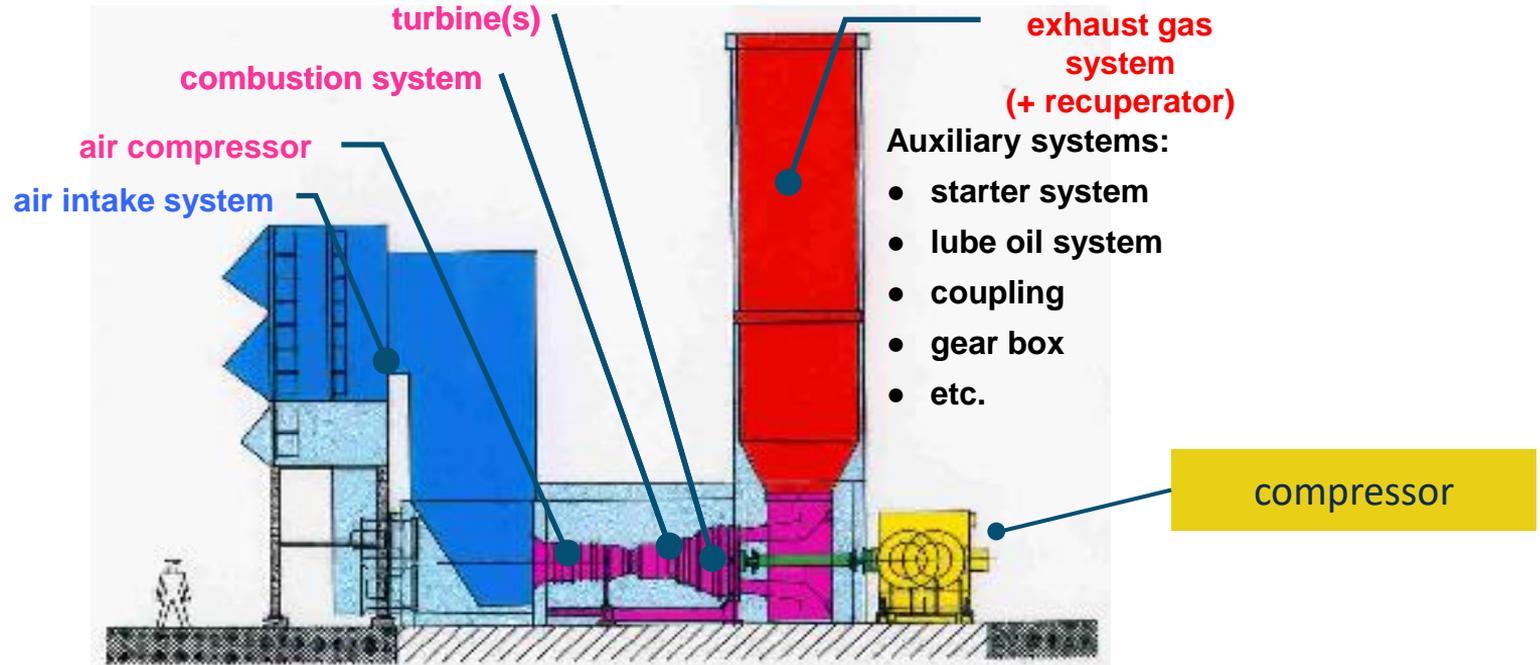


SOLAR C65



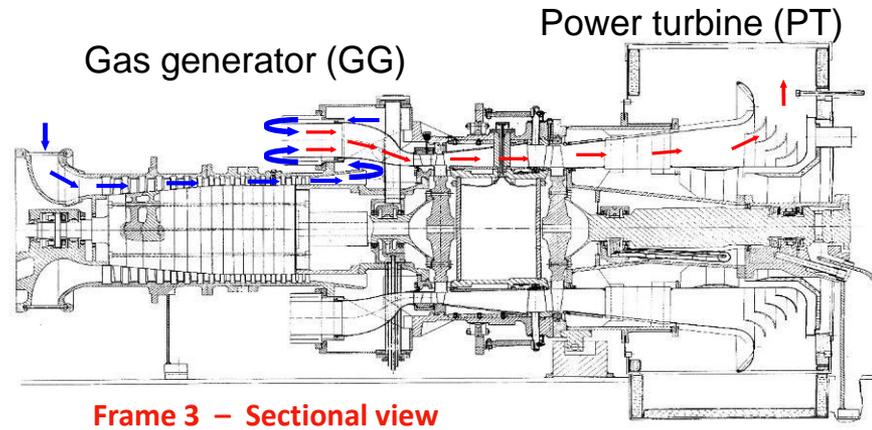
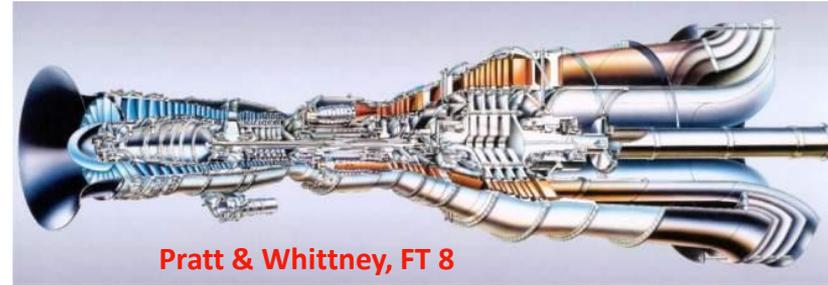
Nuovo Pignone turbo compressor 2BCL406/A

Der Verdichter inklusive Antriebs-Aggregat, Luftreinigung und Rekuperator



Typische Antriebsaggregate auf Verdichterstationen: Leistungsklasse 5 – 25 MW

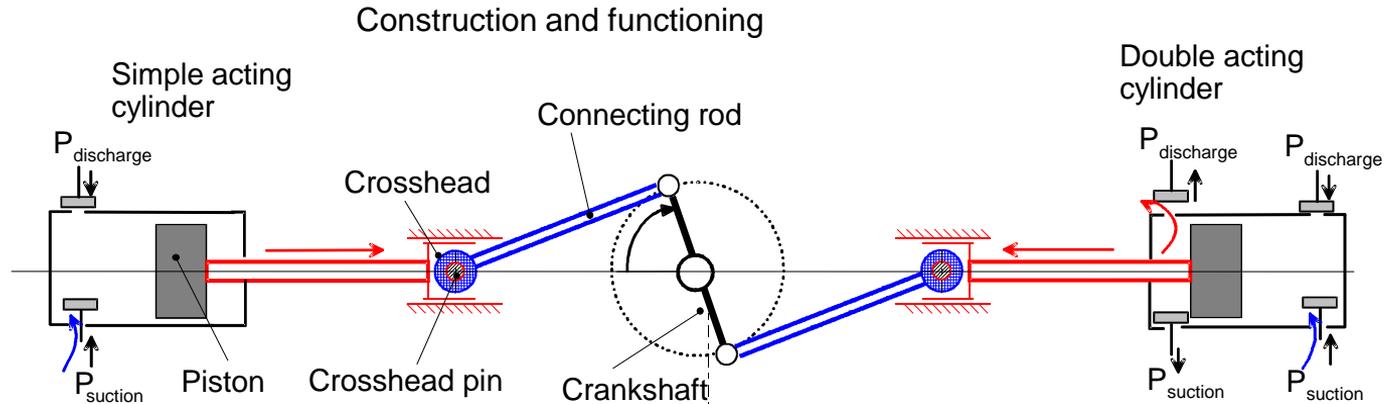
Types of Gas Turbines - Mechanical Drive (Some examples)		
Power Class	Model	Company
5 MW	Frame 1	General Electric
	Centaur 50	Solar Turbines
10 MW	Frame 3	General Electric
	PGT10	General Electric / Nuovo Pignone
	THM 1304	GHH
25 MW	LM2500	General Electric



SOLAR TITAN 130 (15,3 MW)
gas turbine package

Auch Motoren in Kombination mit Kolbenverdichter werden noch vereinzelt zur Gasverdichtung eingesetzt

Reciprocating Compressor (gas driven)



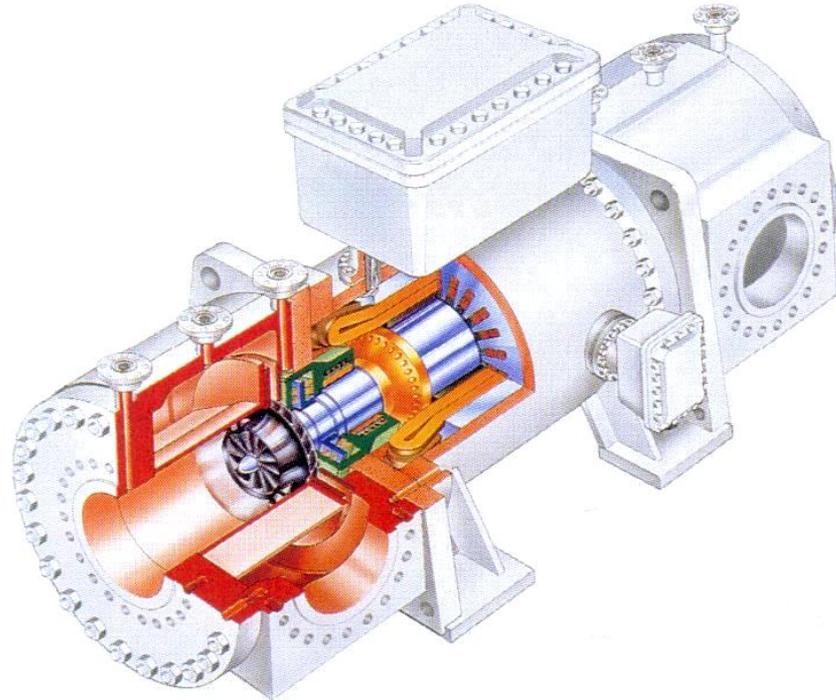
Neumann & Esser Group
Two-crank dry-running compressor,
construction size 300

OGE, Compressor station Krumhörn

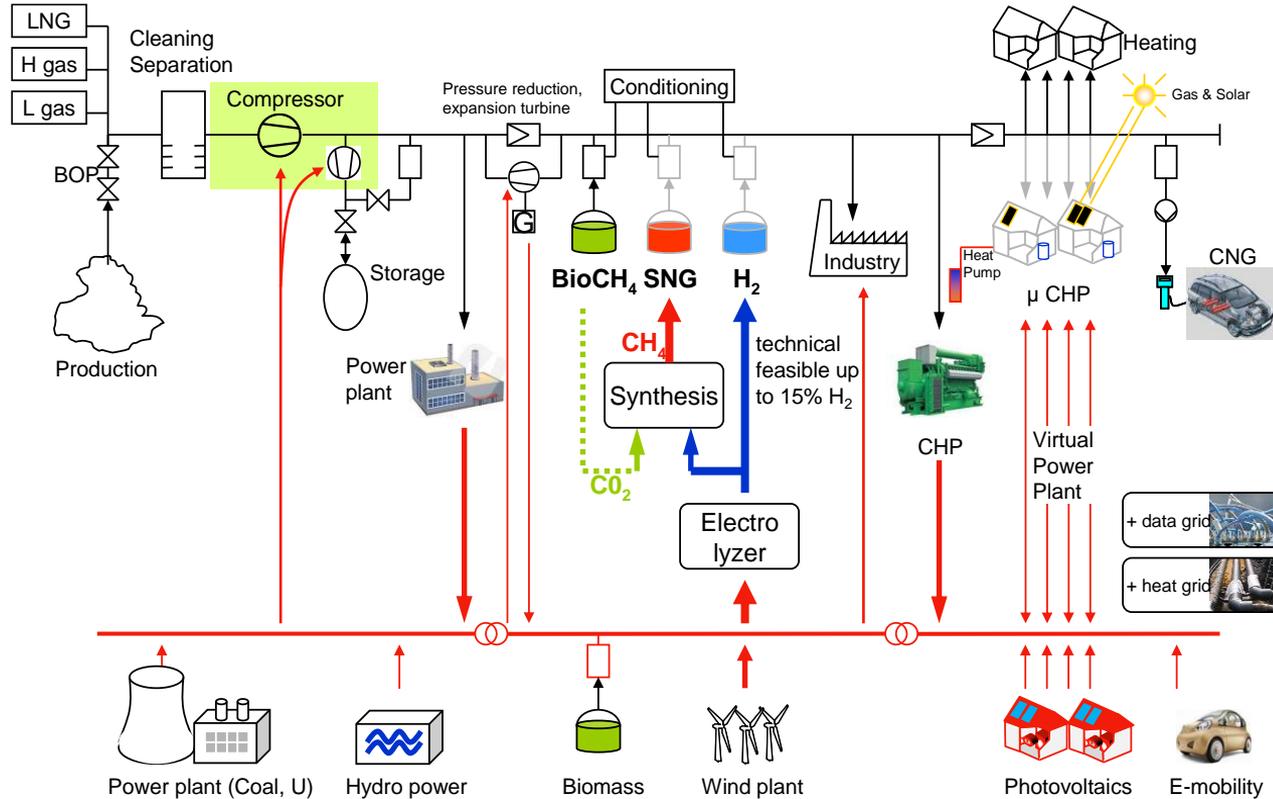
Modernere Ausführung einer Verdichtereinheit: Antrieb und Verdichtung befinden sich in einem Bauteil. Hier: E-Antrieb mit magnetisch gelagerter Welle

MOPICO (**M**otor **P**ipeline **C**ompressor MAN Turbo)

- Integrated variable frequency drive
- Emission less, oil free
- Hermetically sealed design
- Magnetic bearings
- Low-maintenance
- Wide operating range due to series and parallel operating mode



Elektrisch betriebene Antriebe können als Sektorenkopplungs-Element verstanden werden

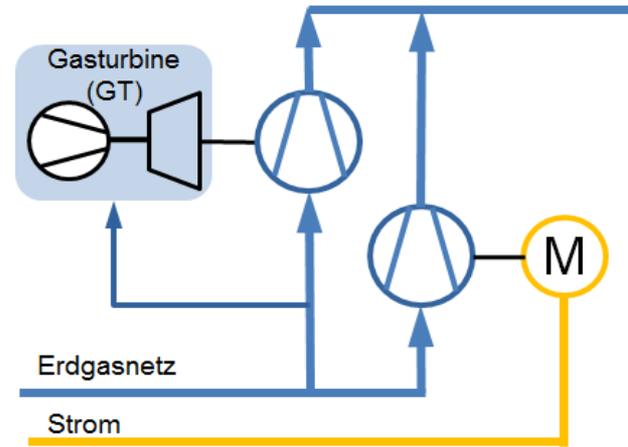


Elektrisch betriebene Antriebe können als Sektorenkopplungs-Element verstanden werden. Hier: Beispiel Krummhörn in Niedersachsen



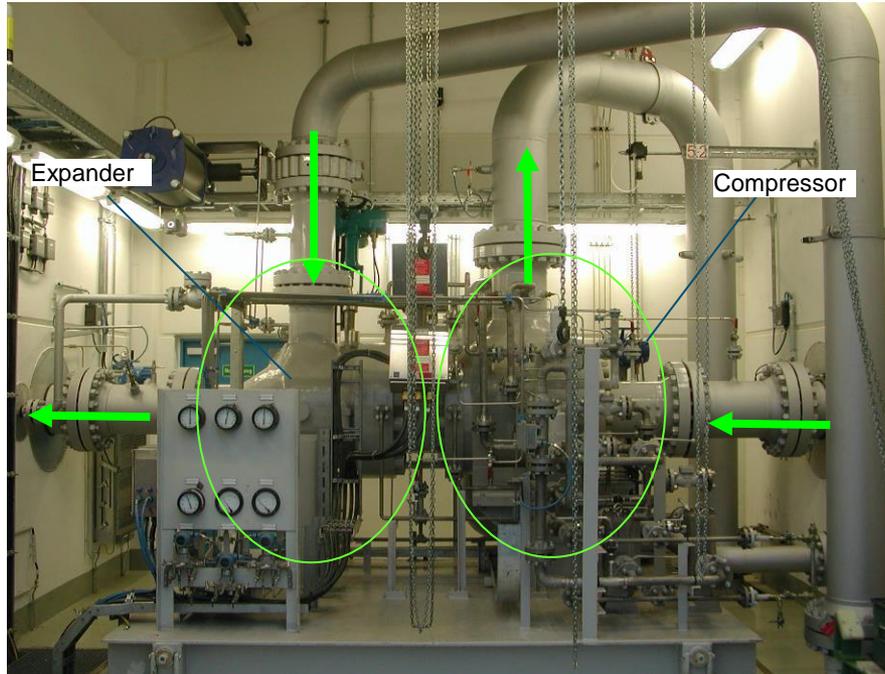
Case Study at CS Krummhörn

- Separate machine units powered by either gas turbine or electric drive
- Use of electric drive in times of high supply of wind energy
- Use of gas turbine in times of electricity shortage
- 1 kWh of **green electricity** propel 3 kWh of natural gas
- Ideal coupling of **electricity and gas sectors**



Demand Management mit dem Verdichter in Krummhörn





Stolberg, Unit 6 GE Rotoflow Turboexpander (Componder)

- Magnetic bearings
- Design point

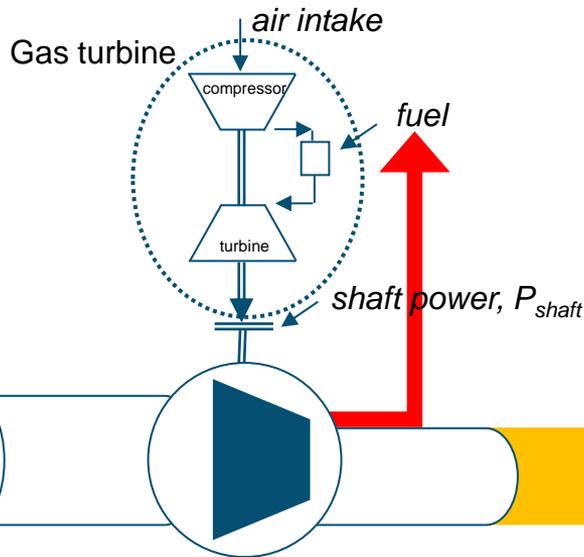
compressor:

160.000 m³_N/h
p_{suction} =66bar
p_{discharge} =82bar

expander:

200.000 m³_N/h
p_{suction} =66bar
p_{discharge} =51bar
speed =15.550rpm

Welche Antriebsleistung benötigt man, um z.B. 1 Mio. m³ Erdgas pro Stunde von x bar auf y bar zu verdichten? Zwei Faustformeln



1. Accuracy approx. $\pm 30\%$
Pressure ratio, Π $\approx 1.25 \dots 1.5 \Rightarrow 1$ impeller
Volume flow $\approx 1,000,000 \text{ m}^3_{\text{N}}/\text{hr}$
 $P_K \approx 10 \text{ MW}$

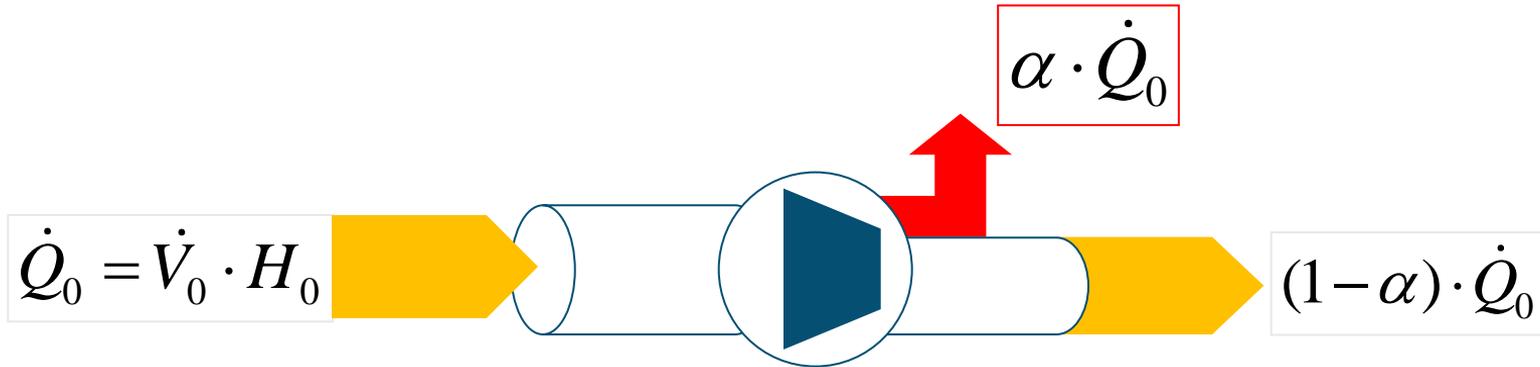
2. Accuracy approx. $\pm 10\%$

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

in MW

Π p_2/p_1 pressure ratio [-]

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



Relative fuel gas consumption [-]

$$\alpha = \frac{P_{Engine} \cdot \frac{1}{\tilde{\eta}_t}}{\dot{V}_0 \cdot H_0} \quad (1)$$

Specific compression Power [kW/(m³/h)]

$$P_{Specific} := \frac{P_{Engine}}{(1 - \alpha) \cdot \dot{V}_0} \quad (2)$$

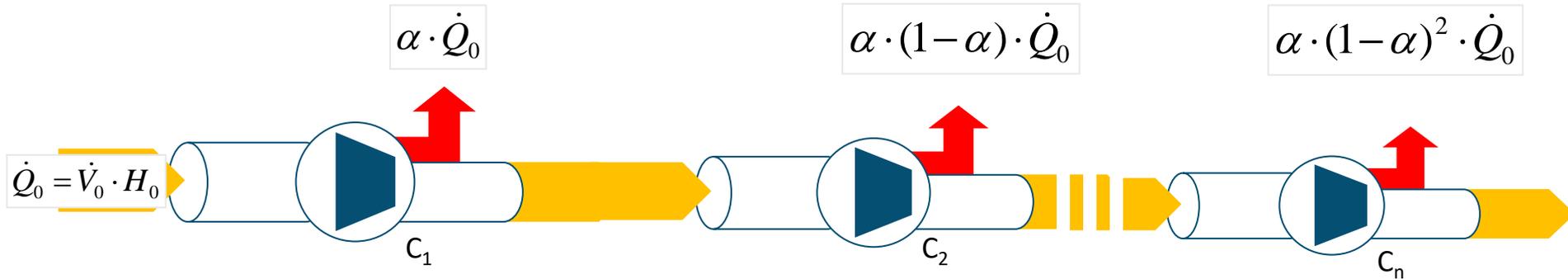
Specific compression Power [kW/(m³/h)]

$$P_{Specific} = 1,0304 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{k}{k-1} \cdot K_1 \cdot T_1 \cdot \frac{1}{\eta_s \cdot \eta_m} \cdot \left[\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (3)$$

Berechnung des Antriebsgas-Verbrauches einer Kette von n Verdichtern

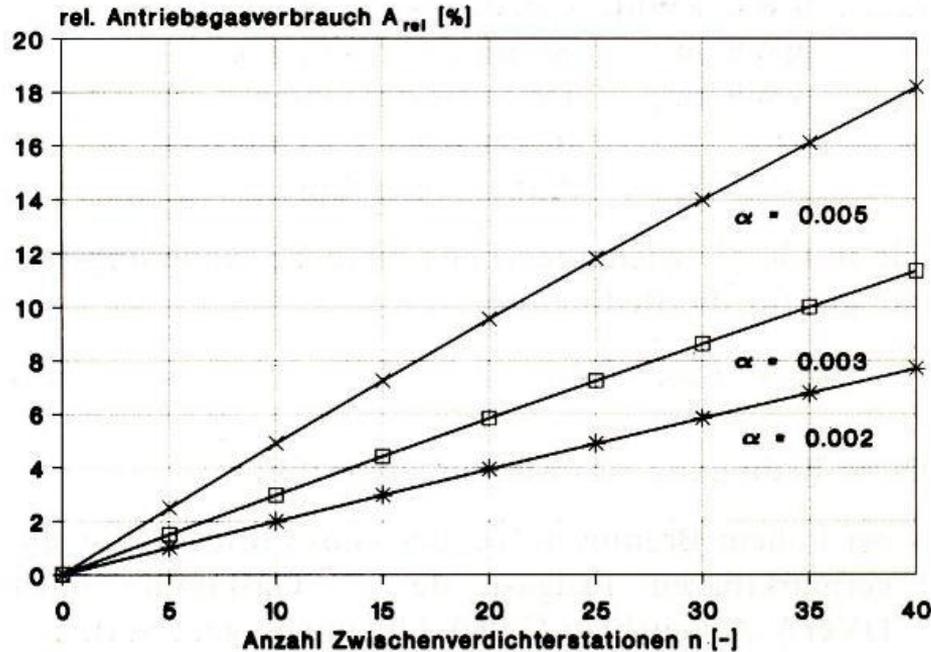
Energy losses (fuel gas consumption) of long-distance transmission systems

Fuel gas consumption of a chain of compressor stations



Total fuel gas flow =

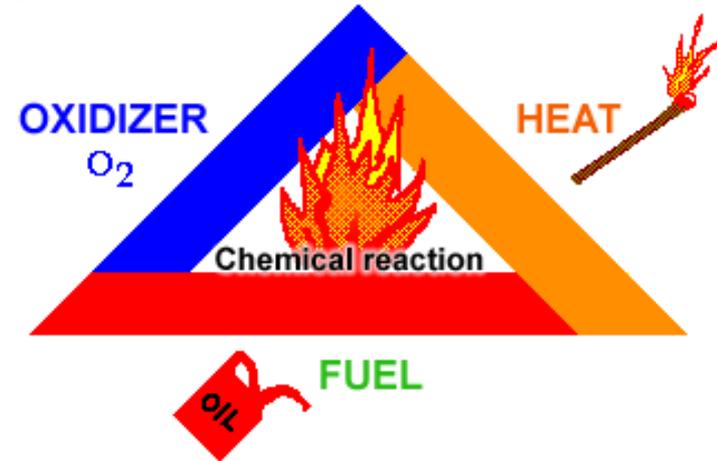
$$\dot{Q}_0 \cdot \alpha \cdot \sum_{i=0}^{n-1} (1 - \alpha)^i = \dot{Q}_0 \cdot [1 - (1 - \alpha)^n]$$



Relative total fuel gas of a long distance pipeline system (4500 km) varies between 8 and 18%

Source: Prof. Fasold

Follow the basic principle of explosion protection



Avoid simultaneous presence of

- flammable substances (gas, mist, vapour or dust) in hazardous quantities
- air (oxygen)
- ignition sources (energy in the form of heat or sparks)

Install precaution measures to avoid or ban ignition sources

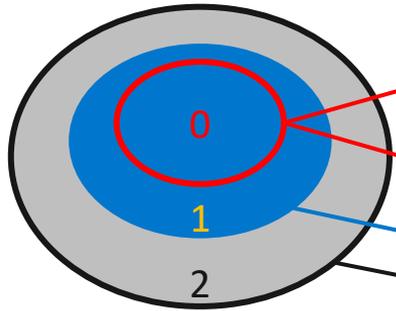
- flames and hot gases
- hot surfaces
- mechanically generated sparks

- electric systems
- equalisation currents
- static electricity

- lightning
- electromagnetic waves
- ionising radiation
- ultrasound



Sicherheitsvorgaben auf Verdichterstationen: Einteilung in unterschiedliche Ex-Zonen-Bereiche mit Safety-Devices



Zone 0: enclosure

Zone 1: hall

Zone 2: outside



Protective Systems (gas & fire according to DIN EN 12583)

Gas alarm system

for compressor building in case of 40% of lower explosive limit

→ shut down of compressor

→ shut off and blow off of compressor piping ("Vented Emergency Shutdown (AME)")

Fire alarm system

for compressor building, control room in case of fire

→ shut down of compressor

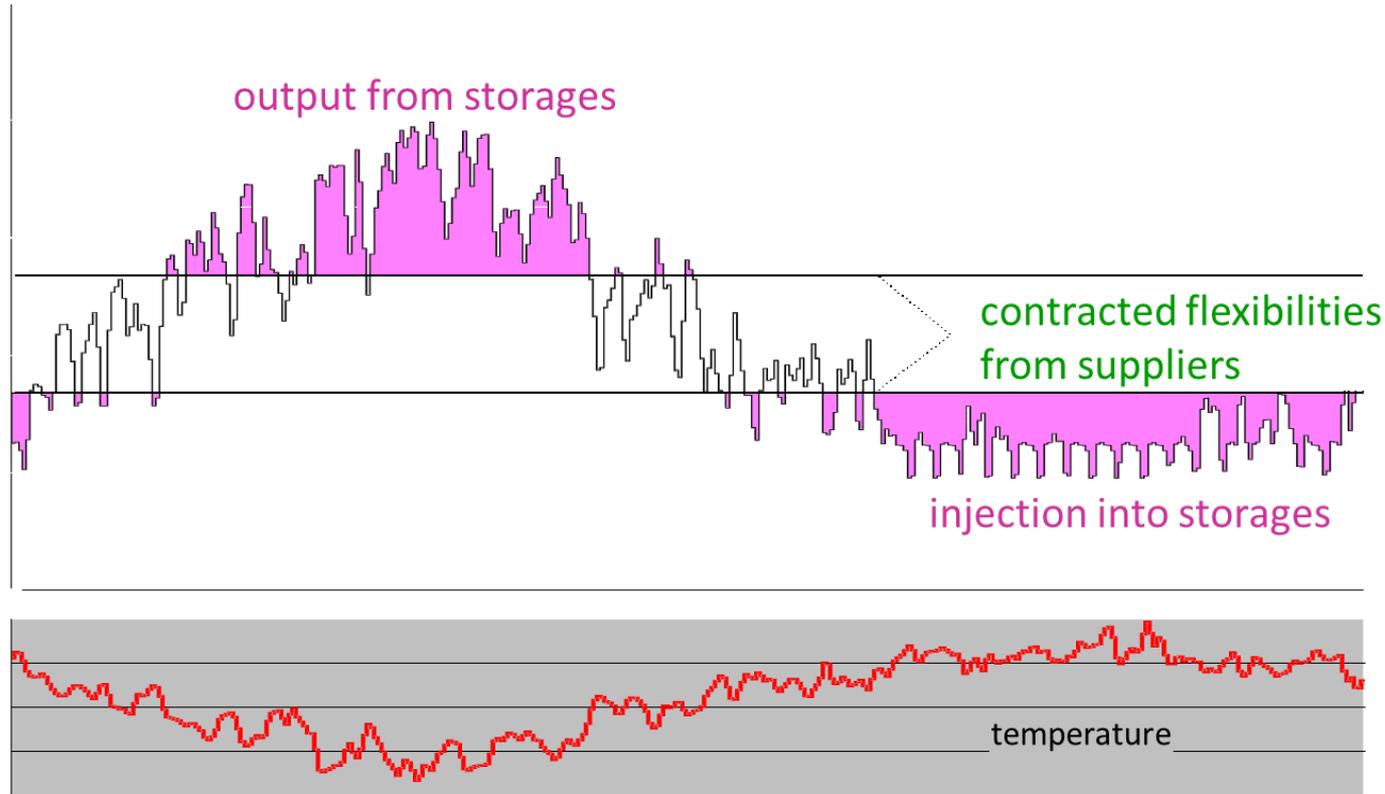
→ shut off and blow off of compressor piping ("Vented Emergency Shutdown (AME)")

→ CO₂ (fire fighting) system for enclosure of gas turbine

B Speicher(-Stationen)

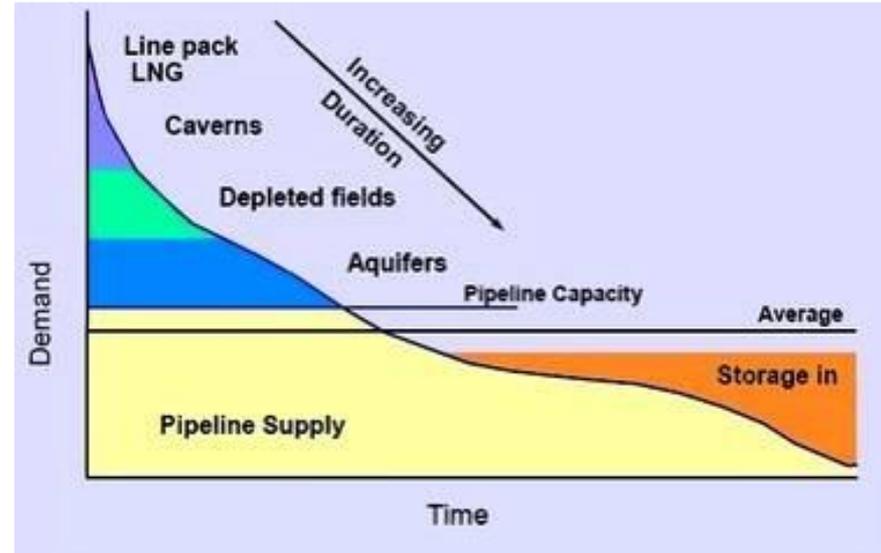
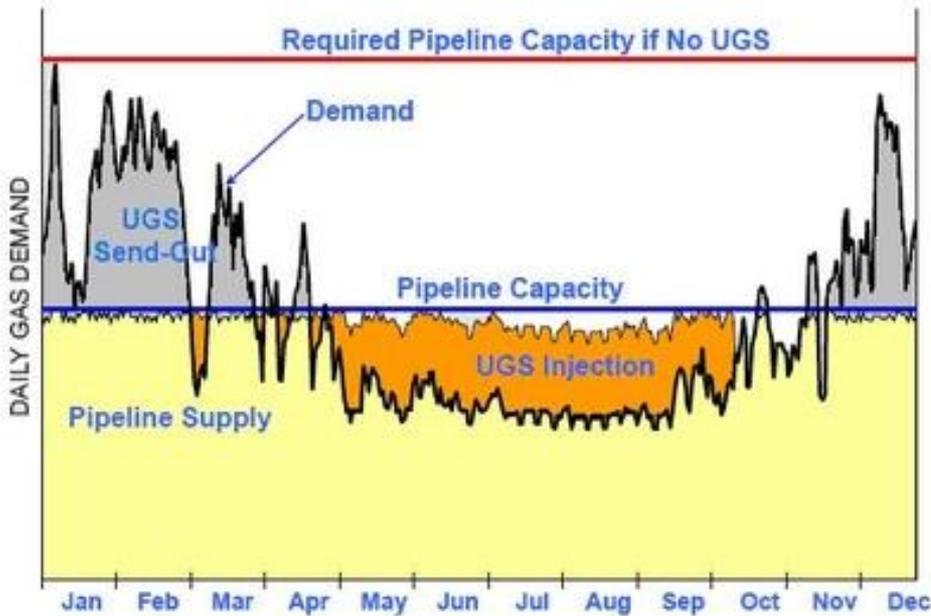
- ➔ Rolle der Erdgasspeicher
- ➔ Speichertypen
- ➔ Speicherverteilung in Deutschland und Europa
- ➔ Obertägige Anlagenkomponenten und –Schemata
- ➔ Speicherherstellung und Integrität
- ➔ Ausspeicherleistungen und Speicher-Charakteristik
- ➔ Umstellung auf Wasserstoff
- ➔ Speichergeschäft – klassische und innovative Modelle

Gas storages are necessary elements of a gas supply system to compensate a mismatch of supply and demand during seasons

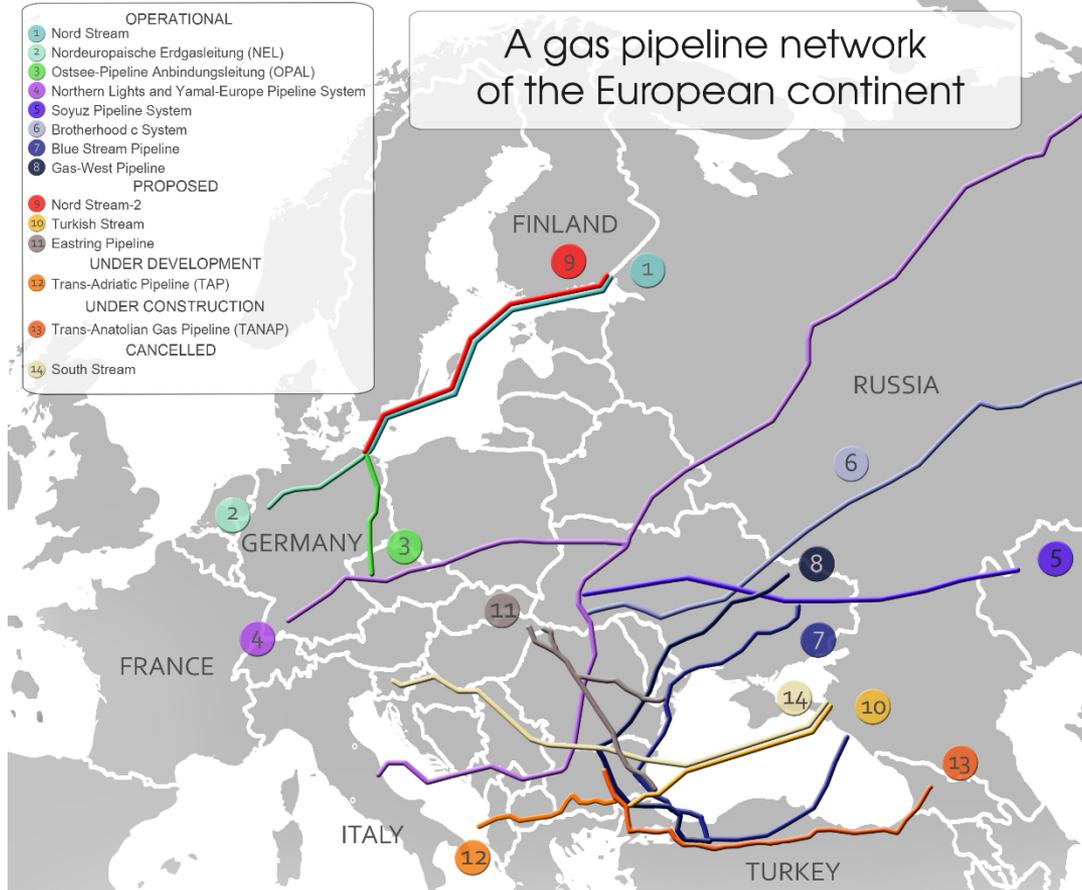


1. October

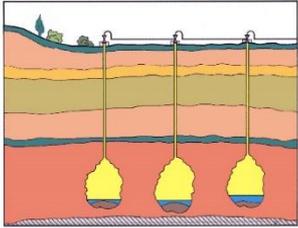
Gas storages avoid the construction of assets (pipelines) that would not be utilized efficiently



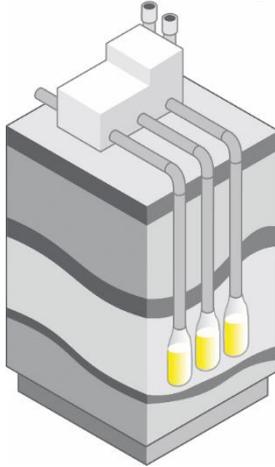
As the gas travels several days from Norway to Germany, storages are needed to deliver short-term peaks of demand



Kavernenspeicher



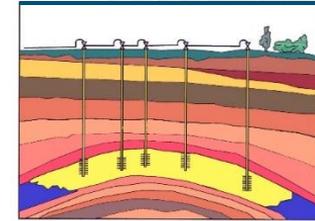
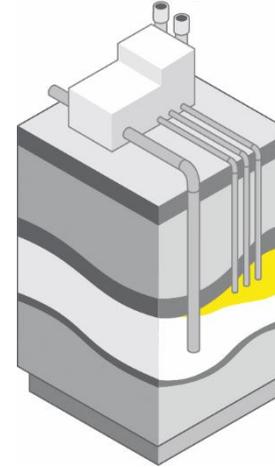
Kavernen-UGS



- Größe: 3 – 2.100 Mio. m³ Arbeitsgas
- Tiefe: 500 – 1.800 m
- Hohe Einspeise- und Entnahmerate
- Flexible Fahrweise möglich
- natürliche oder künstlich durch Aussolung von Steinsalz oder durch Bergbau geschaffene unterirdische Hohlräume

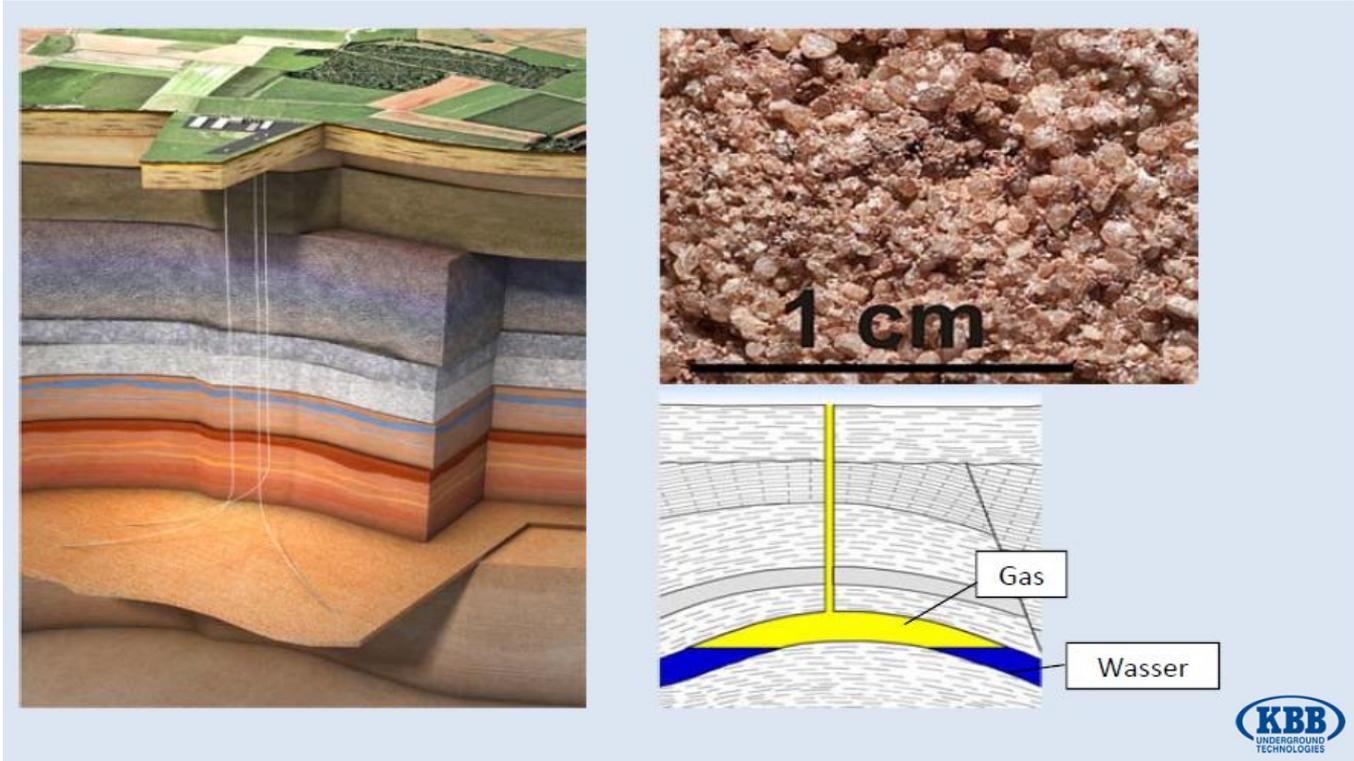
Quelle: Uniper

Porenspeicher



Aquifer-UGS
(Porenspeicher mit starkem Wassertrieb)

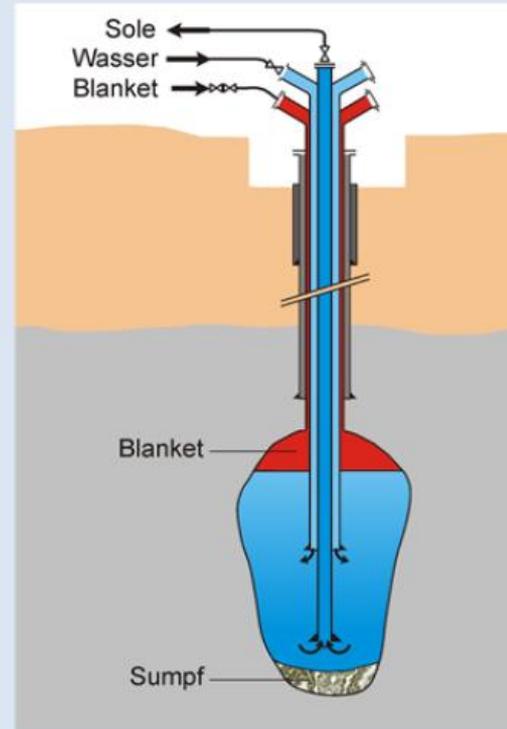
- Größe: 15 – 4.400 Mio. m³ Arbeitsgas
- Tiefe: 350 – 2.900 m
- Niedrige Einspeise- und Entnahmerate
- Saisonaler Ausgleich
- Untertagegasspeicher in ausgeförderten Erdgas- oder Erdöllagerstätten sowie in Aquiferstrukturen



- Porenspeicher
- Buntsandstein
- Teufe 1.490 m
- Arbeitsgas 840 Mio. m³
- Entnahmekapazität ca. 0,4 Mio. m³ h



Quelle: Storengy Deutschland GmbH

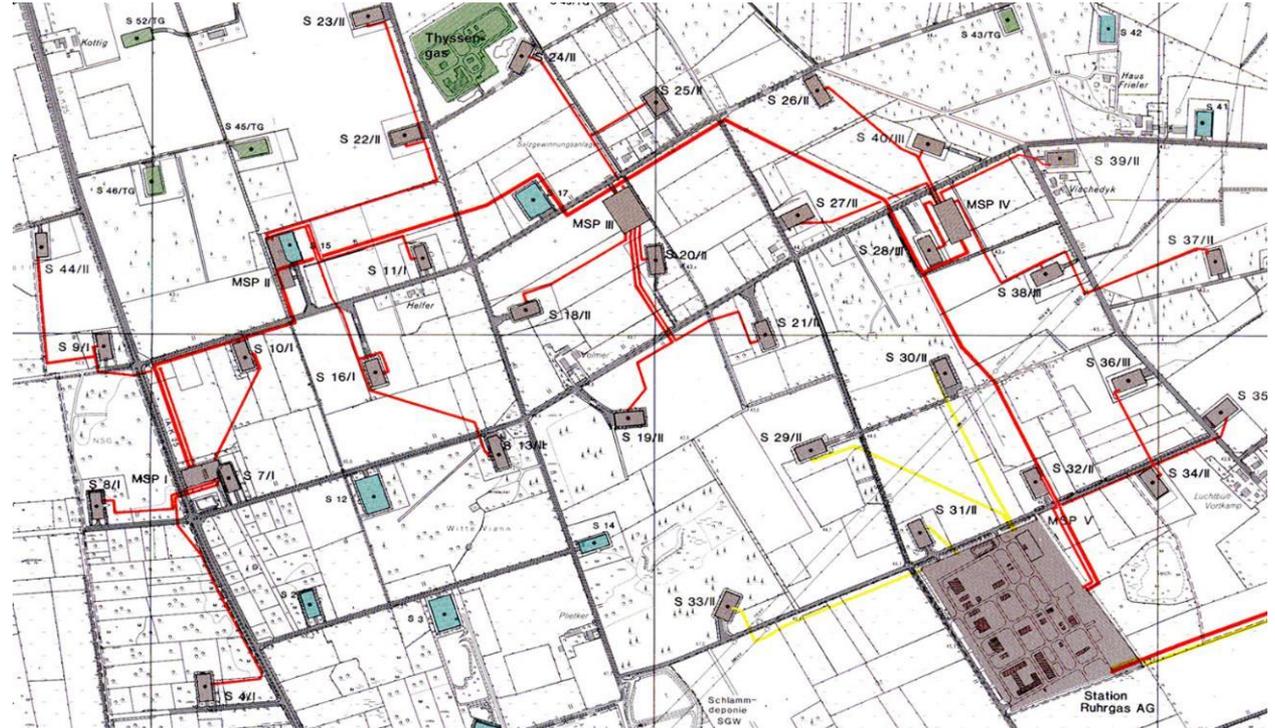


Kavernenspeicher Epe

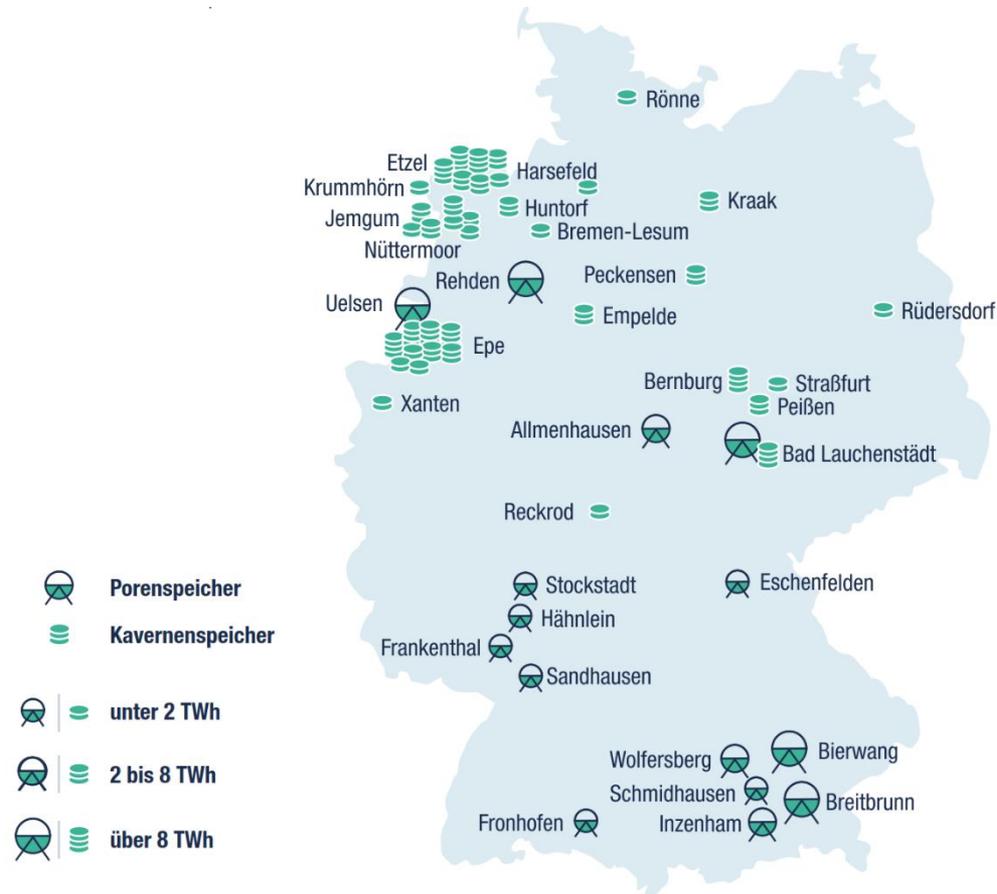


Quelle: Ruhrgas (heute: Uniper)

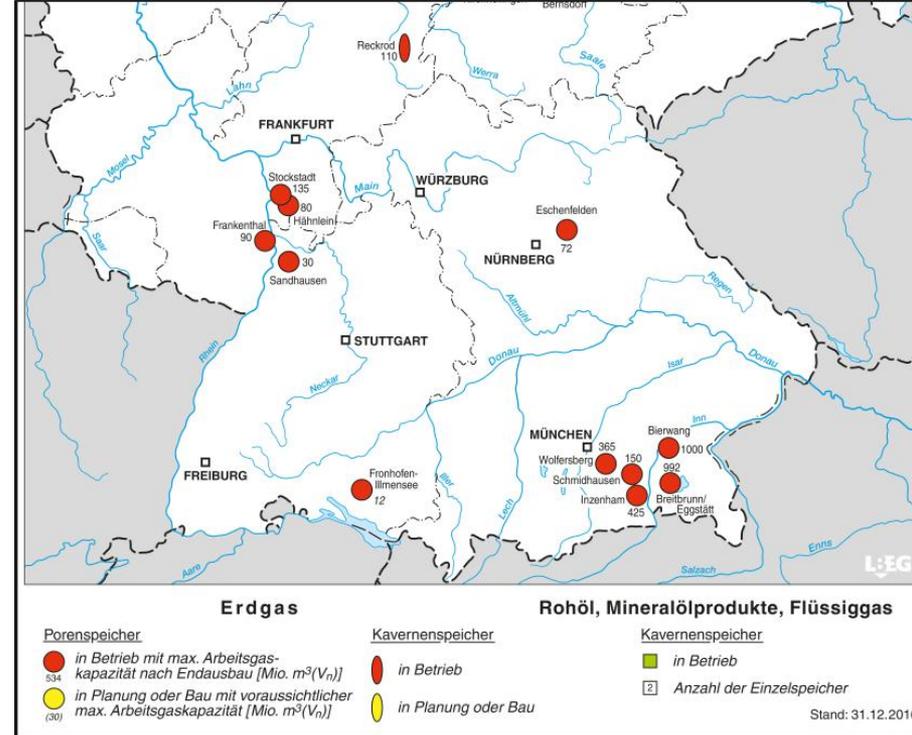
Feldleitungen zu den einzelnen Bohrlochköpfen inklusive der Hauptstation (unten rechts)



Quelle: Ruhrgas (heute: Uniper)

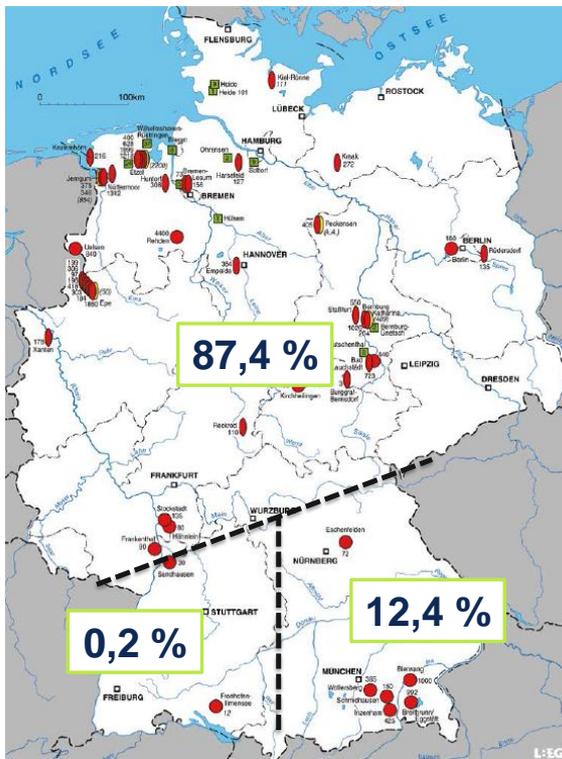


25 Erdgasspeicherbetreiber | 51 Erdgasspeicher | 20 Poren-/Aquiferspeicher | 31 Kavernenspeicher



Quelle: LBEG

Gasspeicher liegen weitestgehend im Norden



Gasspeicher haben sehr hohe Speicherkapazität

Vergleich der quantitativen Speicherkapazität

Speicherkapazität aller deutschen Stromspeicher

0,4 TWh

Speicherkapazität des Gasnetzes und der Gasinfrastruktur in Deutschland

220 TWh

Vergleich der zeitlichen Speicherkapazität

Stromspeicher
36 Minuten

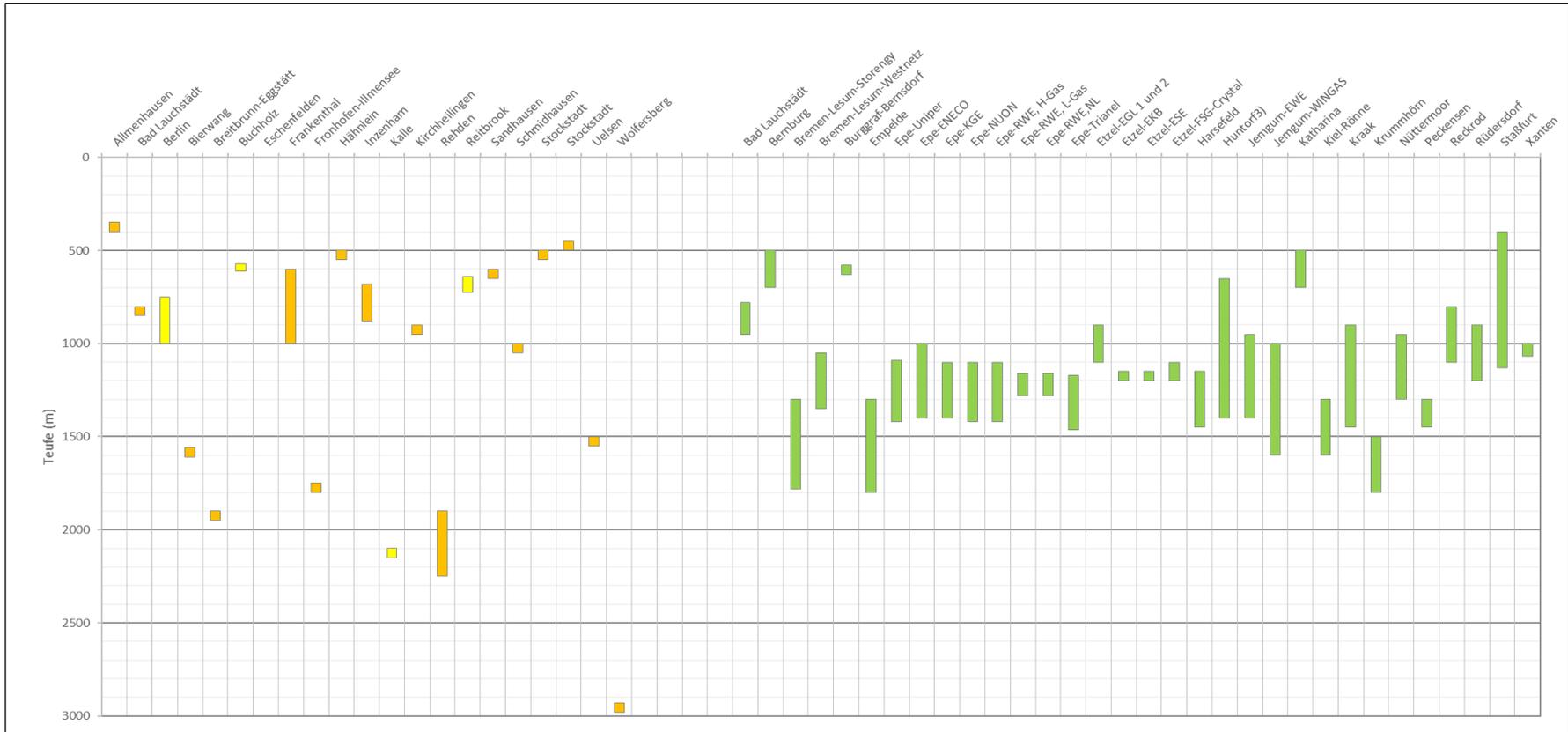


Gasspeicher
3 Monate



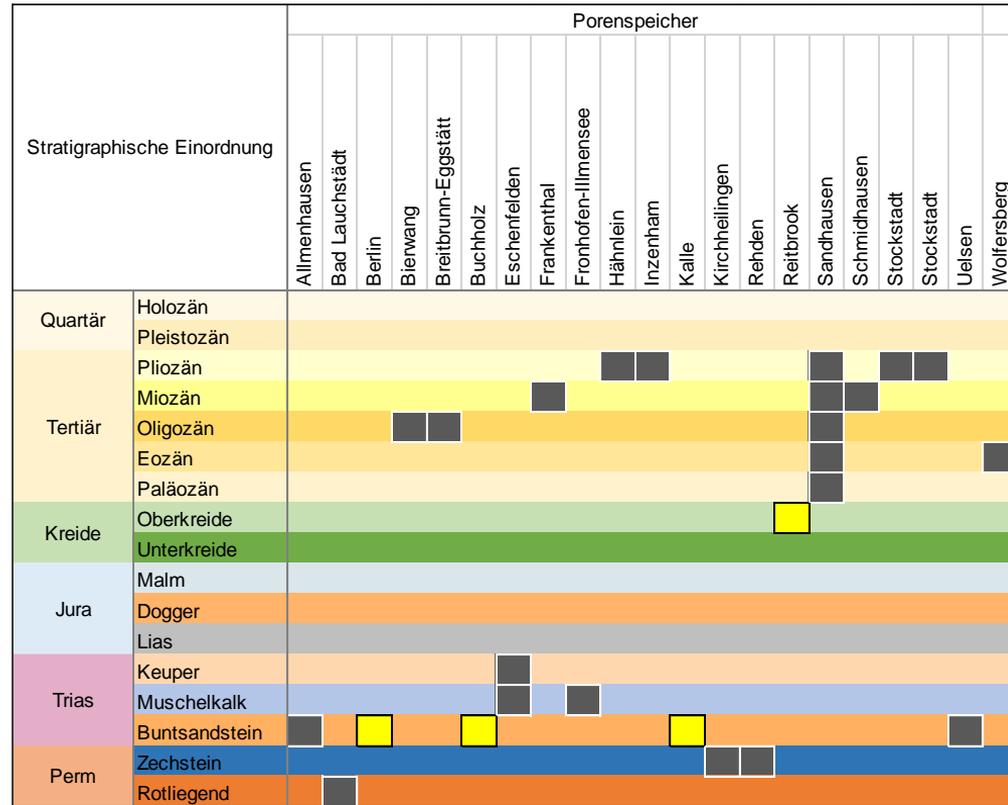
Angenommen ist eine Maximallast von 84 GW.

Teufenverteilung der Speicher in Deutschland



Große Heterogenität

- Teufen
- Volumina
- Bohrungsanzahl
- Ein- und Ausspeicherraten
- Gasbegleitstoffe, Anforderungen an Gasaufbereitung



Stratigraphie und Teufen von Kavernenspeichern in Deutschland

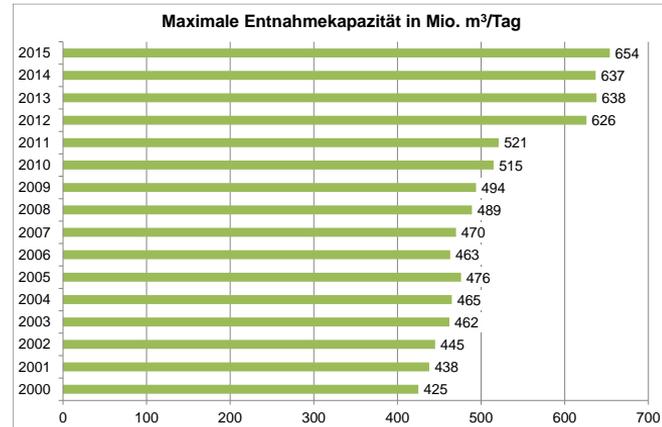
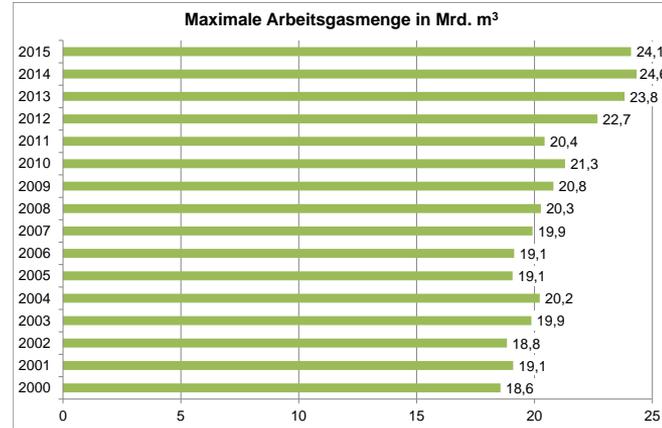
Sehr homogen, im Zechsteinsalz, auch weltweit sehr ähnliche Teufen und Bohrungskonfigurationen

Stratigraphische Einordnung		Kavernen																													
		Bad Lauchstädt	Bernburg	Bremen-Lesum-Storengy	Bremen-Lesum-Wesernetz	Burggrat-Bernsdorf	Empelde	Epe-Uniper	Epe-ENECO	Epe-KGE	Epe-NUON	Epe-RWE, H-Gas	Epe-RWE, L-Gas	EPE-RWE_NL	Epe-Trianel	Etzel-EGL 1 und 2	Etzel-EKB	Etzel-ESE	Etzel-FSG-Crystal	Harsefeld	Huntorf3)	Jemgum-EWE	Jemgum-WINGAS	Katharina	Kiel-Röme	Kraak	Krummhörn	Nittermoor	Peckensen	Reckrod	Rüdersdorf
Quartär	Holozän																														
	Pleistozän																														
	Pliozän																														
Tertiär	Miozän																														
	Oligozän																														
	Eozän																														
Paläozän																															
Kreide	Oberkreide																														
	Unterkreide																														
Jura	Malm																														
	Dogger																														
	Lias																														
Trias	Keuper																														
	Muschelkalk																														
	Buntsandstein																														
Perm	Zechstein																														
	Rotliegend																														

Kissengas: Gas zur Druckerhaltung;
wird in Speicher belassen

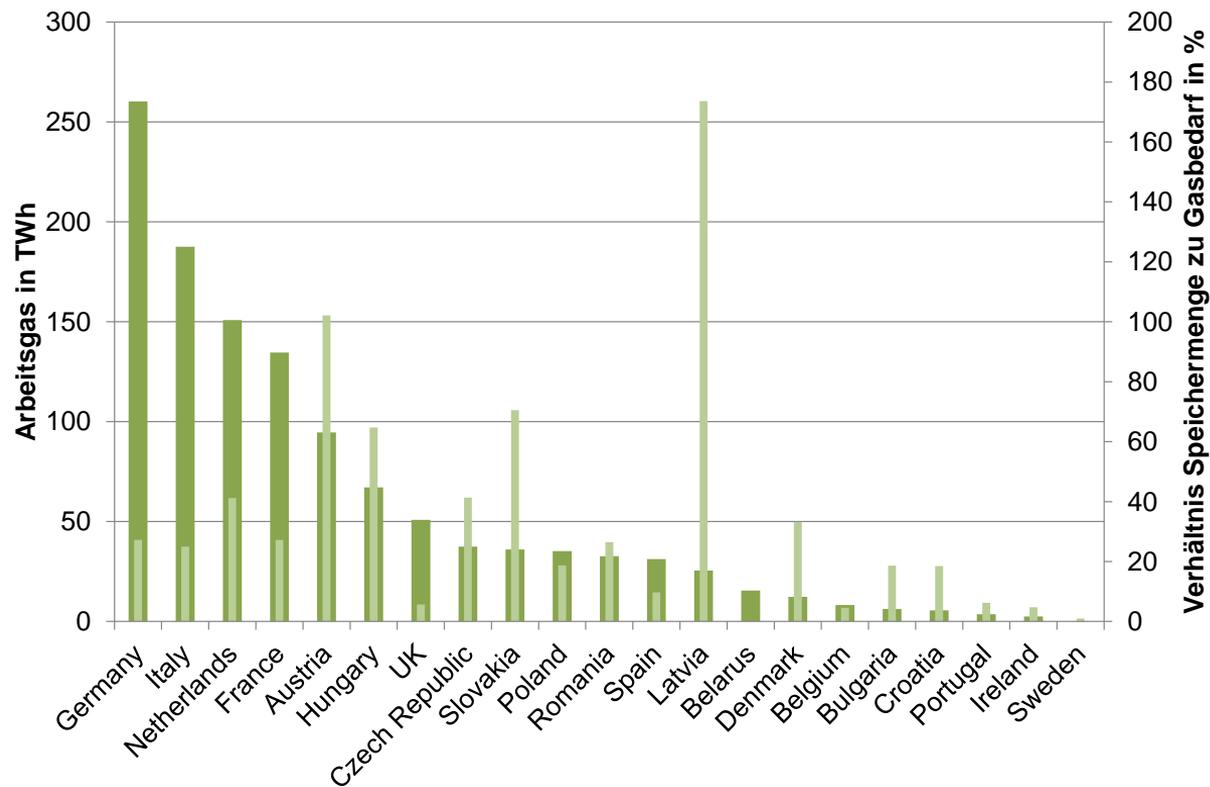
Arbeitsgas: Gas, das ein- oder
ausgespeichert wird

- Betriebsdruck: < 250 bar
- Betriebstemperatur: < 80 °C



Quelle: BDEW

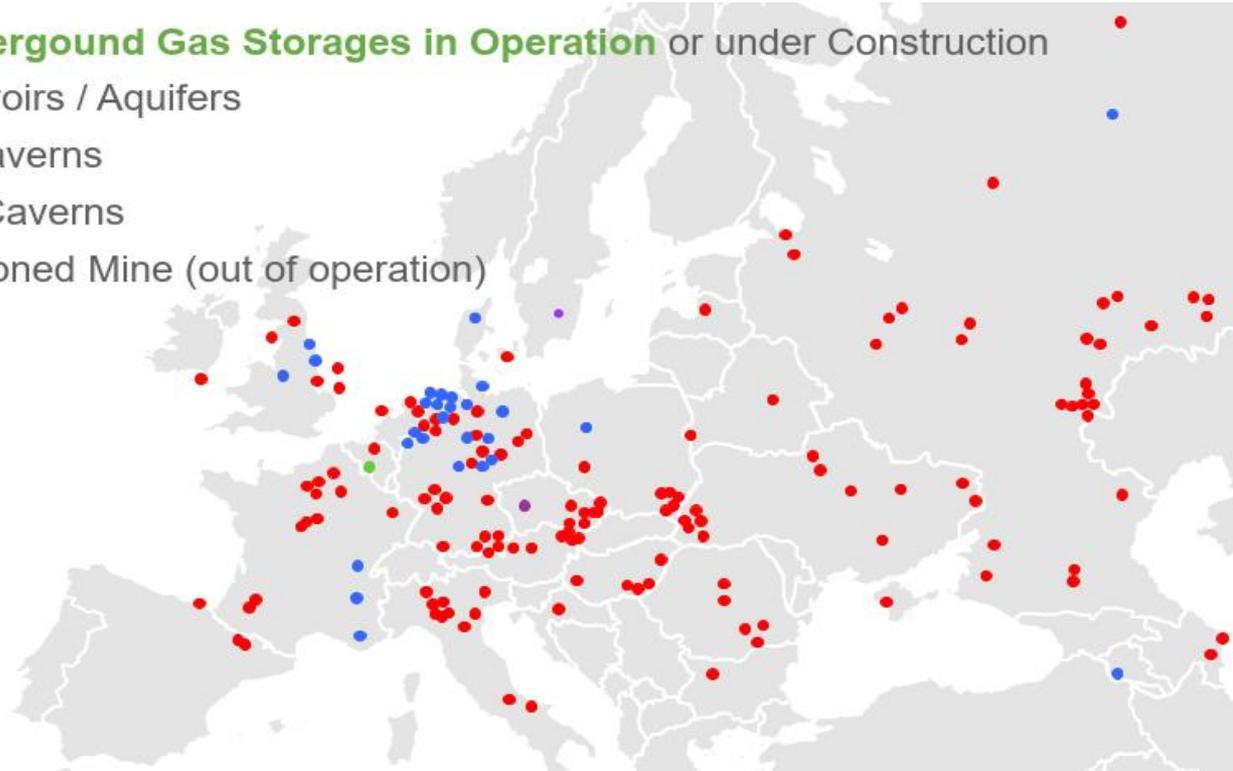
- Gesamtspeicherkapazität in Europa: 1.063 TWh
- Europa kann ca. 24 % des jährlichen Gasbedarf speichern



Quelle: GIE - Gas Infrastructure Europe; Stand 15. April 2016; http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_consumption_statistics

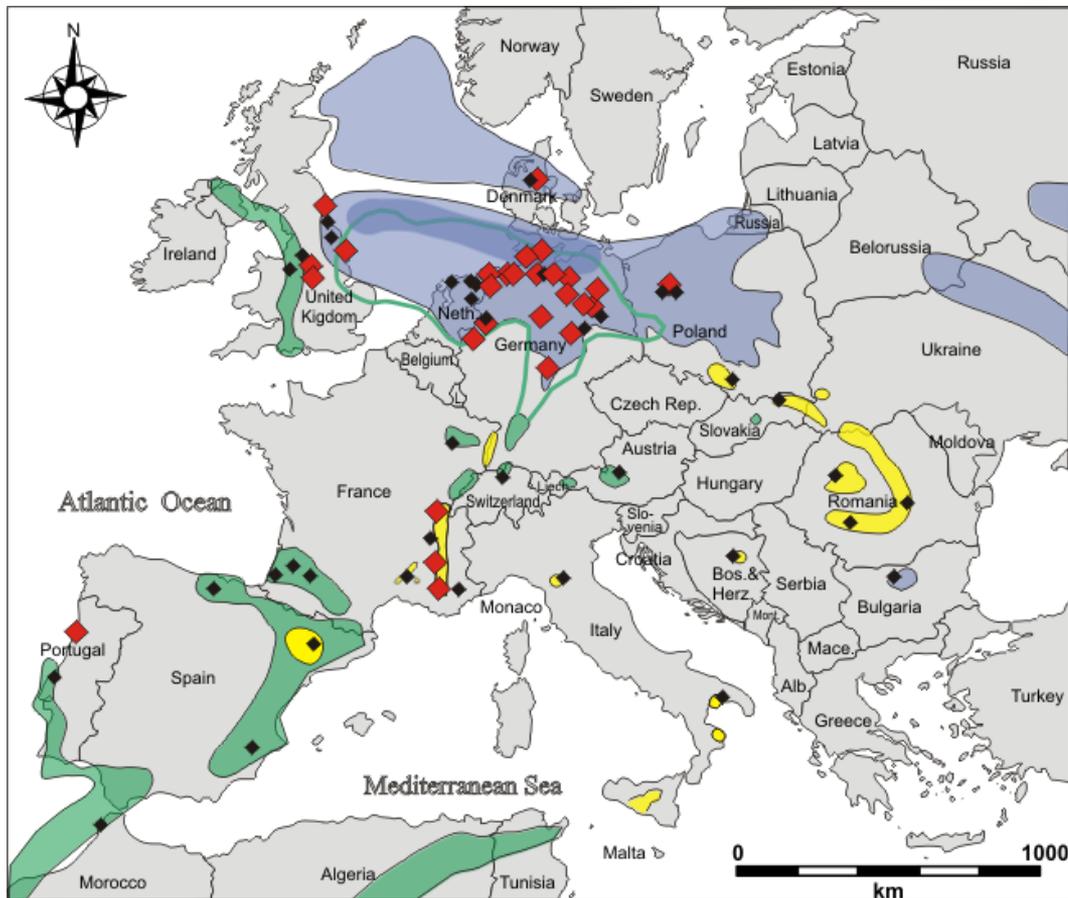
252 Underground Gas Storages in Operation or under Construction

- Reservoirs / Aquifers
- Salt Caverns
- Rock Caverns
- Abandoned Mine (out of operation)



Quelle: GIE - Gas Infrastructure Europe; Stand 15. April 2016; http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_consumption_statistics

Potenzielle Speicherstandorte für H₂-Kavernen



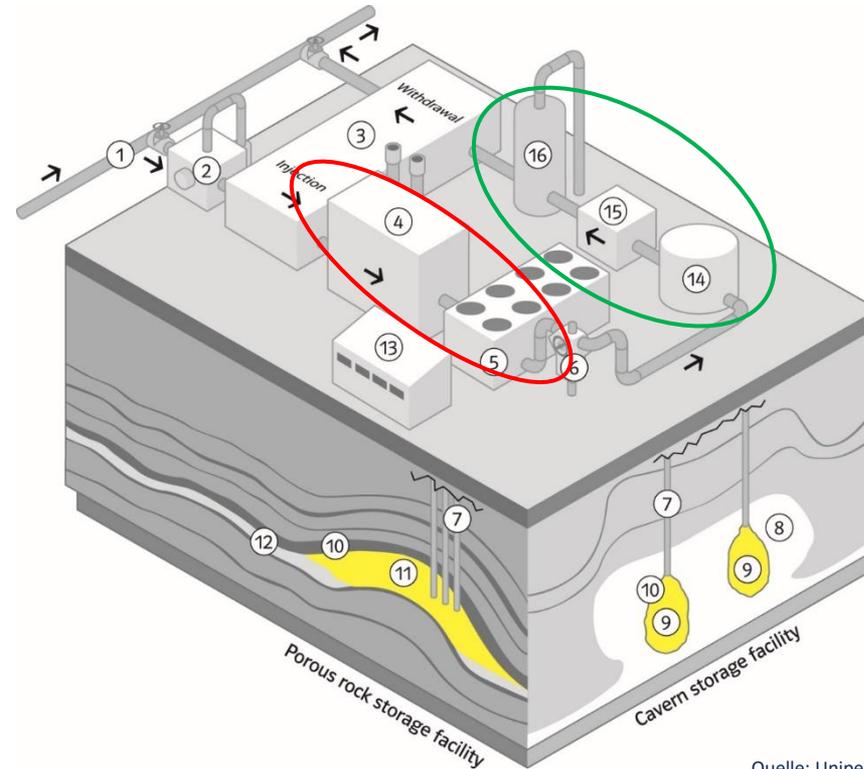
Salt cavern fields

- ◆ Gas Storage
- ◆ Storage of Crude Oil & LPG, Brine Production
- Tertiary salt deposit
- Mesozoic salt deposit
- Range of Mesozoic salt above Permian
- Paleozoic salt deposit, Permian
- Paleozoic salt deposit, Rotliegend below Permian

Quelle: KBB

Obertage- und Untertageanlage teil eines Speichers: 3-D-Darstellung

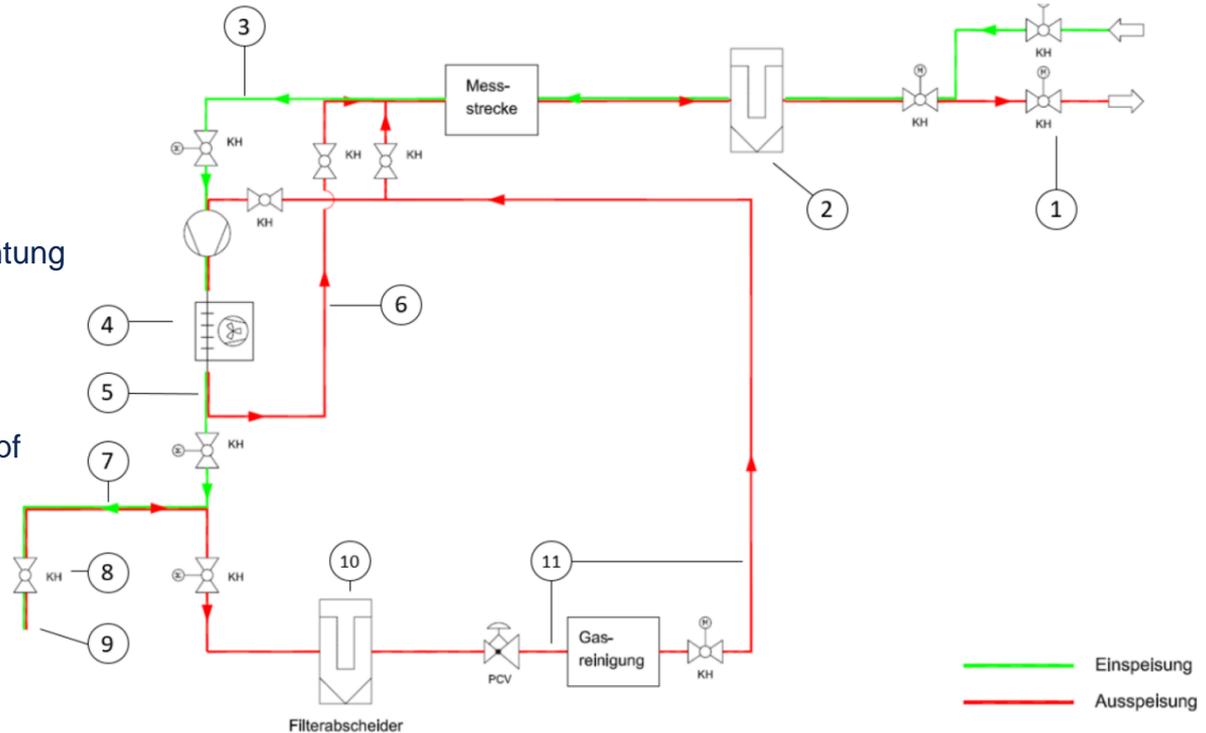
1. Gas Übertragungssystem
2. Filter
3. Messungsstation
4. Verdichter
5. Gaskühler
6. Bohrlochmündung
7. Bohrloch
8. Salzformation
9. Kaverne
10. Kavernenwand
11. Gasführender Bereich
12. Wasserhaltender Bereich
13. Leitstelle
14. Vorheizungssystem
15. Druckreduzierung
16. Wasserabscheider



Quelle: Uniper

Obertage- und Untertageanlage teil eines Speichers: Fließschema

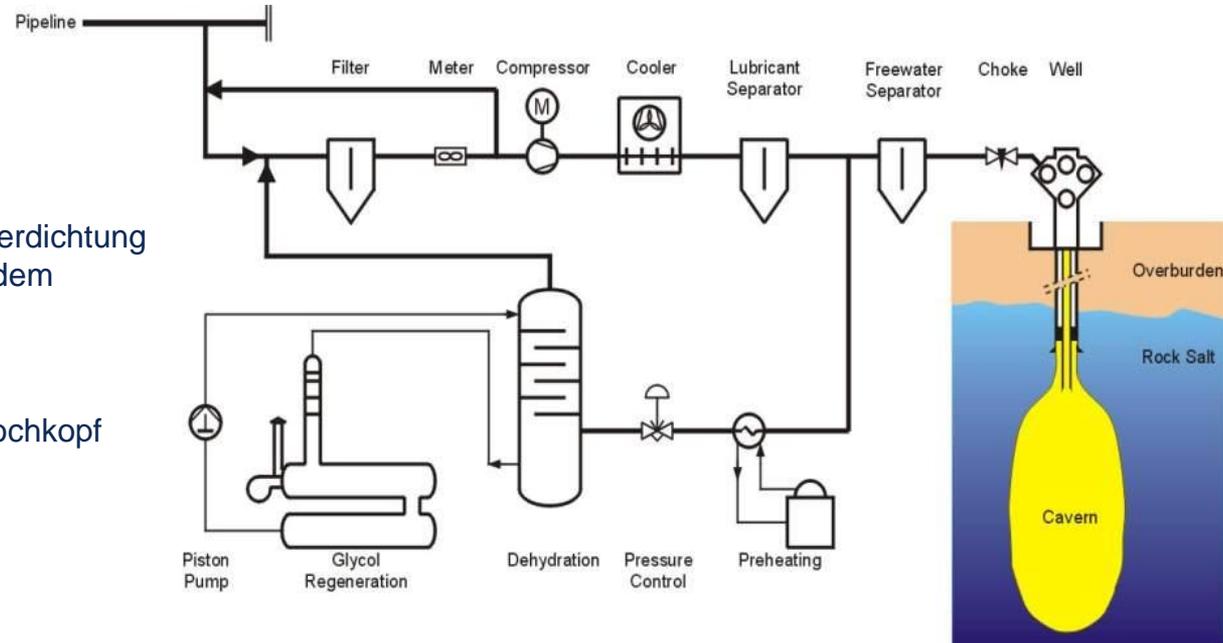
1. Gas Übertragungssystem
2. Filter
3. Messstation
4. Verdichter und Kühler
5. Leitungen für Kreisbetrieb und Verdichtung bei Ausspeicherung (nicht bei jedem Speicher)
6. ebenso
7. Feldleitung zur Bohrung
8. Ein- und Auslassventil am Bohrlochkopf
9. Bohrloch
10. Filterabscheider / FWKOK
11. Gasaufbereitung



Stilisiertes R&I einer Obertageanlage © DBI-Gruppe

Obertage- und Untertageanlage teil eines Speichers: Fließschema

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



Schritte (Teil 1 von 2)

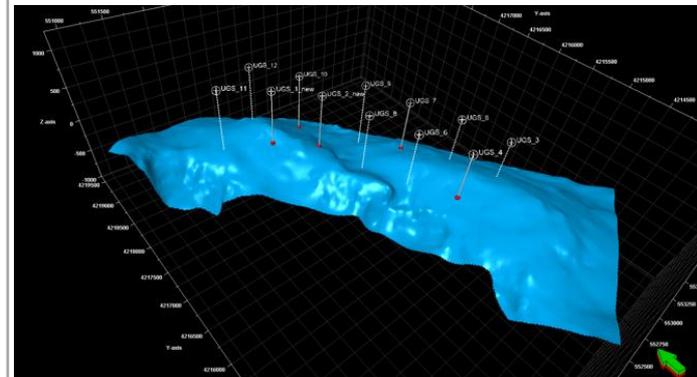
1. Ermittlung des Speicherbedarfs, Menge an AGV
2. Vorerkundung → Auffinden geeigneter Speicherformationen
 1. Seismik
 2. Erkundungsbohrungen
 3. Laborversuche an Kernen, Ermittlung grundlegender Parameter wie Dichte, Porosität¹, Permeabilität¹, Löslichkeit², Kriechverhalten², Festigkeit
3. Ermittlung
4. Festlegung von Bohrungs-Teufen und –Anzahl

¹ bei Porenspeichern

² bei Kavernenspeichern



Beispiel Bohrkern, Salz © BOTAŞ



Speicherfeldvermessung

Schritte (Teil 2 von 2)

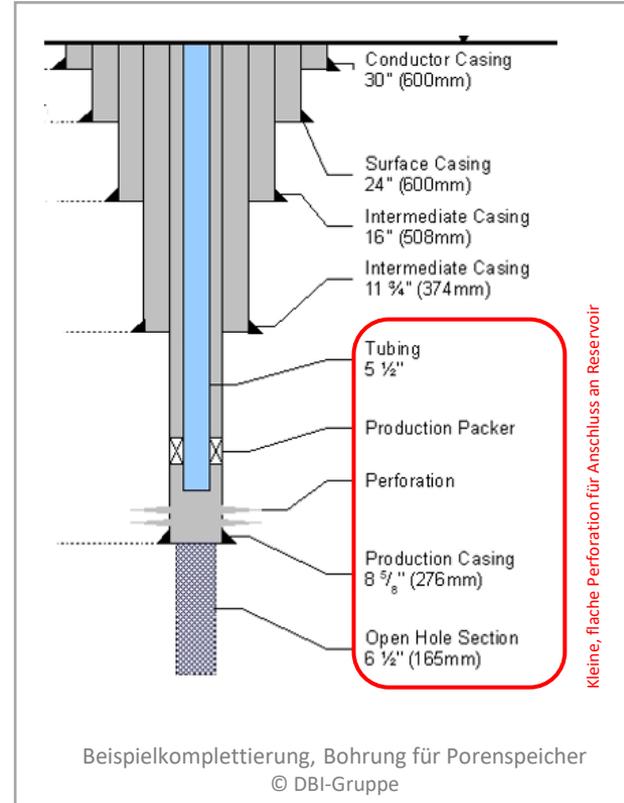
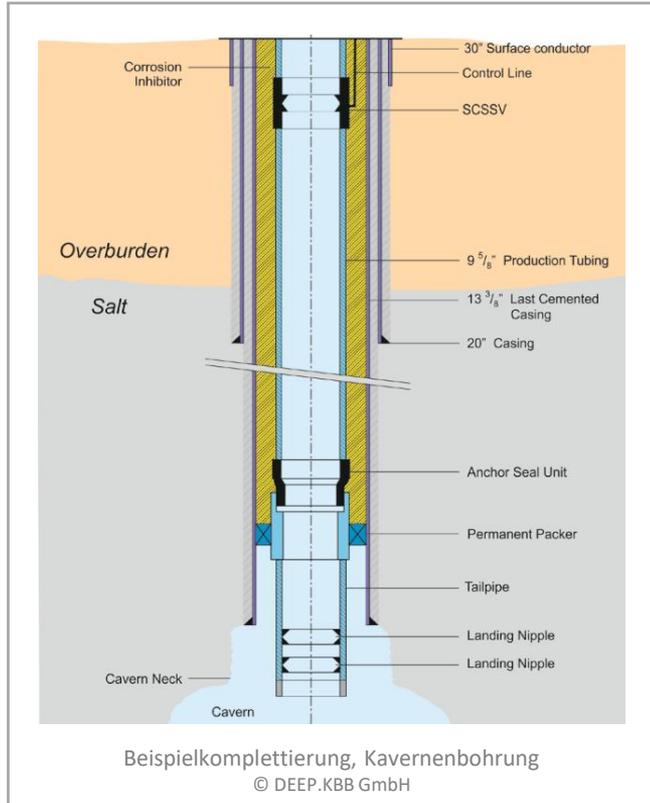
5. Festlegung grundsätzlicher Design-Parameter des UGS
 - Arbeitsgas
 - Ein- und Ausspeicherraten (max.)
6. Bohrungsdesign und Zeitplan für Errichtung
7. Detail Engineering
8. Errichtung OTA und UT
9. Gaserstbefüllung
10. Inbetriebnahme



Dewatering Skid © DBI-Gruppe

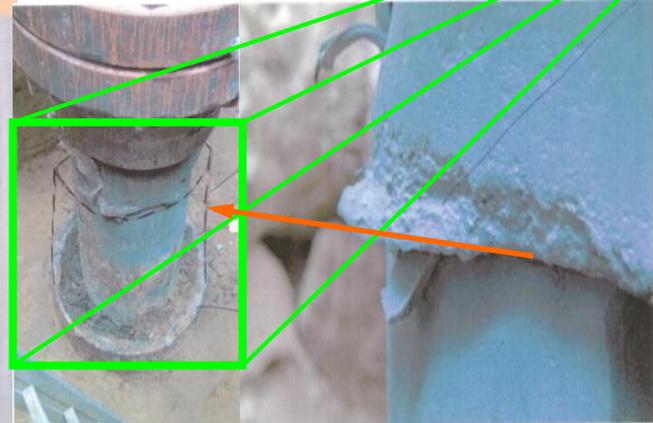
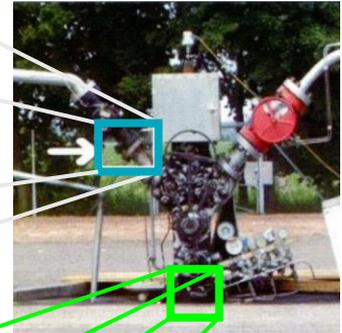
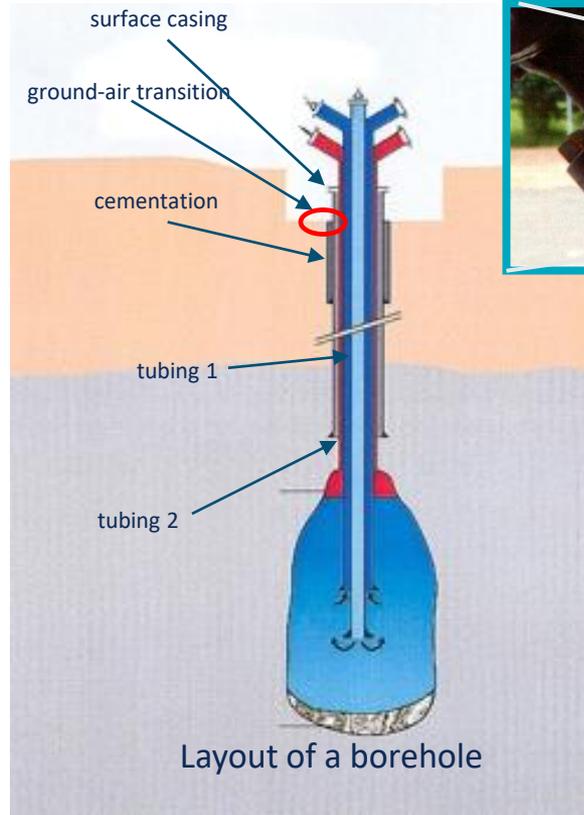


W/O-Rig bei Installation
Gasförderrohtour
© DBI-Gruppe

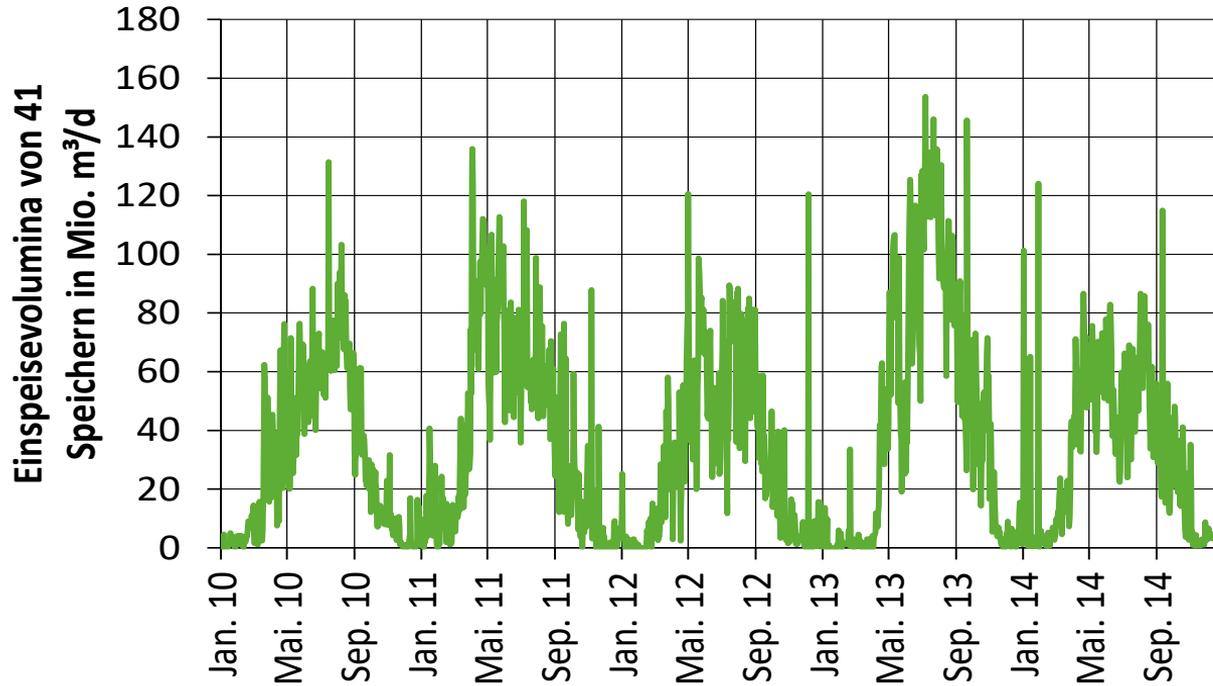


Behandlung von Integritätsproblemen bei der Bohrloch-Komplettierung (Schallen mit EMUS)

Hauptziel ist die Verhinderung eines Blowouts etwa Infolge von Korrosionsschäden



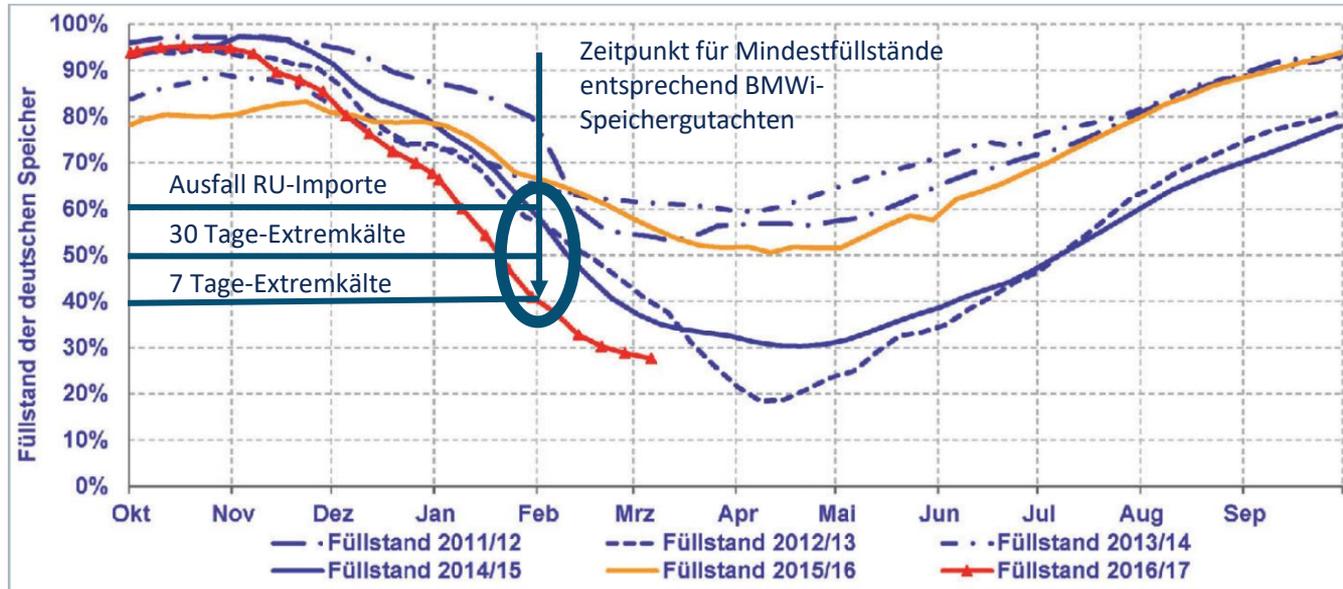
Corrosion in the ground-air transition section



Gaspeicher werden hauptsächlich saisonal betrieben

Quelle: GIE - Gas Infrastructure Europe

Auch mit Speichern bleibt man vulnerabel. Daher kann man nicht von einer Überversorgung sprechen, obwohl D die größten EU-Speicher hat



Quelle: Gas Storage Europe und TEAM CONSULT Analyse



- 2012/13, 2014/15 und 2016/17 hätte ein Ausfall russischer Importe zu einer Versorgungslücke geführt
- 2016/17 hätte eine weitere 7 Tage-Extremkälte zu einer Versorgungslücke geführt



Extreme Kälteperioden können bei niedrigem Speicherfüllstand zu Versorgungsengpässen führen

Schaltung zum
Prognose-Tool

Klick

DER DVGW THEMEN LEISTUNGEN Mein DVGW BLOG SUCHEN 

Füllstände der Gasspeicher für Deutschland

Die interaktiven Grafiken unter www.dvgw.de/gasspeicher zeigen die tagesaktuellen Füllstände der unterirdischen Gasspeicher für Deutschland und den gesamten Gasspeicher-Füllstand. Sie geben eine Reichweitenprognose bis Ende April 2025.

[Startseite](#) > [Themen](#) > [Sicherheit](#) > [Versorgungssicherheit Gas](#) > Füllstände der Gasspeicher für Deutschland mit Reichweitenprognose

AKTUELLER FÜLLSTAND

89,7 %

237,3 TWh von 264,7 TWh*

Datenstand: 04.12.2024 6:00 Uhr
Datenquelle: GIE
Darstellung durch: DVGW

AKTUELLE REICHWEITE DER GASSPEICHER



DVGW-Prognose bis zum 30. April 2025 unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Winters, aktueller Einsparungen und aktueller Nettoimportströme.

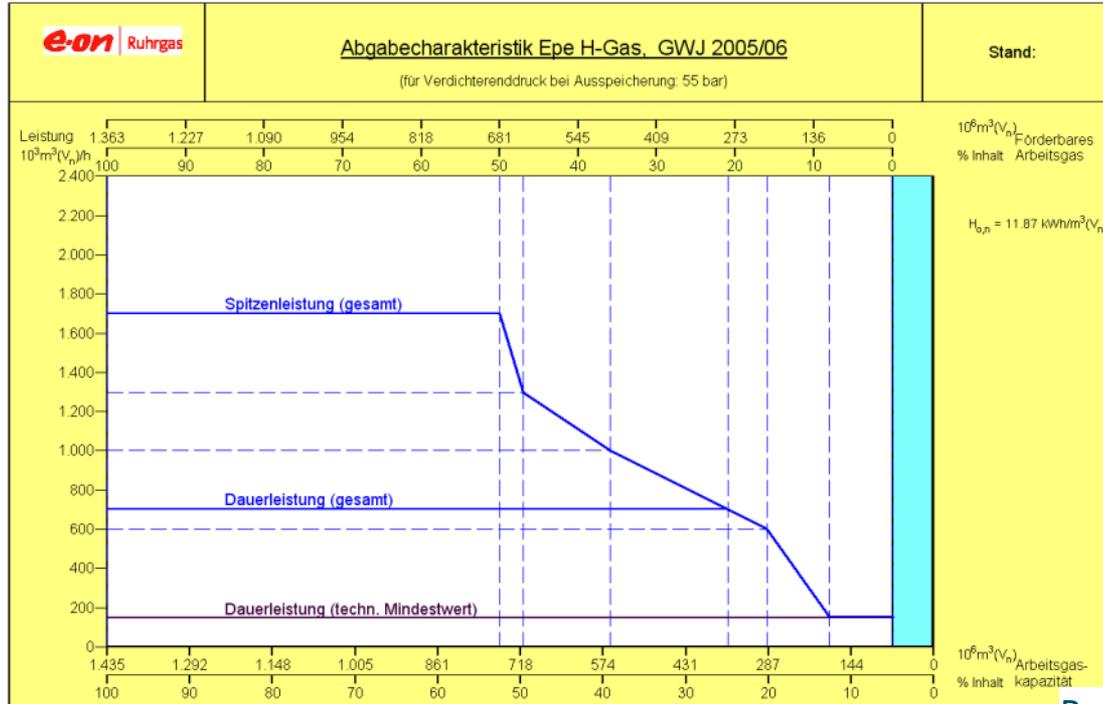
ZIELVORGABEN

- 85% bis zum 01.10.2024
Erreicht am 12.07.2024*
- 95% bis zum 01.11.2024
Erreicht am 28.08.2024*
- 30% bis zum 01.02.2025

*Zielmarken gemäß Gasspeichergesetz

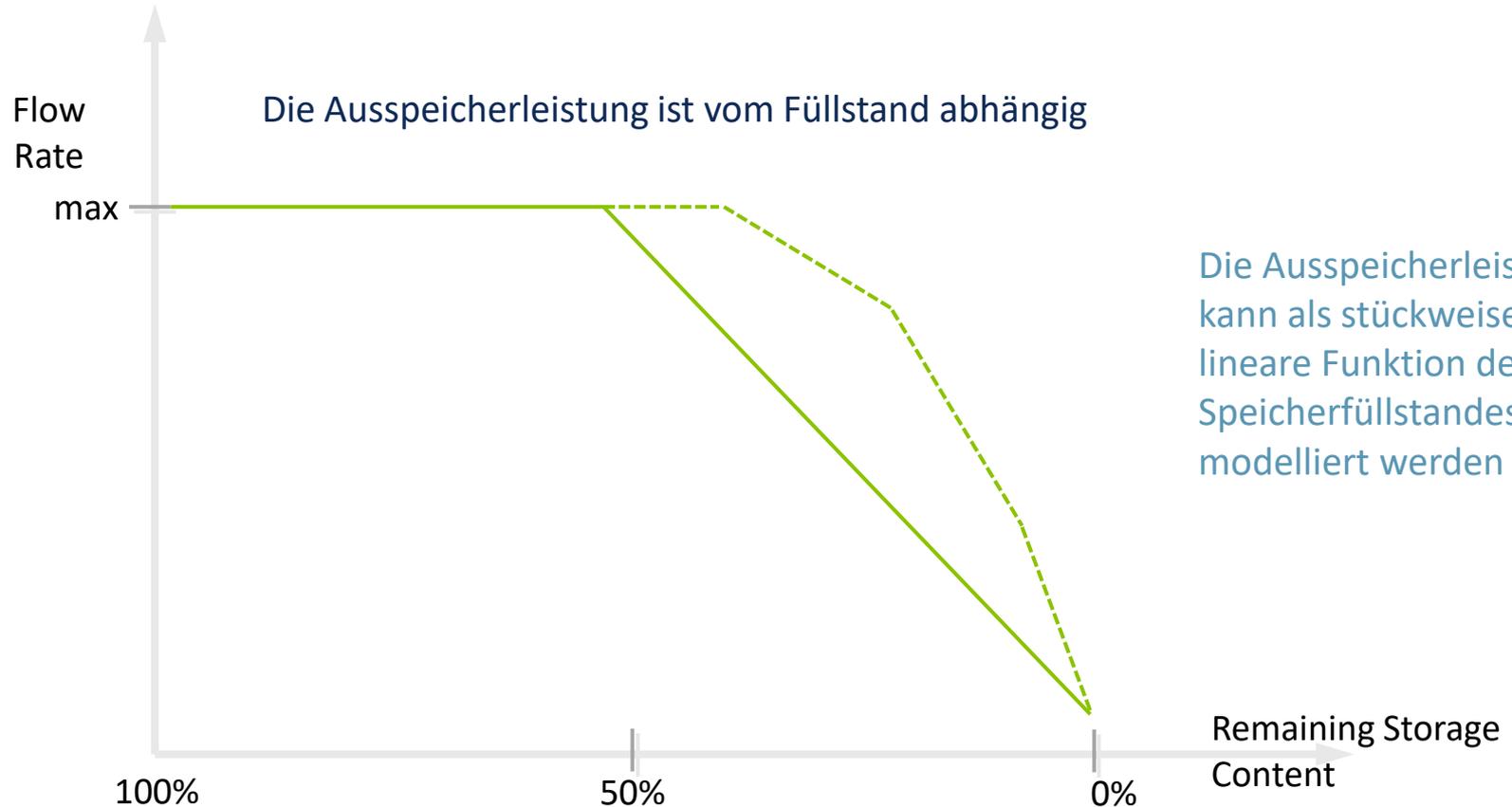
Leistungsabhängig eines Speichers vom Füllstand (Speicher-Charakteristik). Beispiel Speicherfeld Epe H-Gas

Flow Rate



Remaining Storage Content

Leistungsabhängig eines Speichers vom Füllstand (Speicher-Charakteristik): vereinfachte Darstellung



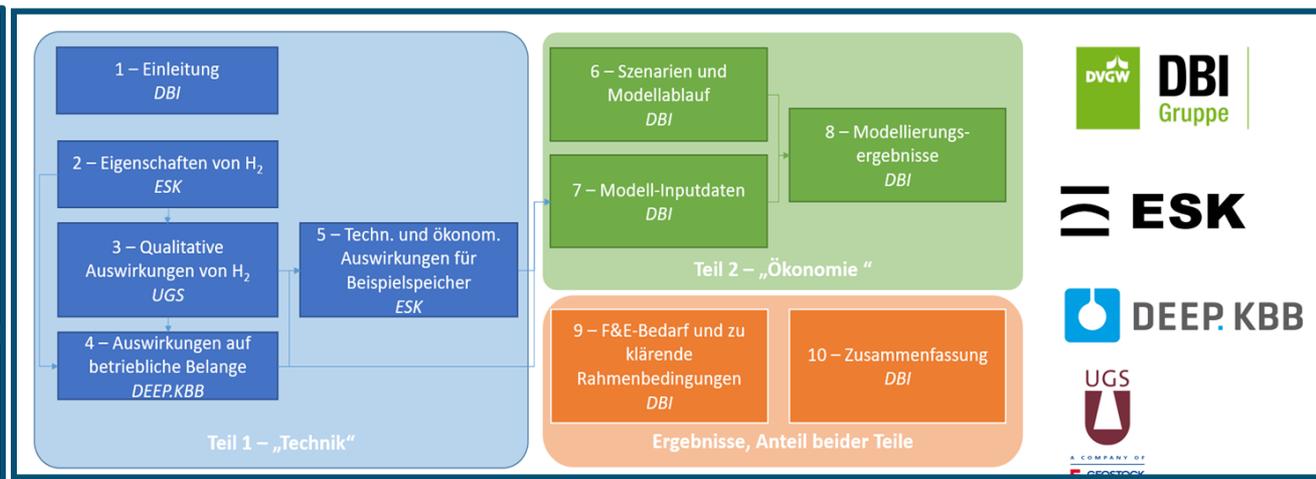


DER DVGW THEMEN LEISTUNGEN Mein DVGW BLOG SUCHEN Q

< Forschungsprojekte
13. Juni 2022
Transformation Untergrundspeicher
Wasserstoffverträglichkeit der Gasspeicherinfrastrukturen (G 201926)
Gasspeicher: ENE Gasspeicher GmbH

STARTSEITE > THEMEN > FORSCHUNG UND INNOVATION > FORSCHUNGSPROJEKTE > DVGW-FORSCHUNGSPROJEKT TRANSFORMATION UNTERGRUNDSPEICHER

Forschungsprojekt
Projektbeschreibung
Projektlaufzeit: 06.2020 - 05.2022
Projektstatus: abgeschlossen
Förderkennzeichen: G 201926



Zielstellung:

- Ermittlung kostenoptimaler Transformationspfade für die deutschen UGS hin zur Speicherfähigkeit von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen bzw. reinem Wasserstoff
- techno-ökonomische Bewertung von Bereitstellungsoptionen der zukünftig erforderlichen H₂-Speicherkapazität
 - Anpassung bzw. Umstellung der Erdgas-UGS auf Wasserstoff
 - Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern
 - Pyrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von nicht umstellbaren Porenspeichern

Zentrale Fragestellungen:

- In welchem Umfang lassen sich die bestehenden UGS auf Wasserstoff umstellen?
- In welcher Höhe wird die energetische Speicherfähigkeit der UGS nach der Umstellung reduziert sein?
- Wie hoch sind Anpassungsbedarf und Kosten für die Umstellung?
- Welche Kosten erfordert der Neubau von H₂-Speichern, sollte die benötigte H₂-Speicherkapazität nicht alleinig durch die Umstellung der Erdgas-UGS bereitgestellt werden können?

Speicherkapazität der 47 bestehenden UGS in Deutschland

Speichertyp	Anzahl	Energienmenge des AGV Erdgas (Heizwert)		Energienmenge des AGV H ₂ (Heizwert)	
		[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
Kavernenspeicher (umstellbar auf H ₂)	31	162,1	63 %	30,7	95 %
Porenspeicher (umstellbar auf H ₂)	4	9,1	3 %	1,7	5 %
Porenspeicher (nicht umstellbar auf H ₂)	12	83,5	34 %	-	-
SUMME	47	254,7	100 %	32,4	100 %

Erforderliche H₂-Speicherkapazität nach BMWi-LFS

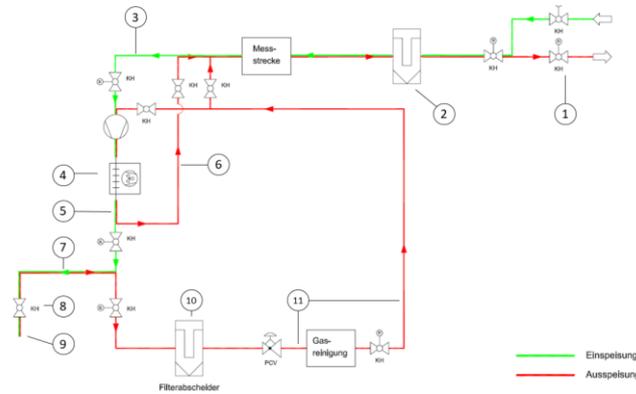
BMWi-LFS	Einheit	2030	2040	2050
TN-Strom	TWh	1,8	26,9	72,8
TN-H ₂ -G	TWh	1,8	16,7	47,0

Infolge der Umstellung der insgesamt 31 Kavernen- und 4 Porenspeicher verringert sich deren nutzbare Speicherkapazität für Wasserstoff auf 32,4 TWh (AGV_{H₂}).

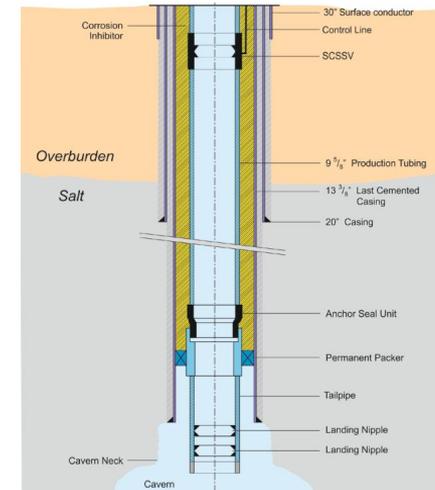
Das DVGW-Projekt Transformation Untergrundspeicher: Ergebnisse: (1) Generelle technische Aspekte

Wasserstoff weist besondere thermodynamische, fluiddynamische, energetische und korrosive Eigenschaften auf, die sich auf Speicherung, den Betrieb und die Anforderungen an die technischen Installationen auswirken:

- Obertageanlage
 - Verdichter
 - Gasaufbereitung
- Bohrungsausrüstung
 - Förderstrang
 - Packer
 - USAV
- Speicherformation
 - Mikrobielle und geochemische Prozesse, relevant für Porenspeicher



Stilisiertes R&I einer Obertageanlage © DBI-Gruppe



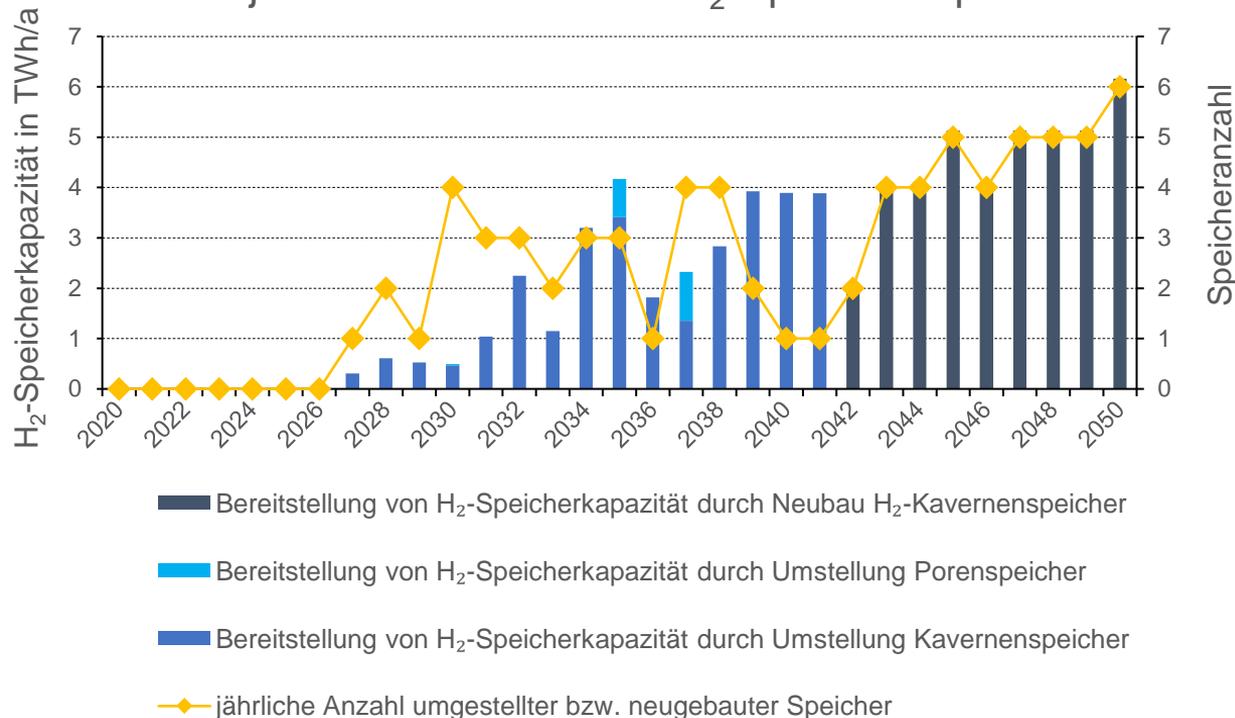
© DEEP.KBB GmbH: Beispielkomplettierung, Kavernenbohrung

Szenario 1: „BMWK TN-Strom“

- 2 TWh H₂-Sp.-Bedarf in 2030
- 73 TWh H₂-Sp.-Bedarf in 2050
- 31 Kavernen- und 4 Poren-UGS werden umgestellt
- 40 Kavernenspeicher werden neu gebaut

12,8 Mrd. € Gesamtkosten

jährlicher Zuwachs an H₂-Speicherkapazität



Szenario 4

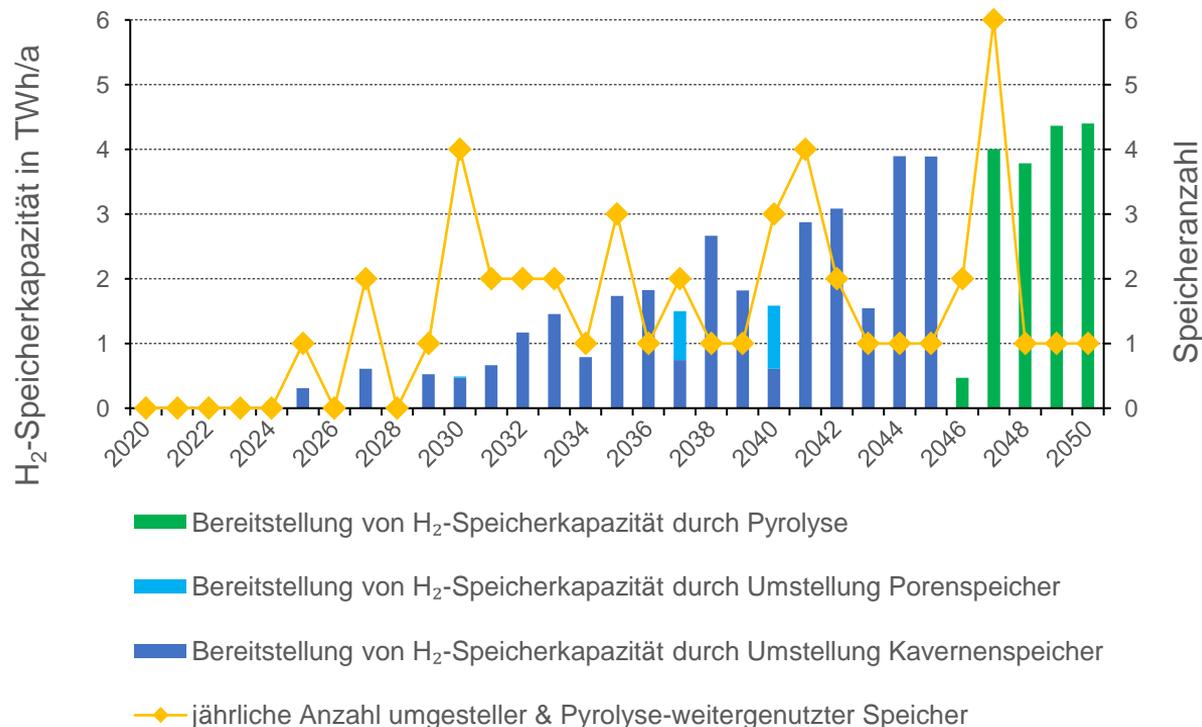
„BMWK TN-H₂-G“

Modifikation: inkl. H₂-Bereitstellung aus Methanpyrolyse

- 2 TWh H₂-Sp.-Bedarf in 2030
- 47 TWh H₂-Sp.-Bedarf in 2050
- 31 Kavernen- und 4 Poren-UGS werden umgestellt
- Kein Speicher-Neubau
- 11 Poren-UGS für H₂ aus Methan-Pyrolyse
- 1 Poren-UGS bleibt bis 2045 Erdgas-Speicher

1,7 Mrd. € Gesamtkosten

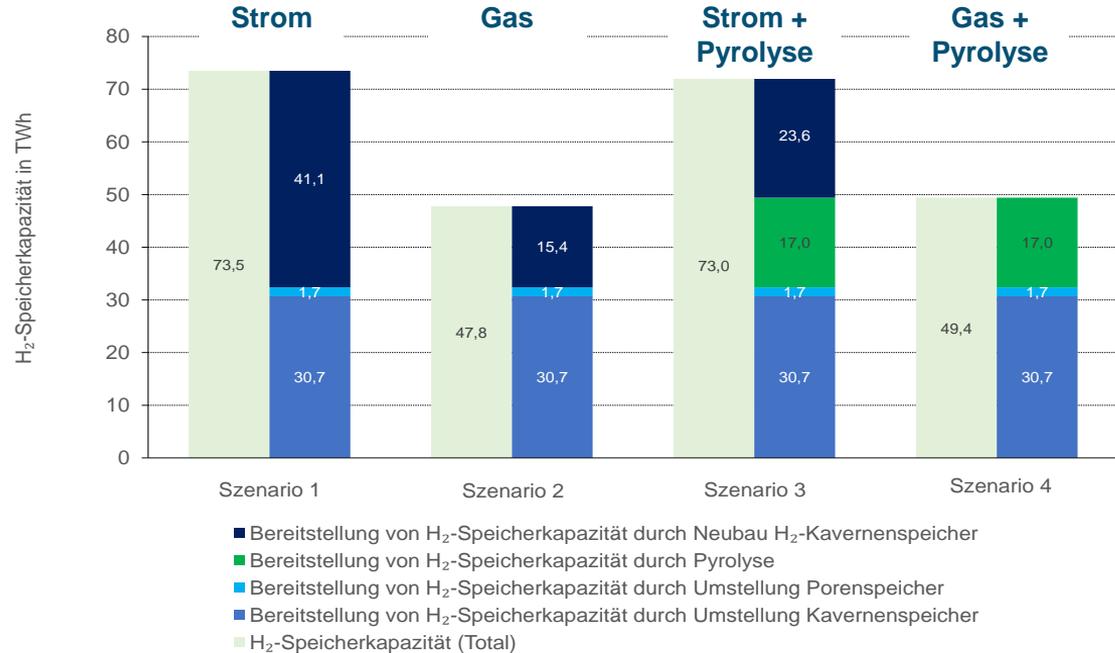
jährlicher Zuwachs an H₂-Speicherkapazität



Szenarienvergleich hinsichtlich der H₂-Speicherkapazität bis zum Jahr 2050

Zusätzliche Bereitstellungsoptionen für H₂-Speicherkapazität:

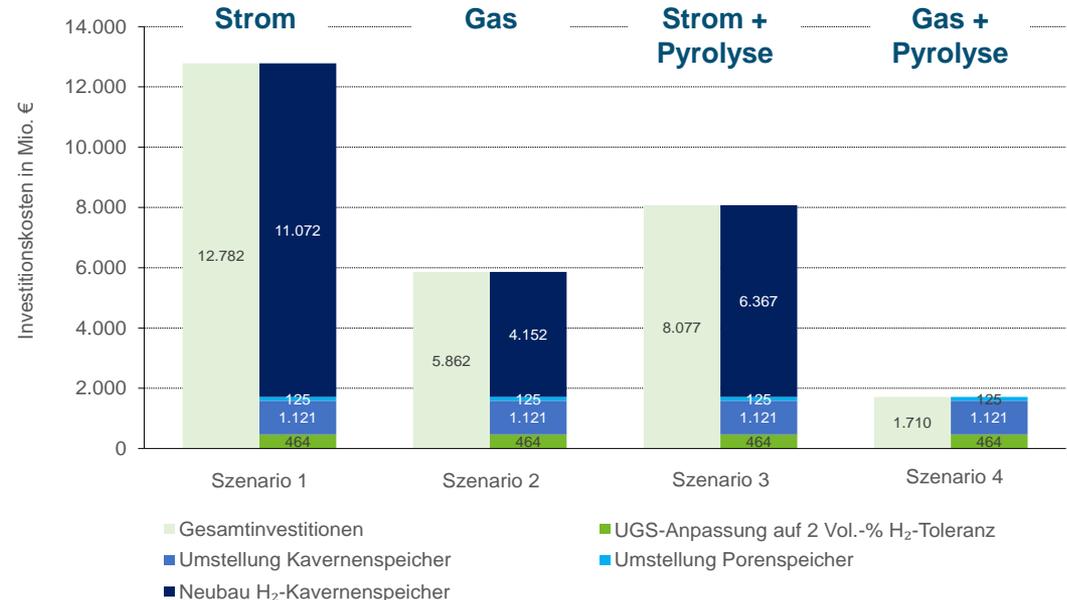
- Neubau von bis zu 40 H₂-Kavernenspeichern (Beispiel-Kavernenspeicher AGV_{H₂}: 343 Mio. m³ (i.N.) bzw. 1,03 TWh (LHV))
 - H₂-Erzeugungspotential mittels Pyrolyse ist aufgrund der AGV und Ausspeicherraten der nicht umstellbaren Porenspeicher auf ca. 17 TWh begrenzt
- Voraussetzung: Weiterbetrieb auf Methanbasis



alleinige Umstellung der Erdgas-UGS reicht nicht zur Deckung des gesamten H₂-Speicherbedarfs aus

Szenarienvergleich hinsichtlich der Gesamtinvestitionskosten bis zum Jahr 2050

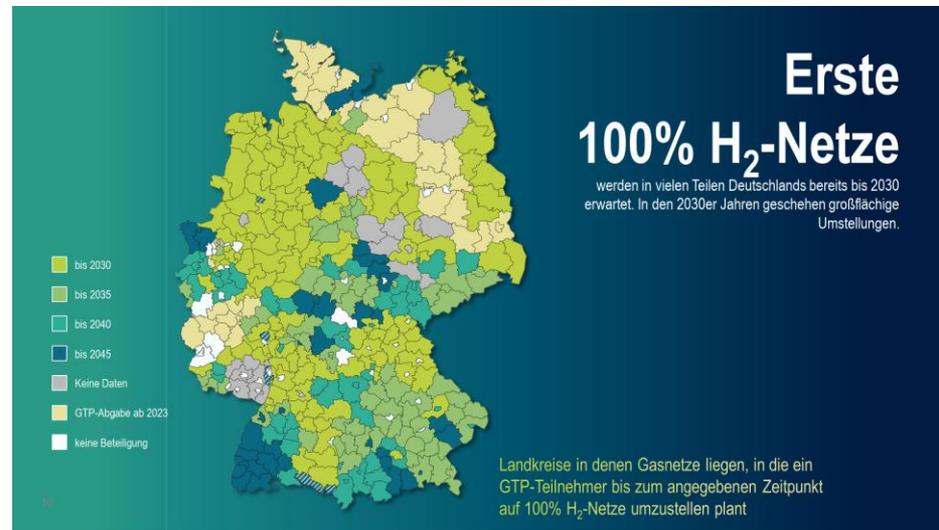
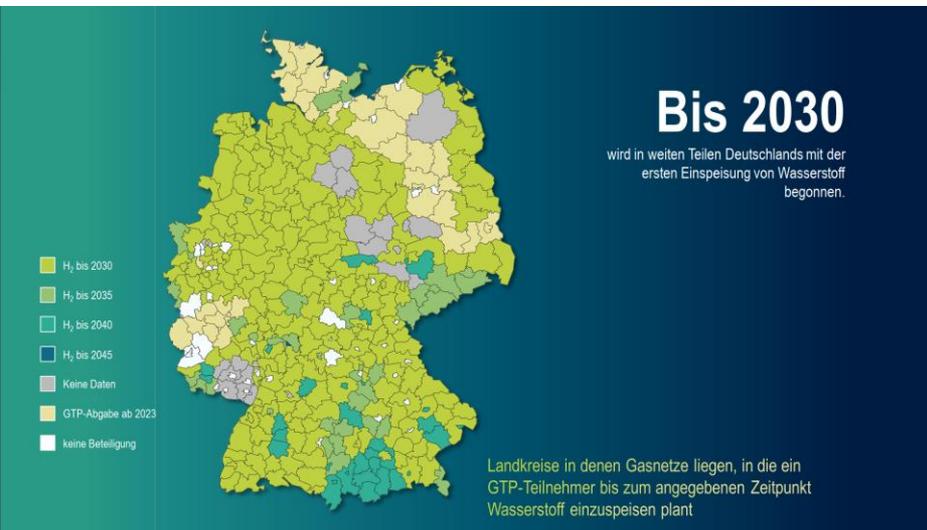
- Durchschnittlich 46,5 Mio. € pro Umstellung Porenspeicher auf H₂
- Durchschnittlich 45 Mio. € pro Umstellung Kavernenspeicher auf H₂
- 277 Mio. € pro Neubau Wasserstoffkaverne (Beispiel-Kavernenspeicher AGV_{H₂}: 343 Mio. m³ (i.N.) bzw. 1,03 TWh (LHV))



Zur Deckung der max. erforderlichen H₂-Speicherkapazität von ca. 73 TWh sind bis zu 12,8 Mrd. € zu tätigen (Szenario 1). Diese Investitionen können durch die Weiternutzung der bestehenden Porenspeicher, die keinen reinen Wasserstoff speichern können, reduziert werden.

Für eine komplette Umstellung des Erdgassystem auf Wasserstoff kann man von einem noch deutlich höheren Speicherbedarf ausgehen.

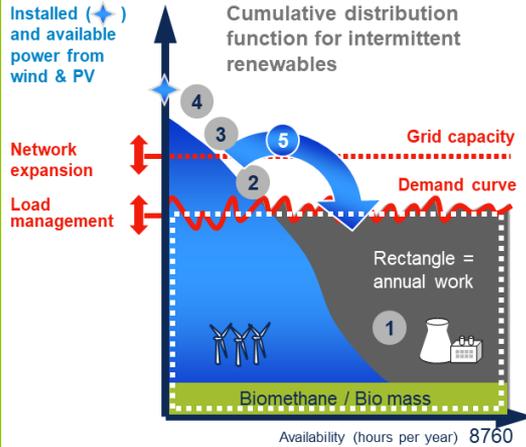
Aber welche Gase in welchen Regionen dominant sein werden, wird sich erst mit der weiteren Entwicklung des Gebietsnetztransformationsplans ergeben.



Ergebnisse des GTP 2022 der Initiative H2vorOrt

Einordnung der Speicherkapazitäten für Wasserstoff in Untertagespeichern in Vergleich zu technischen Alternativen

Problem

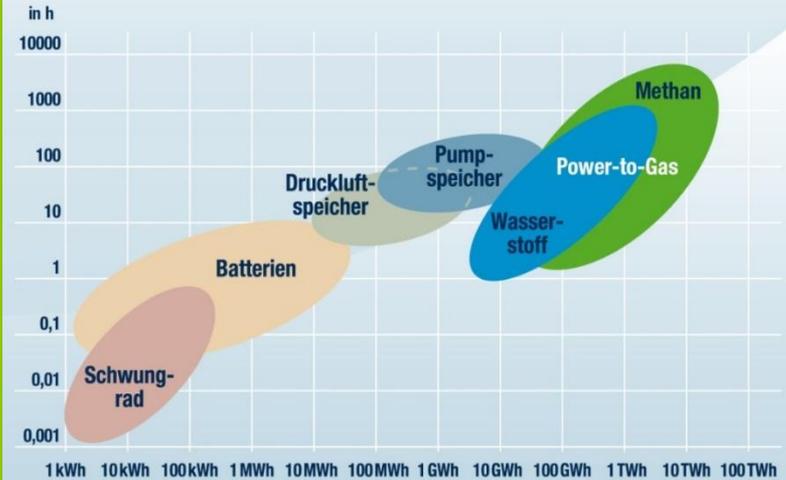


- 1 Conventional generation increasingly uneconomic, but still indispensable
- 2 Load management flexibility fully utilized
- 3 Transmission capacity insufficient
- 4 Oversupply: plants to be shut down
- 5 Energy storage

Lösung

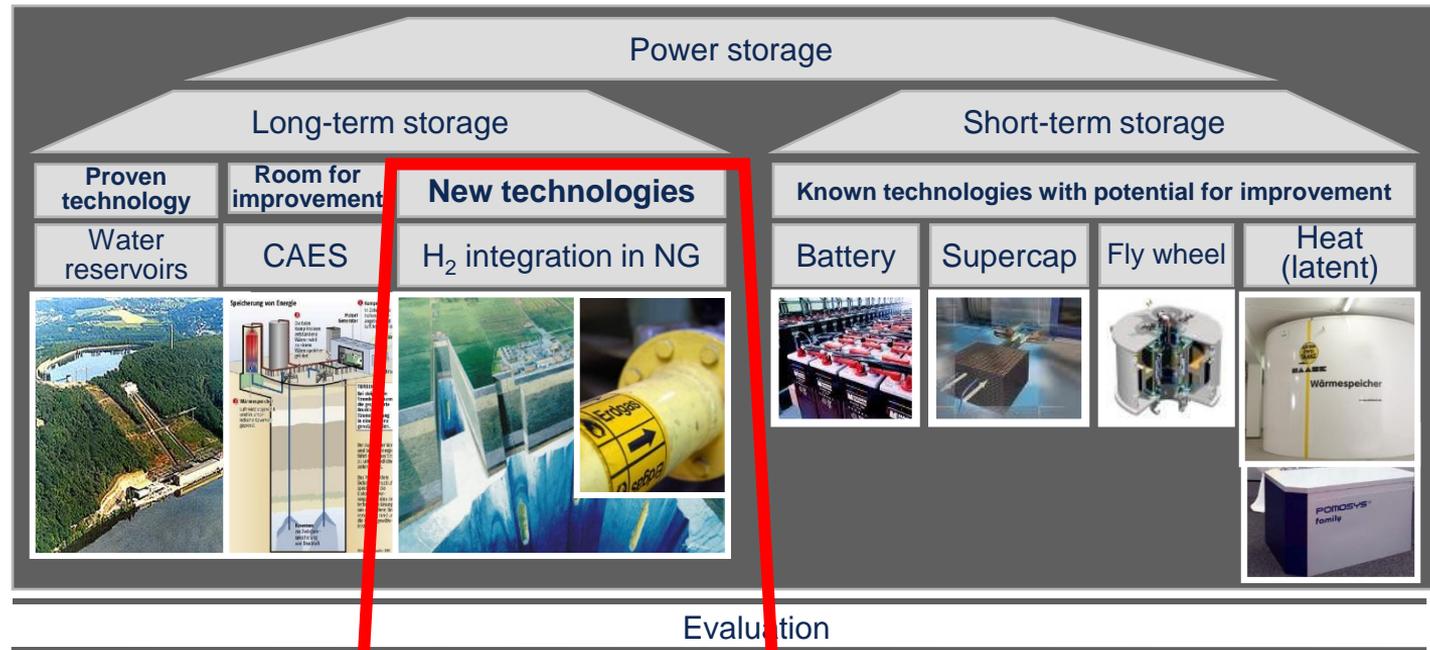
Speichertechnologien im Vergleich

Gasnetz hat die größten Speicherkapazitäten in Deutschland



- Gasspeicher eignen sich für saisonale Speicherung
- Gasspeicher eignen sich für die Speicherung von PtG-Gasen und können somit helfen die Energiewende versorgungssicher zu machen

Einordnung der Speicherkapazitäten für Wasserstoff in Untertagespeichern in Vergleich zu technischen Alternativen



Evaluation



In Germany, limited potential

Adiabatic storages



Wide range of options based on existing gas grid; methanation as an option

Important for e-mobility



Need for further R&D

Important for CHP optimization

H₂-Speicherprojekte: Beispiel 100% H₂-Speicher Rubensdorf in Österreich

Save-the-Date

UNDERGROUND
SUN.STORAGE

rao
AUSTRIA AG
Renewables and Gas

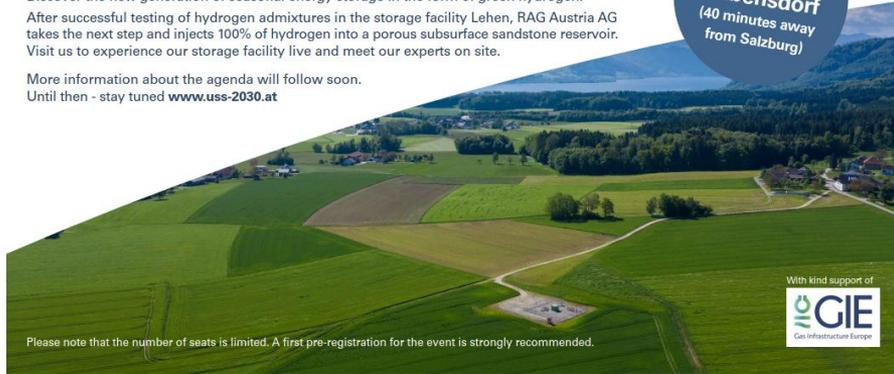
RAG Austria's international opening event for the first pure hydrogen storage facility in a porous subsurface reservoir

Friday, 28th April 2023, starting 9 a.m. (Onsite event)
Hydrogen Storage Facility: Rubensdorf (40 minutes away from Salzburg)

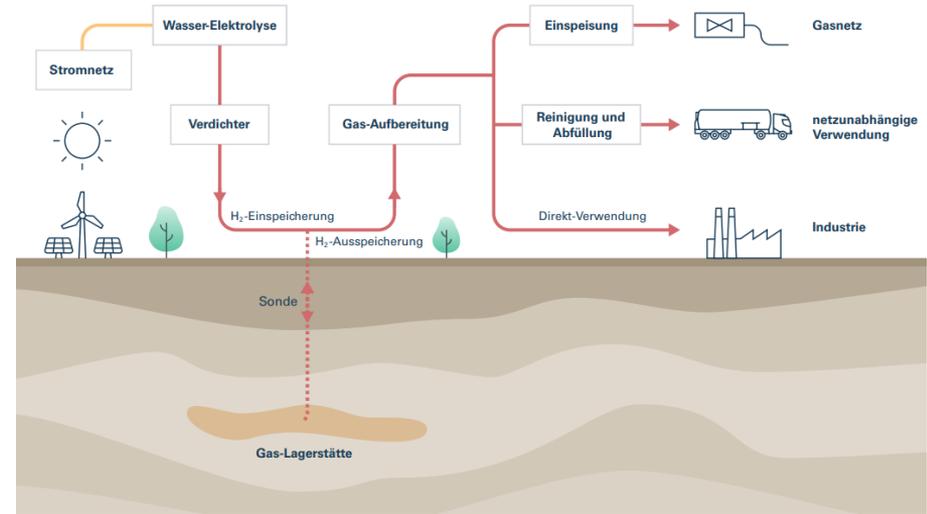
Discover the new generation of seasonal energy storage in the form of green hydrogen.
After successful testing of hydrogen admixtures in the storage facility Lehen, RAG Austria AG takes the next step and injects 100% of hydrogen into a porous subsurface sandstone reservoir. Visit us to experience our storage facility live and meet our experts on site.

More information about the agenda will follow soon.
Until then - stay tuned www.uss-2030.at

28th April 2023
Rubensdorf
(40 minutes away
from Salzburg)



Please note that the number of seats is limited. A first pre-registration for the event is strongly recommended.



Info- & Bildmaterial unter: <https://www.uss-2030.at/downloads/fotos.html>

H₂-Speicherprojekte: Beispiel Speicher Huntorf in der Nähe zu Bremerhaven

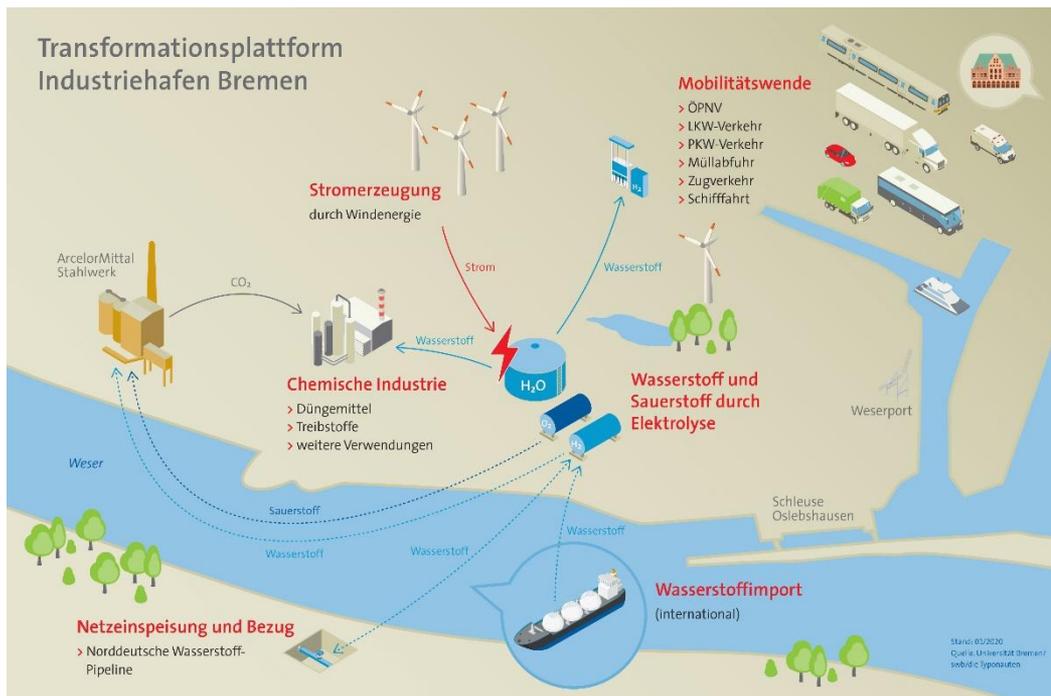


- Umrüstung von bestehenden Erdgas-Kavernen auf H₂.
- Aufbau eines norddeutschen H₂-Netzes durch Nachnutzung nicht mehr benötigter L-Gas-Leitungen.



Quelle: swb

Dr. Thomas Kalkau: „Hydrogen for Bremen’s industrial Transformation“



Quelle: swb

In 5 Stufen zur grünen Wasserstoffversorgung

Stufe 1 (2021):

- > Elektrolyseur mit bis zu 24 MW, bis ca. 6.000 Nm³/h
- > Belieferung von ArcelorMittal Bremen
- > Aufbau einer H₂-Tankstelle (Projekt Hyways for Future)
- > Sammlung erster Erkenntnisse im großtechnischen Betrieb

Stufe 2 (2024–2026):

- > Ausbau der Elektrolysekapazität auf bis zu 100 MW (> 20.000 Nm³/h)
- > Realisierung auf Basis vorhandener Strukturen, ohne neuen Stromnetzanschluss, mit moderaten Investitionen möglich
- > Stromsourcing unmittelbar aus vorhandenen Offshore-Windparks (z. B. Riffgat)

Stufe 3 (2028):

- > Anbindung an den Kavernenspeicher Huntorf
- > Erweiterung der Elektrolysekapazität in Mittelsbüren auf bis zu 300 MW, neuer Netzanschluss
- > Erweiterung der Elektrolysekapazität bei EWE Gasspeicher

Stufe 4 (2030):

- > zeitweise Rückverstromung von Wasserstoff durch GKB/swb
- > Erweiterung der Elektrolysekapazität bei EWE Gasspeicher und H₂-Import

Stufe 5 (2038):

- > Start der CO₂-neutralen Produktion bei ArcelorMittal Bremen, Wasserstoffbedarf ca. 250.000 Nm³/h

Dr. Thomas Kalkau: „Hydrogen for Bremen’s industrial Transformation“

ENERGATE MESSENGER

Datum 10.03.2023 | Verbreitete Auflage k.A.
Seite 0 | Reichweite 3.500



1

EWE stellt Wasserstoffkaverne fertig

Strausberg (energate) - EWE hat die Solung der Wasserstoff-Testkaverne in Rüdersdorf abgeschlossen. Drei Monate habe es gedauert, den unterirdischen Hohlraum mit einem Volumen von etwa 500 Kubikmetern zu schaffen, teilte das Unternehmen aus Oldenburg mit. Dem vorausgegangen waren umfangreiche Dichtheits-tests der Zuleitung zur hausgroßen Kaverne, die sich auf einer Tiefe von 1.000 Metern in einem unterirdischen Salzstock befindet. Auf dem Gelände in Rüdersdorf hat EWE bereits zwei große Kavernenspeicher gebaut.

Als nächstes will EWE mit dem Aufbau eines Bohrturms beginnen, mit dessen Hilfe das Unternehmen die Solrohre, die für die Herstellung des Hohlraums benötigt wurden, aus- und die Technik für den Wasserstoff-Testbetrieb einbauen wird. Die Erstbefüllung mit Wasserstoff ist dann für den Spätsommer geplant.

Anwendungen benötigen reinen Wasserstoff

Mit dem Forschungsvorhaben "HyCAVmo-

bil" will EWE den Betrieb eines H₂-Speichers und die Qualität des Wasserstoffs nach der Ausspeicherung testen. Für viele Anwendungen ist eine Reinheit des Wasserstoffs von nahezu 100 Prozent wichtig. Das gilt laut EWE vor allem für den Mobilitätsbereich. Das Investitionsvolumen für das Projekt beläuft sich auf rund 10 Mio. Euro. 4 Mio. Euro stellt das Unternehmen selbst, die restliche Summe steuert das Bundesverkehrsministerium aus dem Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie bei.



<https://www.youtube-nocookie.com/embed/yba3vUfK7AU>

Wasserstoffspeicher in Rüdersdorf wird ans H₂-Startnetz angeschlossen

2

EWE ist Mitglied der Wasserstoffspeicher-Initiative H₂earth für Europa geworden. Das gab das Unternehmen am 25. März bekannt. Gemeinsam mit der Initiative will das Versorgungsunternehmen die Entwicklung von Technologien zur unterirdischen Wasserstoffspeicherung in ganz Europa unterstützen.

von Sophie Jenike | 28.03.24



17.05.2024 - EWE AG

3

» Wasserstoffspeicher Rüdersdorf: Erster Testbetrieb erfolgreich abgeschlossen

- Energiedienstleister EWE testet unterirdische Wasserstoffspeicherung in Rüdersdorf im Rahmen des Forschungsvorhabens HyCAVmobil in drei Zyklen
- Ein Jahr Forschungsarbeit für Übertragbarkeit auf große Kavernenspeicher

ENERGATE MESSENGER

Datum 26.01.2024 | Verbreitete Auflage 3.500
Seite 0 | Reichweite 3.500



RWE macht Fortschritte bei Wasserstoffspeicher Epe

Essen (energate) - Der Essener Energiekonzern RWE hat bei seinem Wasserstoffspeicherprojekt am niedersächsischen Standort Epe einen wichtigen Zwischenschritt erreicht. Das Tochterunternehmen RWE Gas Storage West hat jüngst den Planfeststellungsbeschluss für zusätzliche Kavernen erhalten. Den Beschluss werde die Bezirksregierung Arnsberg als zuständige Genehmigungsbehörde ab dem 29. Januar öffentlich auslegen, teilte RWE dazu mit. Das Genehmigungsverfahren war im April 2022 gestartet, vor gut einem Jahr hatte RWE den Rahmenbetriebsplan eingereicht.

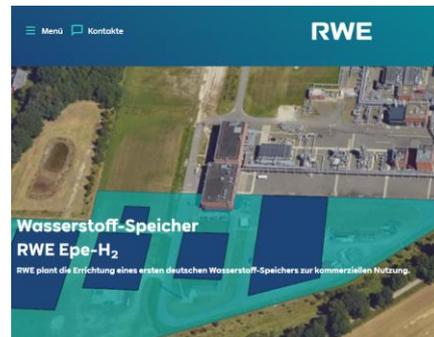
RWE will zwei Wasserstoff-Kavernenspeicher errichten

Das Unternehmen will in Gronau-Epe einen Wasserstoffspeicher mit insgesamt 66 Mio. Kubikmeter Kapazität errichten. Hierzu sind zwei Wasserstoffkavernen geplant, neben dem Neubau der noch unter Sole stehenden Kaverne, für die nun der Planfeststellungsbeschluss vorliegt, will RWE eine bestehende Gaskaverne umrüsten. Die Stilllegung des Erdgasspeichers hatte das Unternehmen bereits im Juli vergangenen Jahres bei der Bundesnetzagentur angezeigt. Diese Verpflichtung schreibt das Energiewirtschaftsgesetz vor. Sie steht im Zusammenhang mit der Energiekrise und dem Gasspeichergesetz (§ 35h EnWG).

Investitionsentscheidung hängt an Förder-

geldern

Für den Speicherbau hat RWE Fördermittel im Rahmen des "IPCEI-Wasserstoff" (Important Projects of Common European Interest) beantragt. Eine Förderzusage stehe noch aus, hieß es. Daher sei auch die finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen. Dennoch sollen erste vorbereitende Arbeiten auf dem Betriebsgelände am Kottiger Hook zeitnah starten, damit nach dem Zeitplan des Unternehmens bis Ende 2026 die Arbeiten für "Deutschlands erster kommerziell genutzter Wasserstoff-Kavernenspeicher" fertiggestellt sein. Das ist möglich, weil RWE bereits die Bewilligung für einen vorzeitigen Maßnahmenbeginn in der Tasche hat. /ml



<https://www.rwe-gasstorage-west.com/wasserstoff/>

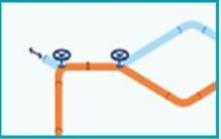
H₂-Speicherprojekte: Beispiel Epe: RWE gewinnt für das Projekt den Innovationspreis NEUE GASE 2024

Das Speicherfeld ist Teil des H₂-Projekt GetH₂

H₂-Erzeugung



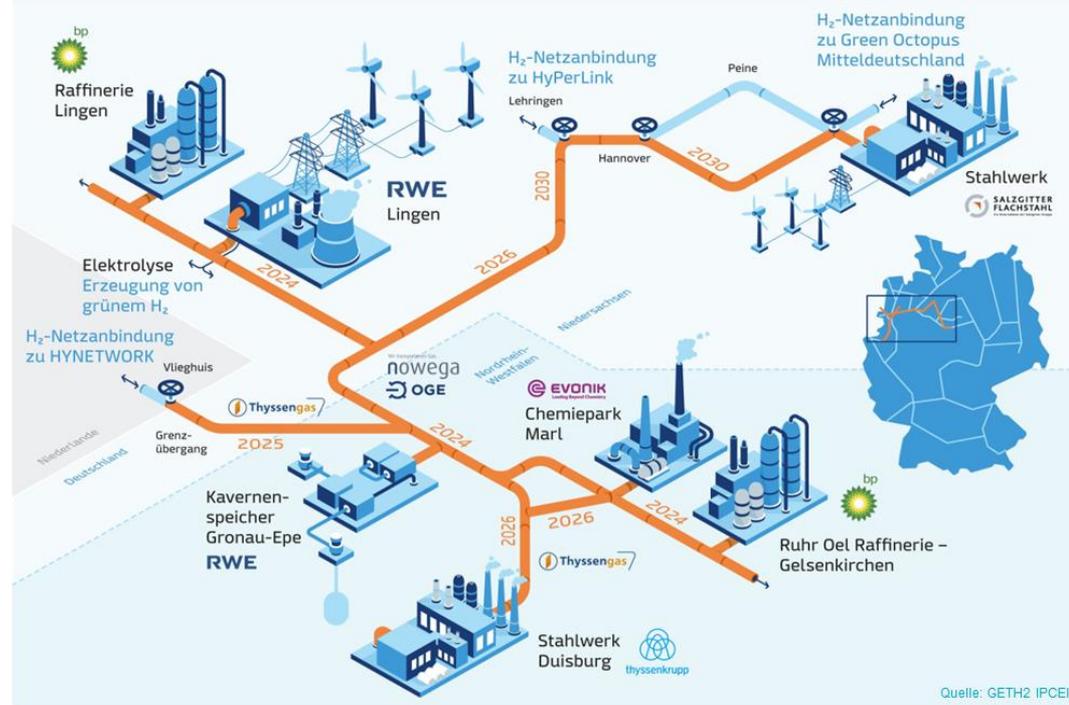
Transport von H₂



Speicherung von H₂



Verbrauch von H₂



Eindrücke von der Baustelle



Eindrücke von der Baustelle



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*

Further possible spin-offs:

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.

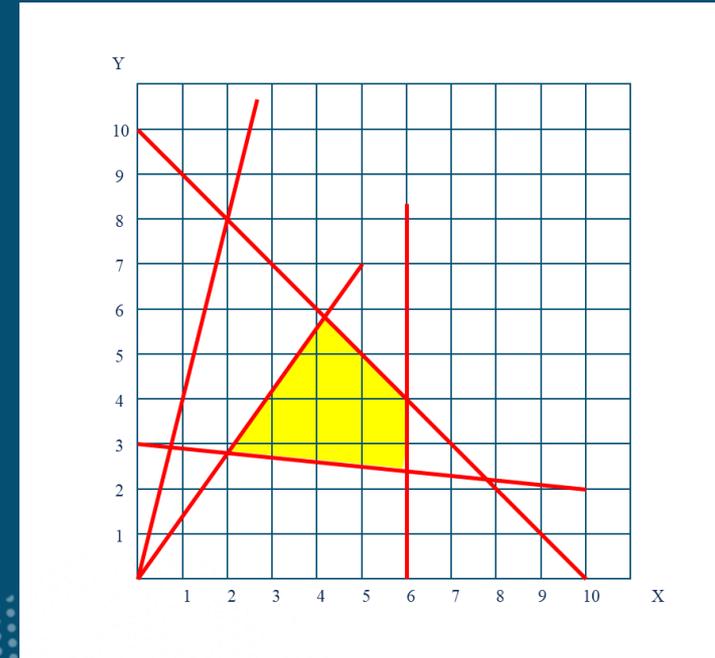
C Exkurs Lineare Optimierung

- ➔ Heranführung an Lineare Optimierung anhand eines einfachen 2-dim. Beispiels
- ➔ Lineare Optimierung im Gaseinkauf und die Bedeutung von Speichern

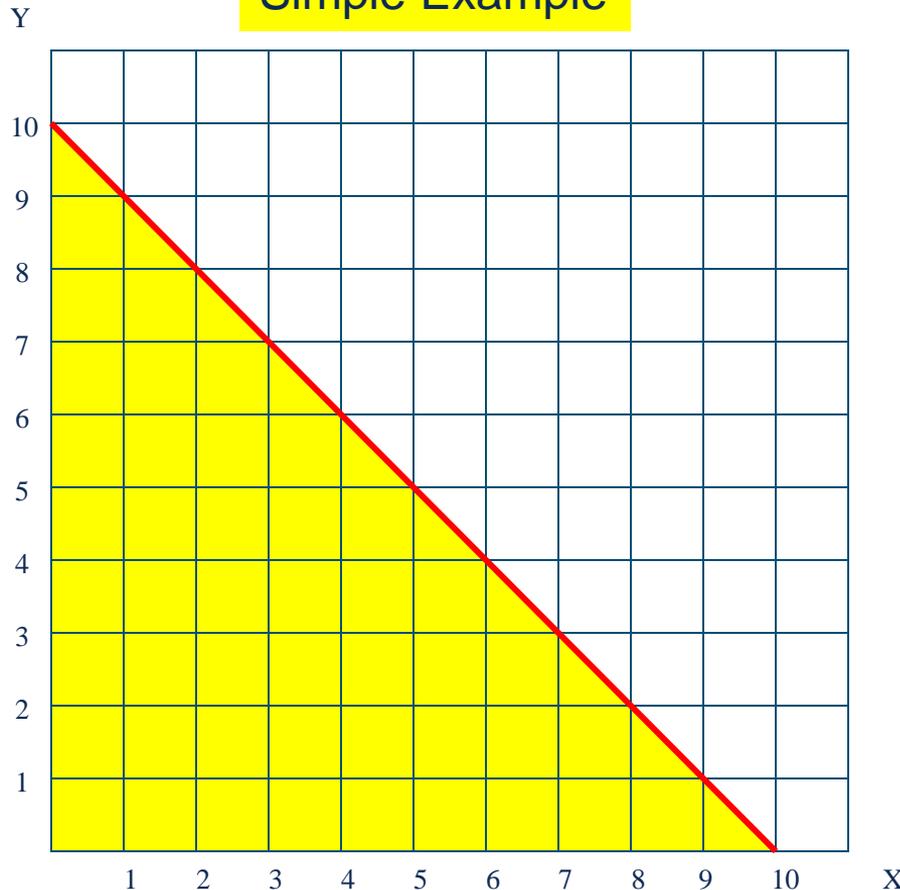
C Exkurs Lineare Optimierung

- ➔ Heranführung an Lineare Optimierung anhand eines einfachen 2-dim. Beispiels
- ➔ Lineare Optimierung im Gaseinkauf und die Bedeutung von Speichern

Lineare Optimierung (Lineare Programmierung) an einem einfachen Beispiel



Simple Example



Production of a mixed juice:

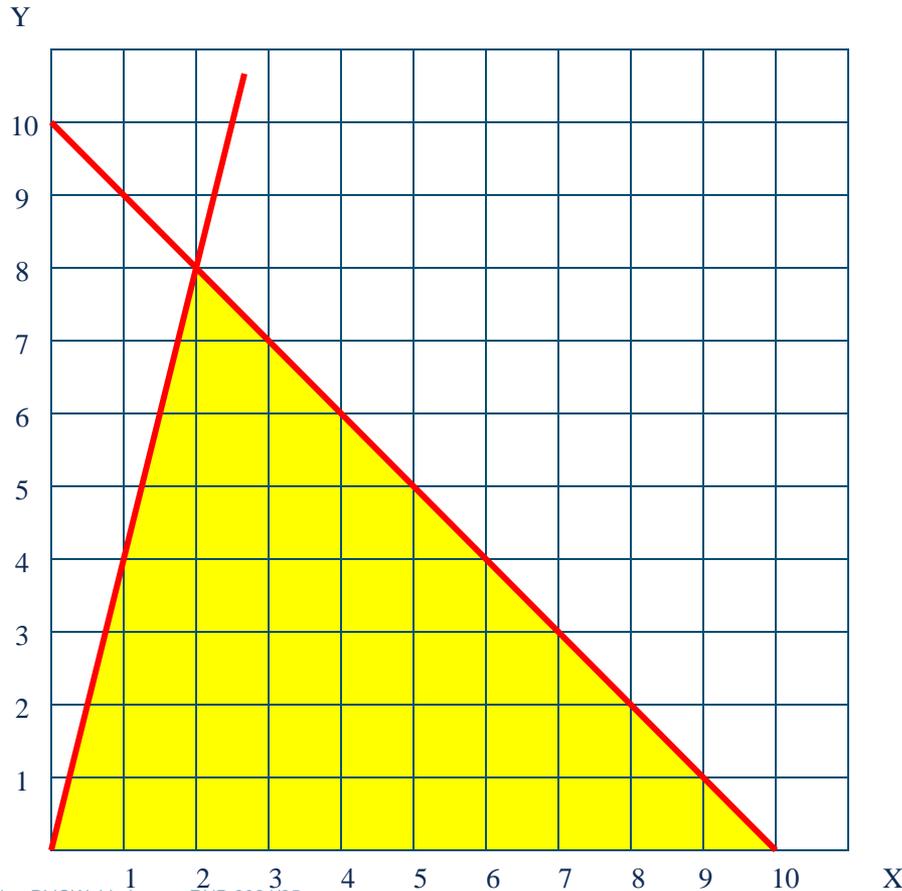
Y: Component 1: Orange juice

X: Component 2: Apple juice

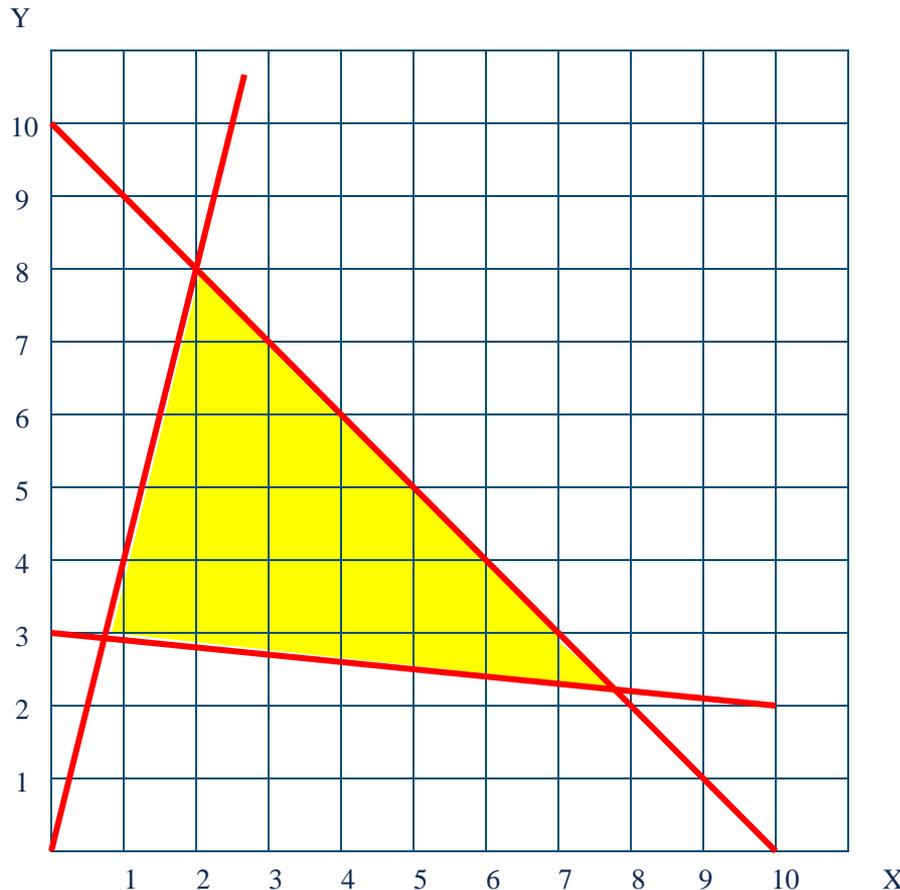
Y + X: Blended product

Total amount of liquid should be less than 10 litre

$$Y + X \leq 10$$



Portion of apple juice
should be larger than 20%:
 $(Y + X) * 0.2 \leq X$

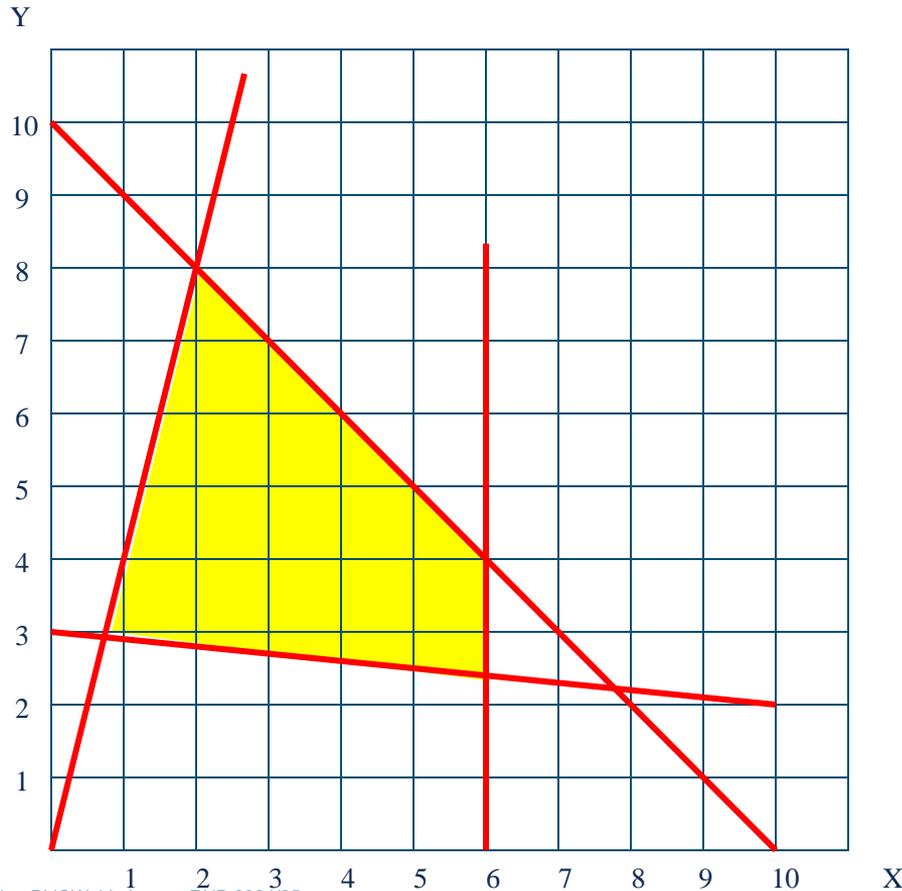


Constrain on vitamin C content:
Required minimum is: 3 g

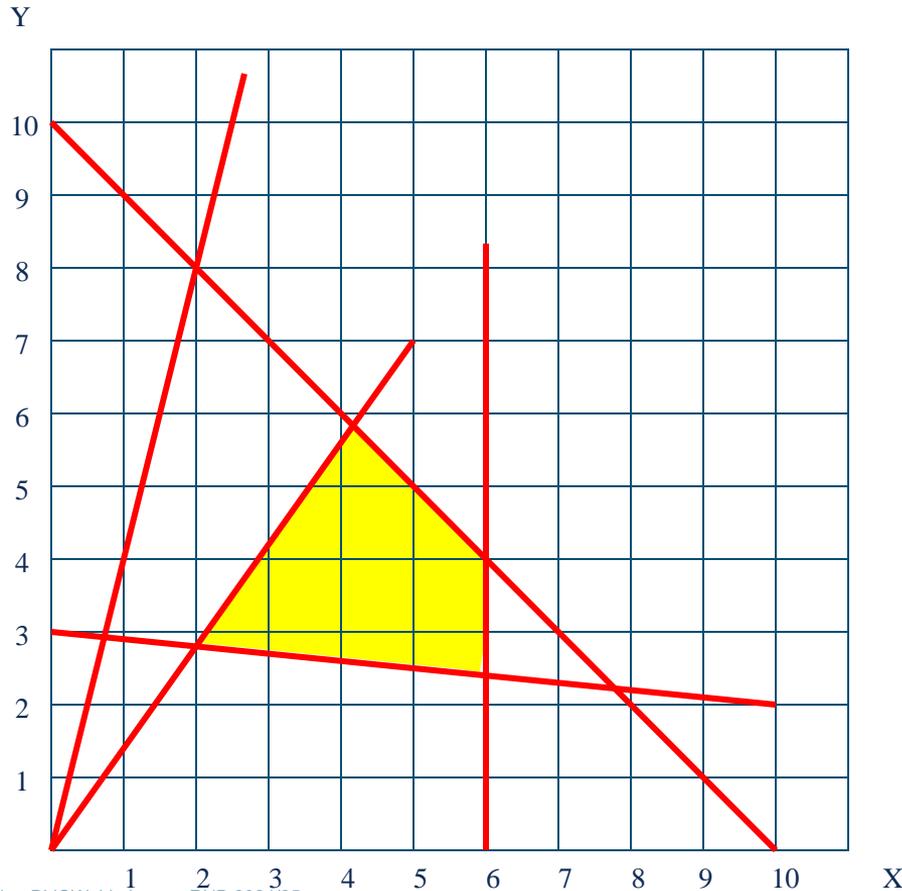
Assume that
1 litre orange juice contains 1 g
and
1 litre apple juice contains 0,1 g



$$\begin{aligned} & 0.001 * Y \\ + & 0.0001 * X \\ \geq & 0.003 \end{aligned}$$



„Market limitation“:
Only 6 litre apple juice
are available:
 $X \leq 6$



Taste constrain:
Ratio of O-Juice to A-Juice should be $\leq 5:7$
 $Y \leq \frac{5}{7} X$

Y ... Find Minimum of Goal Function $6*Y + 0,5*X$



Optimization of costs

Price: O-Juice: 6 € per litre

Price: A-Juice: 0,5 € per litre

Iso Cost Curve:

$$6 * Y + 0,5 * X = \text{const}$$

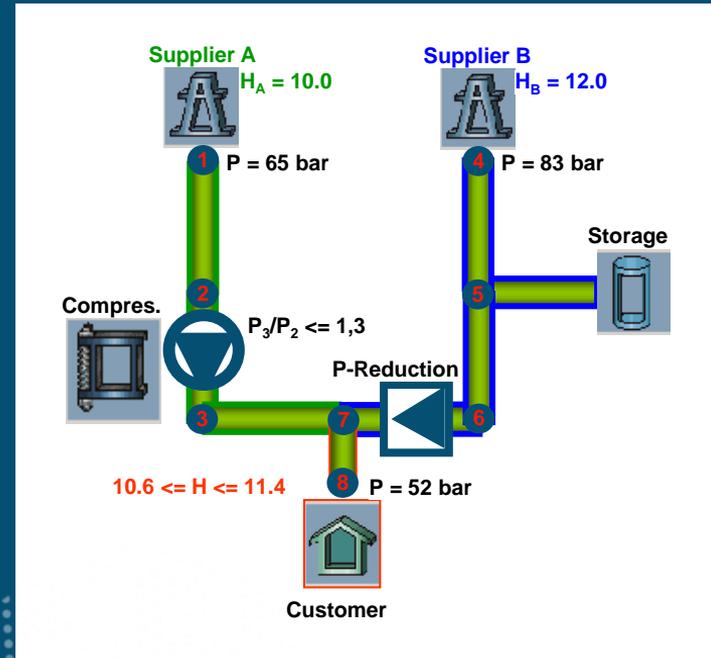
$$Y = C - 1/12 X$$

$$C = 24$$

$$C_{\min} = 17,4$$

● Zustand des Kostenoptimums

Lineare Optimierung (Lineare Programmierung) an einem Gas- Einkaufsbeispiel



Gas-Einkaufsoptimierung mittels LP (Linearer Programmierung)

Schrittweise Erhöhung der Komplexität, zunächst beginnend mit einem einfachen Beispiel:
Einfaches Netz | zwei Beschaffungsoptionen

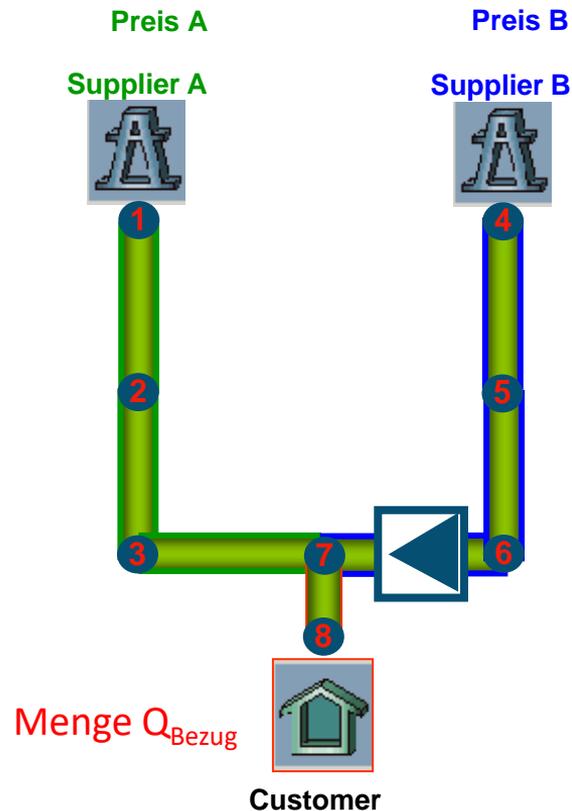
Wo beziehe ich die für einen Augenblick (Tag) benötigte Energiemenge Q an Gas, wenn ich zwei alternative Lieferanten habe und über gebuchte Kapazitäten über zwei alternative Routen verfüge?

Triviale Lösung:

Ich kaufe beim günstigeren Lieferanten ein:

$$Q_{\text{Bezug}} = Q_A \quad \text{wenn Preis A} < \text{Preis B}$$

$$Q_{\text{Bezug}} = Q_B \quad \text{wenn Preis B} < \text{Preis A}$$



Gas-Einkaufsoptimierung mittels LP (Linearer Programmierung)

Schrittweise Erhöhung der Komplexität, zunächst beginnend mit einem einfachen Beispiel:
Einfaches Netz | zwei Beschaffungsoptionen
plus Gasqualitätsvorgaben

Was mache ich, wenn ich ein Brennwertband einzuhalten habe und B der teurere Lieferant ist?

Kleine Optimierungsaufgabe:

Ich kaufe beim Lieferanten B nur so viel ein, wie ich zur Einhaltung des unteren Brennwertbandes benötige:

$$Q_{\text{Bezug}} = Q_A + Q_B$$

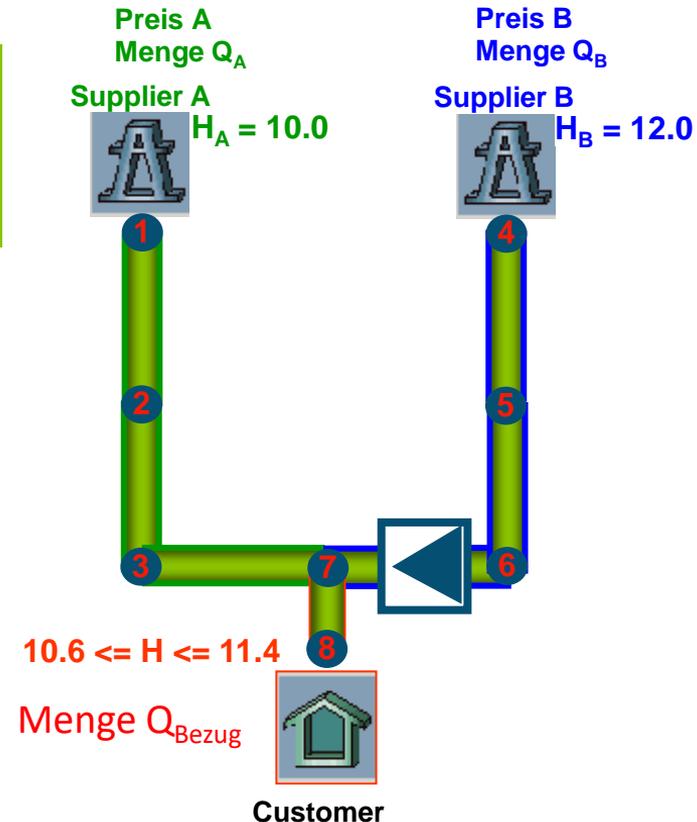
$$V_{\text{Bezug}} = V_A + V_B$$

$$Q_A = H_A * V_A \quad \text{und} \quad Q_B = H_B * V_B$$

$$H_{\text{Bezug}} = (H_A * V_A + H_B * V_B) / (V_A + V_B) == 10.6$$

...

(Folgeside)



Gas-Einkaufsoptimierung mittels LP (Linearer Programmierung)

Schrittweise Erhöhung der Komplexität, zunächst beginnend mit einem einfachen Beispiel:
Einfaches Netz | zwei Beschaffungsoptionen
plus Gasqualitätsvorgaben

Fortsetzung

$$Q_{\text{Bezug}} = Q_A + Q_B$$

$$V_{\text{Bezug}} = V_A + V_B$$

$$Q_A = H_A * V_A \quad \text{und} \quad Q_B = H_B * V_B$$

$$H_{\text{Bezug}} = (H_A * V_A + H_B * V_B) / (V_A + V_B) = 10.6$$

Hieraus sind V_A und V_B zu bestimmen:

Mit $\lambda = V_A / (V_A + V_B)$ erhält man aus der letzten Gleichung:

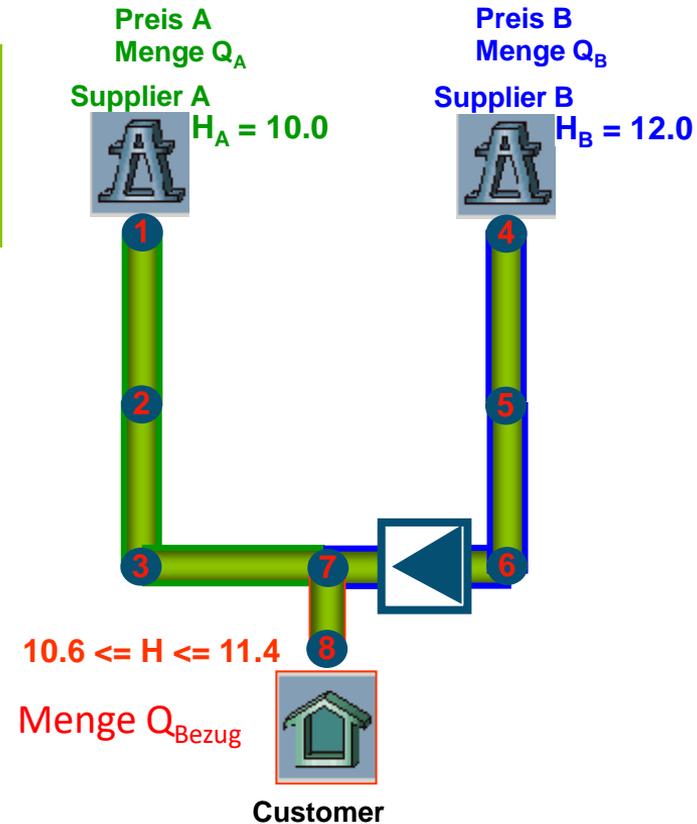
$$\lambda = (10.6 - H_B) / (H_A - H_B) = (10.6 - 12) / (-2)$$

$$\lambda = 0.7 \quad \text{sowie aus der Definition von } \lambda$$

$$V_A = \lambda * V \quad \text{und} \quad V_B = V - V_A$$

und damit die Zusammensetzung des Bezugs

$$Q_{\text{Bezug}} = (H_A * \lambda + H_B * (1 - \lambda)) * (V_A + V_B)$$



Gas-Einkaufsoptimierung mittels LP (Linearer Programmierung)

Schrittweise Erhöhung der Komplexität, zunächst beginnend mit einem einfachen Beispiel:
Einfaches Netz | zwei Beschaffungsoptionen
plus Gasqualitätsvorgaben
plus Druckrestriktionen

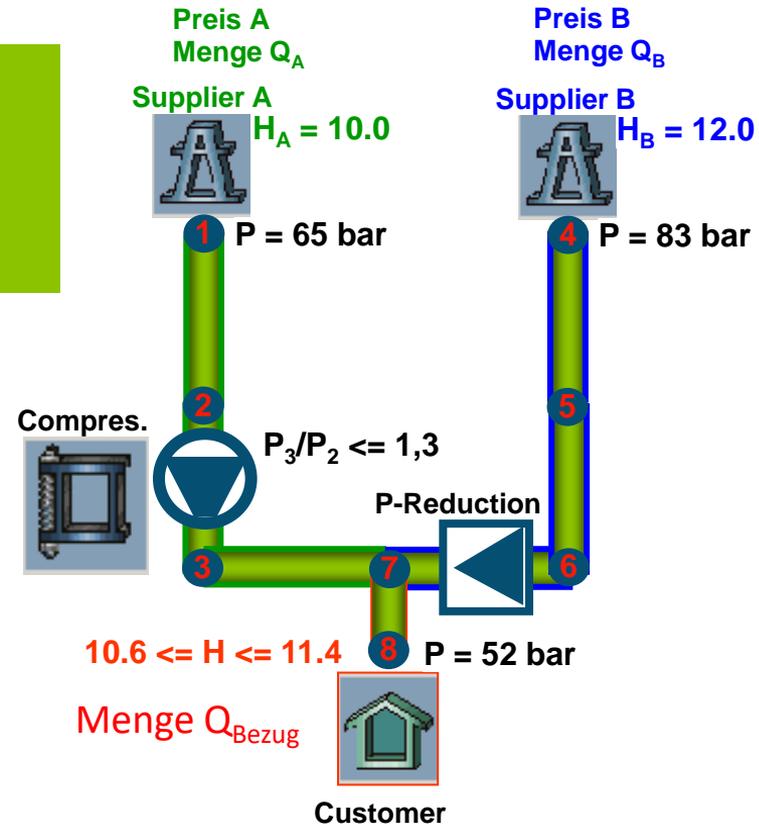
Noch komplexer wird der Sachverhalt, wenn man nicht mit gebuchten („freien“) Kapazitäten rechnet, sondern mit technischen (druckregime-abhängigen) Kapazitäten gemäß Darcy-Weißbach:

Nicht-triviales System:

Neben den Flüssen tauchen nun auch noch die Drücke auf, die wiederum Einfluss auf die Flüsse (Leitungskapazitäten) haben:

$$(P_i)^2 - (P_j)^2 = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j})^2$$

Hinweis: Ab hier wird nun konsequent der Punkt über dem System als Zeichen für einen Fluss verwendet



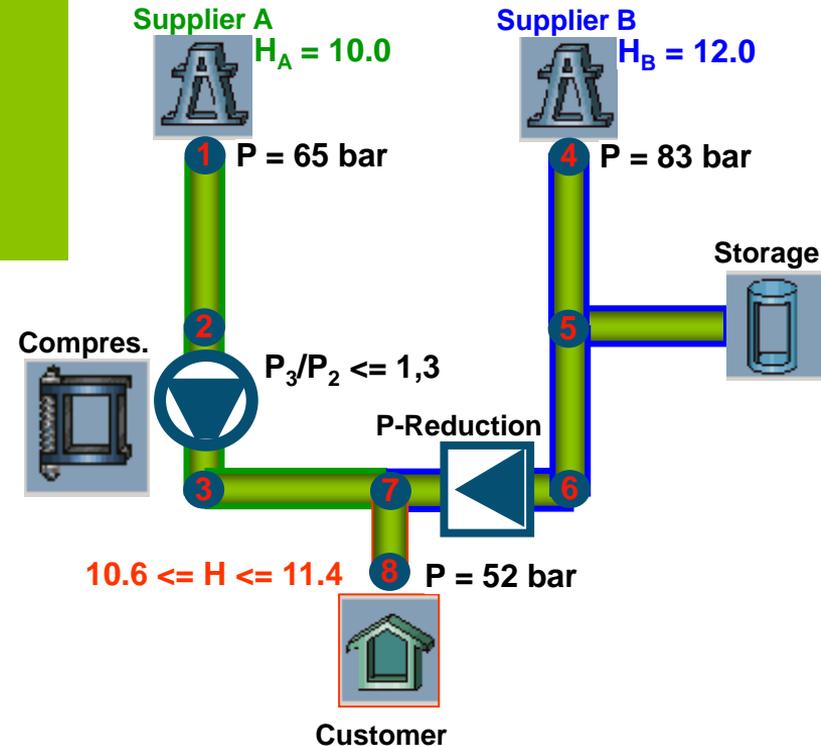
Gas-Einkaufsoptimierung mittels LP (Linearer Programmierung)

Schrittweise Erhöhung der Komplexität, zunächst beginnend mit einem einfachen Beispiel:
Einfaches Netz | zwei Beschaffungsoptionen
plus Gasqualitätsvorgaben
plus Druckrestriktionen
plus zeitliche Verschaltung über den Speicher

Mit der Berücksichtigung eines Speichers, wird die Bezugs-optimierungsaufgabe hoch-komplex, da die Einkaufsstrategie keine „instantane“ (für einen Zeitpunkt) mehr ist, sondern für eine Kaskade an Zeitscheiben.

Ansatz:

- Alle Größen werden zeit-indiziert.
- Der Speicher wird genutzt, um Mengen zeitlich versetzt einzusetzen („... günstig einkaufen und in teuren Zeiten ausspeichern.“)
- Die Dimensionalität des Systems potenziert sich dabei.
- Alle Kaskadenscheiben (Bezugstage) werden gleichzeitig optimiert. Dabei setzt man den Absatz für ein Planjahr als bekannt voraus.
- Auch die Preisentwicklung von einem Jahr und mehr muss als Input dem System zur Verfügung gestellt werden.
- Das hochgradig komplexe System kann nur noch über LP gelöst werden.



Ziel- oder Kostenfunktion der komplexen Einkaufsoptimierung. Diese gilt es zu minimieren!

Goal function



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

$c_{A,t}$ commodity costs (form a source) at given time t

$\dot{Q}_{A \rightarrow X}$ energy flow from A to X

i producer index

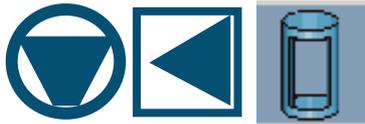
j delivery point index

n index for time slices / time periods

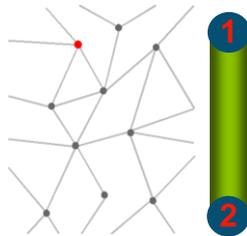
Necessary Input Data



Portfolio of suppliers
Swap potential of suppliers
Contractual conditions (volumes & prices)
Demand curves (cold, normal, warm year)
Actual daily demand
Contractual conditions e.g. bi-fuel customers)



Technical Data (maximum ratio of compressor outlet and inlet pressure)
Characteristic of gas storages

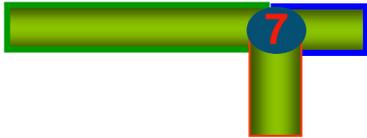


Topology
 P_{\min} , P_{\max} , C-Data (max/min pressure and flow data)

10.6 $\leq H \leq$ 11.4

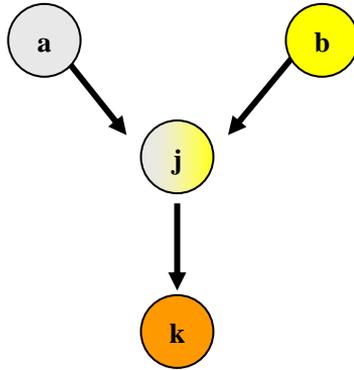
Limitations with respect to gas qualities

Description of Flow Constrains (Knot Relation)



$$\sum_i \dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n) = \sum_k \dot{Q}_{j \rightarrow k}(t_n)$$

Gas Quality Constrains



$$\dot{Q}_{a \rightarrow j}(t_n) + \dot{Q}_{b \rightarrow j}(t_n) = \dot{Q}_{j \rightarrow k}(t_n)$$

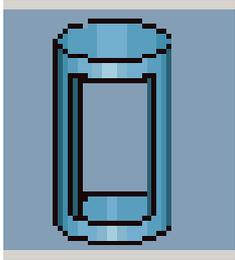
$$\frac{1}{H_a} \cdot \dot{Q}_{a \rightarrow j}(t_n) + \frac{1}{H_b} \cdot \dot{Q}_{b \rightarrow j}(t_n) = \dot{V}_{j \rightarrow k}(t_n)$$

Example:

The caloric value shall be between 10.6 and 11.4 at location "k"

$$\frac{1}{11.4} \cdot \dot{Q}_{j \rightarrow k}(t_n) \leq \dot{V}_{j \rightarrow k}(t_n) \leq \frac{1}{10.6} \cdot \dot{Q}_{j \rightarrow k}(t_n)$$

Description of Storage Constrains



$$B(t_n) = B(t_{n-1}) - \dot{E}(t_n) + \dot{I}(t_n)$$

$$\dot{E}(t_n) \leq a + \frac{b}{2} \cdot \{B(t_n) + B(t_{n-1})\}$$

$$\dot{I}(t_n) \leq c + \frac{d}{2} \cdot \{B(t_n) + B(t_{n-1})\}$$

B = Storage content
 \dot{E} = Production rate (flow)
 \dot{I} = Injection rate (flow)

Mit diesen Gleichungen wird die Speichercharakteristik nachgebildet

Description of Pipe Flow Constrains (Darcy Weisbach)



$$(P_i(t_n))^2 - (P_j(t_n))^2 = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n))^2$$

Dieser im Energiefluss quadratische Teil muss vollständig linearisiert werden

Description Pressure Reduction Station Constrains



$$P_i(t_n) \leq P_j(t_n)$$

Description of Compressor Constrains



$$P_i(t_n) \leq P_j(t_n)$$

Linearisierung von quadratischen Termen

Eine Bezugsoptimierung, die technische Restriktionen berücksichtigt wie Darcy-Weißbach, erschwert die Optimierungsaufgabe durch das Auftreten quadratischer (nicht-linearer) Größen:

$$(P_i(t_n))^2 - (P_j(t_n))^2 = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n))^2$$

Dabei kann die Nicht-Linearität in den Drücken durch einen Trick beseitigt werden:

Mit der neuen Variablen $Y = P^2$ und durch Umschreiben anderer Druckrelationen, werden alle Gleichungen wieder linear in Y :

Originalgleichungen



Umschreiben



Substituieren & Linearisieren

1
2

$$(P_i(t_n))^2 - (P_j(t_n))^2 = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n))^2$$



$$P_i(t_n) \leq P_j(t_n)$$



$$P_i(t_n) \leq P_j(t_n)$$

$$P_j(t_n) \leq \pi_{max} P_i(t_n)$$

$$(P_i(t_n))^2 - (P_j(t_n))^2 = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n))^2$$

$$(P_i(t_n))^2 \leq (P_j(t_n))^2$$

$$(P_i(t_n))^2 \leq (P_j(t_n))^2$$

$$(P_j(t_n))^2 \leq \pi_{max}^2 (P_i(t_n))^2$$

$$Y_i - Y_j = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n))^2$$

$$Y_i \leq Y_j$$

$$Y_i \leq Y_j$$

$$Y_j \leq \pi_{max}^2 Y_i$$

Dieser Trick der Substitution funktioniert mit der Fluss-Variablen \dot{Q} nicht, denn sie taucht zum einen linear in den Knotenrelationen auf:

$$\sum_i \dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n) = \sum_k \dot{Q}_{j \rightarrow k}(t_n)$$

zum anderen quadratisch in der Druck-Mengen-Relation:

$$Y_i - Y_j = c_{ij} \cdot (\dot{Q}_{i \rightarrow j}(t_n))^2$$

Daher muss die Funktion

$$\dot{Q} \rightarrow \dot{Q}^2$$

linearisiert werden:

Sei der Wertebereich von \dot{Q} etwa $[0,10]$.
Dann diskretisiert man die Variable mit n Hilfsgrößen α_i und approximiert so die quadratische Funktion:

n	\dot{Q}	$\Delta\dot{Q}$	\dot{Q}^2	$\Delta\dot{Q}^2$
0	0		0	
1	2	2	4	4
2	4	2	16	12
3	6	2	36	20
4	8	2	64	28
5	10	2	100	36

$$\dot{Q} = 2 \cdot \alpha_1 + 2 \cdot \alpha_2 + 2 \cdot \alpha_3 + 2 \cdot \alpha_4 + 2 \cdot \alpha_5$$

$$\dot{Q}^2 = 4 \cdot \alpha_1 + 12 \cdot \alpha_2 + 20 \cdot \alpha_3 + 28 \cdot \alpha_4 + 36 \cdot \alpha_5$$

Alle Funktionen sind jetzt linear in den α_i

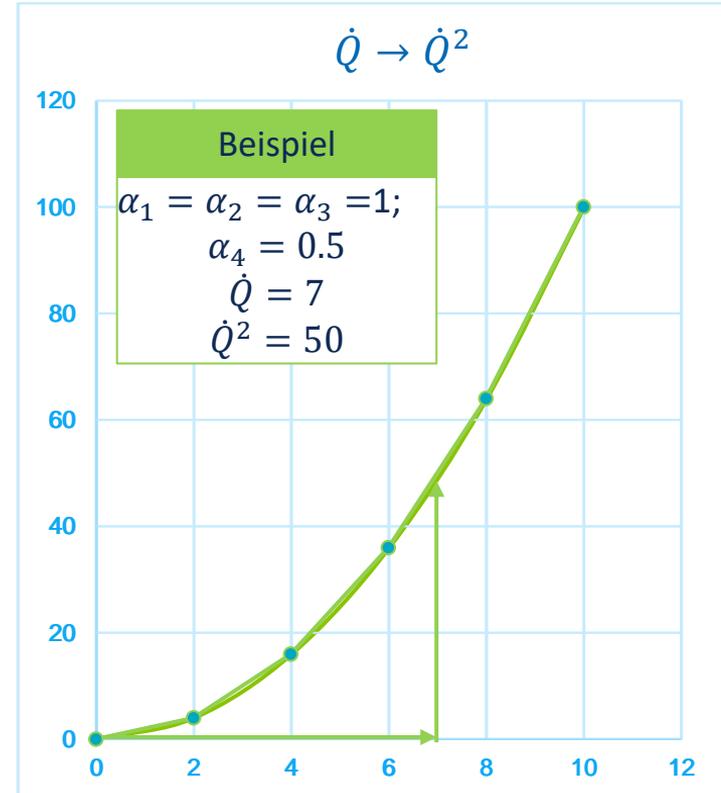
$$\dot{Q} = 2 \cdot \alpha_1 + 2 \cdot \alpha_2 + 2 \cdot \alpha_3 + 2 \cdot \alpha_4 + 2 \cdot \alpha_5$$

$$\dot{Q}^2 = 4 \cdot \alpha_1 + 12 \cdot \alpha_2 + 20 \cdot \alpha_3 + 28 \cdot \alpha_4 + 36 \cdot \alpha_5$$

für die man noch weitere Restriktionen aufstellen muss, etwa:

$$0 \leq \alpha_i \leq 1$$

$$\alpha_1 \geq \alpha_2 \geq \dots \geq \alpha_5$$



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

Einzelne Bezugskosten:

$$c_i$$

Systemvariablen (Zustandsgrößen):

$$x^i$$

Systemparameter (Konstanten):

$$A_{ij}, b^k$$

Systemkosten C:

$$c_i x^i$$

(Einsteinsche Summationskonvention)

Systemrestriktionen:

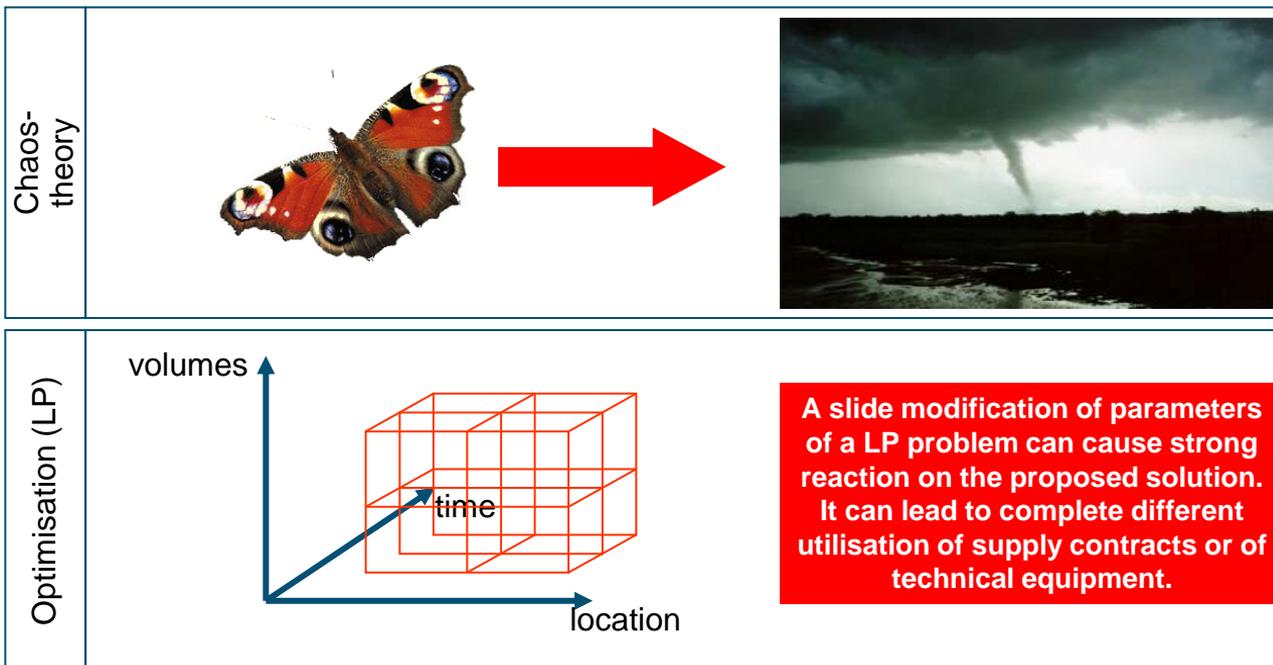
$$A_{kj} x^k \leq b^j$$

Aufgabe/Zielfunktion:

Minimiere C
und finde den dazugehörigen Zustand

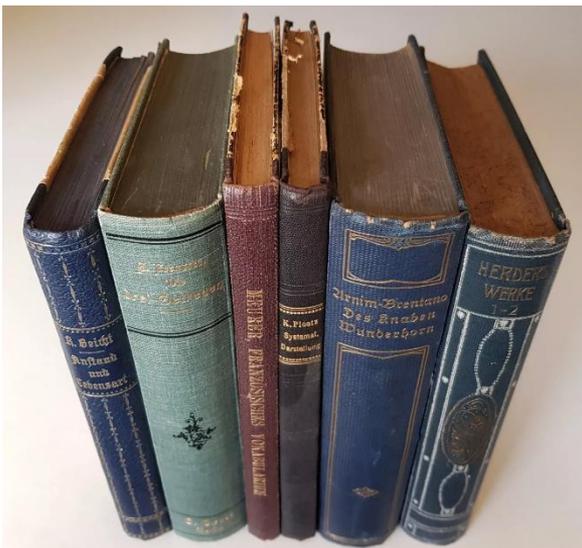
Eigenschaften der Lösungen einer LP-Aufgabe: Hohe Empfindlichkeit von den Restriktionsparameter → Es bedarf echten Expertenwissens

Expert know how is requested to perform a portfolio optimization as the results are very sensitive to the change of input data



Benefits of portfolio optimization

- **Instrument of convert qualitative purchase strategies into daily orders**
- **Recommendation on supply orders from different sources/suppliers**
- **Protection against violating „minimum-pay“ obligations**
- **Warranty of matching demand and supply**
- **Verification of booked transport capacities**
- **Assessment of value of “free” (secondary) capacities**



1. **Verdichter & Speicher: Handbuch der Gasversorgungstechnik.** Deutscher Industrieverlag 2017. ISBN: 978-3-8356-7299-4. E-Book-SIBN: 978-3-8356-7298-7
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. **Wasserstoffspeicherung: Th. Schmidt: Wasserstofftechnik: Grundlagen, Systeme, Anwendungen, Wirtschaft. Kapitel 9: Speicher für Wasserstoff.** Carl Hanser Verlag. 2024. ISBN: 978-3-446-47912-8 E-Book-ISBN: 978-3-446-48074-2

Einfache & unterhaltsame Lektüre zur LP:



© 2006

Das Sintflutprinzip

Ein Mathematik-Roman

Autoren: **Dueck, Gunter**

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

Ende Teil 8 – Verdichter und Speicher

Nächster Teil 9 – Gasanwendungen