

EEK

Heft 9 | September 2023 | 139. JAHRGANG

In dieser Ausgabe:
Marktübersicht Zulieferfirmen
inkl. BUYER'S GUIDE
In this issue:
Supplier market overview
including BUYER'S GUIDE

TECHNOLOGIE & TRANSFORMATION VON FOSSILEN UND GRÜNEN ENERGIETRÄGERN
TECHNOLOGY & TRANSFORMATION OF FOSSIL AND GREEN ENERGIES



Methan-
Elektrolyse
Methane
electrolysis



Erdöl und Erdgas in
Deutschland 2022
Crude oil and natural
gas in Germany 2022



Copyright: Kishivan/shutterstock.com

Fachausschuss Brennstoffe

Forschung zu zukünftigen flüssigen Energieträgern im Raumwärmemarkt

Fachbereich *Verarbeitung und Anwendung*

Als Mitglied der AiF organisieren wir Vorhaben der vorwettbewerblichen Industriellen Gemeinschaftsforschung und die Treffen der projektbegleitenden Ausschüsse. Mitglieder und Gäste sind herzlich willkommen!

Aktuelle Forschungsvorhaben:

- Aufklärung der Rückstandsbildung in porösen Medien
- Kompatibilität synthetischer Brennstoffe
- Paraffinische Brennstoffe und Tankrestmengen
- Alterungsvermeidung in E-Fuel-Blends

Termin und Ort

24. Oktober 2023,
Freiberg und online

Programm und Anmeldung

www.dgmk.de/veranstaltungen

Kontakt

Jan Ludzay
Nadine Ludzay
downstream@dgmk.de

Veranstalter

DGMK e.V.
Große Elbstraße 131
22767 Hamburg
www.dgmk.de



Wasserstoff als Allzweckwaffe? Die Frage bleibt spannend!

Hydrogen as an all-purpose weapon? The question remains exciting!

Geht es Ihnen manchmal auch so? Bei dem Tempo, in dem hierzulande neue Wasserstoffprojekte angekündigt werden, geht schon einmal der Überblick verloren. Anders sieht es dann schon aus, wenn man auf die konkret begonnenen oder gar fertiggestellten Projekte schaut.

Das ist zumindest teilweise Ausdruck eines der Probleme beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft: Es reicht eben nicht, die städtische Busflotte auf Brennstoffzellenbetrieb umzustellen. Solange nicht auch klar ist, wo der dazu benötigte Wasserstoff am Ende produziert wird und wie die dahinter stehende Logistik aussehen soll, hängt das Projekt in der Luft. Ganz zu schweigen vom immensen Bedarf für all die neuen Anwendungen.

Wo soll all der Strom zum Betrieb der Elektrolyseanlagen herkommen? In ihrem Fachbeitrag „Die Grenzen der Wasserstoffwirtschaft“ gehen W. Littmann und G. Pusch dieser Frage nach und schälen zudem noch einen weiteren Aspekt heraus, den bislang offenbar niemand auf dem Radar hat: Spätestens bei der Überlegung, sämtlichen Primärenergiebedarf mit Wasserstoff zu decken, wäre nicht nur die Energie, sondern auch das erforderliche Wasser ein knappes Gut. Ergo kommen sie einstweilen zu dem Schluss, dass eine H₂-Massenherstellung, wirtschaftlich sinnvoll, mittelfristig nur aus Erdgas möglich ist. Das muss nicht notwendigerweise mit dem Manko zusätzlicher CO₂-Emissionen belastet sein. Das Unternehmen Graforce hat nun ein Verfahren zur Marktreife gebracht, das es erlaubt, Wasserstoff aus Methan zu gewinnen, ohne dass der dabei anfallende Kohlenstoff oxidiert. Stattdessen fällt er in Reinform als fester Stoff an und kann in zahlreichen industriellen Produktionsprozessen weiterverwendet werden. Erste Pilotanlagen sind inzwischen in Betrieb.

Immer noch werden auch in Deutschland Erdöl und Erdgas gefördert. Die alljährliche umfassende Auswertung des LBEG findet sich in dieser Ausgabe. Abweichend vom bisherigen Handling, haben wir in diesem Fall die beiden wichtigsten Karten als herausnehmbare separate Beilage produziert.

Spannende Lektüre wünscht Ihr
Peter Leuten

Do you sometimes feel the same way? With the speed at which new hydrogen projects are announced in this country, it's easy to lose track of what's going on. The situation is different when you look at the projects that have actually been started or even completed.

This is at least partly an expression of one of the problems with the ramp-up of the hydrogen economy: it is not enough to convert the urban bus fleet to fuel cell operation. As long as it is not clear where the hydrogen needed for this will ultimately be produced and what the logistics behind it will look like, the project hangs in the air. Not to mention the immense demand for all the new applications.

Where will all the electricity to run the electrolysis plants come from? In their technical paper “The limits of the hydrogen economy”, W. Littmann and G. Pusch explore this question and also highlight another aspect that has apparently not been on anyone's radar so far: at the latest when considering covering all primary energy needs with hydrogen, not only energy but also the necessary water would be a scarce commodity. Ergo, they conclude for the time being that mass H₂ production is, economically speaking, only possible from natural gas in the medium term.

This does not necessarily have to be burdened with the shortcoming of additional CO₂ emissions. The company Graforce has now brought a process to market maturity that allows hydrogen to be extracted from methane without the resulting carbon oxidising. Instead, it accumulates in pure form as a solid substance and can be reused in numerous industrial production processes. First pilot plants are now in operation. Crude oil and natural gas are still being extracted in Germany. The LBEG's annual comprehensive evaluation can be found in this issue. In a departure from previous handling, we have produced the two most important maps as a detachable separate supplement this time.

I hope you enjoy reading
Peter Leuten

TECHNOLOGIE & TRANSFORMATION VON FOSSILEN UND GRÜNEN ENERGIETRÄGERN TECHNOLOGY & TRANSFORMATION OF FOSSIL AND GREEN ENERGIES

25



Eine Massenherstellung von Wasserstoff ist mittelfristig nur aus Erdgas möglich.
Hydrogen mass production is only possible from natural gas in the medium term.

WASSERSTOFF HYDROGEN

- 25 Die Grenzen der Wasserstoffwirtschaft**
The limitations of the hydrogen technology
W. Littmann , G. Pusch
- 37 Methan-Elektrolyse: Ein wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung fossiler Energieträger**
Methane electrolysis: An important contribution to the decarbonization of fossil energy sources

37



Methan-Elektrolyse – Ein wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung fossiler Energieträger
Methane electrolysis – an important contribution to the decarbonization of fossil energy sources

EXPLORATION UND PRODUKTION EXPLORATION AND PRODUCTION

- 41 Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2022**
Exploration and production of crude oil and natural gas in Germany 2022

EEK

Das einzige zweisprachige (Deutsch/Englisch) technisch/wissenschaftliche Fachmagazin für Technologie & Transformation von fossilen und grünen Energieträgern.

EEK erscheint seit dem Gründungsjahr 1883 und ist offizielles Publikationsorgan der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. – DGMK und der Österreichischen Gesellschaft für Energiewissenschaften – ÖGEW.

EEK

The only bilingual (German/English) technical/scientific magazine for technology & transformation of fossil and green energy sources.

EEK is published since the year of foundation in 1883 and is the official publication organ of the DGMK - German Society for Sustainable Energy Carriers, Mobility and Carbon Cycles e.V. and the - ÖGEW - Austrian Society for Energy Sciences.

Organ der Organ of

DGMK Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. / DGMK German Society for Sustainable Energy Carriers, Mobility and Carbon Cycles e.V.

ÖGEW Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften / Austrian Society for Energy Sciences

Geschäftsführer/CEO: Martin Weber

Verlagsleiter/Publishing manager: Manuel Bosch

Leitender Redakteur | Executive Editor: Peter Leuten
+49 (0) 40 23 714-266
p.leuten@eek-energy.com

Anzeigenleiter/Advertising manager: Markus Wenzel
+49 (0) 40 23 714-117
markus.wenzel@dvvmedia.com

Vertrieb/Sales: Markus Kukuk
+49 (0) 40 23 714-291
markus.kukuk@dvvmedia.com

41



Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2022

Overview of the results of exploration and production of crude oil and natural gas in Germany in 2022

RUBRIKEN

RUBRICS

- 3 Editorial**
Editorial
- 6 Nachrichten**
News
- 57 Performing while Transforming – DGMK-Frühjahrstagung**
Performing while Transforming – DGMK-Spring meeting
- 61 DGMK/ÖGEW/SCI-Conference C1 Building Blocks**
DGMK/ÖGEW/SCI-Conference C1 Building Blocks
- 68 Nachruf**
Obituary
- 70 DGMK-Geburtstage**
DGMK-News
- 70 DGMK-Forschungsbericht**
DGMK-Research Report
- 56 DGMK-Mitteilungen**
DGMK-Notification
- 72 Veranstaltungen**
Events

Wissenschaftlicher Beirat Scientific advisory board

Prof. Dr. Leonhard Ganzer, TU Clausthal;

Univ.-Prof. Dr. B. Geringer, TU Wien;

Univ.-Prof. Dr. mont. Herbert Hofstätter, Montanuniversität Leoben;

Univ.-Prof. Dr.-Ing. W. Klose, Berlin;

Prof. Dr.-Ing. C. Küchen, Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x), Berlin;

DI W. Hochfellner, RAG Austria AG, Wien;

Prof. Dr.- Ing. C. Marx, Owingen;

Dipl.-Ing. A. Möhring, Norddeutsche Erdwärme. Gewinnungsgesellschaft, NDEWG, Lingen/Ems

Prof. Dr.-Ing. M. Reich, TU Bergakademie Freiberg;

Prof. Dr. Dipl.-Ing. P. Reichetseder, Hattingen;

Prof. Dr. K. M. Reinicke, ITE, TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld;

Dr. P. Saueremann, BP Europa SE, Bochum

Dr. V. Steinbach, BGR, Hannover



Titelbild Cover

© stock.adobe.com



shutterstock.com

DGMK/BVEG Joint Event

Projekttag Untertage-H2-Speicherung

Datum

02. November 2023 | Präsenz & Online
09:30 - 16:00 Uhr

Registrierung

www.dgmk.de/veranstaltungen

Veranstaltungssprache

Deutsch

Veranstaltungskoordination

Dr. Susanne Kuchling
susanne.kuchling@dgmk.de

Ines Musekamp

ines.musekamp@dgmk.de

Veranstalter

DGMK e.V.
Große Elbstraße 131
22767 Hamburg | Germany
www.dgmk.de

Die Nutzung von Wasserstoff als zukünftigen Energieträger ist ein Kernstück der europäischen Energiewende. Die H₂-Speicherung ist hierbei ein wesentlicher Baustein der Wasserstoffstrategie, wenn es darum geht die fluktuierende Energie-Erzeugung mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Neben der energetischen Nutzung des Wasserstoffs bieten Untertagespeicher innovative Möglichkeiten einer nachhaltigen Kohlenstoffkreislaufwirtschaft, wie bspw. der Methanisierung.

Im Rahmen des DGMK/BVEG ‚H₂-Speicher-Projekttag‘ stehen aktuelle technische Forschungs - und Anwendungsprojekte im Fokus.

Next Level Storage - getting ready for subsurface hydrogen

BVEG
Bundesverband Erdgas,
Erdöl und Geoenergie e.V.

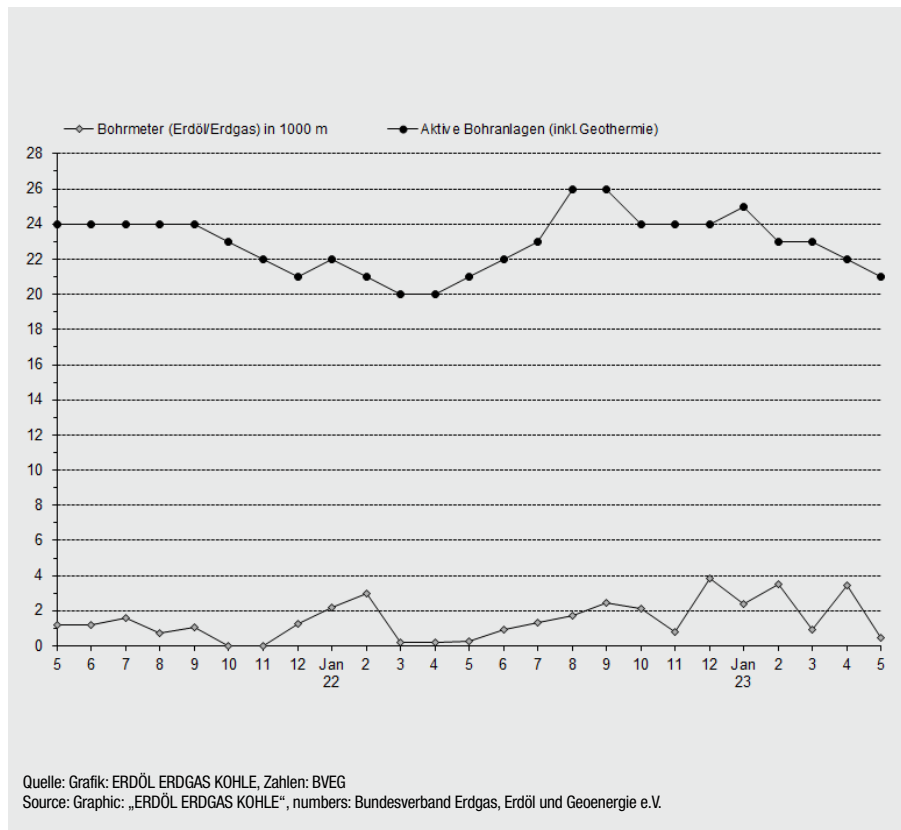


Bohraktivitäten im Mai Drilling operations in May

Bohrmeterleistung Drilled meters	
Explorationsbohrungen Exploratory drilling	in m
Aufschlussbohrungen Trial drilling	-
Teilfeldsuchbohrungen Partial field exploratory drilling	-
Wiedererschließungsbohrungen Redevelopment drilling	-
Feldentwicklungsbohrungen Field development drilling	-
Erweiterungsbohrungen Extension drilling	-
Produktionsbohrungen Production wells	495,80
Hilfsbohrungen Auxiliary wells	-
	495,80
Anzahl der Bohranlagen Number of drilling rigs	
insgesamt total	28
davon aktiv / of which activ	21
- Bohrungen auf Erdöl und Erdgas Oil and natural gas wells	3
- Aufwältigungen Workovers	7
- Speicherbohrungen Storage wells	-
- Geothermiebohrungen Geothermal wells	2
- Sonstige Einsätze Other operations	9

Quelle/Source: BVEG

Bohrstatistik Drilling statistics



Erdöl-Erdgas-Zahlen im Mai Oil & natural gas numbers in May

	1/2023 Mai	± Vorjahr/ Previous year
Mineralölprodukte (Mio. t) Mineral oil products (Mt)		%
Inlandsabsatz ges. Total domestic sales	7,5	37,9
- Dieselkraftstoff Diesel fuel	2,3	11,8
- Ottokraftstoff Gasoline	1,3	7,03
- Heizöl leicht Light fuel oil	0,7	3,92
- Heizöl schwer Heavy fuel oil	0,3	1,56
- Rohbenzin Petroleum	0,7	3,28
- Flugturbinenkraftstoff Jet fuel	0,3	1,74
Import	3,7	15,2
Export	2,0	10,2
-7,7		
Rohölaufkommen Crude oil occurrence		
Eigene Förderung Self-extraction	0,138	0,678
Import	6,5	31,6
Grenzüberg.-Preis, €/t Border-crossing price in €/t	576,5	-13,1
Erdgasaufkommen (Mio. TJ*) Natural gas occurrence (M TJ*)		
Inlandsförderung Domestic extraction	0,012	0,663
Import* (Mio. TJ) Import* (M TJ)	Diese Zahlen werden vom BAFA seit 2023 nicht mehr veröffentlicht	
Grenzübergangspreis, €/TJ Border-crossing price, €/TJ		

* Tera Joule (35.169 TJ/Mrd. m³)
Quelle/Source: BAFA, BVEG, eigene Berechnungen / German Federal Office for Economic Affairs and Export Control, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., and self-calculations

Erdöl- und Erdgasproduktion im Mai Oil and natural gas production in May

	Erdgasproduktion* (in 1.000 m³) Natural gas production* (in 1.000 m³)			Erdölproduktion (in t) Oil production (in t)		
	Mai May	Januar – Mai January – May	Vorjahr Previous year	Mai May	Januar – Mai January – May	Vorjahr Previous year
	2023	2023	2023	2023	2023	2023
Zwischen Oder und Elbe Between Oder and Elbe	309	1.578	1.056	743	3.711	3.408
Nördlich der Elbe North of the Elbe	1.486	7.503	8.011	76.556	376.612	403.747
Zwischen Elbe und Weser Between Elbe and Weser	144.658	727.258	853.685	10.135	42.771	36.045
Zwischen Weser und Ems Between Weser and Ems	182.300	993.998	1.093.702	8.860	45.135	49.889
Westlich der Ems West of the Ems	31.767	151.041	152.384	29.644	149.451	152.690
Thüringer Becken Thuringian Basin	411	3.612	5.831	-	-	-
Oberrheintal Upper Rhine alley	303	1.554	723	9.371	46.134	56.422
Alpenvorland Alpine foothills	123	588	565	3.014	14.661	14.540
Gesamt Total	361.358	1.887.132	2.115.958	138.322	678.474	716.741

* inkl. Erdölgas – (9,7692 kWh/m³)
* including associated gas – (9,7692 kWh/m³)
Quelle: BVEG
Source: BVEG

Wintershall Dea arbeitet mit IBM zusammen, um KI-Initiativen unternehmensweit voranzutreiben

Wintershall Dea partners with IBM to drive AI initiatives across the company



Foto/Photo: Wintershall Dea

Schon bei der 2019 erfolgten Fusion von Wintershall und DEA wurde der Bedarf an Künstlicher Intelligenz (KI) zur Vernetzung und Nutzung von Daten aus dem gesamten Unternehmen sowie etwa auch für die Einhaltung regulatorischer Richtlinien deutlich. „Wir transferieren intern und extern mehr Daten als in der Vergangenheit“, sagt Kathrin Dufour, Senior Vice President Digitalisierung und Technologie bei Wintershall Dea. „Ein reibungsloser und effizienter Datenaustausch ist für uns ein entscheidender Prozess, da wir in einer standardisierten Umgebung arbeiten und die Zusammenarbeit innerhalb unseres Ökosystems so einfach wie möglich gestalten wollen. Der Einsatz von KI ist der Schlüssel, um dieses Ziel zu erreichen.“

Um die riesige Menge an Unternehmensdaten besser nutzen zu können, entwickelte das Unternehmen daher einen ganzheitlichen KI-Ansatz. Dabei entschied sich Wintershall Dea für eine zentralisierte und gemeinsam mit dem Partnerunternehmen IBM Consulting entwickelte Plattform und Methodik. IBM Consulting bietet Zugang zu einem großen Reservoir an KI-Erfahrung. Inzwischen können die IBM-Experten auf eine mehr als vierjährige Erfahrung in der Zusammenarbeit mit Wintershall Dea bei früheren Projekten zurückblicken.

Die technische Grundlage des KI-Ansatzes bildet eine komponentenbasierte Architektur unter Verwendung modernster Services für Datenmanagement, Datenvisualisierung, Microsoft Azure OpenAI Service sowie KI-Modellentwicklung und -ausführung auf Azure. IBM stellte insbesondere eine angepasste Version seiner IBM® AI at Scale-Methodik für Azure zur Verfügung, um die Leistungsfähigkeit der bestehenden Plattform zu maximieren.

„Wertsteigerung durch KI steht bei jedem Schritt, den wir im CoC durchführen, ganz oben auf der Agenda“, fasst Ulrich Lorang, Vice President Data Science, Data Governance und Data Hub bei Wintershall Dea, den Kerngedanken der KI-Initiative zusammen. „Inzwischen sehen wir klar, dass die KI-Projekte unsere Belegschaft und damit auch unsere Geschäftsziele unterstützen. Wenn ich zurückblicke, haben wir alles von einer Vision bis zur vollständigen Implementierung des CoC in nur 2,5 Jahren aufgebaut, und ich bin tief beeindruckt, wie schnell wir das als Team geschafft haben.“

Mit ihrem neuen AI at Scale-Ansatz kann die Wintershall Dea KI-Projekte aufbauen, die von Anfang an skalierbar sind. Die CoC-Community besteht nicht nur aus Datenexperten in der Abteilung Data Science, sondern auch aus Citizen-Data-Experten mit unter-

The need for artificial intelligence (AI) to connect and use data from across the company, as well as for regulatory compliance, for example, already became clear during the merger of Wintershall and DEA, which took place in 2019. “We transfer more data internally and externally than in the past,” says Kathrin Dufour, Senior Vice President Digitalisation and Technology at Wintershall Dea. “Smooth and efficient data exchange is a crucial process for us as we work in a standardised environment and want to make collaboration within our ecosystem as easy as possible. The use of AI is key to achieving this goal.”

To make better use of the huge amount of corporate data, the company therefore developed a holistic AI approach. In doing so, Wintershall Dea opted for a centralised platform and methodology developed together with partner company IBM Consulting. IBM Consulting offers access to a large reservoir of AI experience. Meanwhile, the IBM experts can look back on more than four years of experience working with Wintershall Dea on previous projects.

The technical foundation of the AI approach is a component-based architecture using state-of-the-art services for data management, data visualisation, Microsoft Azure OpenAI Service and AI model development and execution on Azure. Specifically, IBM provided a customised version of its IBM® AI at Scale methodology for Azure to maximise the performance of the existing platform.

“Adding value through AI is at the top of the agenda for every step we take in the CoC,” says Ulrich Lorang, Vice President Data Science, Data Governance and Data Hub at Wintershall Dea, summarising the core idea behind the AI initiative. “In the meantime, we clearly see that the AI projects are supporting our workforce and thus our business goals. Looking back, we built everything from a vision to full implementation of the CoC in just 2.5 years, and I’m deeply impressed with how quickly we did it as a team.”

With its new AI at Scale approach, Wintershall Dea can build AI projects that are scalable from the start. The CoC community consists not only of data experts in the Data Science department, but also Citizen Data experts from different backgrounds, such as geoscientists, engineers, economists and others with strong mathematical programming skills – all of whom can help drive data science projects within their re-

schiedlichem Hintergrund, z.B. Geowissenschaftlern, Ingenieuren, Wirtschaftswissenschaftlern und anderen mit starken mathematischen Programmierkenntnissen – die alle dabei helfen können, Data-Science-Projekte innerhalb ihrer jeweiligen Teams vor Ort voranzutreiben. Durch eine Reihe von Workshops und Schulungen qualifiziert Wintershall Dea seine Mitarbeiter, um sicherzustellen, dass die wachsende Community mit dem wirtschaftlichen Wert von KI und den Vorteilen der Zusammenarbeit mit dem CoC vertraut ist.

Eines der Unternehmenskonzepte sind die sogenannten „Fireflies“ zur Durchführung eines schnellen, skalierbaren KI-Projekts wie etwa der Extraktion von Eckdaten aus mehr als 2.000 PDF-Dokumenten einschließlich des automatischen Imports der Daten in eine Tabellenkalkulation. Andere „Fireflies“ nutzen die Leistung der generativen KI, um Berichte effizient zusammenzufassen oder in der Wissensdatenbank der Wintershall Dea nach relevanten Informationen zu suchen, um die Produktivität im gesamten Unternehmen zu steigern. „Generative KI kann eine neue Ära der Effizienz und Optimierung einläuten und hilft, bisher ungenutzte Produktivitätsreserven zu erschließen“, sagt Max Schemmer, Engagement Lead bei IBM Consulting.

Doch das Unternehmen verfolgt auch größere KI-Projekte, die Wintershall Dea in der Branche zu einer grundlegenden Technologieführerschaft verhelfen. Ein Beispiel dafür ist eine KI-gestützte Wartung der Gas- und Ölbohrungen, die in Norwegen inzwischen im Einsatz ist und nun weltweit eingeführt wird. Vor allem Daten von in Betrieb befindlichen Unterwasserbohrungen werden heute mit KI-Funktionen analysiert, die es den Ingenieuren ermöglichen, potenzielle undichte Stellen genauer zu erkennen. Das hilft bei der Wartung der Bohrlöcher und trägt auch zum Schutz der Umwelt bei.

„Um einen Reifegrad zu erreichen, bei dem KI routinemäßig und effektiv auf Unternehmensebene eingesetzt wird,“ so Stephan Bloehdorn, Practice Leader AI & Analytics bei IBM Consulting, „ist ein engagierter Einsatz notwendig, der die Geschäftsstrategie, Organisation, Technologie und Unternehmenskultur kombiniert. Wir freuen uns sehr, dass Wintershall Dea uns das Vertrauen schenkt, ihre KI-Reise zu unterstützen.“

spective teams on the ground. Through a series of workshops and training sessions, Wintershall Dea is upskilling its employees to ensure that the growing community is familiar with the business value of AI and the benefits of working with the CoC.

One of the company's concepts is the so-called "Fireflies" for carrying out a fast, scalable AI project such as extracting key data from more than 2,000 PDF documents, including automatically importing the data into a spreadsheet. Other "fireflies" use the power of generative AI to efficiently summarise reports or search Wintershall Dea's knowledge base for relevant information to increase productivity across the company. "Generative AI can usher in a new era of efficiency and optimisation, helping to unlock previously untapped productivity reserves," says Max Schemmer, Engagement Lead at IBM Consulting.

But the company is also pursuing larger AI projects that will help Wintershall Dea become a fundamental technology leader in the industry. One example is AI-assisted maintenance of gas and oil wells, which is now in use in Norway and is now being rolled out globally. In particular, data from operating subsea wells is now analysed with AI capabilities that enable engineers to more accurately identify potential leaks. This helps with well maintenance and also helps protect the environment.

"Reaching a level of maturity where AI is routinely and effectively used at the enterprise level," says Stephan Bloehdorn, Practice Leader AI & Analytics at IBM Consulting, "requires a dedicated effort that combines business strategy, organisation, technology and corporate culture. We are delighted that Wintershall Dea has trusted us to support their AI journey."

optimum eventum

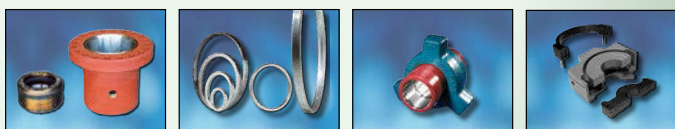
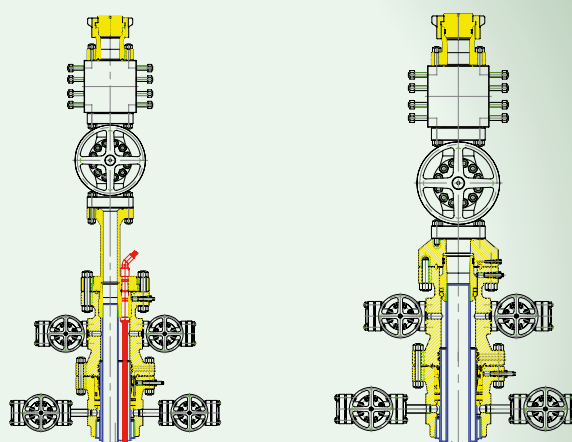
Das Ergebnis zählt! Kompetente Projektberatung und individuelle Lösungen. Ausrüstung und Ersatzteile für die Erdöl- und Erdgas Bohr- und Förderindustrie. Seit 1992!

The result is the key! Competent project consulting and individual solutions. Spare parts and equipment for the oil and gas drilling and production industry. Since 1992!

NORMEC®

**Oilfield Products
Sales and Services GmbH**

Bruchkampweg 14
29227 CELLE · Germany
Telefon +49 5141 90059-0
normec@normec.de · www.normec.de



Bundesregierung bringt Wärmeplanung auf den Weg

Federal government launches heat planning

Das Bundeskabinett hat einem überarbeiteten Entwurf des Gesetzes zur Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze zugestimmt. In der Branche stößt der Entwurf aber teilweise auf Kritik. Ziel des Gesetzentwurfes ist es, in allen rund 11.000 Kommunen Deutschlands eine Wärmeplanung zu haben und bis 2030 die Hälfte der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen. „Mit dem Wärmeplanungsgesetz schaffen wir den Rahmen für die Einführung einer flächendeckenden und systematischen Wärmeplanung. Dadurch werden die Kommunen in die Lage versetzt, auf lokaler Ebene gesellschaftlich und wirtschaftlich tragfähige Transformationspfade zur treibhausgasneutralen Wärmeversorgung zu entwickeln und zu beschreiben“, fasste Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck die Vorteile des Gesetzes zusammen.

Timm Kehler, Vorstand der Brancheninitiative Zukunft Gas, begrüßt, dass mit dem Gesetz weitgehende Kompatibilität zum Entwurf für die Gebäudeenergiegesetz-Novelle hergestellt werden soll. „Um bis 2045 klimaneutral zu sein, bedarf es eines konsistenten Handelns zur Transformation aller Energieverbrauchssektoren“, sagte Kehler. Der klimaneutralen Wärmeversorgung komme dabei eine entscheidende Rolle zu. Mit dem vom Kabinett verabschiedeten Gesetzentwurf zur Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze habe die Bundesregierung die Grundlage für ein abgestimmtes Vorgehen auf kommunaler Ebene geschaffen. „Ich begrüße sehr, dass in das Wärmeplanungsgesetz, das zukünftig die Transformation zur Klimaneutralität im Wärmesektor maßgeblich unterstützen soll, die Ausrichtung auf ein resilientes Energiesystem aufgenommen worden ist und zudem eng mit der beabsichtigten GEG-Novelle verzahnt wurde“, so Kehler. Auch der Präsident des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW), Jörg Höhler, lobte den Gesetzentwurf. Die vom Bundeskabinett beschlossene Fassung des Wärmeplanungsgesetzes stelle eine deutliche Verbesserung gegenüber dem ersten Entwurf dar. „Gut ist, dass die Bundesregierung Wasserstoffnetzen und grünen Gasen eine hohe Bedeutung für die Wärmeplanung zuweist. Richtig ist auch, dass entgegen dem ersten Gesetzentwurf die Energieinfrastrukturbetreiber nun frühzeitig und fortlaufend eingebunden werden sollen“, betonte Höhler. „Unakzeptabel ist allerdings die strukturelle Benachteiligung sowohl von Wasserstoffnetzen als auch grünen Gasen selbst, wie Wasserstoff und Biomethan, gegenüber Strom- und Wärmenetzen“, betonte Höhler und forderte, diese umgehend zu beseitigen. Der Zielsprint hin zu einer klimaneutralen Ausrichtung der Gasinfrastruktur im Einklang mit den Klimaschutzziele Deutschlands dürfe nicht zum Hindernislauf werden. Kehler sprach sich vor diesem Hintergrund dafür aus, sicherzustellen, dass die Nutzung von Gasverteilnetzen für industrielle und gewerbliche Kunden, wie etwa die Chemieindustrie, berücksichtigt werden müsse. „Aus diesem Grund müssen die Gasnetzgebietstransformationspläne gleichberechtigt neben jenen für Wärmenetze verankert werden“, machte DVGW-Präsident Höhler deutlich, auch Kehler äußerte Unverständnis, warum die Gasnetztransformationspläne nicht gleichberechtigt neben den Transformationsplänen für die Wärmenetze im Entwurf verankert werden.

Die BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae kritisierte, dass im Referentenentwurf weiterhin der Einsatz von Biomasse begrenzt werde. So soll in Wärmenetzen mit einer Länge

The federal cabinet has approved a revised draft of the Heat Planning and Decarbonisation of Heat Networks Act. However, the draft has met with some criticism in the industry. The aim of the draft law is to have heat planning in all of Germany's approximately 11,000 municipalities and to generate half of the grid-bound heat in a climate-neutral way by 2030. „With the Heat Planning Act, we are creating the framework for the introduction of nationwide and systematic heat planning. This will enable municipalities to develop and follow socially and economically viable transformation paths to greenhouse gas-neutral heat supply at the local level,“ said Federal Minister of Economics Robert Habeck, summarising the benefits of the law.

Timm Kehler, board member of the industry initiative Zukunft Gas, welcomes the fact that the law is intended to be largely compatible with the draft amendment to the Building Energy Act. „To be climate neutral by 2045, consistent action is needed to transform all energy consumption sectors,“ Kehler said. Climate-neutral heat supply has a decisive role to play in this, he added. With the draft law on heat planning and decarbonisation of heat grids passed by the cabinet, the federal government has created the basis for a coordinated approach at the municipal level, he said. „I very much welcome the fact that the focus on a resilient energy system has been included in the Heat Planning Act, which is to provide significant support for the transformation to climate neutrality in the heating sector in the future, and that it has also been closely interlinked with the intended amendment to the German Renewable Energy Sources Act,“ said Kehler. The President of the German Technical and Scientific Association for Gas and Water (DVGW), Jörg Höhler, also praised the draft law. He said that the version of the Heat Planning Act passed by the Federal Cabinet was a clear improvement over the first draft. „It is good that the federal government assigns high importance to hydrogen networks and green gases for heat planning. It is also correct that, contrary to the first draft, energy infrastructure operators are now to be involved at an early stage and on an ongoing basis,“ Höhler emphasised. „However, the structural discrimination of both hydrogen networks and green gases themselves, such as hydrogen and biomethane, compared to electricity and heat networks is unacceptable,“ Höhler emphasised and called for this to be eliminated immediately. The sprint towards a climate-neutral orientation of the gas infrastructure in line with Germany's climate protection goals must not become an obstacle course. Against this background, Kehler advocated ensuring that the use of gas distribution networks for industrial and commercial customers, such as the chemical industry, must be taken into account. „For this reason, the gas network area transformation plans must be anchored on an equal footing with those for heat networks,“ DVGW President Höhler made clear, Kehler also expressed a lack of understanding as to why the gas network transformation plans were not anchored in the draft on an equal footing with the transformation plans for heat networks.

BDEW Managing Director Kerstin Andreae criticised the fact that the draft bill continues to limit the use of biomass. For example, in heating grids with a length of 20 kilometres to 50 kilometres, a maximum of 25 % biomass is to be used, and above that a maximum of 15 %. „Regionally available biomass

von 20 km bis 50 km maximal 25 % Biomasse eingesetzt werden, darüber hinaus maximal 15 %. „Regional verfügbare Biomasse kann in vielen Gebieten eine wichtige Rolle für die Wärmeplanung spielen. Gerade in bestimmten ländlichen Gebieten bietet sich ein Einsatz der verschiedenen Formen der Biomasse an. Bei weiterem Bestand dieser Begrenzung werden etliche bestehende, aber auch künftige Wärmekonzepte in nicht urbanen Bereichen nicht umsetzungsfähig“, mahnte Andreae.

Für Viviane Raddatz, Klimachefin beim WWF Deutschland, bleibt die kommunale Wärmeplanung wie das Gebäudeenergiegesetz hinter dem Notwendigen zurück. „Einige gute Ansatzpunkte werden nicht konsequent zu Ende geführt, sondern stattdessen mit Schlupflöchern ausgestattet: So können die ohnehin schon schwachen Ziele zum Einsatz erneuerbarer Energien vergleichsweise flexibel nach hinten verschoben werden. Von Sanktionen wie Bußgeldern, wenn Vorgaben nicht eingehalten werden, ist im Vergleich zum ersten Entwurf erst gar nichts zu lesen“, kritisierte die WWF-Vertreterin. Ein falsches Verständnis von Technologieoffenheit könne ihrer Meinung nach in extrem teuren Kostenfallen münden. „Grüner Wasserstoff wird absehbar nicht im großen Maßstab zur Verfügung stehen und muss Bereichen vorbehalten sein, in denen bis dato keine klimafreundlichen, effizienteren und vor allem auch günstigeren Optionen zur Verfügung stehen“, sagte Raddatz mit Blick auf industrielle Einsatzfelder. ■

can play an important role in heat planning in many areas. Particularly in certain rural areas, the use of the various forms of biomass makes sense. If this limitation continues, a number of existing, but also future, heating concepts in non-urban areas will not be feasible,” Andreae warned.

For Viviane Raddatz, climate affairs officer at WWF Germany, municipal heat planning, like the Building Energy Act, falls short of what is necessary. “Some good starting points are not consistently followed through, but instead equipped with loopholes: for example, the already weak targets for the use of renewable energies can be postponed comparatively flexibly. Compared to the first draft, there is no mention of sanctions such as fines if targets are not met,” criticised the WWF representative. In her opinion, a wrong understanding of technology openness could lead to extremely expensive cost traps. “Green hydrogen will not be available on a large scale in the foreseeable future and must be reserved for areas in which no climate-friendly, more efficient and, above all, cheaper options are available to date,” said Raddatz with regard to industrial fields of application. ■

Wasserstoff-Direktreduktionsanlage zur Herstellung von grünem Eisen in Lingen eröffnet

Hydrogen direct reduction plant for the production of green iron opened in Lingen



Foto/Photo: : Benteler

Am 11. August wurde in Lingen (Emsland) eine Pilotanlage zur Direktreduktion eröffnet, die grünen Wasserstoff nutzt, um Eisen herzustellen. Es sei die „weltweit größte Wasserstoff-Direktreduktionsanlage zur Herstellung von grünem Eisen“, heißt es von dem Hylron-Konsortium, dem Unternehmen aus Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Namibia angehören. Mit dabei sind u.a. die die NRW-Firmen TS-Elino aus Düren, CO₂GRAB aus Würselen und LSF Energy aus Paderborn. Das Land Niedersachsen hatte die Pilotanlage im Rahmen des För-

On 11 August, a pilot direct reduction plant was opened in Lingen (Emsland) that uses green hydrogen to produce iron. It is the “world’s largest hydrogen direct reduction plant for the production of green iron”, according to the Hylron consortium, which includes companies from North Rhine-Westphalia, Lower Saxony and Namibia. The NRW companies TS-Elino from Düren, CO₂GRAB from Würselen and LSF Energy from Paderborn are among the participants. The state of Lower Saxony had supported the pilot plant as part of the

derprojektes „GEiSt – Grünes Eisen für die Stahlindustrie“ unterstützt.

Würde es gelingen, bei der energieintensiven Stahlerzeugung einen grünen Energieträger einzusetzen, könnten allein in Deutschland rund 55 Mio. t CO₂, der derzeit jährlich anfallen, eingespart werden. Das entspricht rund 6 % der pro Jahr in ganz Deutschland anfallenden Emissionen. Mit der Hylron-Pilotanlage soll ein erster Schritt unternommen werden. Bei dem Pilotvorhaben kann in einem luftdichten Drehrohrofen Eisenerz unter Zuhilfenahme von grünem Wasserstoff reduziert werden, Kohle wird für den Reduktionsprozess nicht mehr benötigt.

„Die Inbetriebnahme der Pilotproduktion ist für uns ein wesentlicher Meilenstein, um das Produkt ‚grünes Eisen‘ zur Marktreife zu führen und die deutsche Technologie weltweit zu etablieren“, sagte Steffen Lackmann, Gesellschafter des HyIron-Verbundes und Vorstandsmitglied im Landesverband Erneuerbare Energien NRW, anlässlich der offiziellen Eröffnung der Anlage durch Landesumwelt- und -energieminister Christian Meyer (Grüne). Unterstützt durch das Bundeswirtschaftsministerium baut Hylron in Namibia derzeit eine H₂-Produktion im industriellen Maßstab auf. Langfristig sollen dort bis zu 2 Mio. t Eisen jährlich für die deutsche Stahlindustrie produziert werden. ■

funding project “GEiSt – Green Iron for the Steel Industry”. If it were possible to use a green energy source in energy-intensive steel production, around 55 million tonnes of CO₂, which is currently produced annually, could be saved in Germany alone. This corresponds to about 6 % of the emissions produced per year in the whole of Germany. The HyIron pilot plant is intended as a first step. In the pilot project, iron ore can be reduced in an airtight rotary kiln with the aid of green hydrogen; coal is no longer needed for the reduction process. “The commissioning of the pilot production is an important milestone for us to bring the product ‘green iron’ to market maturity and to establish the German technology worldwide,” said Steffen Lackmann, shareholder of the HyIron association and board member of the NRW Renewable Energies Association, on the occasion of the official opening of the plant by NRW Environment and Energy Minister Christian Meyer (Greens). Supported by the German Federal Ministry of Economics and Technology, HyIron is currently setting up H₂ production on an industrial scale in Namibia. In the long term, up to 2 million tonnes of iron are to be produced there annually for the German steel industry. ■

Hamburger Energiewerke begraben Pläne für Aquiferwärmespeicher

Hamburger Energiewerke bury plans for aquifer heat storage facility



Am Hamburger Kraftwerksstandort Tiefstack sollte der Wärmespeicher realisiert werden; Foto: Wärme Hamburg
The heat storage facility was to be realised at the Tiefstack power plant site in Hamburg; Photo: Wärme Hamburg

Ein Aquiferwärmespeicher gehörte eigentlich mit zu den umfangreichen Maßnahmen, mit denen die Hamburger Energiewerke die Energie- und Wärmewende in der Stadt umsetzen und das Fernwärmesystem aus dem fossilen Zeitalter führen wollten. Doch die geologischen Voraussetzungen machen den Plänen einen Strich durch die Rechnung, sodass die Hamburger Energiewerke das Projekt, das als Teilvorhaben des Norddeutschen Reallabors (NRL) gestartet worden war, nicht weiterverfolgen werden.

An aquifer heat storage facility was actually one of the extensive measures with which the Hamburger Energiewerke wanted to implement the energy and heat turnaround in the city and lead the district heating system out of the fossil age. But the geological conditions put a spanner in the plans, so that Hamburger Energiewerke will not be pursuing the project, which was started as a sub-project of the North German Real Laboratory (NRL).

After the first borehole and subsequent production tests were

Nachdem die erste Bohrung sowie sich anschließende Förder-tests zusammen mit den Projektpartnern und Fachleuten ausgewertet wurden, steht fest, dass am Kraftwerksstandort Tiefstack, wo der Wärmespeicher errichtet werden sollte, nicht genügend Thermalwasser gefördert werden kann. Die geologische Schicht sei nicht durchlässig genug, ein Speicherbetrieb mit einer „auskömmlich großen Wärmeleistung“ am Standort daher nicht möglich, teilt das Unternehmen mit. Das Forschungsprojekt wird aufgrund dessen eingestellt. Für eine eventuelle alternative Nachnutzung der Bohrung wird das Bohrloch noch nicht endgültig versiegelt, sondern zunächst gesichert.

„Wir müssen für die Energie- und Wärmewende neue und innovative Ansätze erproben. Daher haben wir in den letzten vier Jahren mit unserem Team und wissenschaftlicher Unterstützung dieses Projekt aktiv vorangebracht und zum Erkenntnisgewinn beigetragen. Selbstverständlich hätten wir uns gewünscht, dass saisonale Wärmespeicherung am Standort Tiefstack möglich ist. Der geplante Umbau des Kraftwerks Tiefstack bleibt davon aber unberührt“, bekräftigt die Technische Geschäftsführerin der Hamburger Energiewerke Kirsten Fust. ■

evaluated together with the project partners and experts, it is clear that not enough thermal water can be produced at the Tiefstack power plant site, where the heat storage facility was to be built. The geological layer is not permeable enough, and storage operation with an “adequately large thermal output” at the site is therefore not possible, the company says. The research project will therefore be discontinued. For a possible alternative subsequent use of the borehole, the borehole will not yet be sealed definitively, but secured for the time being.

“We have to test new and innovative approaches for the energy and heat transition. That is why we have actively advanced this project over the last four years with our team and scientific support and contributed to gaining knowledge. Of course, we would have liked seasonal heat storage to be possible at the Tiefstack site. However, the planned conversion of the Tiefstack power plant remains unaffected by this,” affirms the Technical Managing Director of Hamburger Energiewerke Kirsten Fust. ■

Nationaler CO₂-Preis von 40 €/t soll Finanzierung des Klimafonds sichern

National CO₂ price of 40 €/t to secure financing for the climate fund

Medienberichten zufolge will die Bundesregierung den CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel zum Jahreswechsel 2023/24 auf 40 €/t anheben und mit den Mehreinnahmen aus dem Verbrauch fossiler Kraft- und Brennstoffe den Klima- und Transformationsfonds (KTF) stärken.

Mit dem Klima- und Transformationsfonds will die Bundesregierung vor allem die Gebäudesanierung fördern, aber auch den Ausbau der Elektromobilität und der Eisenbahninfrastruktur sowie der Ansiedlung von Halbleiterfabriken unterstützen. Insgesamt sollen im kommenden Jahr 57,6 Mrd. € für die grüne Transformation ausgegeben werden. Dazu soll, wie die Nachrichtenagentur Reuters schreibt, der Preis im nationalen Emissionshandel von derzeit 30 auf 40 €/t angehoben werden. Ursprünglich war zum Jahreswechsel nur ein Anstieg auf 35 €/t vorgesehen, nachdem die jährliche Erhöhung Ende 2022 aufgrund der Energiepreiskrise ausgesetzt worden war. Durch den nun um 10 €/t steigenden CO₂-Preis auf fossile Kraft- und Brennstoffe dürfte sich der Benzin- und Dieselpreis um etwa vier Cent je Liter erhöhen. Nach Berechnungen des Vergleichsportals Check24 dürfte sich der Bezug von 20.000 kWh Gas eines durchschnittlichen Musterhaushalts um knapp 24 € erhöhen, beim Heizölverbrauch von rund 2.000 Litern im Jahr ist demnach mit einem Preisanstieg von 32 € für einen Durchschnittshaushalt zu rechnen.

Laut dem vom Bundeskabinett nun gebilligten Wirtschaftsplan des KTF führt der höhere CO₂-Preis zu Mehreinnahmen in Höhe von 2,3 Mrd. €, die sich für das Gesamtjahr auf insgesamt 10,9 Mrd. € belaufen dürften. Durch die Versteigerungserlöse aus dem EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) dürften dem Fonds weitere 8,2 Mrd. € zufließen.

Förderschwerpunkt des Klima- und Transformationsfonds soll im kommenden Jahr mit einem Budget von 18,8 Mrd. € der Gebäudebereich sein. Für die EEG-Förderung sind 12,6 Mrd. € vorgesehen, weitere 4,7 Mrd. € sollen in die Förderung der Elektromobilität fließen. Erstmals sind auch Investitionen in die

According to media reports, the federal government wants to raise the CO₂ price in national emissions trading to 40 €/t at the turn of the year 2023/24 and strengthen the Climate and Transformation Fund (KTF) with the additional revenue from the consumption of fossil fuels.

With the Climate and Transformation Fund, the German government wants to promote building renovation in particular, but also support the expansion of electromobility and railway infrastructure as well as the establishment of semiconductor factories. A total of 57.6 billion € is to be spent on the green transformation in the coming year. For this purpose, as the news agency Reuters writes, the price in national emissions trading is to be raised from currently 30 to 40 €/t. Originally, only an increase to 35 €/t was planned at the turn of the year, after the annual increase had been suspended at the end of 2022 due to the energy price crisis. The CO₂ price on fossil fuels, which will now rise by 10 €/t, is likely to increase the price of petrol and diesel by about four cents per litre. According to calculations by the comparison portal Check24, the purchase of 20,000 kWh of gas for an average model household is likely to increase by just under 24 €, and for heating oil consumption of about 2,000 litres per year, a price increase of 32 € is to be expected for an average household.

According to the KTF's economic plan, which has now been approved by the Federal Cabinet, the higher CO₂ price will lead to additional revenues of 2.3 billion €, which should total 10.9 billion € for the year as a whole. The auctioning proceeds from the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) are expected to bring in a further 8.2 billion € for the Fund.

With a budget of 18.8 billion €, the focus of the Climate and Transformation Fund's funding in the coming year will be on the building sector. 12.6 billion € are earmarked for EEG funding, and another 4.7 billion € are to flow into the promotion of electromobility. For the first time, investments in

Eisenbahninfrastruktur vorgesehen, für die im kommenden Jahr 4 Mrd. € vorgesehen sind. Auch für die Förderung der Halbleiterproduktion in Deutschland stehen im kommenden Jahr 4 Mrd. € zur Verfügung, insgesamt soll dieser Bereich bis 2027 mit 20 Mrd. € subventioniert werden. Für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind im kommenden Jahr 3,8 Mrd. € vorgesehen.

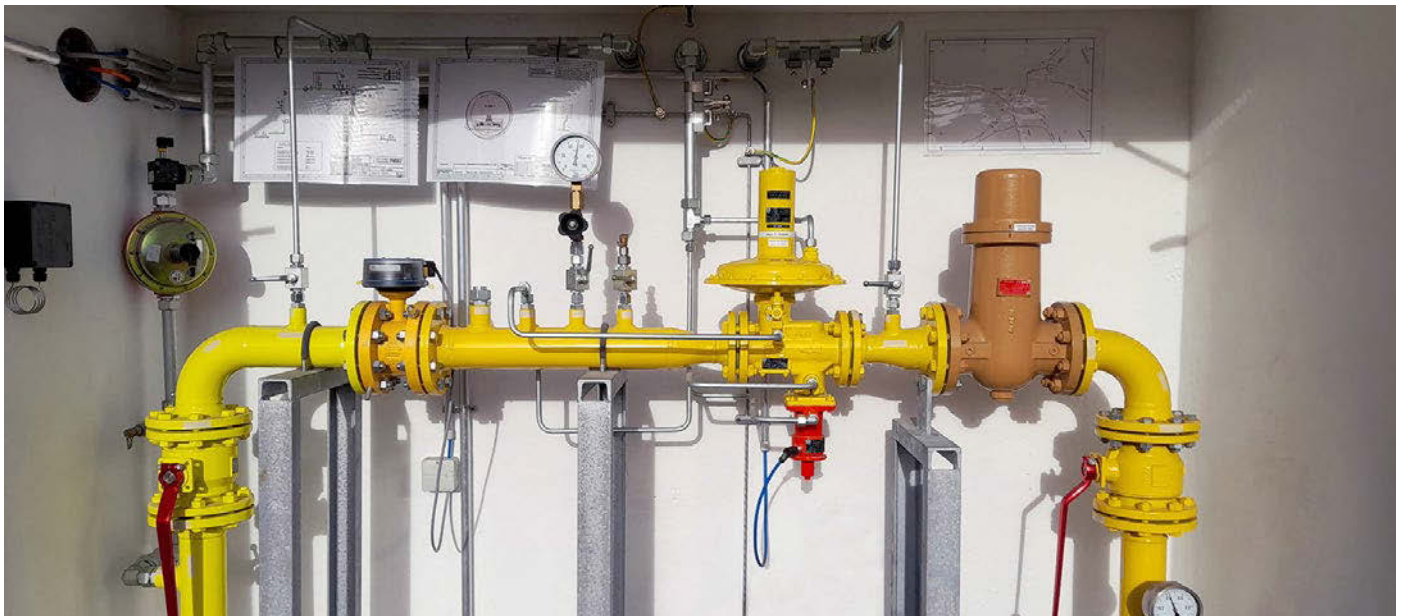
Der Wirtschaftsplan für den KTF wird Anfang September gemeinsam mit dem Entwurf des Bundeshaushalts und dem Finanzplan bis 2027 im Bundestag beraten und soll zum Abschluss der Haushaltswoche am 1. Dezember durch das Parlament bestätigt werden.

railway infrastructure are also planned, for which 4 billion € are earmarked in the coming year. 4 billion € have also been earmarked for the promotion of semiconductor production in Germany in the coming year; in total, this sector is to be subsidised with 20 billion € by 2027. 3.8 billion € have been earmarked for the development of a hydrogen economy in the coming year.

The economic plan for the KTF will be discussed in the Bundestag at the beginning of September together with the draft federal budget and the financial plan until 2027 and is expected to be confirmed by parliament at the end of the budget week on 1 December.

Energie lässt Leitfaden für Umstieg des Erdgasverteilnetzes auf H₂ erstellen

Energie has guidelines drawn up for the conversion of the natural gas distribution network to H₂



Foto/Photo: Enervie Vernetzt, Gottfried Cremer

Der Verteilnetzbetreiber Enervie Vernetzt, der zur Enervie Gruppe gehört, die in Südwestfalen rund 400.000 Kunden mit Strom, Gas und Wasser versorgt, bereitet sich auf das Wasserstoffzeitalter vor. Spätestens ab 2040 soll das deutsche Erdgasverteilnetz so ertüchtigt sein, dass durch die Rohre klimaneutrales Gas wie Wasserstoff transportiert werden kann. Wie ein Ortsnetz darauf vorbereitet und umgestellt werden kann, untersucht Enervie Vernetzt bereits in einem Pilotprojekt mit privaten Haushalten. Rund 3.000 Meter umfasst die gesamte Leitungslänge in dem ausgewählten Ortsnetz, an das neben 147 Hausanschlüssen auch eine Gasdruckregel- und Messanlage für die Druckreduzierung von 400 mbar auf 50 mbar angebunden sind.

Unterstützt wird der Verteilnetzbetreiber bei dem Vorhaben von dem Beratungsunternehmen evety, das ein Modell entwickelt hat, wie sich die Umstellung durchführen ließe. Laut evety-Geschäftsführer Klaus Altfeld wurde ein Vorgehensmodell ausgearbeitet, das nicht nur die Anforderungen ermittelt hat, sondern bis zu einer Aufstellung einer „konkreten Roadmap“ reicht. Man habe das Modell so gestaltet, betont Altfeld,

The distribution grid operator Enervie Vernetzt, part of the Enervie Group, which supplies around 400,000 customers in South Westphalia with electricity, gas and water, is preparing for the hydrogen age. By 2040 at the latest, the German natural gas distribution network is to be upgraded so that climate-neutral gas such as hydrogen can be transported through the pipes.

Enervie Vernetzt is already investigating how a local network can be prepared and converted for this in a pilot project with private households. The total length of the pipes in the selected local network is about 3,000 metres. In addition to 147 house connections, a gas pressure regulating and measuring system for reducing the pressure from 400 mbar to 50 mbar is also connected to the network.

The distribution network operator is supported in the project by the consulting firm evety, which has developed a model for how the conversion could be carried out. According to evety managing director Klaus Altfeld, a procedure model was worked out that not only determined the requirements, but also went as far as drawing up a “concrete roadmap”. Altfeld

dass es als „allgemeiner Leitfaden“ dienen könnte, Erdgasverteilnetze auf den H₂-Transport umzurüsten.

Der TÜV Süd hat die Ergebnisse einer Sachverständigenbewertung unterzogen und grünes Licht für die Vorgehensweise und Anforderungen an die technische Sicherheit gegeben. In einem nächsten Schritt will man bei Enervie Vernetzt die Erkenntnisse aus dem Pilotvorhaben auf das gesamte Verteilnetz übertragen und dabei eine Umstellungs-Roadmap entwickeln, die eine finanzielle Abschätzung erhält ■

emphasises that the model was designed in such a way that it could serve as a “general guideline” for converting natural gas distribution networks to H₂ transport.

TÜV Süd has subjected the results to an expert assessment and given the green light for the procedure and requirements for technical safety. In a next step, Enervie Vernetzt wants to transfer the findings from the pilot project to the entire distribution network and develop a conversion roadmap in the process, which will receive a financial estimate ■

WEMAG erweitert Geothermie-Anlage in Neustadt-Glewe

WEMAG expands geothermal plant in Neustadt-Glewe



Geothermie-Anlage in Neustadt-Glewe; Foto: Marschner / WEMAG
Geothermal plant at Neustadt-Glewe; Photo: Marschner / WEMAG

Schon seit rund 30 Jahren fördert die Geothermie-Anlage am Stadtrand von Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) Thermalsole aus 2.450 m Tiefe. Nun soll mit neuen Bohrungen die Förderleistung gesteigert werden.

„Gerade jetzt, wo viele Hauseigentümer über die Erneuerung ihrer Heizanlagen nachdenken, ist es für uns umso wichtiger, das Fernwärmenetz in Neustadt-Glewe zu erweitern. Nur wenn unsere Geothermieanlage die entsprechende Leistung hat, können wir so viele Haushalte wie möglich anschließen“, sagte die Erste Stadträtin Isabell Stoltenberg.

Derzeit wird die Sole mit einer Temperatur von 97 °C an die Oberfläche gefördert und gibt im Heizwerk über Wärmetauscher einen Teil ihrer Wärme an das Heizwasser des Fernwärmenetzes der Stadt Neustadt-Glewe ab. Eine zweite, 2.335 m tiefe Bohrung führt anschließend die gefilterte Sole zurück in das Erdreich.

Damit die Leistung der Anlage ausgebaut werden kann, erhält die vorhandene Bohrung einen „Side Track“, also eine Ablenkbohrung, die in einer Tiefe von 1.800 m von der vorhandenen Bohrung abzweigt und einen neuen Nutzungshorizont in 2.350 m Tiefe und mit einem Abstand von 120 m zur aktuellen Bohrung erschließt. Möglich werde die Maßnahme durch eine Zuwendung des Bundeswirtschaftsministeriums in nicht genannter Höhe. Insgesamt komme man auf rund 3 Mio. € Kosten.

Zuvor musste ein neuer Bohrplatz gebaut werden, auf dem die

The geothermal plant on the outskirts of Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Western Pomerania) has been producing thermal brine from a depth of 2,450 metres for around 30 years. Now, new boreholes are to be drilled to increase the output.

“Especially now, when many homeowners are thinking about renewing their heating systems, it is all the more important for us to expand the district heating network in Neustadt-Glewe. Only if our geothermal plant has the appropriate capacity can we connect as many households as possible,” said 1st City Councillor Isabell Stoltenberg.

Currently, the brine is pumped to the surface at a temperature of 97 °C and, in the heating plant, transfers some of its heat to the heating water of the district heating network of the city of Neustadt-Glewe via heat exchangers. A second, 2,335-metre-deep borehole then returns the filtered brine to the ground.

In order to expand the capacity of the plant, the existing borehole will be given a “side track”, i.e. a deflection borehole that branches off from the existing borehole at a depth of 1,800 metres and opens up a new utilisation horizon at a depth of 2,350 metres and at a distance of 120 metres from the current borehole. The measure was made possible by an unspecified grant from the Federal Ministry of Economics. The total cost will be around 3 million €.

Beforehand, a new drilling site had to be built to accommodate the drilling rig and the auxiliary equipment. In addition,

Bohranlage und die Nebenaggregate Platz finden. Außerdem wurde eine 12 m hohe Lärmschutzwand errichtet. Seit Mitte Juli werde nun rund um die Uhr am neuen Side Track gebohrt. Bis Ende August sollen die Arbeiten abgeschlossen werden und soll die Geothermieanlage wieder in Betrieb gehen. Dann soll eine Förderleistung von 120 m³/h zur Verfügung stehen, welches einer Wärmeleistung von 5.000 kW entspricht.

Die Anlage wurde 1994 in Betrieb genommen und hat seitdem rund 15 Mio. m³ Thermalsole gefördert und damit gut 425 GWh Heizenergie erzeugt, erklärt WEMAG. Das Unternehmen hält über seine Tochter mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern einen Anteil von 49 % an der Erdwärme Neustadt-Glewe. Mehrheitsgesellschafter ist mit 51 % die Stadt Neustadt-Glewe. ■

a 12-metre-high noise barrier was erected. Since mid-July, drilling has been going on around the clock at the new side track. The work is to be completed by the end of August and the geothermal plant is to be put back into operation. A pumping capacity of 120 m³/h should then be available, which corresponds to a heat output of 5,000 kW.

The plant was commissioned in 1994 and has since produced around 15 million m³ of thermal brine, generating a good 425 GWh of heating energy, explains WEMAG. The company holds a 49 % share in Erdwärme Neustadt-Glewe through its subsidiary mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern. The majority shareholder is the city of Neustadt-Glewe with 51 %. ■

Energieverbrauch in Deutschland sinkt im 1. Halbjahr 2023 um 7 %

Energy consumption in Germany falls by 7 % in the 1st half of 2023

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland belief sich in den ersten sechs Monaten 2023 auf 5.561 Petajoule (PJ) entsprechend 189,7 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Das waren 7,1 % weniger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum, so die aktuell von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) vorgelegten Berechnungen.

Nach Einschätzung der AGEB haben die hohen Energiepreise und die schwache konjunkturelle Entwicklung den starken Rückgang des Energieverbrauchs bewirkt. Während die Produktion des gesamten produzierenden Gewerbes in den ersten fünf Monaten des Jahres 2023 stagnierte, verzeichneten die energieintensiven Branchen, wie Chemie, Metalle, Papier und Glas, ein Minus von 13 %. Die Witterung spielte keine signifikante Rolle für die Entwicklung des Energieverbrauchs im ersten Halbjahr 2023.

Der Verbrauch an Mineralöl verringerte sich in den ersten sechs Monaten 2023 um 2,0 % im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022. Der Verbrauch an Kraftstoffen ist gestiegen, am stärksten von Flugkraftstoff. Dessen Absatz nahm um 7,5 % zu. Der Absatz an leichtem Heizöl erhöhte sich um 16 %, weil viele Verbraucher ihre Lagerstände aufstockten. Die Lieferungen von Rohbenzin an die chemische Industrie haben sich um fast 20 % vermindert.

Der Rückgang im Erdgasverbrauch um 10,1 % ist auf den gesunkenen Einsatz in der Industrie, aber auch auf den reduzierten Verbrauch der Haushalte und des Sektors Handel/Gewerbe/Dienstleistungen (GHD) zurückzuführen.

Der Verbrauch an Braunkohle war im 1. Halbjahr 2023 um 18,1 % niedriger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Entscheidend waren die rückläufigen Lieferungen an Kraftwerke. Dies ist auf den gesunkenen Stromverbrauch im Inland sowie günstige Erzeugungsbedingungen im benachbarten Ausland zurückzuführen. Die gleichen Faktoren waren entscheidend für den Rückgang im Verbrauch an Steinkohle, der für das erste Halbjahr 2023 mit 10,8 % beziffert wird.

Der Primärenergieverbrauch an Kernenergie verringerte sich um 56,9 % im Vergleich zu den ersten sechs Monaten 2022. Dies erklärt sich durch die verminderte Stromerzeugung der drei bis zum 15. April 2023 im Streckbetrieb gefahrenen Blöcke. Seit dem 16. April wird in Deutschland kein Strom mehr aus Kernenergie erzeugt.

Die erneuerbaren Energien verzeichneten ein Plus von 0,6 %. Dies geht insbesondere auf den verzeichneten Zuwachs im Sektor Haushalte und GHD zurück. Für die Stromerzeugung wurde dem-

Primary energy consumption in Germany amounted to 5,561 petajoules (PJ) in the first six months of 2023, corresponding to 189.7 million tonnes of hard coal equivalent (MtCE). This was 7.1 % less than in the comparable period of the previous year, according to the calculations currently presented by the Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB).

According to the AGEB, the high energy prices and the weak economic development caused the sharp decline in energy consumption. While production in the manufacturing sector as a whole stagnated in the first five months of 2023, the energy-intensive sectors, such as chemicals, metals, paper and glass, recorded a minus of 13 %. Weather did not play a significant role in the development of energy consumption in the first half of 2023.

Consumption of petroleum decreased by 2.0 % in the first six months of 2023 compared to the first six months of 2022. Consumption of fuels increased, most notably aviation fuel. Its sales increased by 7.5 %. Sales of light heating oil increased by 16 % as many consumers stocked up. Deliveries of crude petrol to the chemical industry decreased by almost 20 %.

The decrease in natural gas consumption by 10.1 % is due to lower use in industry, but also to reduced consumption by households and the trade/commercial/services sector (GHD). Consumption of lignite in H1 2023 was 18.1 % lower than in the same period last year. The decisive factor was the decline in deliveries to power plants. This was due to lower electricity consumption in Germany as well as favourable generation conditions in neighbouring countries. The same factors were decisive for the decline in hard coal consumption, which is estimated at 10.8 % for the first half of 2023.

Primary energy consumption of nuclear energy decreased by 56.9 % compared to the first six months of 2022, which is explained by the reduced electricity generation of the three units that were in stretch operation until 15 April 2023. Since 16 April, no more electricity has been generated from nuclear energy in Germany.

Renewable energies recorded a plus of 0.6 %. This is due in particular to the growth recorded in the household and tertiary sector. In contrast, a slight minus was recorded for electricity generation. The share of renewable energies in primary energy consumption increased from 18.3 % in the first half of 2022 to 19.8 % in the first half of 2023.

gegenüber ein leichtes Minus ermittelt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch erhöhte sich von 18,3 % im ersten Halbjahr 2022 auf 19,8 % im ersten Halbjahr 2023.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland gingen nach einer ersten vorläufigen Abschätzung der AGEB im ersten Halbjahr 2023 um mehr als 8 % gegenüber dem entsprechenden Vorjahreszeitraum zurück. Dies entspricht einer Reduktion in der Größenordnung von 28 Mio. t. ■

According to a first preliminary estimate by AGEB, energy-related CO₂ emissions in Germany fell by more than 8 % in the first half of 2023 compared to the corresponding period of the previous year. This corresponds to a reduction in the order of 28 million tonnes. ■

Neue Energie aus geschlossener Kohlemine

New energy from closed coal mine



Industriepark Mark 51°7 in Bochum; Foto: Stadt Bochum

Industrial park Mark 51°7 at Bochum; Foto: Stadt Bochum

Der neue Industriepark Mark 51°7 in Bochum soll mit einem der nachhaltigsten Energiekonzepte Europas ausgestattet werden: Es sieht vor, das Quartier künftig mit aus Grubenwasser gewonnener Energie mit Wärme und Kälte zu versorgen. Das maßgeschneiderte Pumpensystem, mit dem das Grubenwasser an die Oberfläche gelangt, wurde von dem innovativen Pumpenspezialisten Oil Dynamics geplant, gebaut und installiert.

Zwei neue Tiefbrunnen werden jeweils mit einer Oil Dynamics Tauchkreiselpumpe (TKP) ausgestattet, um mehrere neue Gebäude nachhaltig wie auch klimafreundlich mit Wärme und Kälte zu versorgen: Zum Heizen wird dabei rund 30 °C warmes Grubenwasser aus einem 810 m tiefen Stollen hochgepumpt und durch Wärmepumpen auf rund 48 °C erwärmt, bevor es in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Zur Kühlung wird rund 18 °C warmes Grubenwasser aus einem 340 m tiefen Stollen an die Oberfläche gepumpt und dort auf 10 °C abgekühlt.

Die größten Herausforderungen bei der Konzeptionierung der maßgeschneiderten Pumpensysteme waren der extrem große Betriebsbereich der TKP und die häufigen Lastschwankungen. Der Energiebedarf des Mark 51°7 kann stark variieren – je nach Jahreszeit, Tageszeit, Wetter, Wochentag und anderen Faktoren. Die unterschiedlichen Energieanforderungen werden vom Pumpensystem durch Förderraten zwischen 30 und 150 m³/h abgebil-

The new Mark 51°7 industrial park in Bochum is to be equipped with one of the most sustainable energy concepts in Europe: It envisages supplying the quarter with heating and cooling in the future using energy extracted from mine water. The customised pump system that brings the mine water to the surface was planned, built and installed by the innovative pump specialist Oil Dynamics.

Two new deep wells are each equipped with an Oil Dynamics submersible centrifugal pump (TKP) to supply several new buildings with heating and cooling in a sustainable and climate-friendly way: for heating, mine water at a temperature of around 30 °C is pumped up from an 810-metre-deep gallery and heated to around 48 °C by heat pumps before being fed into the district heating network. For cooling, mine water with a temperature of around 18 °C is pumped up to the surface from a 340-metre-deep gallery and cooled down to 10 °C there.

The biggest challenges in designing the customised pump systems were the extremely large operating range of the TKP and the frequent load fluctuations. The energy demand of the Mark 51°7 can vary greatly – depending on the season, time of day, weather, day of the week and other factors. The different energy requirements are reflected by the pump system

det. Dabei muss die Pumpendrehzahl stets angepasst werden. Während im Winter hauptsächlich aus dem tieferen, wärmeren Brunnen und im Sommer größtenteils aus dem flacheren, kälteren Bohrloch gepumpt wird, wird das System im Frühling und Herbst mit mehreren Richtungsänderungen am Tag betrieben. An einem typisch deutschen Frühlingstag, an dem es nachts und morgens immer noch kalt, ab Mittag aber sonnig und warm ist, würde die Anlage beispielsweise vom Heiz- in den Kühlbetrieb umschalten. Eine anlageschonende und gleichzeitig betriebswirtschaftlich effiziente Steuerung der Pumpanlage wird derzeit mit Unterstützung der Software-Abteilung von Oil Dynamics entwickelt.

Die kürzlich mit Unterstützung von Oil Dynamics Servicetechnikern vor Ort durchgeführten Pumpentests haben die gewünschten Ergebnisse bestätigt. Im Regelbetrieb wird die im Grubenwasser enthaltene Energie mehr als 75 % des Heiz- und Kühlbedarfs aller angeschlossenen Gebäude des Gewerbeparks über dem stillgelegten Kohlebergwerk abdecken. Die Differenz wird durch ein Nahwärmenetz und konventionelle Kühlsysteme ausgeglichen.

Das vom Fraunhofer IEG und Stadtwerke Bochum entwickelte und von Oil Dynamics unterstützte Projekt ist das erste große Industriegebiet, das durch eine Kombination aus Geothermie, Fernwärmenetzen, unterirdischen Speichern und Großwärmepumpen mit integrierter Wärme und Kälte versorgt wird. Derartige Wärme- und Kältenetze der fünften Generation, auch kalte Fernwärmenetze genannt, sind besonders effizient, da sie nur eine sehr niedrige Betriebstemperatur der zirkulierenden Flüssigkeit haben. So können die Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden je nach Bedarf Wärme oder Kälte aus dem Netz beziehen. Und: Im Vergleich zu Erdgas und elektrischer Kühlung bei Mark 51°7 wird bei Energie aus Grubenwasser die Emission von etwa 3.200 t CO₂ pro Jahr vermieden.

Das Marktpotenzial dieses Energiekonzepts spiegelt sich in der großen Zahl der bestehenden stillgelegten Bergwerke in Europa und weltweit wieder. Bestehende Infrastruktur, die sich oft unter großen Städten befindet, kann relativ schnell und kostengünstig im Sinne einer nachhaltigen Heizung und Kühlung nachgenutzt werden.

through delivery rates between 30 and 150 m³/h. The pump speed must always be set to the correct value. The pump speed must always be adjusted. While in winter the pumping is mainly from the deeper, warmer well and in summer mostly from the shallower, colder well, in spring and autumn the system is operated with several changes of direction during the day. On a typical German spring day, for example, when it is still cold at night and in the morning but sunny and warm from midday onwards, the system would switch from heating to cooling mode. A control system for the pumping plant that is both gentle on the plant and economically efficient is currently being developed with the support of Oil Dynamics' software department.

Pump tests recently carried out on site with the support of Oil Dynamics service technicians have confirmed the desired results. In regular operation, the energy contained in the mine water will cover more than 75 % of the heating and cooling needs of all connected buildings in the industrial park above the disused coal mine. The difference is made up by a local heating network and conventional cooling systems.

The project, developed by Fraunhofer IEG and Stadtwerke Bochum and supported by Oil Dynamics, is the first large industrial estate to be supplied with integrated heating and cooling by a combination of geothermal energy, district heating networks, underground storage tanks and large heat pumps. Such fifth-generation heating and cooling networks, also called cold district heating networks, are particularly efficient because they only have a very low operating temperature of the circulating fluid. This means that the heat pumps in the individual buildings can draw heat or cold from the network as needed. And: compared to natural gas and electric cooling at Mark 51°7, energy from mine water avoids the emission of about 3,200 t of CO₂ per year.

The market potential of this energy concept is reflected in the large number of existing disused mines in Europe and worldwide. Existing infrastructure, often located under large cities, can be re-used relatively quickly and cost-effectively in terms of sustainable heating and cooling.



Der
Geothermie
Kongress



17.–19.
Oktober
2023

Haus der Technik
in Essen



- Drei Tage Programm mit Sessions und Workshops zu vielfältigen Geothermie-Themen
- Attraktive Möglichkeiten zur Präsentation Ihres Unternehmens

Jetzt
Tickets
sichern!

www.der-geothermiekongress.de

Dominanz der USA im LNG-Markt

US dominance in the LNG market



Foto/Photo : Uniper

Aktuell haben die USA eine dominante Stellung bei der Weiterentwicklung des LNG-Marktes. Seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine, schreibt die Internationale Energie-Agentur (IEA) in ihrem jüngsten Bericht zur globalen Gasversorgungssicherheit, wurden Investitionsentscheidungen über eine neue Verflüssigungskapazität von 90 Mrd. m³ getroffen. 95 % der Kapazität werden in den USA gebaut werden. 2022 wurden auch die meisten LNG-Export-Verträge in den USA abgeschlossen. Eine ausreichende Gasproduktion, um die Exportkapazitäten auch vermarkten zu können, ist keine Hürde. Ein Ende der Shale-Gas-Reserven ist nicht absehbar. Das einzige Land, das als LNG-Exporteur eine ähnliche Dynamik entwickelt, ist Katar. 2021 hatte die staatliche Qatar Energy die Investitionsentscheidung für eine deutliche Ausweitung der Produktion in dem sogenannten North Field beschlossen. Das Feld ist Teil des South Pars/North Dome-Vorkommens, des größten Gasvorkommens der Erde. Neben Katar ist der Iran an dem Feld beteiligt. Auf Basis der neuen Produktion wird Katar seine LNG-Exporte um rund 49 Mio. t LNG (rund 60 Mrd. m³) erhöhen. Qatar Energy wird zur Vermarktung dieser Mengen 2023 eine Rekordzahl neuer Verträge abschließen, sagte der Vorstandsvorsitzende des staatlichen Energieunternehmens, Saad al-Kaabi, bei einer LNG-Konferenz im Juli im kanadischen Vancouver. Bisher wurden nur Verträge mit asiatischen Unternehmen abgeschlossen. Nach dem Sommer erwartet aber al-Kaabi auch Abschlüsse mit europäischen Unternehmen.

Dabei sind grundsätzlich die Vermarktungsphilosophien der US-amerikanischen Anbieter und von Qatar Energy unterschiedlich. Es fängt schon damit an, dass in den USA in der Regel nicht Produzenten oder integrierte Unternehmen, sondern die Projektentwickler Kapazität und die notwendigen Erdgasmengen in den Verflüssigungsterminals vermarkten. Gemeinsam ist Kataris und US-Amerikanern das Interesse an Langfristverträgen. Wobei vermutlich eine Vertragsdauer von 27 Jahren den Planungshorizont der amerikanischen Projekte eher übersteigt. Qatar Energy hat in diesem Jahr einen solch langlaufenden Vertrag mit der China National Petroleum Company abgeschlossen. Die beiden zentralen Unterschiede: Qatar Energy verkauft in der Regel Erdgas im Rah-

Currently, the USA has a dominant position in the further development of the LNG market. Since the start of the Russian invasion of Ukraine, writes the International Energy Agency (IEA) in its latest report on global gas supply security, investment decisions have been made for 90 billion m³ of new liquefaction capacity. 95 % of the capacity will be built in the USA. In 2022, most LNG export contracts were also concluded in the USA. Sufficient gas production to be able to market the export capacities is not a hurdle. There is no end in sight for shale gas reserves. The only country developing similar momentum as an LNG exporter is Qatar. In 2021, the state-owned Qatar Energy had decided to invest in a significant expansion of production in the so-called North Field. The field is part of the South Pars/North Dome deposit, the largest gas deposit on earth. Besides Qatar, Iran has a stake in the field. Based on the new production, Qatar will increase its LNG exports by about 49 million tonnes of LNG (about 60 billion m³). Qatar Energy will sign a record number of new contracts to market these volumes in 2023, the state energy company's chief executive Saad al-Kaabi said at an LNG conference in Vancouver, Canada, in July. So far, contracts have only been signed with Asian companies. After the summer, however, al-Kaabi expects contracts to be signed with European companies as well.

The marketing philosophies of the US suppliers and Qatar Energy are fundamentally different. It starts with the fact that in the USA it is usually not producers or integrated companies, but project developers who market capacity and the necessary quantities of natural gas in the liquefaction terminals. What Qataris and Americans have in common is their interest in long-term contracts. Whereby a contract duration of 27 years probably rather exceeds the planning horizon of the American projects. Qatar Energy signed such a long-term contract with the China National Petroleum Company this year. The two key differences: Qatar Energy usually sells natural gas under long-term supply contracts with oil price indexation. Delivery is made at one or more specified LNG



Foto/Photo: AdobeStock

men von langfristigen Lieferverträgen mit einer Ölpreisindexierung. Die Lieferung erfolgt in einem oder mehreren spezifizierten LNG-Import-Terminals (Delivery Ex Ship (DES)). Die Betreiber der LNG-Verflüssigungsterminals verkaufen das Gas mit einer Bindung an die Erdgaspreise am US-amerikanischen Henry Hub, dem zentralen Übergabepunkt für Erdgas in den USA. Die Lieferung des Gases erfolgt im Terminal „Free on Board (FOB)“. D.h., der Käufer ist für den Schifftransport verantwortlich, kann das LNG aber auch in jeden beliebigen Hafen auf der Welt schicken. Seit Anfang 2022 sind die beliebtesten Häfen in Europa. 69 % der US-LNG-Exporte sind 2022 nach Europa gegangen, 2021 waren es nur 34 %. Die Zahlen hat die Unternehmensberatung Team Consult in ihrem LNG Radar aufbereitet.

DES-Lieferungen haben aber auch ihre Vorteile. Der Abnehmer muss sich um den Schifftransport nicht kümmern, er hat die unbedingte Sicherheit, dass LNG-Mengen dort ankommen, wo er sie benötigt. Und auch bei DES-Lieferungen lässt sich LNG weiterverkaufen, der Prozess ist nur umständlicher, da das LNG im ursprünglichen Zielhafen umgeladen werden muss. „Europäische Käufer bevorzugen FOB-Verträge, asiatische Käufer DES-Verträge“, brachte Gergeley Molnar, Gasanalyst bei der IEA, die Käuferpräferenzen auf eine Kurzformel. Er tat dies, als er den IEA-Bericht zur globalen Gasversorgungssicherheit, der auch den Gasmarktbericht für das dritte Quartal 2023 enthält, in einem Webinar von Zukunft Gas vorstellte.

Asiatische – vor allem chinesische – Unternehmen präferieren nicht nur DES-Kontrakte, sondern generell LNG-Verträge. Der Anteil asiatischer Unternehmen an allen 2022 abgeschlossenen LNG-Verträgen lag laut IEA-Zahlen bei 37 %. Europäische Unternehmen haben zwar ihre Aktivitäten seit Beginn des Ukraine-Krieges deutlich gesteigert. Dennoch blieb der Anteil an allen LNG-Verträgen mit 20 % beschränkt (2021 betrug der Anteil aber nur 5 %). Den Rest haben sogenannte Portfolio-Player abgeschlossen, also Handelsgesellschaften wie Shell, BP oder TotalEnergies, die weltweit LNG kaufen und vermarkten. Auf sie wird noch zurückzukommen sein.

Die Zurückhaltung der europäischen Unternehmen mag an der Langfristigkeit des LNG-Geschäftes liegen. Auch 2022 lagen die Vertragslaufzeiten bei fast allen Verträgen bei mehr als zehn Jahren. Im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und Dekarbonisierungszielen, die spätestens nach 2030 zu einem signifikanten Rückgang der Gasnachfrage führen sollten, tun sich europäische Unternehmen mit solchen Langfristverträgen schwer: „Europa benötigt zur Versorgungssicherheit und Preisstabilität

import terminals (Delivery Ex Ship (DES)). LNG liquefaction terminal operators sell the gas with a peg to natural gas prices at the US Henry Hub, the central transfer point for natural gas in the US. The gas is delivered “Free on Board (FOB)” at the terminal. This means that the buyer is responsible for the ship transport, but can also send the LNG to any port in the world. As of early 2022, the most popular ports are in Europe. 69 % of US LNG exports went to Europe in 2022, compared to only 34 % in 2021. The consultancy Team Consult has prepared the figures in its LNG Radar.

DES deliveries also have their advantages. The buyer does not have to worry about the transport by ship, he has the absolute certainty that LNG volumes will arrive where he needs them. And even with DES deliveries, LNG can be resold, the process is just more cumbersome because the LNG has to be transhipped at the original port of destination. “European buyers prefer FOB contracts, Asian buyers DES contracts,” is how Gergeley Molnar, gas analyst at the IEA, summed up buyer preferences. He did so when presenting the IEA’s Global Gas Supply Security Report, which includes the Gas Market Report for the third quarter of 2023, in a Zukunft Gas webinar.

Asian – especially Chinese – companies prefer not only DES contracts but LNG contracts in general. Asian companies accounted for 37 % of all LNG contracts signed in 2022, according to IEA figures. European companies have increased their activities significantly since the start of the Ukraine war. Nevertheless, their share of all LNG contracts remained limited at 20 % (but in 2021 the share was only 5 %). The rest has been concluded by so-called portfolio players, i.e. trading companies such as Shell, BP or TotalEnergies, which buy and market LNG worldwide. We will come back to them later.

The reluctance of European companies may be due to the long-term nature of the LNG business. Even in 2022, the contract terms for almost all contracts were more than ten years. In the area of tension between security of supply and decarbonisation targets, which should lead to a significant decline in gas demand after 2030 at the latest, European companies are having a hard time with such long-term contracts: “Europe needs additional long-term contracts for security of supply and price stability,” insisted Jörg Selbach-Röntgen, CEO of MET Germany, at a hearing of the Bundestag’s Economic Committee on the LNG Acceleration Act at the beginning of July. The missing share is the abso-

zusätzliche Langfristverträge“, insistierte Jörg Selbach-Röntgen, CEO von MET Germany, bei einer Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Bundestags zum LNG-Beschleunigungsgesetz Anfang Juli. Der fehlende Anteil sei das absolute „Bottleneck“. Das Spannungsverhältnis zu Dekarbonisierungszielen ließe sich durch eine flexible Nachnutzung regeln. Die Mutter der deutschen Vertriebsgesellschaft hat ihren Sitz in der Schweiz und ist im globalen LNG-Handel tätig. Unter anderem hat der Versorger Regasifizierungskapazität im LNG-Terminal in Lubmin gebucht. Zumindest am Rande ganz spannend: Durch Europas Einbindung in den globalen LNG-Handel bieten Versorger mit LNG-Positionen in Deutschland Verträge mit einer Anbindung an Henry Hub-Preise an. MET Germany zum Beispiel diskutiert solche Verträge mit Stadtwerken und Industrieunternehmen. Die Einschätzungen zur Sinnhaftigkeit einer solchen Indexierung divergieren unter Marktteilnehmern stark.

Zurück zu möglichen Lock-in-Effekten langfristiger LNG-Verträge. Die Unternehmensberatung Prognos kommt in einer Ende Juni 2023 erschienenen Studie für die Wissenschaftsplattform Klimaschutz, einem Beratungsgremium der Bundesregierung, zu dem Ergebnis, langfristige Lieferverträge über das Jahr 2037 hinaus bergen erhebliche Risiken für die Erreichung der Klimaziele, wenn die Mengen auch in Europa bleiben und hier verbraucht werden. Deshalb müsse sichergestellt sein, dass das Gas bei Nichtbedarf an Dritte verkauft werden kann.

Für die IEA ist die Schlussfolgerung, dass die schon genannten Portfolio-Player eine zentrale Rolle spielen, um Marktflexibilität und Liquidität zu ermöglichen. Ihre Rolle habe in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Die Bereitschaft dieser Handelsgesellschaften, entsprechende Risiken zu übernehmen steigt. 2022 waren nur 52 % der Positionen auf der Beschaffungsseite durch die Verkaufsverträge gedeckt. 2017 lag der Anteil noch bei 71 %: „Es ist zu erwarten, dass die Angebotsflexibilität, die Portfolio-Player bieten, weiter einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in der Energiekrise leisten wird, die durch die russische Invasion in der Ukraine ausgelöst wurde“, schlussfolgert die IEA. Unabhängig davon, wie Europa das Versorgungsproblem löst, ändert sich seine Rolle im globalen LNG-Markt: Solange Russland über Pipelines den Markt mitversorgte, war zumindest Nordwesteuropa im LNG-Handel ein Ausgleichsmarkt; LNG wurde hier verkauft, wenn in anderen Märkten keine Nachfrage bestand. Nach dem Wegfall russischer Mengen reduziert sich das Pipeline-Angebot – das vor allem noch aus Norwegen kommt – so stark, dass LNG zur Sicherung der Versorgung als Baseload-Lieferungen benötigt wird. Die Rolle des Ausgleichsmarktes nimmt verstärkt China wahr: „In diesem Kontext muss die Architektur der globalen Versorgungssicherheit und die diese bedingenden Flexibilitätsmechanismen durch einen immer engeren Dialog zwischen verantwortungsbewussten Produzenten und Nachfragern neu justiert werden“, schlussfolgert die IEA. Einer der wichtigsten verantwortungsbewussten Produzenten werden dabei die USA sein, die 2023 erstmals der Welt größter LNG-Exporteur werden.

Auch wenn die LNG-Versorgung für Deutschland nach dem Wegfall russischer Mengen elementar ist, bleibt Deutschland dabei von Lieferungen über die Terminals in den nordwesteuropäischen Nachbarländern abhängig. Über die deutschen Terminals kommen knapp 10 % der gesamten Importe nach Deutschland. Über Belgien und die Niederlande insgesamt rund 40 %. Dabei dürfte es sich in der Regel um LNG-Mengen handeln. Dies liegt daran, dass nur drei schwimmende Terminals derzeit in Betrieb sind, aber auch daran, dass nur ein Terminal – Wilhelmshaven – voll ausgelastet werden kann. In Brunsbüttel sorgen Beschränkungen bei der Netzanbindung dafür, dass zurzeit in der Regel nur rund

lute „bottleneck“. The tension with decarbonisation goals could be regulated through flexible subsequent use. The parent company of the German distribution company is based in Switzerland and is active in global LNG trading. Among other things, the supplier has booked regasification capacity at the LNG terminal in Lubmin. Quite exciting, at least on the sidelines: Europe’s involvement in the global LNG trade means that suppliers with LNG positions in Germany are offering contracts with a link to Henry Hub prices. MET Germany, for example, is discussing such contracts with municipal utilities and industrial companies. The assessments of the usefulness of such indexation diverge strongly among market participants.

Back to the possible lock-in effects of long-term LNG contracts. In a study published at the end of June 2023 for the Science Platform for Climate Protection, an advisory body to the German government, the consultancy Prognos concludes that long-term supply contracts beyond 2037 pose considerable risks to the achievement of climate targets if the volumes remain in Europe and are consumed here. Therefore, it must be ensured that the gas can be sold to third parties if it is not needed.

For the IEA, the conclusion is that the portfolio players already mentioned play a central role in enabling market flexibility and liquidity. Their role has increased significantly in recent years. The willingness of these trading companies to take on corresponding risks is increasing. In 2022, only 52 % of the positions on the procurement side were covered by the sales contracts. In 2017, the share was still 71 %: “The supply flexibility offered by portfolio players can be expected to continue to make a significant contribution to security of supply in the energy crisis triggered by the Russian invasion of Ukraine,” concludes the IEA. Regardless of how Europe solves the supply problem, its role in the global LNG market is changing: as long as Russia helped supply the market via pipelines, at least north-western Europe was a balancing market in the LNG trade; LNG was sold here when there was no demand in other markets. After the loss of Russian volumes, the pipeline supply – which still comes mainly from Norway – is reduced to such an extent that LNG is needed as baseload supplies to secure the supply. China is increasingly assuming the role of the balancing market: “In this context, the architecture of global supply security and the flexibility mechanisms that condition it must be recalibrated through an ever closer dialogue between responsible producers and demanders,” concludes the IEA. One of the most important responsible producers will be the US, which will become the world’s largest LNG exporter for the first time in 2023.

Even though LNG supply is elementary for Germany after the loss of Russian volumes, Germany remains dependent on deliveries via the terminals in neighbouring north-western European countries. Almost 10 % of total imports come to Germany via the German terminals. About 40 % in total come via Belgium and the Netherlands. These are likely to be LNG volumes as a rule. This is because only three floating terminals are currently in operation, but also because only one terminal – Wilhelmshaven – can be fully utilised. In Brunsbüttel, restrictions on the grid connection mean that currently only around 40 % of the exit capacity from the terminal is usually used. In Lubmin, the utilisation rate is only 15 %. Among other things, the shuttle operation between the ship in the roadstead, where the LNG is stored, and the ship in Lubmin, where regasification takes place, has its

40 % der Ausspeisekapazität aus dem Terminal genutzt wird. In Lubmin liegt die Auslastung nur bei 15 %. Unter anderem hat der Shuttle-Betrieb zwischen dem Schiff auf Reede, in dem das LNG gespeichert wird, und dem Schiff in Lubmin, in dem die Regasifizierung stattfindet, seine Herausforderungen. ■

challenges. ■

Wintershall Dea erhält erste CCS-Lizenz im Vereinigten Königreich

Wintershall Dea awarded first CCS Licence in the United Kingdom



Foto/Photo: Thomson- Environmental-Consultants-Limited

- Das erwartete jährliche Speicherpotenzial in der Camelot-Lizenz liegt bei bis zu 6 Mio. t CO₂.
- Das Projekt wird im Vereinigten Königreich zur Erreichung der ehrgeizigen Netto-Null-Ziele beitragen und die lokale Wirtschaft unterstützen.

Wintershall Dea treibt seine Aktivitäten zur Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage, CCS) in der britischen Nordsee voran. Das Unternehmen hat von der North Sea Transition Authority (NSTA) eine Lizenz zur Speicherung von CO₂ unter dem Meeresboden erhalten. Das geschätzte jährliche Speicherpotenzial der Camelot-Lizenz beläuft sich insgesamt auf bis zu 6 Mio. t und leistet einen bedeutenden und wertvollen Beitrag zur CO₂-Reduzierung im Vereinigten Königreich.

Wintershall Dea sieht den Erhalt der Lizenz als wichtigen Meilenstein für den Einstieg in das britische CCS-Geschäft und die Entwicklung Nordwesteuropas zu der wichtigsten Region für Carbon-Management-Technologien.

„Mit vier Lizenzen in drei Ländern zählt Wintershall Dea zu den führenden CCS-Akteuren in der Nordsee. Mit dem Projekt Camelot bekräftigen wir einmal mehr unser Engagement für die Erschließung von CO₂-Lagerstätten in der Nordsee, um Lösungen für die Bekämpfung des Klimawandels und die Dekarbonisierung der Industrie zu liefern“, sagte Hugo Dijkgraaf, Mitglied des Vorstands und Chief Technology Officer bei Wintershall Dea. „Wir freuen uns darauf, dieses Projekt weiterzuentwickeln und unsere Expertise aus CCS-Projekten in Norwegen und Dänemark einzubringen, um so ein weiteres wesentliches Puzzlestück zu einer europäischen CO₂-Infrastruktur zu ergänzen“, fügte er hinzu.

Bei der Lizenz handelt es sich um das Camelot-Projekt, eine Kombination aus ausgeförderten Gasfeldern und einem darüber liegenden salinen Aquifer. Der Partner Synergia Energy wird in dem Projekt mit einem Anteil von 50 % die Betriebsführerschaft

- Anticipated annual storage potential of up to 6 million tonnes of CO₂ in the Camelot licence
- Project will help UK to reach its ambitious net zero targets and support local economy

Wintershall Dea is intensifying its carbon capture and storage (CCS) activities in the Southern North Sea. The company has been awarded a new licence by the North Sea Transition Authority (NSTA) to store CO₂ under the seabed. The Camelot licence's annual storage potential is up to 6 million tonnes and provides a significant and valuable contribution to the CO₂ abatement potential in the UK.

With ambitions to become a leading gas & carbon management company, Wintershall Dea views the award as an important steppingstone to access the UK's CCS industry, and to develop Northwest Europe as a key region for carbon management technologies in the company's portfolio.

“Wintershall Dea is among the leading CCS players in the North Sea with a total of four licences in three North Sea countries. With the Camelot project, we are once again reaffirming our intention to develop CO₂ storage sites in the North Sea to deliver solutions to tackle climate change and decarbonise industries”, said Hugo Dijkgraaf, Wintershall Dea's Chief Technology Officer, and member of the Executive Board. “We are pleased to be maturing this project and thus adding another essential puzzle piece to a European CO₂ infrastructure, utilizing our expertise from our CCS projects in Norway and Denmark,” he added.

The licence is for the Camelot area, which is a combination of depleted gas fields and an overlying saline aquifer. Wintershall Dea will hold a 50 % interest together with Synergia Energy, who will be project operator in the appraisal phase.

The work programme will be developed and managed by Win-

übernehmen, Wintershall Dea hält die anderen 50 %.

Der Entwicklungsplan für die Lizenz wird von Wintershall Dea Carbon Management Solutions UK erarbeitet. Das Unternehmen wurde im August 2022 gegründet, um Kohlenstoffmanagement-Projekte im britischen Teil der Nordsee zu bewerten und umzusetzen.

Wintershall Dea ist seit vielen Jahren als Betreiber und Partner in der britischen Nordsee aktiv und daher mit dem Untergrund in diesem Gebiet bestens vertraut. „Mit unserer umfangreichen Expertise im Untergrund und im Betrieb, die wir im Laufe der Zeit erworben haben, ist Wintershall Dea nun bestens gerüstet, zur Entwicklung von Offshore-Lagerstätten beizutragen, um dort ab 2030 CO₂ zu speichern. Das ist ein großer Erfolg in einem solch wettbewerbsintensiven Umfeld“, sagte Matthias Pfeiffer, Country Lead CCS & Hydrogen UK bei Wintershall Dea.

Die britische Regierung hat CCS als eine der wichtigsten Säulen zur Eindämmung des Klimawandels und zur Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der energieintensiven Schwerindustrie definiert. Die NSTA hat angekündigt, in den nächsten Jahren über 100 Lizenzen auf dem britischen Kontinentalschelf zu vergeben, um das Potenzial der Offshore-Speicherung voll auszuschöpfen. ■

Wintershall Dea Carbon Management Solutions UK. The entity was established in August 2022 to assess and implement carbon management projects in the UK sector of the North Sea. Wintershall Dea has been an active player in the UK North Sea for many years and is thus very familiar with the subsurface in the area. “With the extensive subsurface and operational expertise that we have gained over time, Wintershall Dea is well-equipped to contribute to developing these reservoirs to store CO₂ potentially starting from 2030. This is a great success in this highly competitive environment”, said Matthias Pfeiffer, Country Lead CCS & Hydrogen UK at Wintershall Dea.

The British government has defined CCS as one of the main pillars to mitigate climate change and decarbonise the energy system as well as heavy and energy intensive industries. The NSTA announced that it would award over 100 licences on the UK Continental Shelf (UKCS) in the next few years to fully exploit the offshore storage potential. ■

Adnoc strebt nach einem weltweiten Öl- und Petrochemie-Imperium

Adnoc aspires to a global oil and petrochemical empire

Die nationale Ölgesellschaft von Abu Dhabi namens Abu Dhabi National Oil Company oder kurz Adnoc ist im Begriff, sich ein weltweites Öl- und Petrochemie-Imperium aufzubauen. Dafür sollen zunächst 50 Mrd. US-\$ und über einen Zeitraum von fünf Jahren bis zu 150 Mrd. US-\$ aufgewendet werden. Von dieser Investitions-Gesamtsjume sind ausdrücklich 10 % oder 15 Mrd. US-\$ für Erneuerbare-Vorhaben vorgesehen. Adnoc hat für die Verwirklichung dieser Pläne als erstes einen Kreis von rund 50 Fachleuten geschaffen, die vornehmlich von Banken und internationalen Ölgesellschaften kommen. Ihr Chef ist Klaus Froehlich, der früher bei der amerikanischen Investmentbank Morgan Stanley eine Führungsposition innehatte. Froehlich untersteht direkt dem Adnoc-Chef, Sultan al-Jaber, der Adnoc seit dem Jahr 2016 leitet. Derzeit verhandelt das Team von Froehlich gleichzeitig mit dem brasilianischen Petrochemieunternehmen Braskem, mit der österreichischen OMV und mit dem Chemiekonzern Covestro aus Deutschland über größere Beteiligungen und die Zusammenarbeit mit diesen Konzernen.

Soweit es um Braskem aus Brasilien geht, hat Adnoc zusammen mit dem amerikanischen Beteiligungs-Fonds Apollo ein Übernahmeangebot in Höhe von 8 Mrd. US-\$ abgegeben. Im Blick auf OMV zielt Adnoc danach, den eigenen petrochemischen Bereich mit jenem von OMV, also Borealis, zusammenzulegen. Dabei sind insgesamt Investitionen von 30 Mrd. US-\$ geplant. Für eine namhafte Beteiligung an Covestro hat Adnoc bisher 13 Mrd. US-\$ geboten. Dies ist der deutschen Seite bislang aber zu wenig. Also wird weiter verhandelt. Gemeinschaftlich mit dem britischen BP-Konzern bietet Adnoc im übrigen 2 Mrd. US-\$ für eine 50 %-Beteiligung an einer israelischen Gasgesellschaft. Über diese Beteiligung sollen die Gasaktivitäten im östlichen Mittelmeer intensiviert werden. ■

Abu Dhabi's national oil company, Abu Dhabi National Oil Company, or Adnoc for short, is in the process of building a global oil and petrochemical empire. To this end, 50 billion US-\$ are to be spent initially and up to 150 billion US-\$ over a period of five years. Of this total investment, 10 %, or 15 billion US-\$, is specifically earmarked for renewable energy projects. Adnoc's first step in realising these plans was to set up a group of about 50 experts, mainly from banks and international oil companies. Their boss is Klaus Froehlich, who formerly held a management position at the American investment bank Morgan Stanley. Froehlich reports directly to the head of Adnoc, Sultan al-Jaber, who has led Adnoc since 2016. Currently, Froehlich's team is simultaneously negotiating with the Brazilian petrochemical company Braskem, with the Austrian OMV and with the chemical group Covestro from Germany about larger investments and cooperation with these groups.

As far as Braskem from Brazil is concerned, Adnoc has made a takeover bid of 8 billion US-\$ together with the American investment fund Apollo. With regard to OMV, Adnoc is aiming to merge its own petrochemical division with that of OMV, i.e. Borealis. A total investment of 30 billion US-\$ is planned. Adnoc has so far offered 13 billion US-\$ for a substantial stake in Covestro. But so far this is too little for the German side. So negotiations are continuing. Together with the British BP Group, Adnoc is also offering 2 billion US-\$ for a 50 % stake in an Israeli gas company. This stake is intended to intensify gas activities in the eastern Mediterranean. ■

Jetzt
neu!

Mobilität

Industrielle
Nutzung
von H₂

Jetzt
4 Wochen
testen!

Politik &
Finanzierung

Energie-
und Wärme-
versorgung

Speicherung &
Transport

Wasserstoff

der Energieträger der Zukunft



Up to date mit H2weekly!

➤ www.mobility-impacts.de/h2weekly-energie



Die Grenzen der Wasserstoffwirtschaft

EINE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT VERLANGT SEINE KÜNSTLICHE HERSTELLUNG. GRÜNER WASSERSTOFF IST ALLERDINGS MIT HOHEN STROMKOSTEN BELASTET UND VERBRAUCHT BETRÄCHTLICHE MENGEN SAUBERES WASSER. DAHER IST EINE MASSENHERSTELLUNG MITTELFRISTIG NUR AUS ERDGAS MÖGLICH.

The limitations of the hydrogen technology

HYDROGEN TECHNOLOGY REQUIRES ITS ARTIFICIAL GENERATION. HOWEVER, GREEN HYDROGEN IS BURDENED WITH HIGH ELECTRICITY COSTS AND CONSUMES CONSIDERABLE AMOUNTS OF CLEAN WATER. THEREFORE, MASS PRODUCTION IS ONLY POSSIBLE FROM NATURAL GAS IN THE MEDIUM TERM.

Von/By W. Littmann , G. Pusch

Einleitung

Erneuerbare Energieträger können eine Autarkie der Stromerzeugung in Deutschland weitestgehend gewährleisten, aber derzeit nicht für eine Ablösung der fossilen Brennstoffe auf dem industriellen Wärmesektor und dem Verkehrssektor sorgen. Große Hoffnungen werden daher auf die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft gesetzt. Eine solche Entwicklung ist aus der Technikgeschichte nachvollziehbar, als die Herstellung von gasförmigen Brennstoffen (Stadtgas, Generatorgas, Kokereigas) in der Anfangsphase der Industrialisierung vor der breiten Nutzung von natürlich vorkommenden gasförmigen Wärmeträgern erfolgte. Gasförmiger Wasserstoff kommt in der Natur großvolumig kaum vor und muss daher künstlich erzeugt werden.

Stadtgas, Leuchtgas oder Steinkohlengas wurde ab Anfang des 19. Jahrhunderts als Leuchtmittel und zum Heizen und Kochen verwendet. In manchen Altbauten konnte man noch bis in die 70er Jahre des 20. Jahrhunderts die alten Gasleitungen in den Stuckdecken finden. Das Anzünden der Gaslaternen erfolgte noch bis in die 50er Jahre manuell. Bei Einbruch der Dunkelheit ging der „Laternenanzünder“ mit einer Leiter von Laterne zu Laterne. Die typische Gaslaterne in Großstäd-

Introduction

Renewable energy sources can largely guarantee self-sufficiency in electricity generation in Germany, but at present they cannot provide a replacement for fossil fuels in the industrial heating sector and the transport sector. Great hopes are therefore placed on the introduction of a hydrogen economy. Such a development can be traced back to the history of technology, when the production of gaseous fuels (town gas, generator gas, coke oven gas) in the initial phase of industrialisation preceded the widespread use of naturally occurring gaseous heat carriers. Gaseous hydrogen hardly occurs in large volumes in nature and must therefore be produced artificially.

Town gas, illuminating gas or coal gas was used from the beginning of the 19th century as an illuminant and for heating and cooking. In some old buildings, the old gas pipes could still be found in the stucco ceilings until the 1970s. The gas lanterns were still lit manually until the 1950s. At nightfall, the “lantern lighter” went from lantern to lantern with a ladder. For this purpose, the typical gas lantern in large cities like Berlin had a crossbar for placing the ladder underneath the lantern.

(Foto: © Linde)



Tab. 1: Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan (Erdgas > 90 % Methan) bei Standardbedingungen [1,2,3,4,12] Die Verhältniswerte sind gerundet
 Tab. 1: Physical properties of hydrogen compared to methane (natural gas > 90 % methane) at standard conditions [1,2,3,4,12] The ratios are rounded off.

Eigenschaft Characteristic	Einheit Unit	Wasserstoff Hydrogen	Methan Methane	Verhältnis CH ₄ /H ₂ Ratio CH ₄ /H ₂
Molmasse / Molar mass	g/mol	2,016	16,043	8
Dichte / Density	kg/m ³ (Vn)	0,089	0,718	8
Unterer Brennwert / Lower calorific value	kWh/m ³ (Vn)	3,00	9,97	3,3
Oberer Brennwert / Upper calorific value	kWh/m ³ (Vn)	3,54	11,06	3,1
Spez. Wärmekapazität / Spec. heat capacity	kJ/kg-K	14,3	2,18	0,15
Moleküldurchmesser / Molecular diameter	nm	0,27	0,32	1,2
Viskosität / Viscosity	μPa s	8,42	11,14	1,3
Zündgrenze in Luft / Ignition limit in air	Vol %	4 - 75	5 - 15	
Zündtemperatur / Ignition temperature	°C	560	595	1
Dichte beim Transport in Leitungen/Density during transport in pipes (20 °C, 60 bar)	kg/m ³	4,963	40,034	8
Energieinhalt beim Transport in Leitungen/ Energy content during transport in pipes (20 °C, 60 bar)	kWh/m ³	195,5	617,3	3,1

ten wie Berlin verfügte hierzu über eine Querstrebe zum Anstellen der Leiter unterhalb der Laterne.

Ein weiteres Wahrzeichen dieser Ära waren die Gasometer in den Städten. Bekannt und erhalten sind beispielsweise der Gasometer in Oberhausen oder die 4 Gasometer in Wien-Simmering. Diese Gasometer dienten als Speicher und zur Druckregelung.

Das Prinzip der Stadtgaserzeugung variierte mit der Qualität der Kohle und auch im Laufe der Zeit. Grundlage war jedoch, dass durch Einleiten von Wasserdampf in heiße Kohle die brennbaren Gase Wasserstoff und Kohlenmonoxid erzeugt wurden. Stadtgas bestand bis zu 60 % aus Wasserstoff und 40 % Kohlenmonoxid.

Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff

In der Tabelle 1 sind die wesentlichen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan wiedergegeben, wobei Methan die grundlegenden Eigenschaften von Erdgasen mit einem Methangehalt > 90 % repräsentieren soll.

Der Moleküldurchmesser und die Viskosität der beiden Gase unterscheiden sich nicht sehr, wodurch beispielsweise die Dichtheit bei der Untertagespeicherung in Kavernen oder Porenspeichern vergleichbar anzunehmen ist. Die oft zitierte Aussage, dass das Wasserstoffmolekül sehr viel kleiner ist als das Methanmolekül, ist damit nicht haltbar. Lediglich in der Gegenwart von Wasser dissoziiert der Wasserstoff, so dass die Protonen leicht in Werkstoffe diffundieren und bei Stahl Korrosion verursachen können.

Die Energiedichte des komprimierten Wasserstoffs ist allerdings sehr viel kleiner als die von Methan, was zu einem größeren Volumenbedarf beim Transport führt. Unter typischen Bedingungen für den Transport in Verbindungsleitungen beträgt die Energiedichte nur ca. 1/3 der Energiedichte des Methans (Tabelle1).

Beide Stoffe sind leicht entzündlich und explosiv. Die Zündtemperatur ist etwa gleich, ebenso die untere Zündgrenze. Wasserstoff ist allerdings auch noch bei höheren Anteilen an Luft entzündlich. Ein Vorteil des Wasserstoffs bei einer Entzündung ist die geringe Dichte, wodurch Wasserstoff schnell nach oben steigt. Das Unglück des Luftschiffs Hindenburg in Lakehurst wäre bei der Entzündung von Methan vermutlich noch tragischer verlaufen.

Die physikalischen Eigenschaften der beiden Energieträger unterscheiden sich deutlich, aber ohne grenzwertige Vor- oder Nachteile.

Another landmark of this era were the gasometers in the cities. Well-known and preserved are, for example, the gasometer in Oberhausen or the 4 gasometers in Vienna-Simmering. These gasometers served as storage tanks and for pressure regulation.

The principle of city gas generation varied with the quality of the coal and also over time. However, the basis was that the combustible gases hydrogen and carbon monoxide were produced by introducing steam into hot coal. Town gas consisted of up to 60 % hydrogen and 40 % carbon monoxide.

Physical properties of hydrogen

Table 1 shows the main physical properties of hydrogen compared to methane, with methane representing the basic properties of natural gases with a methane content > 90 %. The molecular diameter and viscosity of the two gases do not differ much, which means that, for example, the tightness for underground storage in caverns or pore storage can be assumed to be comparable. The often quoted statement that the hydrogen molecule is much smaller than the methane molecule is therefore not tenable. Only in the presence of water does the hydrogen dissociate, so that the protons can easily diffuse into materials and cause corrosion in steel. However, the energy density of compressed hydrogen is much smaller than that of methane, which leads to a larger volume requirement for transport. Under typical conditions for transport in connecting pipelines, the energy density is only about 1/3 of that of methane (Table1).

Both substances are highly flammable and explosive. The ignition temperature is about the same, as is the lower ignition limit. Hydrogen, however, is still flammable even with higher proportions of air. One advantage of hydrogen in case of ignition is its low density, which allows hydrogen to rise quickly. The accident of the airship Hindenburg in Lakehurst would probably have been even more tragic if methane had ignited. The physical properties of the two energy carriers differ significantly, but without borderline advantages or disadvantages.

Occurrence and production

Natural occurrence

According to experts, the natural occurrence of hydrogen is generally due to rock reactions with deep waters, especially through the reduction of water on iron oxide and the decay of ammonium ions in metapelites. Franke et.al. [5] list a number of natural, geo-genic hydrogen deposits that have been dis-

Vorkommen und Herstellung

Natürliche Vorkommen

Die natürliche Entstehung von Wasserstoff ist nach Expertenmeinung generell auf Gesteinsreaktionen mit Tiefenwässern, speziell durch die Reduktion von Wasser an Eisenoxid und den Zerfall von Ammonium-Ionen in Metapeliten zurückzuführen. Franke et.al. [5] führen eine Reihe von natürlichen, geologischen Wasserstoffvorkommen an, die bisher entdeckt worden sind. Globale, geogene Bildungsraten legen es jedoch nahe, dass wirtschaftliche Ansammlungen wenig wahrscheinlich sind. Deshalb kommen sie zu dem Schluss, dass eine Wasserstoffwirtschaft derzeit nur über die künstliche Herstellung erfolgen kann.

Neuere Studien [6] haben ergeben, dass die Bildung von Wasserstoff und Begleitgasen in den kontinentalen Überschiebungszonen möglich und v.a. auf die oben genannten Reaktionen sowie Folgereaktionen zurückzuführen ist. Wasserstoff und die Begleitgase (N₂, He) treten aus dem Erdmantel aus und migrieren bevorzugt durch Sedimentschichten an die Oberfläche. Über sekundäre Migrationspfade (Kluftzonen) können sie, je nach Temperaturniveau, in sekundären Prozessen zu Methan (in Gegenwart von CO₂) umgewandelt werden oder als Gemisch auftreten. Eine Lagerstättenbildung ist nur dann möglich, wenn geologische Fallen in der Erdkruste vorhanden sind.

Prinzhofer [7] beschreibt die Entdeckung einer bedeutenden, natürlichen Wasserstofflagerstätte in Mali, Bourakebougou, die bei der Exploration nach Kohlenwasserstoffen 2017 gefunden wurde. Es handelt sich um eine 5-schichtige Akkumulation von Wasserstoff und Methan in karbonatischen Sedimenten des Proterozoikums in einer Teufe von 100 bis 1800 Meter. Die Speicherschichten erstrecken sich mindestens in einem Umkreis von 8 Kilometer und weisen Wasserstoff-Konzentrationen bis 98 % auf. Die Abdichtung der Schichten ist durch vulkanische Intrusionen (Sill) von sehr dichten Basaltgesteinen (Dolerit) gegeben.

Nachdem auch Heliumanteile bis zu 3 % erschlossen wurden, hat dieser Fund die Exploration nach natürlichen Wasserstoffvorkommen weiter angeregt. Derzeit kann aber eine Wasserstoffwirtschaft nur durch die industrielle Herstellung aus Wasser oder Erdgas in Betracht gezogen werden.

Herstellung aus Erdgas

Wasserstoff lässt sich mit verschiedenen Verfahren aus Erdgas herstellen. Dies ist Stand der Technik.

Die Abbildung 3 zeigt die wichtigsten großvolumigen Herstellungsprozesse für Wasserstoff aus der Quelle Wasser (1,2,7) und der Quelle Erdgas (3-6).

3.2.1 Methan Dampfreformierung

Die Gewinnung von Wasserstoff aus Methan erfolgt über einen Hochtemperaturprozess bei 800°-900° C und 20-30 bar Druck. Dabei entsteht Kohlendioxid (siehe oberer Teil der Tabelle 2), das entweder an die Atmosphäre abgegeben wird oder über CCS getrennt und deponiert werden muss, damit Klimaneutralität erreicht werden kann [9, 15]. Zur Anreicherung des Wasserstoffanteils läuft der Prozess über eine Zwischenstufe, wo das originär entstandene Kohlenmonoxid in der Shift-Reaktion zu Kohlendioxid umgewandelt wird, und damit weiterer Wasserstoff entsteht. Aus 100 Liter Erdgas können rd. 400 Liter Wasserstoff gewonnen werden.

Die Berechnung der Reaktionswärme erfolgte aus den Standardbildungsenthalpien [14]. Die erforderliche Prozesswärme wurde für die Druck- und Temperaturbedingungen des Prozesses unter Berücksichtigung der Ver-

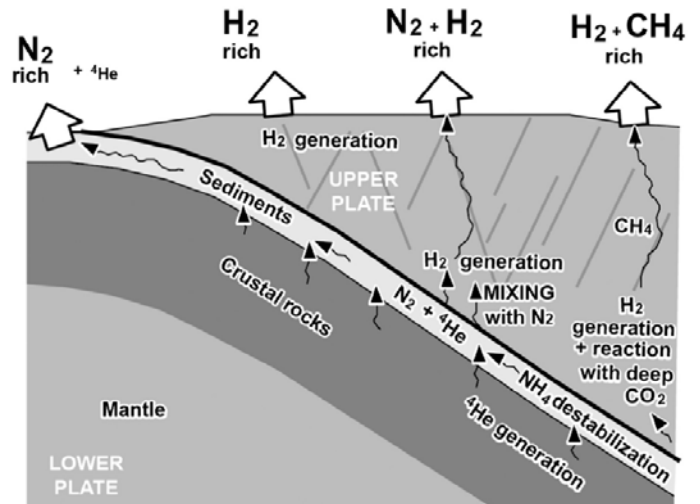


Abbildung 1: Migrationswege für Mantelgase [6]
Figure 1: Migration pathways for mantle gases [6].

covered so far. However, global geogenic formation rates suggest that economic accumulations are unlikely. Therefore, they conclude that a hydrogen economy can currently only be achieved through artificial production.

Recent studies [6] have shown that the formation of hydrogen and associated gases in the continental overthrust zones is possible and is mainly due to the above-mentioned reactions and subsequent reactions. Hydrogen and associated gases (N₂, He) escape from the Earth's mantle and migrate preferentially through sedimentary layers to the surface. Via secondary migration paths (fissure zones) they can, depending on the temperature level, be converted to methane (in presence of CO₂) in secondary processes or occur as a mixture. Reservoir formation is only possible if geological traps are present in the Earth's crust.

Prinzhofer [7] describes the discovery of a significant natural hydrogen deposit in Mali, Bourakebougou, which was found during exploration for hydrocarbons in 2017. It is a 5-layer accumulation of hydrogen and methane in Proterozoic carbonate sediments at depths ranging from 100 to 1800 metres. The reservoir layers extend for at least 8 kilometres and have hydrogen concentrations of up to 98%. The layers are sealed by volcanic intrusions (sills) of very dense basaltic rocks (dolerite). After helium contents of up to 3 % were also tapped, this discovery has further stimulated exploration for naturally occur-

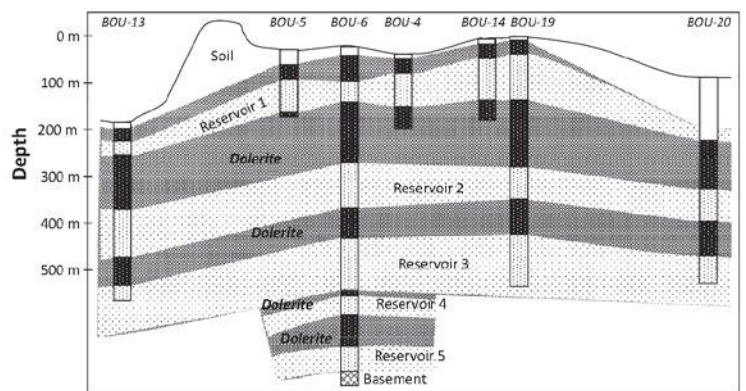


Abbildung 2: Querschnittsskizze der Speicher für natürlich vorkommenden Wasserstoff in Mali [7]
Figure 2: Cross-section sketch of the reservoirs for naturally occurring hydrogen in Mali [7].

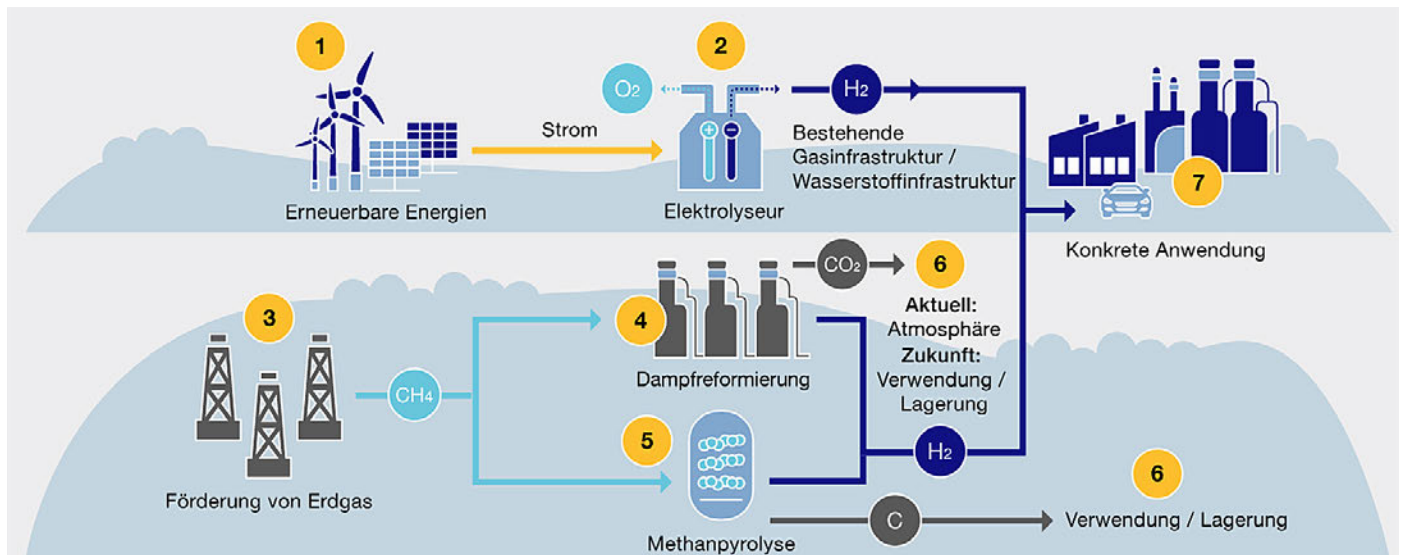


Abbildung 3: Überblick der Herstellungsmöglichkeiten von Wasserstoff [8]
 Figure 3: Overview of hydrogen production options [8].

dampfungsenthalpie von am Prozess beteiligten Flüssigphasen aus den Daten der Tabelle 3 ermittelt.

$$\text{Wirkungsgrad } (\eta) = 1 - (\text{Reaktionswärme } (\Delta H_r) + \text{Prozesswärme } (\Delta H_p)) / \text{Oberer Brennwert } H_2$$

$$\Delta H_r = (-393,5 - (-74,8 - 2 \times 241,8)) / 4 = 41,2 \text{ kJ/mol } H_2 \quad \Delta H_p = \text{Verdampfungswärme } (\Delta H_I) + \text{Konditionierungswärme } (\Delta H_s) \text{ für } 900^\circ \text{ C, } 30 \text{ bar} = (44 + 26) / 4 = 17,5 \text{ kJ/mol } H_2$$

$$\Delta H_t = \Delta H_r + \Delta H_p = 58,7 \text{ kJ/mol } H_2 = 0,73 \text{ kWh/m}^3 \text{ } H_2 \text{ (Vn)}$$

$$\eta = 1 - 0,73 / 3,54 = 0,79$$

Der Wirkungsgrad liegt bei thermodynamischen Bedingungen nahe 79 %. Bei technischen Bedingungen liegt der Wirkungsgrad zwischen 65 - 75 % [15].

Im unteren Teil der Tabelle 2 ist eine Version der autothermen Methanreformierung mit partieller Oxidation aufgeführt, die ein Synthesegas produziert. Die Prozesstemperatur liegt zwischen 950° und 1100° C und der Druck bei rd. 100 bar. Die Energiebilanz ist günstiger, da die Oxidation Wärme liefert. Die Ergiebigkeit ist jedoch kleiner, nachdem aus 100 Liter Methan nur rd. 200 Liter Wasserstoff gewonnen werden. Der thermodynamische Wirkungsgrad beträgt 100 %. Nach dem Grad der Umweltbelastung wird das Produkt dieses Weges als „Grauer Wasserstoff“ bezeichnet.

Tab. 3: Kennwerte einiger Fluide bei Standardbedingungen, 273,15 K und 1,013 bar [10,11,12,13,14]

Table 3: Characteristic values of some fluids at standard conditions, 273,15 K and 1.013 bar [10,11,12,13,14].

Komponente Component	Bildungsenthalpie Enthalpie of form.	Molmasse Molar mass	Dichte Density	Spez. Wärme Spec. Heat
	kJ/mol	g/mol	g/l	kJ/kg-K
H ₂ (g)	0	2	0,0898	14,21
NH ₃ (g)	-45.9	17	0,772	2,18
CH ₄ (g)	-74.8	16	0,717	2,18
H ₂ O(g)	-241.8	18	0,597	2,08
H ₂ O(l)	-285.8	18	1000 (4°C)	4,22
CO ₂ (g)	-393.5	44	1,977	0,82
CO(g)	-110.5	28	1,250	1,04

ring hydrogen deposits. At present, however, a hydrogen economy can only be envisaged through industrial production from water or natural gas.

Production from natural gas

Hydrogen can be produced from natural gas using various processes. This is the state of the art.

Figure 3 shows the most important large-volume manufacturing processes for hydrogen from the source water (1,2,7) and the source natural gas (3-6).

Methane steam reforming

Hydrogen is produced from methane by a high-temperature process at 800°-900° C and 20-30 bar pressure. This process produces carbon dioxide (see upper part of Table 2), which is either released into the atmosphere or must be separated and landfilled via CCS in order to achieve climate neutrality [9, 15]. To enrich the hydrogen content, the process runs through an intermediate stage where the carbon monoxide produced originally is converted to carbon dioxide in the shift reaction, thus producing further hydrogen. Approximately 400 litres of hydrogen can be obtained from 100 litres of natural gas.

The heat of reaction was calculated from the standard enthalpies of formation [14]. The required process heat was determined for the pressure and temperature conditions of the process, taking into account the enthalpy of vaporisation of liquid phases involved in the process, from the data in Table 3.

$$\text{Efficiency } (\eta) = 1 - (\text{reaction heat } (\Delta H_r) + \text{process heat } (\Delta H_p)) / \text{upper calorific value } H_2$$

$$\Delta H_r = (-393.5 - (-74.8 - 2 \times 241.8)) / 4 = 41.2 \text{ kJ/mol } H_2 \quad \Delta H_p = \text{heat of vaporisation } (\Delta H_I) + \text{heat of conditioning } (\Delta H_s) \text{ for } 900^\circ \text{ C, } 30 \text{ bar} = (44 + 26) / 4 = 17.5 \text{ kJ/mol } H_2$$

$$\Delta H_t = \Delta H_r + \Delta H_p = 58.7 \text{ kJ/mol } H_2 = 0.73 \text{ kWh/m}^3 \text{ } H_2 \text{ (Vn).}$$

$$\eta = 1 - 0,73 / 3,54 = 0,79$$

The efficiency is close to 79 % under thermodynamic conditions. Under technical conditions, the efficiency is between 65 - 75 % [15].

The lower part of Table 2 shows a version of autothermal methane reforming with partial oxidation that produces a

Tab. 2: Bilanz der Methan Dampfreformierung und auto-thermen Konversion
 Table 2: Balance sheet of methane steam reforming and auto-thermal conversion

	Komponente 1 Component 1		Komponente 2 Component 2		Komponente 3 Component 3		Komponente 4 Component 4	
Reaktionsgleichung / Reaction equation	CH ₄	+	2 H ₂ O _(g)	↔	CO ₂	+	4 H ₂	
Massenbilanz / Mass resume, Gramm	16		36		44		8	
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-74,8		-214,8		-393,5		0,0	
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	100		0,16		100		399	
Wirkungsgrad / Efficiency, %	Reaktionswärme	kJ/mol H ₂	41,2		Prozesswärme	kJ/mol H ₂	17,5	79
Reaktionsgleichung / Reaction equation	CH ₄	+	0,5 O ₂	↔	CO	+	2 H ₂	
Massenbilanz / Mass resume, Gramm	16		16		28		4	
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-74,8		0		-110,5		0,0	
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	100		50		100		199	
Wirkungsgrad / Efficiency, %	Reaktionswärme	kJ/mol H ₂	17,85		Prozesswärme	kJ/mol H ₂	0	100

Methanpyrolyse

Eine weitere, umweltfreundlichere Variante stellt die Methanpyrolyse (Tabelle 4) dar, in der unter Sauerstoffausschluss Methan direkt in Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten wird. Der

synthesis gas. The process temperature is between 950° and 1100° C and the pressure is about 100 bar. The energy balance is more favourable because oxidation provides heat. However, the yield is lower, since only about 200 litres of hydrogen are

Tab. 4: Bilanz der Methanpyrolyse
 Table 4: Balance of methane pyrolysis

	Komponente 1 Component 1		Komponente 2 Component 2		Komponente 3 Component 3			
Reaktionsgleichung / Reaction equation	CH ₄	→	C	+	2 H ₂			
Massenbilanz / Mass balance, Gramm	16		12		4			
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-74,8		0		0			
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	100		fest		199			
Wirkungsgrad / Efficiency, %	Reaktionswärme	kJ/mol H ₂	37,9		Prozesswärme	kJ/mol H ₂	38,2	73

Prozess erfordert eine externe Wärmequelle, um die hohen Temperaturen im Plasmabereich von über 1200° C zu gewährleisten [16]. Der Herstellungsort ist daher mit dem Standort von Hochtemperatur-Anlagen, wie Kernkraftwerke, metallurgische Produktionsstätten etc. verknüpft. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 73 %. Dieser Weg liefert „Blauen Wasserstoff“.

obtained from 100 litres of methane. The thermodynamic efficiency is 100 %. According to the degree of environmental pollution, the product of this pathway is called “grey hydrogen”.

3.2.2 Methane pyrolysis

Another, more environmentally friendly variant is methane pyrolysis (Table 4), in which methane is split directly into hydrogen and carbon in the absence of oxygen. The process requires an external heat source to ensure the high temperatures in the plasma range of over 1200° C [16]. The production site is therefore linked to the location of high-temperature plants, such as nuclear power plants, metallurgical production sites, etc. The efficiency of the process is about 1.5 %. The efficiency is about 73 %. This pathway provides “blue hydrogen”.

$$\Delta Hr = 37,9 \text{ kJ/mol H}_2 \quad \Delta Hp = \text{Prozesswärme } (\Delta Hs) \text{ für } 1200^\circ \text{ C, } 60 \text{ bar} = 38,2 \text{ kJ/mol H}_2$$

$$\Delta Ht = \Delta Hr + \Delta Hp = 76,1 \text{ kJ/mol H}_2 = 0,95 \text{ kWh/m}^3 \text{ H}_2 \text{ (Vn)}$$

$$\text{Oberer Brennwert H}_2 = 3,54 \text{ kWh/m}^3 \text{ (Vn)}$$

$$\eta = 1 - 0,95/3,54 = 0,73$$

Der anfallende, reine Kohlenstoff ist ein gut vermarktungsfähiges Produkt als Ausgangsstoff für Karbonfasern, Elektroden, die Stahlherstellung und die chemische Industrie. Es muss jedoch erwähnt werden, dass der Prozess noch keine industrielle Anwendungsreife erfahren hat, sondern weiterhin Gegenstand der Forschung ist [16].

$$\Delta Hr = 37,9 \text{ kJ/mol H}_2 \quad \Delta Hp = \text{process heat } (\Delta Hs) \text{ for } 1200^\circ \text{ C, } 60 \text{ bar} = 38,2 \text{ kJ/mol H}_2$$

$$\Delta Ht = \Delta Hr + \Delta Hp = 76,1 \text{ kJ/mol H}_2 = 0,95 \text{ kWh/m}^3 \text{ H}_2 \text{ (Vn)}$$

$$\text{Upper calorific value H}_2 = 3,54 \text{ kWh/m}^3 \text{ (Vn)}$$

$$\eta = 1 - 0,95/3,54 = 0,73$$

Tab. 5: Bilanz der Methanpyrolyse
 Table 5: Balance of water electrolysis

	Komponente 1 Component 1		Komponente 2 Component 2		Komponente 3 Component 3	
Reaktionsgleichung / Reaction equation	H ₂ O	↔	H ₂	+	0,5 O ₂	
Massenbilanz / Mass balance, Gramm	18		2		16	
Bildungsenthalpie / Enthalpy of formation, kJ/mol	-285,8		0		0	
Volumenbilanz / Volume balance, Liter	1		1235		622	

Herstellung aus Wasser (Elektrolyse)

Die umweltfreundlichste Form der Wasserstoffherstellung („Grüner Wasserstoff“) ist die Elektrolyse, bei der als Rohstoff sauberes Wasser genutzt wird [17]. Aus einem Liter Wasser können dabei rein stöchiometrisch 1 235 Liter Wasserstoff erzeugt werden. Bei allen drei gängigen Prozessformen, ob alkalische Elektrolyse, Membranelektrolyse oder Hochtemperaturelektrolyse muss das Wasser aufbereitet werden. Wie die Reaktionswärmebilanz der Tabelle 5 zeigt, benötigt dieser Herstellungsweg die höchste chemische Energie von 285,8 kJ/mol, was sich auch in einem Strombedarf von 5 kWh/m³ (Vn) Wasserstoff ausdrückt [18, 20]. Der obere Brennwert eines Normalkubikmeters Wasserstoff beträgt aber nur rd. 3,54 kWh (Tabelle 1). Dies entspricht, bezogen auf den oberen Brennwert des Wasserstoffs, einem Wirkungsgrad von 60 %. Die Produktion von Wasserstoff in Deutschland betrug nach Angaben des Bundesamtes für Statistik [21] 2022 ca. 1,65 Millionen Tonnen (55 TWh). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie rechnet mit einem Wasserstoffbedarf 2030 für die dann etablierten Abnehmer Chemische Grundstoffindustrie, Pharmaindustrie und Schwerlastverkehr (Brennstoffzellenantrieb) von 115 bis 135 TWh [22]. Nach der Herkunft handelt es sich dann überwiegend um grauen Wasserstoff, der aber bis 2050 komplett von grünem Wasserstoff abgelöst werden soll. Für die Energiebereitstellung von 135 TWh aus Elektrolyse-Wasserstoff werden, auf den unteren Brennwert von 33,3 kWh/kg umgerechnet, rd. 4 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr benötigt. Je nach technischem Wirkungsgrad der Elektrolyse werden dazu 10 bis 20 Liter Wasser pro Kilogramm Wasserstoff verbraucht. Das entspricht einem Wasserbedarf von 40 bis 80 Millionen Kubikmetern, entsprechend dem Nutzwasserverbrauch von 1-2 Millionen Menschen in Deutschland. Dies ist zunächst keine kritische Größe, könnte aber in Ballungszentren der Großstädte, bei der schon jetzt herrschenden Wasserknappheit, zu einem neuen Konfliktfeld führen.

Kritisch könnte die Situation aber werden, wenn auch der Wärmebedarf (Prozesswärme) der Industrie 2030 mit 402 TWh [29] über Wasserstoff abgedeckt werden sollte. Das entspricht einem Frischwasserbedarf von 120 bis 240 Millionen Kubikmetern pro Jahr.

Grüner Wasserstoff für den industriellen Wärmebedarf ist auch aus Kostengründen nicht konkurrenzfähig. Wenn der benötigte Elektrolysestrom von rd. 5 kWh pro Kubikmeter Wasserstoff [18] aus Windkraft bereitgestellt wird und die Kosten für die Abschreibung der Anlage, den Transport und die Speicherung des Wasserstoffs in Salzkavernen mit 10 Cent pro kWh geschätzt wird, kostet ein Kilogramm Wasserstoff (Dichte: 0,089 kg/m³) rd. 5 Euro. Das gleiche Wärmeäquivalent kann mit Erdgas für einen Preis von rd. 1,5 Euro (15 Cent/m³(Vn) Bereitstellungskosten + 30 Cent/m³(Vn) CO₂- Steuer) hergestellt werden. Eine bisher kaum angesprochene Option ist die Nutzung des bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs.

Für die Standortfrage ist der Herstellungsweg entscheidend, da eine unmittelbare Anbindung an erneuerbare Stromquellen, z. B. Windparks, oder an industrielle Wärmeverbraucher (Kraftwerke) für eine zentrale Versorgung über Pipelines oder aber eine dezentrale Versorgung für die Tankstellennetze im Verkehrsbetrieb bestimmend ist.

Eine Wasserstoffversorgung aus natürlichen Quellen ist aus geologischen/geogenen Gründen wenig wahrscheinlich. Für die künstliche Herstellung ist die Methanpyrolyse bzw. die Dampfreformierung der kostengünstigere und kurzfristig reali-

The resulting pure carbon is a readily marketable product as a feedstock for carbon fibres, electrodes, steel production and the chemical industry. It must be mentioned, however, that the process has not yet reached industrial application maturity, but continues to be the subject of research [16].

Production from water (electrolysis)

The most environmentally friendly form of hydrogen production (“green hydrogen”) is electrolysis, in which clean water is used as the raw material [17]. From one litre of water, 1,235 litres of hydrogen can be produced purely stoichiometrically. In all three common process forms, whether alkaline electrolysis, membrane electrolysis or high-temperature electrolysis, the water must be treated. As the heat of reaction balance in Table 5 shows, this production method requires the highest chemical energy of 285.8 kJ/mol, which is also expressed in an electricity demand of 5 kWh/m³ (Vn) of hydrogen [18]. However, the upper calorific value of a normal cubic metre of hydrogen is only about 3.54 kWh (Table 1). Based on the upper calorific value of hydrogen, this corresponds to an efficiency of 60 %.

According to the Federal Statistical Office [21], the production of hydrogen in Germany in 2022 was approx. 1.65 million tonnes (55 TWh). The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy expects the demand for hydrogen in 2030 to be between 115 and 135 TWh for the then established customers of the chemical industry, the pharmaceutical industry and heavy goods transport (fuel cell propulsion) [22]. According to its origin, this is predominantly grey hydrogen, which is to be completely replaced by green hydrogen by 2050. For the energy supply of 135 TWh from electrolysis hydrogen, about 4 million tonnes of hydrogen per year are needed, converted to the lower calorific value of 33.3 kWh/kg. Depending on the technical efficiency of electrolysis, 10 to 20 litres of water are consumed per kilogram of hydrogen. This corresponds to a water demand of 40 to 80 million cubic metres, equivalent to the water consumption of 1-2 million people in Germany. This is not a critical quantity at first, but it could lead to a new area of conflict in the conurbations of large cities, where there is already a shortage of water.

The situation could become critical, however, if the heat demand (process heat) of industry were to be covered by hydrogen in 2030 with 402 TWh [29]. This would correspond to a fresh water demand of 120 to 240 million cubic metres per year.

Green hydrogen for industrial heat demand is also not competitive for cost reasons. If the required electrolysis current of about 5 kWh per cubic metre of hydrogen [18] is provided from wind power and the costs for depreciation of the plant, transport and storage of the hydrogen in salt caverns are estimated at 10 cents per kWh, a kilogram of hydrogen (density: 0.089 kg/m³) costs about 5 euros. The same heat equivalent can be produced with natural gas for a price of about 1.5 euros (15 cents/m³(Vn) supply costs + 30 cents/m³(Vn) CO₂ tax). An option that has hardly been mentioned so far is the use of the oxygen produced during electrolysis.

The production route is decisive for the location question, since a direct connection to renewable electricity sources, e.g. wind farms, or to industrial heat consumers (power plants) is decisive for a centralised supply via pipelines or a decentralised supply for the filling station networks in transport operations.

Hydrogen supply from natural sources is unlikely for geological/geogenic reasons. For artificial production, methane py-

sierbare Weg. Grüner Wasserstoff ist trotz CO₂ Emissionsbesteuerung bis 2030 nicht konkurrenzfähig.

4 Transport und Speicherung

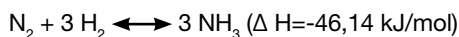
4.1 Transport

Bei einer zentralen Wasserstoffherzeugung muss das Produkt entweder gasförmig über ein Leitungsnetz oder flüssig in Behälterform (Straße, Schiene oder Wasserstraße) zum Abnehmer transportiert werden. Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) hat für die erste Ausbaustufe 2030 ein Wasserstoffnetz von rd. 6 000 km Länge berechnet, das für die Versorgung mit 110 TWh Energie dienen könnte [23]. Die Energiedichte des Rohrleitungstransports von Wasserstoff beträgt bei einem Leitungsdruck von 60 bar gegenüber Erdgas nur ein Drittel (Tabelle 1). Die Transportkosten sind daher entsprechend höher. Materialprobleme werden bei Transport von trockenem Wasserstoff nicht in größerem Ausmaß als beim Erdgastransport erwartet.

Wasserstoff kann bei einem Siedepunkt von ca. -253 °C und 1,013 bar verflüssigt werden [24]. Für die Verflüssigung wird vom US Department of Energy [25] ein Energiebedarf von 8 – 12 kWh/kg Wasserstoff angegeben. Dies entspricht ca. einem Viertel des Energieinhalts von 38,9 kWh/kg. Ein weiteres Viertel geht für die Kühlung des Behälters beim Transport verloren. Ein großvolumiger Transport von flüssigem Wasserstoff über große Entfernungen kommt daher wegen der hohen Kosten der Tieftemperaturkühlung nicht in Frage.

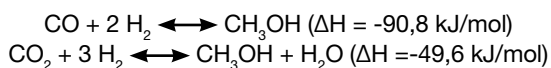
Überlegt wurde aber der Flüssig-Transport in gebundener Form als Ammoniak oder Methanol.

Ammoniak kann aus Wasserstoff und Stickstoff bei Temperaturen zw. 450 - 550 °C und Drücken zw. 250-350 bar mittels eines Eisenkatalysators hergestellt werden [26].



Der Wasserstoff kommt aus der Erdgas-Reformierung (s. Abschnitt 3.1) und der Stickstoff aus der Luftzerlegung. Der Wirkungsgrad der Herstellung von Ammoniak nach dem Haber-Bosch Verfahren aus Erdgas beträgt ca. 63 %, die Energiedichte 5,2 kWh/kg ist gegenüber dem Ausgangsprodukt Wasserstoff 33,3kWh/kg aber nur noch ein Sechstel [24].

Die Herstellung von Methanol erfolgt aus den Synthesegasen H₂, CO und CO₂ (Erdgasdampfreformierung) bei Drücken zw. 50-250 bar und Temperaturen zw. 200-300 °C [27] unter Zuhilfenahme von Katalysatoren.



Die Wirkungsgrade der Methanol Herstellung aus Erdgas betragen nach dem LURGI-Verfahren bis zu 70 %. Auch hier ist die Energiedichte des Methanols gegenüber dem Wasserstoff rd. ein Sechstel [24].

4.2 Speicherung

Für die untertägige Speicherung von Wasserstoff in porösen Schichten oder Salzkavernen wurde von den Verbänden INES, DVGW und BVEG eine Studie zur Prüfung der Eignung von Erdgasspeichern für die Wasserstoffspeicherung in Auftrag gegeben [28]. Als untertägige Speicherorte kommen ausgeförderte Erdgaslagerstätten, ausgedehnte Aquifere oder Salzkavernen in Frage.

Erdgaslagerstätten

Ein Vorteil der Untertagespeicherung in ausgeförderten Erd-

rolysis or steam reforming is the more cost-effective and feasible way in the short term. Green hydrogen is not competitive until 2030 despite CO₂ emission taxation.

Transport and storage

Transport

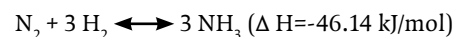
In the case of centralised hydrogen production, the product must be transported to the customer either in gaseous form via a pipeline network or in liquid form in containers (road, rail or waterway). The Association of Transmission System Operators (FNB) has calculated a hydrogen network of around 6,000 km in length for the first expansion stage in 2030, which could serve to supply 110 TWh of energy [23]. The energy density of the pipeline transport of hydrogen at a supply pressure of 60 bar is only one third of that of natural gas (Table 1). The transport costs are therefore correspondingly higher. Material problems are not expected to a greater extent in the transport of dry hydrogen than in the transport of natural gas.

Hydrogen can be liquefied at a boiling point of approx. -253 °C and 1.013 bar [24]. The US Department of Energy [25] states an energy requirement of 8 - 12 kWh/kg hydrogen for liquefaction. This corresponds to about a quarter of the energy content of 38.9 kWh/kg. Another quarter is lost for cooling the container during transport.

A large-volume transport of liquid hydrogen over long distances is therefore out of the question because of the high costs of cryogenic cooling.

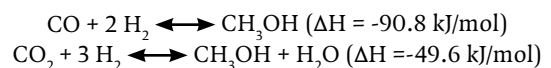
However, liquid transport in combined form as ammonia or methanol was considered.

Ammonia can be produced from hydrogen and nitrogen at temperatures between 450 and 550 °C and pressures between 250 and 350 bar using an iron catalyst [26].



The hydrogen comes from natural gas reforming (see section 3.1) and the nitrogen from air separation. The efficiency of the production of ammonia by the Haber-Bosch process from natural gas is about 63 %, but the energy density 5.2 kWh/kg is only one sixth of that of the starting product hydrogen 33.3 kWh/kg [24].

Methanol is produced from the synthesis gases H₂, CO and CO₂ (natural gas steam reforming) at pressures between 50-250 bar and temperatures between 200-300 °C [27] with the aid of catalysers.



The efficiencies of methanol production from natural gas are up to 70 % according to the LURGI process. Here, too, the energy density of methanol is about one sixth that of hydrogen [24].

Storage

For the underground storage of hydrogen in porous layers or salt caverns, the associations INES, DVGW and BVEG commissioned a study to examine the suitability of natural gas storage facilities for hydrogen storage [28]. Explored natural gas reservoirs, extensive aquifers or salt caverns are the primary underground storage sites.

Natural gas reservoirs

One advantage of underground storage in depleted natural

gaslagerstätten ist der Kenntnisstand über die geologische Ausbildung und Dichtheit des Porenspeichers sowie des Fließverhaltens des Erdgases. Die Bohrausrüstung wie der Bohrlochkopf und das Untertagesicherheitsventil, können hinsichtlich der Materialanforderungen angepasst werden. Die Förderrohrtour muss aus wasserstoffbeständigem Stahl (> 20 % H₂ im Gas) bestehen. Ebenso müssen die aus Kunststoff bestehenden Dichtmaterialien, Packer und Messeinrichtungen aus für Wasserstoff geeigneten Materialien hergestellt werden. Der Restgasbestand in der Lagerstätte bewirkt einen Vermischungsprozess des Wasserstoffs mit den Erdgasbestandteilen. Der hohe Diffusionskoeffizient des Wasserstoffs (Tabelle 1) begünstigt die intensive Vermischung. Vorbehalte an der Speichereignung sollten bei Auftreten von toxischen Komponenten wie Schwefelwasserstoff oder Quecksilber im Restgas erfolgen (Richtlinien der Speicherindustrie). Hauptkritikpunkt

gas reservoirs is the knowledge about the geological formation and tightness of the pore reservoir as well as the flow behaviour of the natural gas. The well equipment, such as the wellhead and the underground safety valve, can be adapted with regard to the material requirements. The production tubing must be made of hydrogen-resistant steel (> 20 % H₂ in the gas). Likewise, the sealing materials, packers and measuring equipment made of plastic must be made of materials suitable for hydrogen.

The residual gas in the reservoir causes a mixing process of the hydrogen with the natural gas components. The high diffusion coefficient of hydrogen (Table 1) favours intensive mixing. Reservations about storage should be made if toxic components such as hydrogen sulphide or mercury occur in the residual gas (storage industry guidelines). The main criticism of this storage option is the existence of old wells that may be

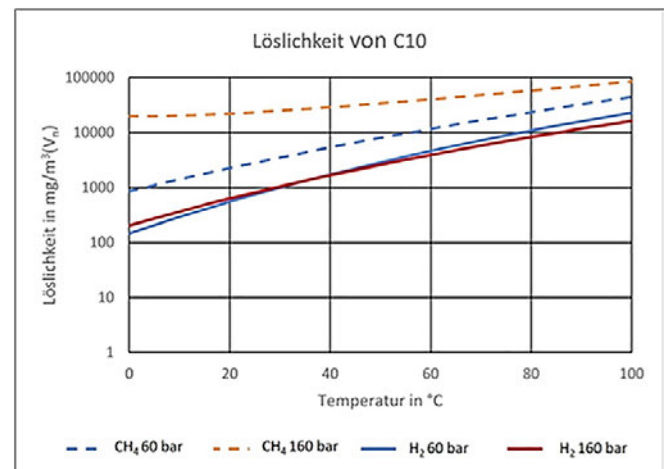
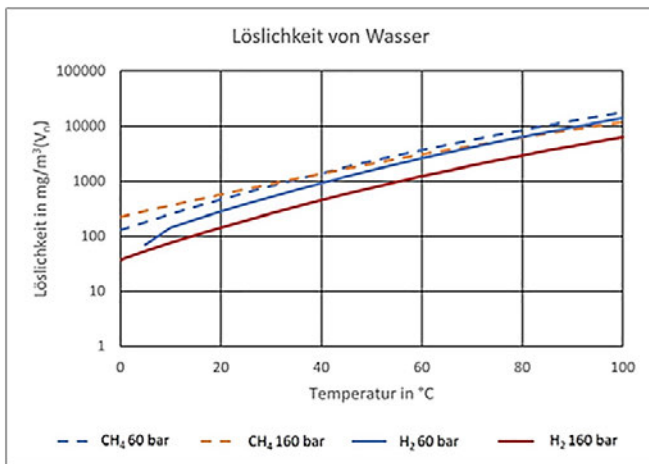


Abbildung 6a und 6b: Wasserdampf- und Kohlenwasserstoffgehalt in Methan und Wasserstoff für typische Speichertemperaturen und -drücke (berechnet mit der Soave-Redlich-Kwong Zustandsgleichung).

Figure 6a and 6b: Water vapour and hydrocarbon content in methane and hydrogen for typical storage temperatures and pressures (calculated with the Soave-Redlich-Kwong equation of state).

dieser Speicheroption bildet die Existenz von evtl. schlecht verfüllten oder unbekanntem Altbohrungen. Natürlich können undichte Altbohrungen repariert werden, aber der Kostenaufwand belastet dieses Speicherkonzept erheblich.

Die Autoren der Studie kamen zum Ergebnis, dass nur vier der vorhandenen Erdgasspeicher bedingt in Frage kommen. Ihr Einsatz könnte in einem kombinierten Modus als Rohstoffbasis für die Methanpyrolyse, d.h. klimaneutrale Version der Wasserstoffherstellung, dienen.

Aquiferspeicher

Gasspeicher in ausgedehnten Aquiferen haben den Vorteil, dass sie die Dekompressionsenergie des Aquifers bei der Ausförderung des Wasserstoffs nutzen. Dieser Speichertyp war ursprünglich für Wasserstoff als besonders gut geeignet angesehen worden, da die Löslichkeit von Wasserstoff gegenüber Methan im Salzwasser bei niederen Drücken gering ist. Bei hohen Drücken und Temperaturen unterscheiden sich die Löslichkeiten von Methan oder Wasserstoff im Salzwasser nur wenig [29]. Diese Option wurde in der Studie nicht betrachtet.

Salzkavernen

Das Speichervolumen ist gegenüber Porenspeichern eingeschränkt. Der Kenntnisstand über die Speicher- und Bohrungsdichtheit kann durch moderne Bohrungs- und Kavernenmessverfahren ausreichend gewährleistet werden. So wird der Bedarf an Wasserstoffspeichern in Salzkavernen für die erste

poorly plugged or unknown. Of course, leaky old wells can be repaired, but the cost of doing so is a considerable burden on this storage concept.

The authors of the study came to the conclusion that only four of the existing natural gas storage facilities could be considered conditionally. In a combined mode, their use could serve as a raw material base for methan-pyrolysis, i.e. a climate-neutral version of hydrogen production.

Aquifer storage

Gas storage in extended aquifers has the advantage of using the decompression energy of the aquifer when extracting the hydrogen. This type of storage was originally considered to be particularly suitable for hydrogen, as the solubility of hydrogen compared to methane in salt water is low at low pressures. At high pressures and temperatures, the solubilities of methane or hydrogen in salt water differ only slightly [29]. This option was not considered in the study.

Salt caverns

The storage volume is limited compared to pore storage. The state of knowledge about the tightness of the reservoirs and boreholes can be adequately ensured by modern borehole and cavern measurement methods. Thus, the demand for hydrogen storage in salt caverns for the first development stage in 2030 is estimated by storage industry experts at 31 existing caverns and 15 new caverns to be drilled.

Aufbaustufe 2030 von den Fachleuten der Speicherindustrie auf 31 vorhandene und 15 neu zu solende Kavernen geschätzt. In der Untertagespeicherung führt der stetige Kontakt des gespeicherten Gases mit dem Salzwasser zu einer Anreicherung von Wasserdampf im Gas. Je nach dem Temperaturniveau können auf diese Weise beachtliche Mengen an Wasser im Gas gelöst werden und bei der Förderung zu Kondensat- und/oder Hydratbildung beitragen.

Die Abbildung 6a zeigt, dass sich Wasserstoff und Methan im Wasserlösungsverhalten wenig unterscheiden und Förderprobleme mit freiem Wasser daher auch bei der Rückförderung von Wasserstoff relevant sind.

Die Löslichkeit von Kohlenwasserstoffen ist in Wasserstoff ca. 1 Zehnerpotenz kleiner als in Methan (Abbildung 6b). Höhere Kohlenwasserstoffe können u.a. in Kavernen vorhanden sein, wenn die Kaverne mit einem Blanket aus Rohöl gesolt wurde oder Wasserstoff in ausgeförderten Lagerstätten gespeichert wird.

Ein interessantes, aber noch wenig erforschtes Gebiet, ist die Hydratbildung bei Mischungen aus Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen, welches für die Speicherzyklen der Befüllung und Entnahme wichtig ist.

Die Verwendung von grünem Wasserstoff zur Stromspeicherung und Verwendung in Reservekraftwerken erscheint wirtschaftlich nicht sinnvoll, da der Gesamtwirkungsgrad von ca. 24 % (Elektrolyse dzt. 60 %, Transport 80 % und Verstromung 50 %) klein ist. Außerdem kommen noch erhebliche Investitionen für die Elektrolyse, Speicherung und Wiederverstromung in einer Brennstoffzelle oder Gaskraftwerk hinzu, so dass die Stromspeicherung in Batterien oder mechanischen Speichern deutlich günstiger wäre. Wasserstoff hat allerdings eine höhere Energiedichte als z. B. Pumpspeicher und wäre daher für die klimaneutrale Stromversorgung bei einer Dunkelflaute einsetzbar.

Der Wasserstofftransport als Gasphase ist über die bestehenden Erdgasnetze oder eigene Netze möglich. Die Transportkosten und damit die Netzentgelte sind deutlich höher anzusetzen. Ein Flüssigphasentransport ist sehr aufwendig und nur in gebundener Form – NH_3 oder CH_3OH – einfach realisierbar. Die Untertage-Speicherung erfordert eine Anpassung an die Stoffeigenschaften des Wasserstoffs, aber keine technologische Veränderung gegenüber dem technischen Stand der Erdgasspeicherung.

Energiebedarfsschätzung

Um den Rahmen für die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft abzustecken, ist eine auf realen Daten des Bedarfs begründete Abschätzung der zukünftigen Entwicklung erforderlich. Der Prognosezeitraum sollte nicht zu weit gespannt werden, um die Unwägbarkeiten einzugrenzen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat 2019 eine Studie unter der Federführung der Prognos AG in Auftrag gegeben mit dem Ziel, den Energiebedarf Deutschlands in den nächsten zehn Jahren und in Fortschreibung bis zum Jahre 2050 unter Beachtung des Klimaschutzprogramms 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 zu ermitteln [30].

„Wichtige Eckpunkte des Klimaschutzprogramms sind die Reduzierung der Kohleverstromung, der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Gebäudeförderung, Einführung von Flottengrenzwerten für neue Fahrzeuge, die Kauf-Prämie für Elektro-Pkw, die Förderung zum Um- und Aus-bau von Wärmenetzen, das Industrieförderprogramm, das nationale Dekarbonisierungs-Programm und die wettbewerblichen Ausschreibungen“. Es sollten 2 Szenarien erarbeitet werden: Ein Referenzszenarium mit der Fortschreibung der bisherigen Entwicklung und der

In underground storage, the constant contact of the stored gas with the salt water leads to an accumulation of water vapour in the gas. Depending on the temperature level, considerable amounts of water can be dissolved in the gas in this way and contribute to condensate and/or hydrate formation during pumping.

Figure 6a shows that hydrogen and methane differ little in their water-solubility behaviour and that production problems with free water are therefore also relevant for the recovery of hydrogen.

The solubility of hydrocarbons in hydrogen is about 1 power of ten smaller than in methane (Figure 6b). Higher hydrocarbons can be present in caverns, for example, if the cavern was filled with a blanket of crude oil or if hydrogen is stored in depleted reservoirs.

An interesting, but still little researched area is the formation of hydrates in mixtures of hydrogen and hydrocarbons, which is important for the storage cycles of filling and withdrawal. The use of green hydrogen for electricity storage and use in reserve power plants does not appear to make economic sense, since the overall efficiency of approx. 24 % (electrolysis currently 60 %, transport 80 % and conversion to electricity 50 %) is low. In addition, considerable investments are required for electrolysis, storage and re-conversion into electricity in a fuel cell or gas-fired power plant, so that electricity storage in batteries or mechanical storage would be significantly cheaper. Hydrogen, however, has a higher energy density than, for example, pumped storage and could therefore be used for climate-neutral power supply in the event of a dark period.

Hydrogen transport as a gas phase is possible via the existing natural gas grids or own grids. The transport costs and thus the grid fees are significantly higher. Liquid phase transport is very costly and can only be easily realised in bound form - NH_3 or CH_3OH . Underground storage requires an adaptation to the material properties of hydrogen, but no technological change compared to the technical state of the art of natural gas storage.

Energy demand estimate

In order to define the framework for the introduction of a hydrogen economy, an estimate of future development based on real demand data is necessary. The forecast period should not be stretched too far in order to limit the imponderables. In 2019, the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy commissioned a study under the leadership of Prognos AG with the aim of determining Germany's energy demand over the next ten years and, in continuation, up to the year 2050, taking into account the Climate Protection Programme 2030 for the implementation of the Climate Protection Plan 2050 [30].

“Important cornerstones of the climate protection programme are the reduction of coal-fired power generation, the expansion of renewable energies, the promotion of buildings, the introduction of fleet limits for new vehicles, the purchase premium for electric cars, the promotion of the conversion and expansion of heating networks, the industry promotion programme, the national decarbonisation programme and the competitive tenders.

Two scenarios were to be developed: A reference scenario with the continuation of the previous development and the political targets until 2020 and a climate protection scenario taking into account the Climate Protection Programme 2030.

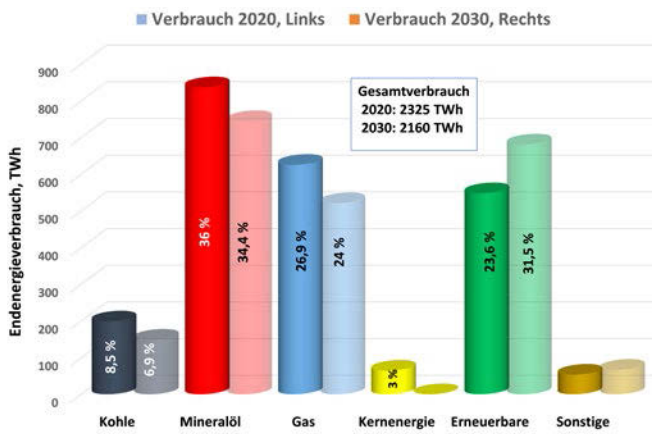


Abbildung 7: Prognose des Endenergiebedarfs nach dem Klimaschutzmodell. Vergleich der Jahre 2020 und 2030 [30, 31]. Der Stromanteil ist auf die zur Herstellung eingesetzten Primärenergieträger umgerechnet worden.

Figure 7: Forecast of final energy demand according to the climate protection model. Comparison of the years 2020 and 2030 [30, 31]. The electricity share has been converted to the primary energy sources used for production.

politischen Vorgaben bis 2020 und ein Klimaschutzszenarium unter Beachtung des Klimaschutzprogramms 2030

In der Referenzentwicklung verringert sich der Endenergieverbrauch 2030 um insgesamt 6 % auf 2328 TWh. Treiber für den Rückgang ist die zunehmende Effizienz der Geräte, Anlagen und Fahrzeuge, aber auch die demografische Entwicklung. Der Anteil der fossilen Energieträger nimmt ab. Die Unterscheidung von Primär- und Endenergieverbrauch wurde getroffen, um die Verluste bei der Umsetzung des Energieverbrauchs beim Abnehmer zu berücksichtigen. Dies begünstigt die erneuerbaren Energien, für die der Wirkungsgrad mit 100 % angenommen wird.

Im Szenarium mit Klimaschutzprogramm wird der Endenergieverbrauch zusätzlich durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms bis zum Jahr 2030 auf 2160 TWh reduziert. Ursachen dafür sind u.a. Annahmen über den Rückgang der Bevölkerungszahl von 82 auf < 80 Millionen, die Auswirkung der CO₂ Bepreisung von 15 €/t im Jahr 2020 auf 180 €/t in 2030 und ein moderater Anstieg der Preise für die fossilen Energieträger für Heizöl auf 700 €/m³ und Erdgas 39 Cent/m³(Vn) bis 2030.

In der Studie wird der Stromeinsatz als Energiequelle in der Endenergieverbrauchs-Bilanz eingeführt. In der Abbildung 7 wurde aus praktischen Gründen der Stromanteil den Primärenergieträgern Kohle, Kernenergie, Mineralöl, Erdgas und Erneuerbare zugerechnet. Nur auf diese Weise wird der steigende Einfluss der erneuerbaren Energien sichtbar [31].

Nach wie vor ist das Mineralöl 2030 der wichtigste Energieträger für Verkehr, Haushaltswärme und für die chemische Industrie auch stofflich unentbehrlich. Erdgas ist für die Industrie auch nicht ansatzweise durch Wasserstoff ersetzbar (Abbildung 8). Die Erneuerbaren decken einen Anteil von rd. 60 % in der Stromerzeugung ab [30]. Die Kernenergie ist nach dieser Prognose nicht mehr am Netz und die Kohle nur noch für spezielle stoffliche Bereiche gefragt.

Die Erzeugung von Wasserstoff und sein Anwendungsbereich sind 2030 nach dieser Prognose noch nicht weit fortgeschritten, wie die nächste Abbildung 8 zeigt.

Im Industriesektor werden ca. 115 TWh, 70 TWh für den Chemie- und Pharmasektor, ca. 30 TWh für die Stahlerzeugung erwartet. Der Schwerlastverkehr weist einen Bedarf von 15 TWh mit steigendem Trend auf [22].

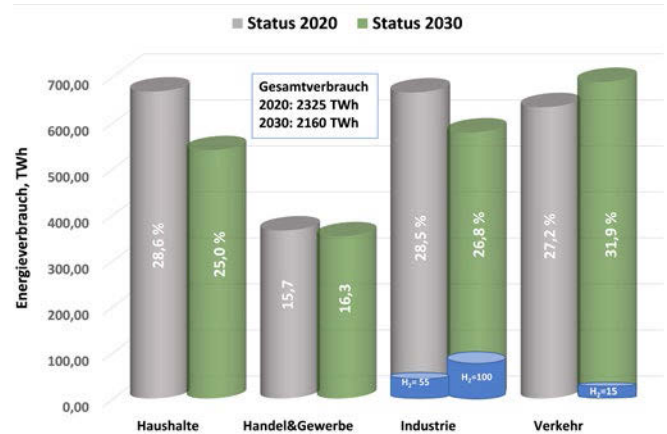


Abbildung 8: Sektorale Entwicklung des Energiebedarfs [30,31] unter Einschluss des erwarteten Wasserstoffanteils [22]. Die blauen Zylinder repräsentieren den erwarteten Wasserstoffbedarf in TWh, der aber in den Gesamtanteilen der Sektoren enthalten ist.

Figure 8: Sectoral development of energy demand [30,31] including the expected hydrogen share [22]. The blue cylinders represent the expected hydrogen demand in TWh, but this is included in the total shares of the sectors.

In the reference scenario, final energy consumption is reduced by a total of 6% to 2328 TWh in 2030. The driver for the decrease is the increasing efficiency of appliances, systems and vehicles, but also the demographic development. The share of fossil fuels is decreasing. The distinction between primary and final energy consumption was made in order to take into account the losses in the conversion of energy consumption at the consumer. This favours renewable energies, for which the efficiency is assumed to be 100 %.

In the scenario with climate protection programme, final energy consumption is additionally reduced to 2160 TWh by 2030 through the measures of the climate protection programme. The reasons for this are, among others, assumptions about the decline of the population from 82 to < 80 million, the effect of CO₂ pricing from 15 €/t in 2020 to 180 €/t in 2030 and a moderate increase in the prices for fossil fuels for heating oil to 700 €/m³ and natural gas 39 cents/m³(Vn) by 2030.

In the study, electricity use is introduced as an energy source in the final energy consumption balance. In Figure 7, for practical reasons, the electricity share was attributed to the primary energy sources coal, nuclear energy, mineral oil, natural gas and renewables. Only in this way is the increasing influence of renewable energies visible [31].

Mineral oil is still the most important energy source in 2030 for transport, household heating and is also indispensable as a material for the chemical industry. Natural gas is not even rudimentary replaceable by hydrogen for industry (Figure 8). Renewables cover a share of about 60 % in electricity generation [30]. According to this forecast, nuclear energy is no longer on the grid and coal is only in demand for special material areas. According to this forecast, the production of hydrogen and its field of application are not yet far advanced in 2030, as the next figure 8 shows.

In the industrial sector, about 115 TWh are expected, 70 TWh for the chemical and pharmaceutical sector, about 30 TWh for steel production. Heavy goods transport shows a demand of 15 TWh with an increasing trend [22].

The transport sector will be the main energy consumer in 2030, accounting for around 32 %. The electrification of the passenger car population shows the effects of the subsidy

Hauptenergieverbraucher wird 2030 der Verkehrssektor mit rd. 32 %. Die Elektrifizierung des PKW-Bestandes zeigt Auswirkungen der Fördermaßnahmen mit einem Anteil von rd. 24 % an batteriebetriebenen PKW und Hybridfahrzeugen. Die Majorität halten aber weiterhin die Verbrennungsmotoren mit 52 % Benzin- und 24 % Dieselantrieb [28].

Der starke Rückgang des Energiebedarfs im Haushaltssektor von 2020 bis 2030 wird in diesem Ausblick der Gebäude-Sanierung und dem Einsatz von Wärmepumpen-Heizungen zugeschrieben.

Mittelfristig kann der Einsatz von Wasserstoff aus Klimaschutzgründen nur ein Nischenfach im Energiesektor, z. B. in der Stahlerzeugung, der chemischen Industrie und im Schwerlastverkehr abdecken, welches 2030 ca. 6 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland umfassen dürfte. Nach der Herkunft wird es sich überwiegend um blauen und grauen Wasserstoff handeln. Grüner Wasserstoff ist kein Erdgasersatz, da seine Massenherstellung die Ressourcen an sauberem Wasser tangiert und damit Konflikte mit der Wasserversorgung auslösen könnte.

Zusammenfassung

Erdgas ist in der EU als für die Umwelt tolerierbarer Energieträger eingestuft worden, da es für den Wärmesektor nahezu unersetzbar ist. Aber in der Praxis wird seine Ablösung durch Wasserstoff vorbereitet. Dabei sollte überlegt werden, was der Wasserstoff als Energieträger leisten kann und was nicht.

Wasserstoff ist zwar das am häufigsten vorkommende Element im Universum, kommt aber auf der Erde nur in geringen Mengen natürlich vor. Wasserstofflagerstätten gibt es, aber ihr Fundus ist für eine Wasserstoffwirtschaft unbedeutend. Eine Massenherstellung ist, wirtschaftlich sinnvoll, mittelfristig nur aus Erdgas möglich.

Da der Energieinhalt beim Transport von Erdgas über Rohrleitungen ca. 3-mal höher ist als von Wasserstoff und die Bereitstellung der relativ hohen Prozesswärme bei der Herstellung auf Abwärme von Hochtemperaturprozessen angewiesen ist, sollte die Erzeugung zentral von einigen Standorten aus erfolgen. Eine Ausnahme bildet die Versorgung im Verkehrssektor. Grüner Wasserstoff ist mit hohen Stromkosten belastet (auch Windstrom ist nicht kostenlos) und verbraucht sauberes Wasser, das nicht unbegrenzt zur Verfügung steht. Ein Umbau der kompletten Industriewärmeversorgung mit 240 TWh auf grünen Wasserstoff bis 2030 würde einen Wassereinsatz verlangen, der dem jährlichen Wasserverbrauch von 6 Millionen Bundesbürgern entspricht.

Die Untertage-Speicherung von Wasserstoff dürfte hingegen kein größeres Problem darstellen, nachdem die physikalischen Eigenschaften ähnlich denen von Erdgas sind.

Wasserstoff kann einen wichtigen Beitrag in der Umstellung auf klimaneutrale Rohstoffe in der chemischen und pharmazeutischen Industrie, in der Stahlindustrie und auf dem Verkehrssektor (Schwerlastverkehr) leisten, einen vollständigen Ersatz für Erdgas als Wärmelieferant für die Industrie, aber auch als Rohstoff für die Wasserstoffherzeugung wird es jedoch nicht geben. ■

Die Autoren zeichnen nicht für die englische Übersetzung verantwortlich
W. Littmann, Consulting Reservoir Engineering; G. Pusch, Prof. em. TU Clausthal
E-Mail: w.littmann@cre-geo.de; guenter-pusch@t-online.de
DOI 10.19225/230901

© 2022 DW Media Group GmbH

measures with a share of about 24 % of battery-powered passenger cars and hybrid vehicles. However, internal combustion engines still hold the majority with 52 % petrol and 24 % diesel [28].

The strong decrease in energy demand in the household sector from 2020 to 2030 is attributed in this outlook to building renovation and the use of heat pump heating systems.

In the medium term, for climate protection reasons, the use of hydrogen can only cover a niche sector in the energy sector, e.g. in steel production, the chemical industry and in heavy goods transport, which is expected to account for about 6% of final energy consumption in Germany in 2030. According to its origin, it will be predominantly blue and grey hydrogen. Green hydrogen is not a substitute for natural gas, as its mass production is touching clean water resources and could thus trigger conflicts with the water supply.

Summary

Natural gas has been classified as an environmentally tolerable energy carrier in the EU, as it is almost irreplaceable for the heating sector. In practice, however, its replacement by hydrogen is being prepared. It should be considered what hydrogen can and cannot do as an energy carrier.

Although hydrogen is the most abundant element in the universe, it only occurs naturally in small quantities on Earth. Hydrogen deposits exist, but their supply is insignificant for a hydrogen economy. In the medium term, mass production is only economically feasible from natural gas.

Since the energy content of transporting natural gas via pipelines is about three times higher than that of hydrogen and the provision of the relatively high process heat during production depends on waste heat from high-temperature processes, production should be centralised from a few locations. An exception is the supply in the transport sector.

Green hydrogen is burdened with high electricity costs (even wind power is not free) and consumes clean water, which is not available in unlimited quantities. Converting the entire industrial heat supply of 240 TWh to green hydrogen by 2030 would require a water input equivalent to the annual water consumption of 6 million German citizens.

The underground storage of hydrogen, on the other hand, should not be a major problem, since its physical properties are similar to those of natural gas.

Hydrogen can make an important contribution to the conversion to climate-neutral raw materials in the chemical and pharmaceutical industries, in the steel industry and in the transport sector (heavy goods traffic), but there will be no complete replacement for natural gas as a heat supplier for industry, but also as a raw material for hydrogen production. ■

Referenzen/References

- [1] Gmelin: „Handbuch der Anorganischen Chemie“, Band H
- [2] Moore, W. J., Hummel, D.O.: „Physikalische Chemie“, Textbook, de Gruyter, Berlin, New York (1976)
- [3] Handbook of Chemistry and Physics, 62nd Edition, CRC Press, 1981-82, D 162.
- [4] Wikimedia https://de.wikibrief.org/wiki/Kinetic_diameter

- [5] Franke, D., Blumenberg, M., Pein, M.: Wasserstoffvorkommen im geologischen Untergrund. Commodity Top News, Nr. 63 der BGR und DERA. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Juni, 2020, B1.3 Geologie der Energierohstoffe.
- [6] Vacquand, Christele et.al.: Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: Evidence for multiple origins of the H₂-CH₄- N₂ gas mixtures. Elsevier, Science Direct: Geochimica et Cosmochimica Acta 223 (2018) 437–461
- [7] Prinzhofer, A. et.al.: Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebou-gou (Mali). International Journal of Hydrogen Energy (2018)
- [8] <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung-von-wasserstoff/>
- [9] Aicher, T. et.al.: Wasserstoffgewinnung aus Erdgas –Anlagenentwicklung und Systemtechnik. FVS Themen 2004. https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/02/th2004_03_02.pdf
- [10] Wischniewski, B.: PEACE-Software, <http://www.peacesoftware.de/einigerwerte/einigerwerte.html>
- [11] <https://www.unternehmensberatung-babel.de/berechnungen/realgasfaktor.php>
- [12] Industriegase Lexikon: <https://www.unternehmensberatung-babel.de/industriegase-lexikon/industriegase-lexikon-n-bis-z> Spez. Wärmekapazitäten von Gasen
- [13] Tabellensammlung Chemie aus Wikibooks: https://de.wikibooks.org/wiki/Tabellensammlung_Chemie/_Dichte_gas%C3%B6rmiger_Stoffe
- [14] GERG-2008 Software, Institut für Energie-, System-, Material- und Umwelttechnik e.V., Ruhr-Universität Bochum
- [15] Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Dampfreformierung>
- [16] Zukunft Gas: https://gas.info/Factsheet_Methanpyrolyse
- [17] Schnurnberger, W. et.al.: Wasserspaltung mit Strom und Wärme. FVS Themen 2004. https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/02/th2004_03_01.pdf
- [18] Gulden, W., Pusch, G.: Energiewende in Deutschland- Beitrag der fossilen Energieträger bis 2050. Erdöl-Erdgas-Kohle, 136. Jg., Oktober 2020, Heft 10, Abb.5.
- [19] Kortüm, G.: Lehrbuch der Elektrochemie, Verlag Chemie GmbH, Weinheim, 1966.
- [20] Chisholm, G., Cronin, L.: Storing Energy Textbook, Elsevier 2022, "Hydrogen from Water Electrolysis", Chapter 16, p. 319.
- [21] Bundesamt für Statistik-DW Statist: https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html
- [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Nationale Wasserstoffstrategie https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energieeffizienz-nationale_wasserstoffstrategie_bf.pdf
- [23] Erdöl-Erdgas-Kohle, 127 Jg., 2022, Heft1, S. 40
- [24] Eigenschaften von Wasserstoff. <https://www.hydrogeit.de/eigenschaften.htm#0>
- [25] DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, Fig. 3, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19001_hydrogen_liquefaction_costs.pdf
- [26] Wikipedia: Power to Ammonia. <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Ammonia>
- [27] Wikipedia: Methanolherstellung <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolherstellung>
- [28] DVGW-DBI Studie „Wasserstoff Speichern- so viel ist sicher“. Herausgeber Bundesverband Erdgas Erdöl und Geothermie e.V., Juni 2022
- [29] Schröder, W.: Beobachtungen an Lösungen von Gasen in Flüssigkeiten. Zt. für Naturforschung, Heft 24, 1969,500-508.
- [30] Kemmler, A. et.al: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Forschungsprojekt der Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, iinas im Auftrag des BM für Wirtschaft und Energie,2020.
- [31] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2021, von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) :Energy Environment Forecast & Analysis (EEFA, www.eefa.de),

EEK Aus der Redaktion From the editorial office

Leserbriefe Letters to the editor

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an:
leserbriefe@eid.de
 Discuss with us and write us your opinion by mail to:
leserbriefe@eid.de

**praxisforum
 GEOTHERMIE
 BAYERN**

**10.-12. OKTOBER 2023
 PULLACH**

**BÜRGERHAUS PULLACH
 IM ISARTAL**

**AUSTAUSCH IM
 UMFELD LAUFENDER
 GEOTHERMIEANLAGEN**

**JETZT
 ANMELDEN**

WWW.PRAXISFORUM-GEOTHERMIE.BAYERN

Methan-Elektrolyse: Ein wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung fossiler Energieträger

WASSERSTOFF BIRGT EIN RIESIGES ENERGIEPOTENZIAL. MIT DER METHAN-ELEKTROLYSE (PLASMALYSE) KANN ER DURCH AUFSPALTUNG VON METHAN – HAUPTBESTANDTEIL VON ERDGAS, BIOGAS, LNG, LPG ODER FACKELGAS – IN MOLEKULAREN WASSERSTOFF UND KOHLENSTOFF ENERGIEEFFIZIENT UND KOSTENGÜNSTIG ERZEUGT WERDEN.

Methane electrolysis: An important contribution to the decarbonization of fossil energy sources

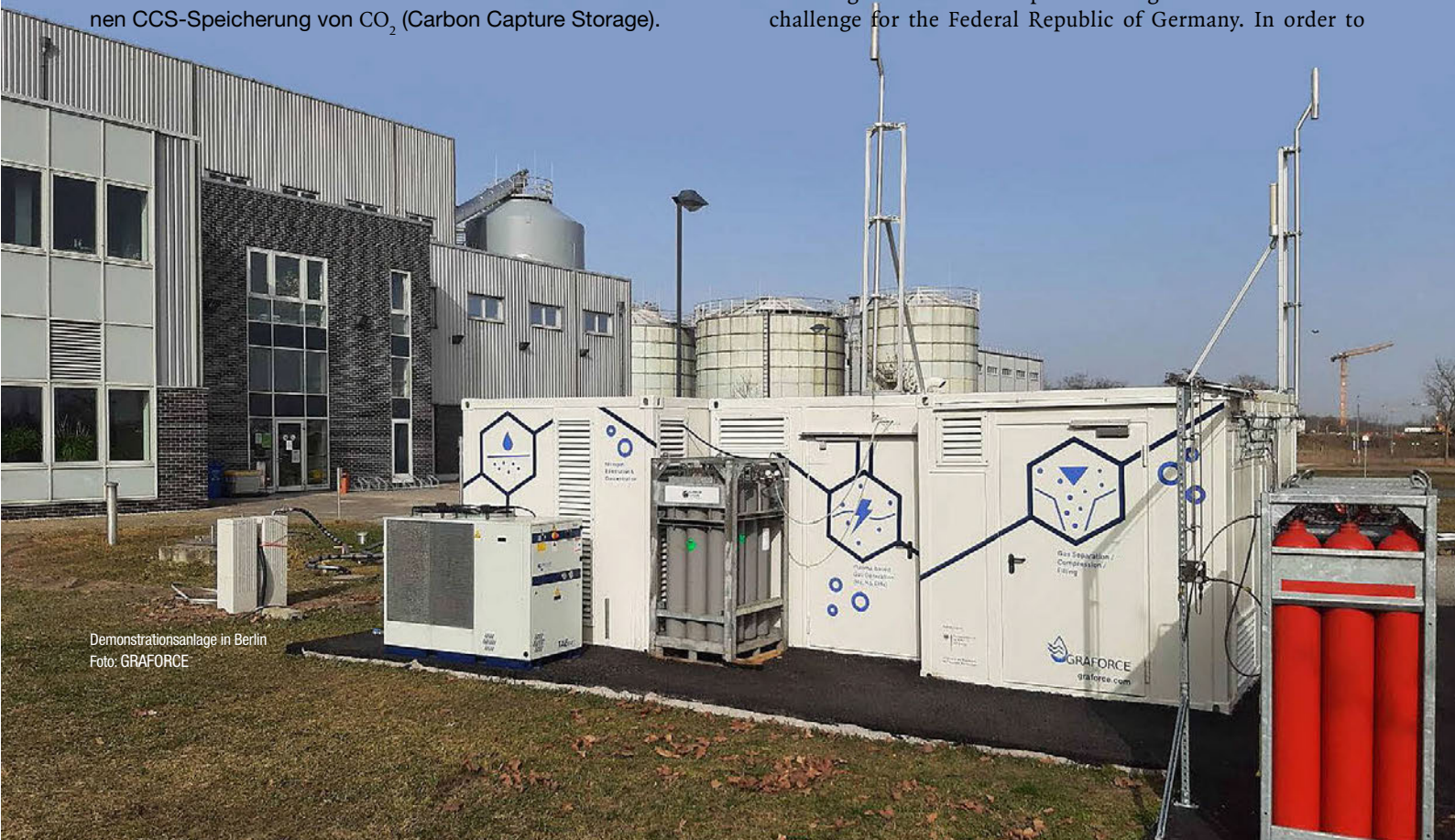
HYDROGEN HOLDS HUGE ENERGY POTENTIAL. WITH METHANE ELECTROLYSIS (PLASMALYSIS), IT CAN BE PRODUCED ENERGY-EFFICIENTLY AND COST-EFFECTIVELY BY SPLITTING METHANE – THE MAIN COMPONENT OF NATURAL GAS, BIOGAS, LNG, LPG OR FLARE GAS – INTO MOLECULAR HYDROGEN AND CARBON.

Von/By: Dr. Jens Hanke, Graforce

Mit modularen Anlagen können Betreiber von Biogasanlagen sowie die Öl- und Gaswirtschaft CO₂-freien oder CO₂-negativen Wasserstoff erzeugen und erhalten damit eine wirtschaftliche Lösung zur Erreichung ihrer Klimaziele. Denn der Wasserstoff kann in Wasserstoff-BHKWs, Turbinen, Heizkesseln oder SOFC-Brennstoffzellen direkt für die CO₂-freie Wärme- und Stromgewinnung genutzt werden. Der ebenfalls anfallende feste und hochreine Kohlenstoff ist als industrieller Hilfsstoff nutzbar, beispielsweise für Beton, Zement, Asphalt oder zur Bodenverbesserung. Dies ermöglicht einen langfristigen Entzug von CO₂ aus dem Kreislauf und ist damit von der CO₂-Steuer befreit. Kommt Biomethan zum Einsatz, entsteht sogar eine verfahrenstechnische CO₂-Senke. Damit bietet Graforce erstmals eine marktreife Alternative zur umstrittenen CCS-Speicherung von CO₂ (Carbon Capture Storage).

Modular plants enable biogas plant operators and the oil and gas industry to produce CO₂-free or CO₂-negative hydrogen, providing them with an economical solution to meet their climate goals. This is because the hydrogen can be used directly in hydrogen CHP units, boilers or SOFC fuel cells for carbon dioxide-free heat and power generation. The solid carbon can be used as an industrial auxiliary material, for example for asphalt, concrete, cement or for soil improvement. This enables long-term removal of CO₂ from the cycle and is therefore exempt from the CO₂ tax. If biomethane is used, it even creates a process-related CO₂ sink. Graforce thus offers for the first time a market-ready alternative to the controversial carbon capture storage (CCS).

Fulfilling the Paris climate protection agreement will be a real challenge for the Federal Republic of Germany. In order to



Demonstrationsanlage in Berlin
Foto: GRAFORCE

Das Pariser Klimaschutzabkommen zu erfüllen, wird für die Bundesrepublik eine echte Herausforderung. Um das 1,5-Grad-Ziel zu erreichen, muss die europäische Wirtschaft bis 2030 55 % weniger CO₂-Emissionen und bis 2050 null Emissionen erreichen. Deutschland hat dazu sein Klimaschutzgesetz novelliert und verschärft: Treibhausgase sollen demnach bis 2030 um 65 % gesenkt werden, ab 2045 soll die Treibhausgasneutralität erreicht sein.

Möglich wird dies nur durch verbesserte Energieeffizienz, weniger Nachfrage nach CO₂-intensiven Produkten und den Einsatz von Dekarbonisierungstechnologien in allen Industriezweigen. Wasserstoff gilt hierbei als Energieträger der Zukunft. Allerdings ist die Wasserelektrolyse energieintensiv und damit teuer. Doch Wasserstoff kann auch aus Erd- und Biogas erzeugt werden. Im Vergleich zu herkömmlichen Verfahren benötigt die plasmabasierte Methan-Elektrolyse (Plasmalyse) deutlich weniger Strom und erzeugt kein CO₂. So wird Erdgas, Fackel- und Deponiegas, LNG, LPG oder auch Biogas nicht mehr verbrannt oder ungenutzt abgelassen, sondern in Wasserstoff und festen Kohlenstoff umgewandelt.

Emissionsfreie Wasserstoffherzeugung aus Erdgas

Erdgas bzw. Methan ist eine der Hauptenergiequellen in Deutschland. Beim Verbrennen von Methan entstehen jedoch große Mengen klimaschädlicher Treibhausgase. Obwohl die jährliche Menge in Deutschland rückläufig ist, betrug die Höhe der durch Methan entstandenen Treibhausgasemissionen 2020 immer noch 48 Mio. t CO₂-Äquivalente. Wasserstoff (H₂) aus Methan leistet einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und ist der Schlüssel zur Wärmewende. Die Plasmalyse ist ein elektrochemisches Verfahren, bei dem aus Methan energieeffizient und CO₂-frei Wasserstoff erzeugt wird. Dabei fallen die Herstellungskosten deutlich geringer und die Erträge höher aus. Im Vergleich zur Wasserelektrolyse benötigt die Plasmalyse nur ein Fünftel der Energie, um die gleiche Menge an Wasserstoff zu erzeugen. Eine einzelne 20 Megawatt-Anlage kann pro Jahr beispielsweise etwa 70.000 t LNG in Wasserstoff umwandeln und im Vergleich zur Verbrennung rund 200.000 t CO₂ einsparen.

Die Grundidee hinter der Plasmalyse ist, dass Methan oder andere Kohlenwasserstoffe dissoziiert und in ihre Bestandteile aufspaltet werden. Wichtig ist dabei, dass der Kohlenstoff nicht zu Kohlendioxid oxidiert und somit keine CO₂-Emissionen entstehen. Um diese Dissoziation zu erreichen, wird ein Plasma genutzt, das im Grunde ein mit ionisiertem Gas gefüllter Raum mit extrem hoher Energiedichte ist. Es wird durch Anlegen einer Hochspannung zwischen zwei Elektroden erzeugt. Hierfür lässt sich Ökostrom aus Solar- oder Windenergie nutzen. Das entstehende Plasmafeld spaltet die in den Ausgangsstoffen enthaltenen energiereichen Kohlenwasserstoffverbindungen auf. Anschließend verbinden sich die Moleküle zu Wasserstoff und elementarem Kohlenstoff (C). Aus 4 kg Methan und 10 kWh Strom entstehen so 1 kg Wasserstoff und 3 kg elementarer Kohlenstoff.

Ein Verfahren, das eine negative CO₂-Bilanz ermöglicht

Bei der Methan-Plasmalyse entsteht fester Kohlenstoff, der langfristig gebunden bleibt. Von einer verfahrenstechnischen CO₂-Senke spricht man, wenn bei der Plasmalyse Biogas zum Einsatz kommt. Dann ist das Verfahren nicht nur emissionsfrei, sondern hat eine negative CO₂-Bilanz. Es wird CO₂-negativer Wasserstoff erzeugt.

reach the 1.5 degree target, the European economy must achieve 55 % less CO₂ emissions by 2030 and zero emissions by 2050. To this end, Germany has amended and tightened its climate protection law: greenhouse gases are to be reduced by 65 % by 2030, and greenhouse gas neutrality is to be achieved by 2045.

This will only be possible through improved energy efficiency, less demand for CO₂-intensive products and the use of decarbonisation technologies in all branches of industry. Hydrogen is seen as the energy carrier of the future. However, water electrolysis is energy-intensive and therefore expensive. But hydrogen can also be produced from natural gas and biogas. Compared to conventional processes, plasma-based methane electrolysis (plasmalysis) requires significantly less electricity and produces no CO₂. Thus, natural gas, flare gas, landfill gas, LNG, LPG or even biogas is no longer burnt or discharged unused, but converted into hydrogen and solid carbon.

Emission-free hydrogen production from natural gas

Natural gas or methane is one of the main energy sources in Germany. However, burning methane produces large quantities of climate-damaging greenhouse gases. Although the annual amount in Germany is decreasing, the amount of greenhouse gas emissions caused by methane in 2020 was still 48 million tonnes of CO₂ equivalents. Hydrogen (H₂) from methane makes a significant contribution to the decarbonisation of the energy industry and is the key to the heat transition. Plasmalysis is an electrochemical process that produces hydrogen from methane in an energy-efficient and CO₂-free way. The production costs are significantly lower and the yields higher. Compared to water electrolysis, plasmalysis requires only a fifth of the energy to produce the same amount of hydrogen. For example, a single 20 megawatt plant can convert about 70,000 tonnes of LNG into hydrogen per year and save about 200,000 tonnes of CO₂ compared to combustion. The basic idea behind plasmalysis is that methane or other hydrocarbons are dissociated and split into their components. It is important that the carbon does not oxidise to carbon dioxide and thus no CO₂ emissions are produced. To achieve this dissociation, a plasma is used, which is basically a space filled with ionised gas with an extremely high energy density. It is generated by applying a high voltage between two electrodes. Green electricity from solar or wind energy can be used for this purpose. The resulting plasma field splits the energy-rich hydrocarbon compounds contained in the starting materials. The molecules then combine to form hydrogen and elemental carbon (C). In this way, 4 kg of methane and 10 kWh of electricity produce 1 kg of hydrogen and 3 kg of elemental carbon.

A process that makes a negative CO₂ balance possible

Methane plasmalysis produces solid carbon that remains bound in the long term. One speaks of a process-related CO₂ sink when biogas is used in plasmalysis. Then the process is not only emission-free, but has a negative CO₂ balance. CO₂-negative hydrogen is produced.

High-purity carbon is a valuable raw material for various industrial applications such as steel, concrete, asphalt or soil improvement. This enables a long-term removal of CO₂ from the cycle and is therefore also exempt from CO₂ tax. Thus, carbon dioxide is indirectly removed from the atmosphere throughout the entire process. The result is a negative CO₂ balance. Since the CO₂ is bound in products in the long term, this technology is also the first market-ready alternative to CCS.

Hochreiner Kohlenstoff ist ein wertvoller Rohstoff für verschiedene industrielle Anwendungen wie Stahl, Beton, Asphalt oder Bodenverbesserung. Dies ermöglicht einen langfristigen Entzug von CO₂ aus dem Kreislauf und ist damit auch von der CO₂-Steuer befreit. So wird über den gesamten Prozess hinweg der Atmosphäre indirekt Kohlenstoffdioxid entzogen. Es entsteht eine negative CO₂-Bilanz. Da das CO₂ langfristig in Produkten gebunden wird, ist diese Technologie auch die erste marktreife Alternative zu CCS.

Abgrenzung zur Pyrolyse und Dampfreformierung

Die Dampfreformierung (engl. Steam Reforming) ist ein großindustrielles Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern und Wasser. Erdgas ist dabei derzeit am gebräuchlichsten. Es eignen sich auch andere Kohlenwasserstoffe wie Leichtbenzin, Methanol, Biogas oder Biomasse als Ausgangsmaterial. Die Dampfreformierung ist eine endotherme Reaktion, bei der die benötigte Wärme der Reaktion zugeführt werden muss. Der Wirkungsgrad (Erdgas zu Wasserstoff) liegt bei ca. 60 bis 70 %. Im Gegensatz zur Methan-Plasmalyse entstehen allerdings Kohlenmonoxid und Kohlendioxid.

Die Pyrolyse ist ein thermochemisches Verfahren, bei dem organische Verbindungen wie Methan bei hohen Temperaturen und weitgehend unter Ausschluss von Sauerstoff in Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten werden. Abgesehen davon ist die Pyrolyse der Methan-Plasmalyse ähnlich. Beide Verfahren brauchen im Vergleich zur Elektrolyse nur etwa ein Fünftel der Energie, um die gleiche Menge an Wasserstoff herzustellen. Denn die Bindungen zwischen Kohlen- und Wasserstoff im Methan (CH₄) lassen sich leichter lösen als die zwischen Sauerstoff und Wasserstoff im Wasser (H₂O). Aktuell ist die Pyrolyse noch nicht reif für den industriellen Einsatz, es sind jedoch erste Demo-Anlagen in Deutschland geplant.

Aus LNG/LPG wird grüner Wasserstoff

Um von Erdgasimporten unabhängig zu werden, setzt die Europäische Union auch auf Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas, LNG) und Autogas (Liquified Petroleum Gas, LPG). Auch in Deutschland gibt es bereits LNG-Terminals. Insgesamt sollen in den nächsten Jahren elf Terminals entstehen. Deutschland kann seine Dekarbonisierungsziele dennoch er-

Distinction between pyrolysis and steam reforming

Steam reforming is a large-scale industrial process for producing hydrogen from carbon-containing energy sources and water. Natural gas is currently the most common. Other hydrocarbons such as light petrol, methanol, biogas or biomass are also suitable as feedstock. Steam reforming is an endothermic reaction in which the required heat must be supplied to the reaction. The efficiency (natural gas to hydrogen) is about 60 to 70 %. In contrast to methane plasma reforming, however, carbon monoxide and carbon dioxide are produced. Pyrolysis is a thermochemical process in which organic compounds such as methane are split into hydrogen and solid carbon at high temperatures and largely in the absence of oxygen. Apart from that, pyrolysis is similar to methane plasmalysis. Compared to electrolysis, both processes only need about a fifth of the energy to produce the same amount of hydrogen. This is because the bonds between carbon and hydrogen in methane (CH₄) are easier to break than those between oxygen and hydrogen in water (H₂O). Currently, pyrolysis is not yet ready for industrial use, but the first demonstration plants are planned in Germany.

LNG/LPG becomes green hydrogen

In order to become independent of natural gas imports, the European Union is also turning to liquefied natural gas (LNG) and liquefied petroleum gas (LPG). There are already LNG terminals in Germany. A total of eleven terminals are to be built in the next few years.

Germany can still achieve its decarbonisation goals if LNG and LPG are no longer burned, but converted into hydrogen and solid carbon with the help of green electricity in plasmalysis plants directly at the terminal or at decentralised locations.

This will allow large gas consumers to switch to clean-burning hydrogen in the future without changing their existing energy suppliers or transport routes to the end consumer. The existing infrastructure of steel pipeline gas networks is suitable for hydrogen transport and can continue to be used.

The end of gas flaring

Another application scenario is the handling of flare gas: at production sites around the globe, about 150 billion cubic metres of natural gas are burnt every year. This leaves valuable

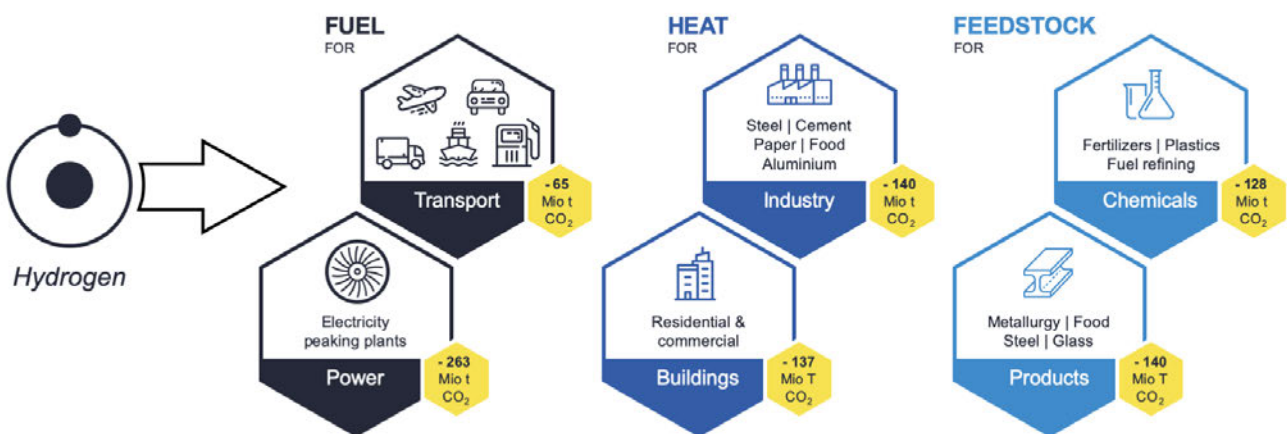


Abb. 0 CO₂-Reduzierungsziele bis 2030 für Deutschland in Sektoren
 Abb. 0 2030 CO₂ Reduction Targets by Sectors in Germany

reichen, wenn LNG und LPG nicht mehr verbrannt, sondern mithilfe von Ökostrom in Plasmalyse-Anlagen direkt am Terminal oder an dezentralen Standorten in Wasserstoff und festen Kohlenstoff umgewandelt werden.

Dadurch können große Gasverbraucher zukünftig auf sauber verbrennenden Wasserstoff umsteigen, ohne ihre bisherigen Energielieferanten oder Transportwege zum Endverbraucher zu ändern. Die bestehende Infrastruktur an Gasnetzen aus Stahlrohrleitungen ist für den Wasserstofftransport geeignet und kann weiter genutzt werden.

Das Ende des Gasabfackelns

Ein weiteres Einsatzszenario ist der Umgang mit Fackelgas (Flaregas): An Förderstätten rund um den Globus werden jährlich etwa 150 Mrd. m³ Erdgas verbrannt. Dadurch bleiben wertvolle Ressourcen ungenutzt. Gleichzeitig verursacht das Flaregas jedes Jahr mehr als 400 Mio. t CO₂-Emissionen.

Aus diesem Grund hat die EU im Green Deal und der Methan-Strategie die Energieversorger verpflichtet, diese Emissionen drastisch zu reduzieren, sobald geeignete Technologien zur Verfügung stehen. Mit der Plasmalyse ist nun die erste marktreife Lösung vorhanden, um Fackelgas zu dekarbonisieren und in Wasserstoff und Kohlenstoff umzuwandeln. Flaregas, das bislang ungenutzt entweicht, wird so zur Wasserstoffquelle. Für diese Innovation wurde das Berliner Unternehmen Graforce aus mehr als 500 weltweit eingereichten technischen Lösungen beim Petronas Race2Decarbonise in der Kategorie „Gas Flaring Reduction or Elimination“ ausgezeichnet.

Made in Germany – international gefragt

Graforce hat drei Demo-Anlagen in Berlin und Brandenburg errichtet. Darüber hinaus arbeitet das Unternehmen derzeit an strategischen Partnerschaften, um seine Wasserstofftechnologie schnell weltweit zu skalieren. So besteht seit April 2023 eine Kooperation mit Worley, einem australischen Unternehmen, das in den Bereichen Engineering, Beschaffung und Bau von Großprojekten tätig ist. Der weltweit tätige Anbieter wird die Plasmalyse-Anlagen für Kunden in Australien und Asien implementieren, um dort klimaneutralen Wasserstoff zu erzeugen.

Bis Ende 2025 soll die nächste Generation der Plasmareaktoren mit einer Leistung von jeweils 2 MW verfügbar sein, die zu Anlagen von bis zu 100 MW kombiniert werden können. Gerade in diesem großen Maßstab kann die Technologie für die saubere Wasserstoffproduktion überall dort eingesetzt werden, wo grüner Wasserstoff gebraucht wird: z.B. für die Produktion von grünem Ammoniak oder für die Energie- und/oder Hochtemperaturerzeugung in Gasturbinen. Die Energiewirtschaft kann so ihre CO₂-Emissionen weiter reduzieren und auch ehrgeizige Klimaziele verwirklichen. ■

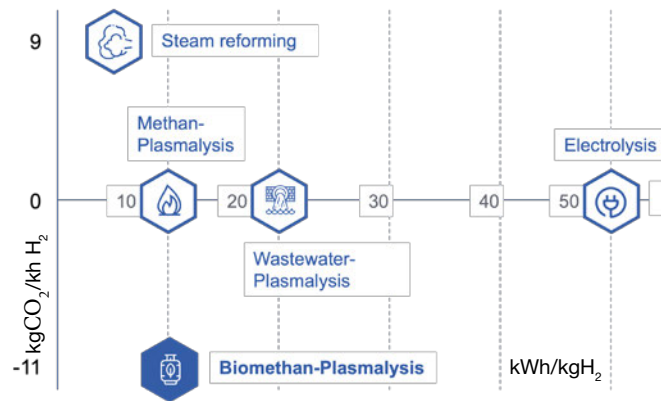


Abb. 0 Energie- bzw. CO₂-Bilanz der Verfahren zur H₂-Produktion
Abb. 0 Energy and CO₂ balance of H₂ production processes

resources unused. At the same time, flare gas causes more than 400 million tonnes of CO₂ emissions every year. For this reason, the EU has committed energy suppliers in the Green Deal and the Methane Strategy to drastically reduce these emissions as soon as suitable technologies are available. With plasmalysis, the first market-ready solution is now available to decarbonise flare gas and convert it into hydrogen and carbon. Flare gas, which has so far escaped unused, thus becomes a source of hydrogen. For this innovation, the Berlin-based company Graforce was awarded a prize in the category “Gas Flaring Reduction or Elimination” out of more than 500 technical solutions submitted worldwide at the Petronas Race2Decarbonise.

Made in Germany – in demand internationally

Graforce has built three demonstration plants in Berlin and Brandenburg. In addition, the company is currently working on strategic partnerships to quickly scale its hydrogen technology worldwide. For example, in April 2023 it entered into a cooperation agreement with Worley, an Australian company active in the engineering, procurement and construction of large-scale projects. The global supplier will implement the plasmalysis plants for customers in Australia and Asia to produce climate-neutral hydrogen.

By the end of 2025, the next generation of plasma reactors is to be available, each with a capacity of 2 MW, which can be combined to form plants of up to 100 MW. Especially on this large scale, the technology for clean hydrogen production can be used wherever green hydrogen is needed: for example, for the production of green ammonia or for power and/or high-temperature generation in gas turbines. The energy industry can thus further reduce its CO₂ emissions and also realise ambitious climate goals. ■

EEK Aus der Redaktion From the editorial office

Leserbriefe Letters to the editor

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns

Ihre Meinung per Mail an:

leserbriefe@eid.de

Discuss with us and write us

your opinion by mail to:

leserbriefe@eid.de

*Dr. Jens Hanke, Graforce
E-Mail: Koerfer@FEV.com, 0179-3187/20/2
DOI 10.19225/230902

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2022

Exploration und production of crude oil and natural gas in Germany 2022

Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ des LBEG (als Download unter www.lbeg.niedersachsen.de verfügbar) und stellt nur einen Auszug dar. Es wird in diesem Artikel wie üblich nur die Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas im Jahre 2022 zusammengefasst

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2022. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2021 um weitere 5.700 km² auf 19.400 km² verkleinert. Es wurden nur zwei neue Erlaubnisse erteilt, je eine in Baden-Württemberg und Bayern. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in den Bundesländern Niedersachsen und Bayern sowie in der Nordsee, in geringem Ausmaß aber auch in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden 2022 nur in sehr geringem Umfang durchgeführt. Es wurde ein 2D-seismischer Survey mit 31 Profilkilometern akquiriert.

Die Bohraktivität hat 2022 gegenüber dem Vorjahr zugelegt. Die Bohrmeterleistung ist gegenüber 2021 um etwa drei Viertel auf 15.125 m angestiegen.

This article is based on the LBEG's annual report "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022" (available for download at www.lbeg.niedersachsen.de in german language) and is only an excerpt. As usual, only the exploration and production of crude oil and natural gas in 2022 is summarised in this article.

Abstract

This report provides an overview of the results of exploration and production of crude oil and natural gas as well as underground gas storage in Germany in 2022, based on data provided by the oil and gas companies and the mining authorities of the Länder, which are regularly collected by LBEG.

The total area of permit fields for the exploration of hydrocarbons has decreased by a further 5,700 km² to 19,400 km² compared to 2021. Only two new permits were issued, one each in Baden-Württemberg and Bavaria. Permit fields or parts of permit fields have been cancelled mainly in the federal states of Lower Saxony and Bavaria and in the North Sea, but also to a lesser extent in Baden-Württemberg and Rhineland-Palatinate.

Surface geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas were only carried out to a very limited extent in 2022. A 2D seismic survey with 31 profile kilometers was acquired.

Drilling activity increased in 2022 compared to the previous year. Drilling meters increased by approximately three quarters to 15,125 m compared to 2021.

Two new exploration wells were drilled in 2022. In addition, there are two further exploration wells from previous years



Im Jahr 2022 wurden zwei neue Explorationsbohrungen abgeteuft. Hinzu kommen zwei weitere Explorationsbohrungen aus den Vorjahren, die noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2022 wurde eine Bohrung mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; sie ist ölfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber drei im Vorjahr auf sechs angestiegen. Dazu kommen vier Bohrungen aus den Vorjahren, die noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2022 wurden fünf Bohrungen mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen. Davon wurden drei Bohrungen ölfündig, und zwei Hilfsbohrungen haben ihr Ziel erreicht.

Die Erdgasförderung konnte nicht stabil gehalten werden. Gegenüber dem Vorjahr ist die Jahresfördermenge um 7,9 % zurückgegangen und betrug 5,2 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war abermals rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr war die Fördermenge um 5,9 % geringer und betrug 1,7 Mio. t (einschließlich Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 4,2 Mrd. m³ (9,9 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 38,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also nur zu einem kleinen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,9 Mio. t (3,9 %) zugenommen und betrug 23,8 Mio. t. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Mrd. m³ auf 22,9 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 3,8 Mrd. m³ ausgebaut werden.

1. Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat 2022 gegenüber dem Vorjahr zwar zugelegt, doch blieb sie deutlich unter dem Niveau der Zeit vor der Corona-Pandemie. Diese Entwicklung spiegelt sich sowohl in der Anzahl der aktiven Bohrungen als auch in der Bohrmeterleistung wider.

Die Anzahl der aktiven Bohrungen – das sind Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind – ist gegenüber dem Vorjahr von drei auf acht angestiegen (Kap. 1.2). Knapp drei Viertel der Bohrungen, die ursprünglich für 2022 geplant waren, konnten umgesetzt werden.

that had not yet received a result. In 2022, one well was completed with a final result; it found oil.

The number of active field development wells increased to six compared to three in the previous year. In addition, there are four wells from previous years that had not yet received a result. In 2022, five wells were completed with successful results. Of these, three wells found oil and two auxiliary wells reached their target.

Natural gas production could not be kept stable. Compared to the previous year, the annual production volume decreased by 7.9 % and amounted to 5.2 billion m³ in field quality.

Oil production declined once again. Compared to the previous year, the production volume was 5.9 % lower and amounted to 1.7 million t (including condensate).

The total of proven and probable natural gas reserves decreased further. Compared to the previous year, reserves decreased by 4.2 bcm (9.9 %) and amounted to 38.1 bcm in field quality. The production volume withdrawn in 2022 could therefore only be offset to a small extent by new reserves.

The total of proven and probable oil reserves increased by 0.9 million t (3.9%) compared to the previous year and amounted to 23.8 million t. The production volume withdrawn in 2022 was thus more than compensated for by additional reserves.

The technically usable working gas volume of the underground natural gas storage facilities decreased by 0.4 billion m³ to 22.9 billion m³ compared to the previous year. According to current plans, however, the working gas volume is to be expanded by a further 3.8 billion m³.

1. Drilling activity

While domestic drilling activity increased in 2022 compared to the previous year, it remained well below pre-Corona pandemic levels. This trend is reflected in both the number of active wells and the drilling meters.

The number of active wells - i.e. wells in which drilling meters were accrued - increased from three to eight compared to the previous year (section 1.2). Almost three quarters of the originally planned drilling wells for 2022 could be realised.

Compared to the previous year, the drilling meter output increased by about three quarters, but despite this increase it is still well below the long-term average (section 1.3).

1.1 Exploration wells

Exploratory wells aim to open up new fields or subfields, to explore the subsurface or to reopen abandoned fields.

Tab. 1 Explorationsbohrungen 2022, Bohrlokationen siehe Einlegekarte (LBEG)

Tab. 1 Exploration wells 2022, drilling locations see inlaid map (LBEG)

Name Name	Operator Operator	Ost (UTM) East (UTM)	Nord (UTM) North (UTM)	Status Status	Zielhorizont Target horizon	ET ET	Horizont bei ET Horizon at ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Oberheintal</i>							
Schwegenheim 1 ¹	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Westlich der-Ems</i>							
Adorf Z17 (2.)	Neptune	32370940	5828006	n.k.E.	Oberkarbon	4610,0	Oberkarbon
<i>Oberheintal</i>							
Römerberg 6	Neptune	32457474	5465438	fündig/successful	Muschelkalk, Keuper	2942,0	Unterer Muschelkalk

Status mit Stand vom 31. Dezember 2022; ¹: Endteufe vor 2022 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert um etwa drei Viertel angestiegen, aber trotz dieser die Zunahme liegt sie noch deutlich unter dem langjährigen Mittel (Kap. 1.3).

1.1. Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebenen Felder wieder zu erschließen.

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2022 werden vier Bohrungen geführt (Tab. 1). Zwei dieser Bohrungen wurden 2022 abgeteuft. Die beiden anderen Bohrungen stammen aus den Vorjahren, hatten aber noch kein Ergebnis erhalten.

Im Folgenden werden die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt.

Aufschlussbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde im Jahr 2011 die Bohrung Lünne 1 abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1.575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur Lünne 1a abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1.677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im Anschluss an das Abteufen im Jahr 2011 geplant war, steht noch aus.

Oberheintal

Die Bohrung Schwegenheim 1 (Neptune) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben analog der Situation der Öllagerstätte Römerberg auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahr 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoirsandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung, bezogen auf Top Buntsandstein, liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde im Jahr 2019 bei einer Endteufe von 2.415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurden umfangreiche Fördertests auf den Muschelkalk, den Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schichten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemie-situation geschuldet war, wurde 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2022 noch aus.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet westlich der Ems

Die Bohrung Adorf Z17 (Neptune) sollte die Erdgaslagerstätte Adorf-Karbon, die 2020 mit der Bohrung Adorf Z15 nachgewiesen wurde, nach Osten erweitern. Sie liegt, bezogen auf Top Oberkarbon, etwa 6 km ost-südöstlich der Folgebohrung Adorf Z16 aus dem Jahre 2021 zwischen der etwa 3 km entfernten

Four wells are listed in the compilation of exploratory wells for 2022 (Table 1). Two of these wells were drilled in 2022. The other two wells date from previous years but had not yet received a result.

The objectives and results of the drilling projects are presented in more detail below.

New field wildcats

Weser-Ems area

In the west of the Bramsche Extension concession, the Lünne 1 well was drilled in 2011. It is part of EMPG's exploration programme, which aims to explore the shale gas potential of the Wealden and the Posidonia Shale in the Lower Saxony Basin. The Wealden was encountered in a thickness of about 550 m, the Posidonia Shale in a thickness of just under 25 m. Both formations were cored extensively for further laboratory investigations. The borehole was stopped at 1,575 m in the Keuper as planned and deflected towards the Lünne 1a in order to open up the Posidonia Shale horizontally. After a distance of almost 250 m in the Posidonia Shale, the well was stopped at a final depth of 1,677 m. A hydraulic reservoir stimulation, which is necessary to determine the production potential and was planned directly after the sinking in 2011, is still pending.

Upper Rhine Valley

The Schwegenheim 1 (Neptune) well investigated a structural high in the Upper Rhine Graben analogous to the situation of the Römerberg oil reservoir for oil flow, which was identified in the Römerberg-Südwest 3D seismic survey from 2011. Primary target horizons were, as in Römerberg, the reservoir sandstones in the Buntsandstein. Potential reservoirs in the Muschelkalk and Keuper represented the secondary targets. The landing point of the borehole, related to Top Buntsandstein, is located about 6 km southwest of the discovery bore well of Römerberg. The well encountered the target formations at approximately the predicted depths and was stopped in 2019 at a final depth of 2,415 m in the Buntsandstein. Extensive production tests were then carried out on the Muschelkalk, Keuper, Pechelbronn Group and Cerithian strata, which continued into 2020. After a break of several months due to the pandemic situation, an extended production test using borehole pump was carried out on the Cerithien strata in 2021. A final result of the drilling was still pending at the end of 2022.

New pool tests

Area west of the Ems

The Adorf Z17 (Neptune) well was designed to extend the Adorf-Carbon natural gas reservoir, which was proven in 2020 with the Adorf Z15 well, to the east. In terms of Top Upper Carboniferous, it is located about 6 km east-southeast of the follow-up well Adorf Z16 drilled in 2021, between the Adorf Z11 well about 3 km away to the northwest and the Dalum Z4 well about 2 km away to the southeast. These two wells had already tapped the Upper Carboniferous gas-bearing zone in 1961 and 1967, respectively, but were classified as not discoverable due to the extremely low gas inflows. In order to achieve the best possible production characteristics, the Adorf Z17 well was to tap the fluvial sandstones of the Stefan and Westfal on a 50° inclined and approx. 1 km long drilling section almost perpendicular to the strike direction of the natural, open fractures. After the first borehole had to be abandoned due to technical difficulties, the second borehole encountered the Upper Carboniferous sandstones gas-bearing.

Tab. 2 Feldesentwicklungsbohrungen 2022 (LBEG)
 Tab. 2 Field development wells 2022 (LBEG)

Name Name	Operator Operator	Zielhorizont Target horizon	Status Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittellplate-A 29 (8.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis / no result yet
<i>Elbe-Weser</i>			
Böttersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis / no result yet
Hankensbüttel-Süd 96'	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig / oil found
Vorhop 63	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig / oil found
Vorhop-Knesenbeck 43 a	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	kein Ergebnis / no result
Vorhop-Knesenbeck 43 b	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis / no result yet
<i>Weser-Ems</i>			
Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis / no result yet
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 70 (3.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig / oil found
Hilfsbohrungen			
<i>Elbe-Weser</i>			
Vorhop H2a (2.)	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht / target reached
Vorhop-Knesebeck H3b ¹	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht / target reached
EMPG - Exxon Mobil Production Deutschland GmbH Neptune - Neptune Energy Deutschland GmbH Vermilion - Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG Wintershall Dea - Wintershall Dea Deutschland GmbH			Status mit Stand vom 31. Dezember 2022 ¹ : Endteufe vor 2022 erreicht

Bohrung Adorf Z11 im Nordwesten und der etwa 2 km entfernten Bohrung Dalum Z4 im Südosten. Diese beiden Bohrungen hatten bereits 1961 bzw. 1967 das Oberkarbon gasführend erschlossen, wurden aber aufgrund der äußerst geringen Gaszuflüsse als nicht fündig eingestuft. Um bestmögliche Produktionseigenschaften zu erzielen, sollte die Bohrung Adorf Z17 die fluviatilen Sandsteine des Stefan und Westfal auf einer 50° geneigten und ca. 1 km langen Bohrstrecke nahezu senkrecht zur Streichrichtung der natürlichen, offenen Klüfte erschließen. Nachdem das erste Bohrloch aufgrund technischer Schwierigkeiten aufgegeben werden musste, hat die Bohrung mit dem zweiten Bohrloch die Sandsteine des Oberkarbons gasführend angetroffen. Die Perforation und Freiförderung erfolgte im Februar/März 2023. Daher stand ein endgültiges Ergebnis zum Jahresende 2022 noch nicht fest.

Oberrheintal

Die Bohrung Römerberg 6 (Neptune) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg abgeteuft. Das Primärziel war die Errichtung einer Erdölproduktionsbohrung in den prospektiven Reservoir-Einheiten des Lettenkeupers/ Oberen Muschelkalks und Mittleren Muschelkalks zwischen den bestehenden Bohrungen Römerberg 1 und Römerberg 8, die aus dem Buntsandstein fördern. Der Reservoiraufschluss erfolgte ca. 800 m südwestlich der Bohrung Römerberg 4 und ca. 1.800 m westlich der Bohrung Römerberg H1, die aus dem Keuper/ Muschelkalk fördern. Der Landepunkt am Top des Lettenkeupers hat einen Abstand von ca. 120 m zu der strukturbildenden westlichen Hauptabschiebung des Feldes. Die Bohrung hat die Zielhorizonte ölführend erreicht und wurde nach erfolgreichen Produktionstesten auf den Lettenkeuper und den Muschelkalk ölfündig gemeldet.

1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von drei auf acht zugenommen. Als „aktiv“ werden in diesem

Perforation und free production took place in February/March 2023, so a final result had not yet been determined at the end of 2022.

Upper Rhine

Valley The Römerberg 6 (Neptune) well was drilled to further develop the Römerberg oil field. The primary objective was to drill an oil production well in the prospective reservoir units of the Lettenkeuper/Upper Muschelkalk and Middle Muschelkalk between the existing wells Römerberg 1 and Römerberg 8, which produce from the Buntsandstein. The reservoir development took place approx. 800 m southwest of the Römerberg 4 well and approx. 1,800 m west of the Römerberg H1 well, which produce from the Keuper/ Muschelkalk. The landing point at the top of the Lettenkeuper has a distance of approx. 120 m to the structure-forming western main slope of the field. The well has reached the target horizons oil bearing and was reported oil bearing after successful production tests on the Lettenkeuper and Muschelkalk.

1.2 Overview of oil and gas wells

The number of active wells increased from three to eight compared to the previous year. In this report, “active” refers to those wells that contributed to the drilling performance in the reporting year. In addition, there were a further six wells in progress that had already reached final depth before 2022 but had not yet received a final result. Tables 1 and 2 summarise the oil and gas wells drilled in 2022 with their results and status at year-end 2022, respectively. Storage wells are not included in this overview. Of the total of 14 wells, seven received a result; of these, four wells were reported found and one was reported not found. For two auxiliary wells, the successful result “target reached” was reported. Boreholes that have reached their final depth but whose result has not yet been finally decided are listed in the statistics with the status “no result yet”.

Tab. 3 Bohrmeterleistung 2017 bis 2022, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien

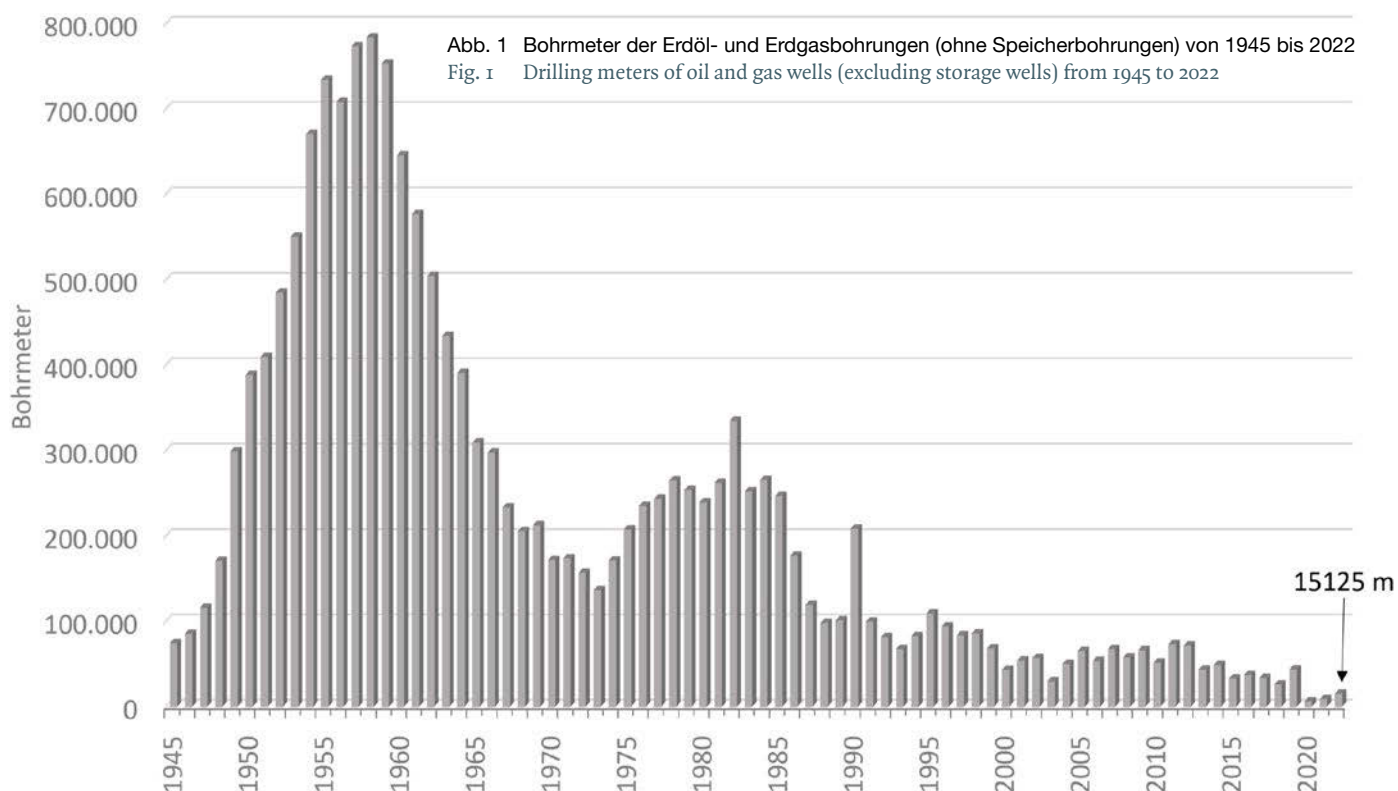
Tab. 3 Drilling meter output 2017 to 2022, broken down by drilling category

Jahr Year	Bohrmeter Drilling meters		Explorationsbohrungen Exploration well						Feldesentwicklungsbohrungen Development well					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2017	33416	100	2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	-	-	22156	66,3	2865	8,6
2018	25961	100	-	-	5507	21,2	457	1,8	1236	4,8	16666	64,2	2095	8,1
2019	43416	100	3435	7,9	13620	31,4	6105	14,1	744	1,7	18168	41,8	1344	3,1
2020	6220	100	-	-	887	14,3	-	-	-	-	3263	52,5	2070	33,3
2021	8740	100	-	-	-	-	-	-	6988	80,0	503	5,8	1249	14,3
2022	15125	100	-	-	9088	60,1	-	-	-	-	5321	35,2	716	4,7
Mittelwert 2017-2022	23551	100	1093	4,6	5053	21,5	1535	6,5	1794	7,6	12151	51,6	1925	8,2

Tab. 4 Bohrmeterleistung 2022, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten

Tab. 4 Drilling meterage in 2022, broken down by state and exploration/production area

Bundesland/Gebiet State / Territory	Exploration Exploration			Feldesentwicklung Development well			Summe Sum	Anteil Percentage
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
	m	m	m	m	m	m	m	%
Bundesland								
Niedersachsen	-	6146,0	-	-	3311,5	716,0	10173,5	67,3
Rheinland-Pfalz	-	2942,0	-	-	-	-	2942,0	19,5
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	2009,0	-	2009,0	13,3
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	2009,0	-	2009,0	13,3
Elbe-Weser	-	-	-	-	3291,5	716,0	4007,5	26,5
Westlich der Ems	-	6146,0	-	-	20,0	-	6166,0	40,8
Oberrheintal	-	2942,0	-	-	-	-	2942,0	19,5





Georg-Hunaeus-Preis

DGMK-Förderpreis für Nachwuchswissenschaftler

Einsendeschluss

31. Januar 2024

Vorschläge an

Dr. Gesa Netzeband

gesa.netzeband@dgmk.de

Es gelten die Statuten für den Georg-Hunaeus-Preis:

[www.dgmk.de/forschung/
ehrun-gen-und-preise](http://www.dgmk.de/forschung/ehrun-gen-und-preise)

DGMK e.V.

Große Elbstraße 131

22767 Hamburg

www.dgmk.de

Die DGMK verleiht den Georg-Hunaeus Preis für hervorragende wissenschaftliche Arbeiten jüngerer Wissenschaftler auf den Arbeitsgebieten: Exploration, Produktion und Speicherung von Kohlenwasserstoffen und Wasserstoff, der Tiefbohrtechnik und Geothermie.

Begründete Vorschläge für die Preisvergabe können durch jeden an die DGMK eingereicht werden. Auch Eigenbewerbungen sind willkommen.

Die Preisträger sind verpflichtet, über ihre Arbeiten während einer DGMK-Veranstaltung zu berichten. Die Vorträge werden in der Fachzeitschrift EEK TECHNOLOGIE & TRANSFORMATION VON FOSSILEN UND GRÜNEN ENERGIETRÄGERN, dem Organ der DGMK veröffentlicht.



Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere sechs Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2022 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2022 mit ihren Ergebnissen bzw. ihrem Status zum Jahresende 2022 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt. Von den insgesamt 14 Bohrungen haben sieben ein Ergebnis erhalten; davon wurden vier Bohrungen fündig sowie eine nicht fündig gemeldet. Für zwei Hilfsbohrungen wurde das erfolgreiche Ergebnis „Ziel erreicht“ gemeldet. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

1.3. Bohrmeterleistung

Zwar ist die Bohrmeterleistung 2022 gegenüber dem Vorjahr um etwa drei Viertel auf 15.125 m angestiegen, dennoch lag sie noch deutlich unter dem Niveau der Zeit vor dem Corona-bedingten Einbruch im Jahr 2020. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden Jahre fiel sie etwa um ein Drittel geringer aus. In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2022 den Werten der vorangehenden fünf Jahre gegenübergestellt. Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 dargestellt. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

2. Geophysik

Nachdem in den Jahren 2020 und 2021 keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt wurden, wurden im Vorjahr in kleinem Umfang 2D-seismische Messungen durchgeführt. Und zwar wurde im Oberrheintal beiderseits des Rheins in den aneinandergrenzenden Erlaubnisfeldern Neulußheim und Römerberg im Auftrag der Neptune Energy Deutschland GmbH und Palatina GeoCon GmbH & Co. KG der Survey „2D Neulußheim 2022“ mit vier Linien und insgesamt knapp 31 Profilkilometern akquiriert. Die Messungen wurden durchgeführt, um die Erdöllagerstätte Römerberg noch besser abbilden zu können.

3. Konzessionswesen

Im Jahr 2022 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen abermals verringert. Seit 2014 ist sie damit kontinuierlich kleiner geworden. Es wurden nur zwei Erlaubnisfelder neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.

Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat im Vergleich zum Vorjahr um etwa 5.700 km² abgenommen und betrug Ende 2022 noch 19.400 km².

Die beiden neu erteilten Erlaubnisfelder liegen in Baden-Württemberg und Bayern und haben zusammen eine Fläche von etwa 100 km².

14 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge von Teilverlängerung, Teilaufhebung oder in Verbindung mit Zusammenlegung verkleinert worden. Mit etwa 2.900 km² geht die Hälfte der Flächenabnahme auf Veränderungen in Niedersachsen zurück. Eine deutliche Abnahme war aber auch in Bayern mit 1.600 km² und in der Nordsee mit 1.100 km² zu verzeichnen. In Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz hat die Fläche der Erlaubnisfelder zusammen um etwa 100 km² abgenommen.

1.3 Drilling meter output

Although the drilling meter performance in 2022 increased by about three quarters to 15,125 m compared to the previous year, it was still significantly below the level of the period before the Corona-related slump in 2020. Compared to the average of the previous years, it was about one third lower. Table 3 compares the drilling meter output in 2022 with the values of the previous five years. The regional distribution of drilling meters among the federal states and the exploration and production areas is shown in Table 4. The graph in Figure 1 illustrates the historical development of drilling activity based on drilling meters since 1945.

2 Geophysics

After no surface geophysical measurements were carried out in 2020 and 2021 to explore the subsurface for oil and gas, 2D seismic measurements were carried out on a small scale in the previous year.

In the Upper Rhine Valley on both sides of the Rhine in the adjacent permit fields Neulußheim and Römerberg, the survey “2D Neulußheim” was carried out on behalf of Neptune Energy Deutschland GmbH and Palatina GeoCon GmbH & Co. KG, the survey “2D Neulußheim 2022” was acquired with four lines and a total of almost 31 profile kilometers. The measurements were carried out in order to be able to image the Römerberg oil reservoir even better.

3. Concessions

In 2022, the concession area for the exploration of hydrocarbons has decreased again. Since 2014, it has thus continuously become smaller. Only two new permit areas were granted. On the other hand, numerous permit areas have expired or been reduced in size.

The total area of mining permits for the exploration of hydrocarbons has decreased by about 5,700 km² compared to the previous year and amounted to 19,400 km² at the end of 2022.

The two newly granted permit fields are located in Baden-Württemberg and Bavaria and have a combined area of about 100 km².

14 permit areas expired due to expiry, cancellation or revocation, or were reduced due to partial extension, partial cancellation or in connection with mergers. At about 2,900 km², half of the reduction in area is due to changes in Lower Saxony. However, a significant decrease was also recorded in Bavaria with 1,600 km² and in the North Sea with 1,100 km². In Baden-Württemberg and Rhineland-Palatinate, the area of permit fields together decreased by about 100 km².

In the states of Mecklenburg-Western Pomerania, Saxony-Anhalt and Thuringia, which are located in the classic oil and gas provinces, no more permit fields for the exploration of hydrocarbons have been allocated in the meantime.

4. Crude oil and natural gas production

In 2022, the Federal Republic of Germany produced 1.7 million t of crude oil, contributing to just under 2% of Germany's crude oil consumption of 97.1 million t (AGEB 2023).

The production of natural gas in Germany in 2022 was 5.2 billion m³(Vn) raw gas or 4.8 billion m³(Vn) standardised clean gas with a calorific value of $H_s = 9.77 \text{ kWh/m}^3(\text{Vn})$ (see Chapter 5.3). Thus, last year's natural gas and oil gas production covered about 5.5 % of the total consumption of natural gas in Germany from domestic production (AGEB 2023).

In den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen, die in den klassischen Erdöl- und Erdgasprovinzen liegen, sind inzwischen keine Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mehr vergeben.

4. Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2022 1,7 Mio. t Erdöl und trug so zu knapp 2 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 97,1 Mio. t (AGEB 2023) in Deutschland bei.

Die Produktion von Erdgas in Deutschland lag 2022 bei 5,2 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 4,8 Mrd. m³(Vn) normiertem Reingas mit einem Brennwert von $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{Vn})$ (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 5,5 % aus inländischer Förderung gedeckt (AGEB 2023).

4.1. Erdölförderung

Die Nutzung von Erdöl hat in Deutschland eine lange Tradition. Schon 1546 wurden durch Agricola natürliche Ölaustritte („Teerkohlen“) bei Braunschweig und Hänigsen beschrieben. Die Bohrtätigkeit auf Erdöl begann aber erst nach einem Ölfund im Jahre 1859 in Wietze mit der „Hunäus-Bohrung“, die in 36,5 m Tiefe anstelle des vermuteten Braunkohlevorkommens auf Öl stieß.

Im Berichtsjahr 2022 wurden in Deutschland 1,7 Mio. t Erdöl einschließlich 7.929 t Kondensat gefördert. Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 106.918 t (-5,9 %) unter den Wert des Vorjahres von 1,8 Mio. t.

Im Ländervergleich liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,62 Mio. t Öl. Das sind 90 % der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von

4.1 Crude Oil production

The use of crude oil has a long tradition in Germany. As early as 1546, Agricola described natural oil seeps (“tar pits”) near Braunschweig and Hänigsen. However, drilling for oil only began after an oil discovery in 1859 in Wietze with the “Hunäus well”, which struck oil at a depth of 36.5 m instead of the suspected lignite deposit.

In the reporting year 2022, 1.7 million tonnes of crude oil including 7,929 tonnes of condensate were produced in Germany. Crude oil production thus fell by approx. 106,918 t (-5.9 %) below the previous year’s figure of 1.8 million t.

In a country comparison, the most important oil producing provinces in Germany are located in Northern Germany. The oil fields of Schleswig-Holstein and Lower Saxony together produced 1.62 million t of oil in the reporting period. That is 90 % of Germany’s total production. In Schleswig-Holstein, oil production fell to 949,000 t in 2022. This is 106,000 t (-10.1 %) less than in 2021. The share of total German production is thus 55.9 %. Lower Saxony’s oil fields produced 579,000 t of oil in the same period. This is 16,000 t (2.8 %) more than in the previous year; this corresponds to a share in total production of 34.1 %. In Rhineland-Palatinate, oil production fell by 17,000 t to 116,000 t compared to the previous year. The share of total production was thus 6.8 %.

Broken down by production areas, the crude oil areas north of the Elbe produced 954,000 tonnes, 105,000 tonnes or 9.9 % less than in the previous year. West of the Ems, production increased by 3,000 t (0.7 %) to 368,000 t. In the Upper Rhine Valley, 16,000 t (-12.1 %) less crude oil was produced than in the previous year, at 117,000 t.

On the reporting date of 31 December 2022, 43 oil fields were in production. The number of production wells in operation increased by 1 to 683.

The ten most productive oil fields in Germany together ac-

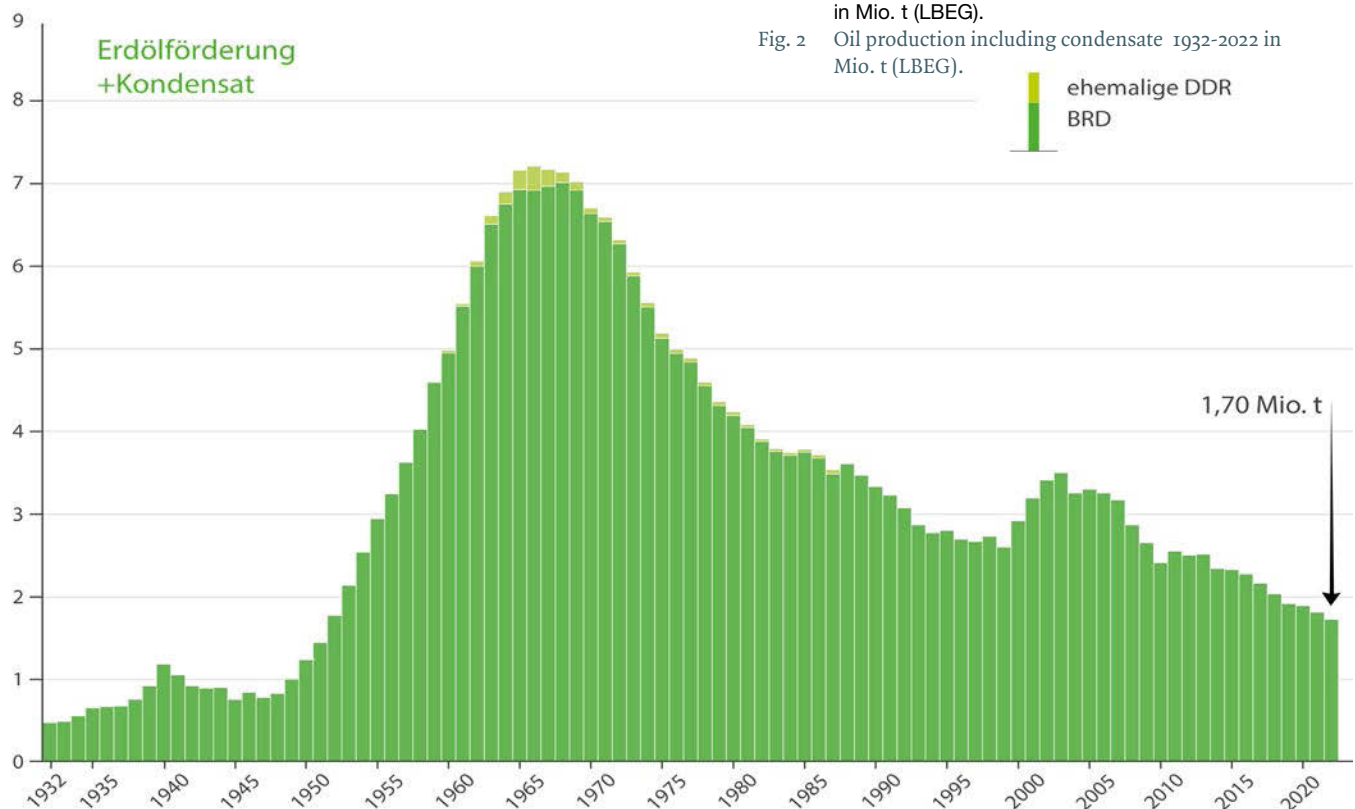


Abb. 2 Erdölförderung einschließlich Kondensat 1932-2022 in Mio. t (LBEG).

Fig. 2 Oil production including condensate 1932-2022 in Mio. t (LBEG).

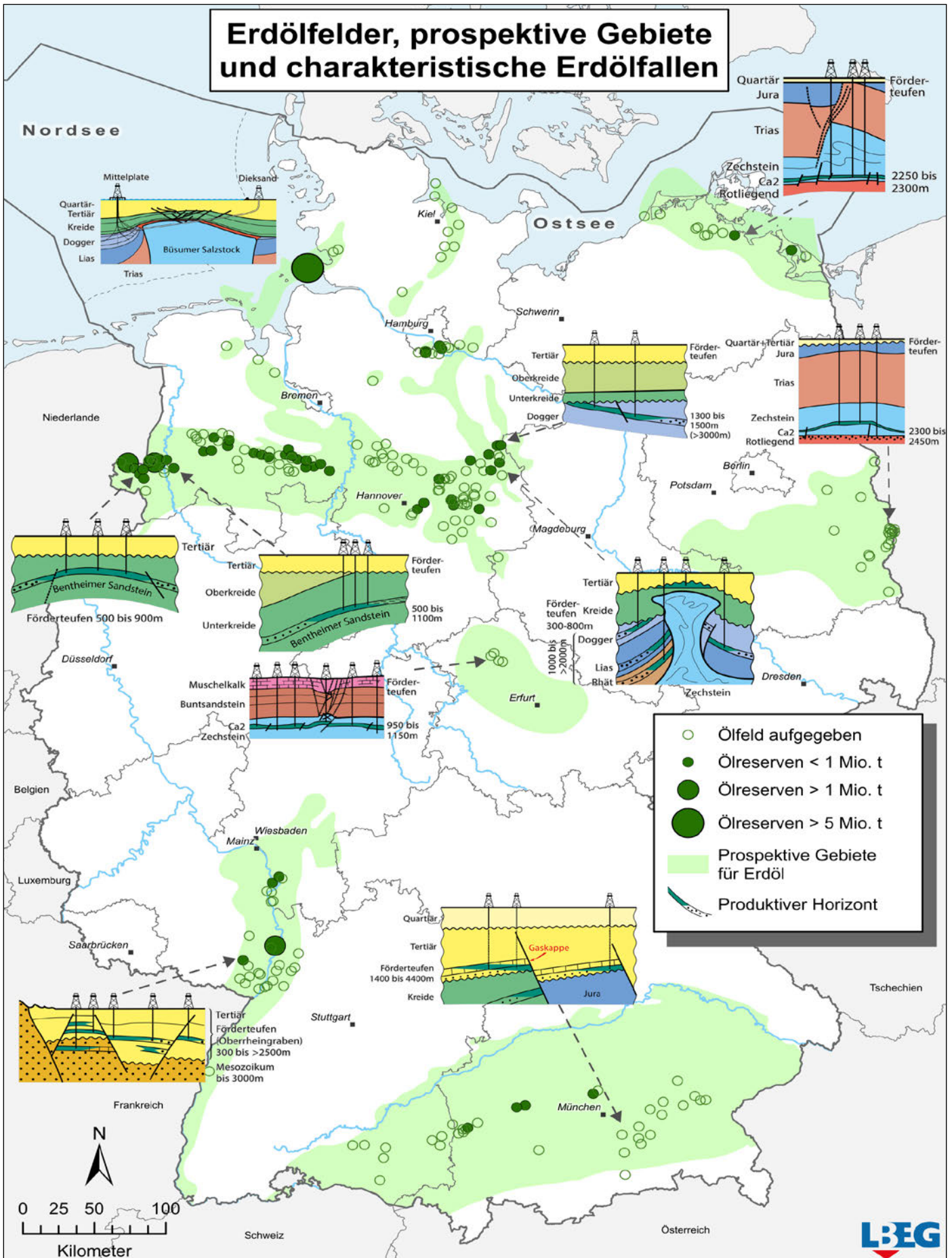


Abb. 3 Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2023 (LBEG).

Fig. 3 Crude oil fields, prospective areas and characteristic crude oil traps on 01.01.2023 (LBEG)

Erdöl 2022 auf 949.000 t. Das sind 106.000 t (-10,1 %) weniger als 2021. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung beträgt damit 55,9 %. Die Ölfelder Niedersachsens produzierten im selben Zeitraum 579.000 t Öl. Das sind 16.000 t (2,8 %) mehr als im Vorjahr; dies entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 34,1 %. In Rheinland-Pfalz fiel die Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr um 17.000 t auf 116.000 t. Der Anteil an der Gesamtförderung lag damit bei 6,8 %.

Nach Fördergebieten aufgeschlüsselt wurden in den Erdölgebieten nördlich der Elbe mit 954.000 t 105.000 t oder 9,9 % weniger gefördert als im Vorjahr. Westlich der Ems stieg die Produktion um 3.000 t (0,7 %) auf 368.000 t. Im Oberrheintal wurden wiederum mit 117.000 t 16.000 t (-12,1 %) weniger Erdöl als im Vorjahr gefördert.

Am Stichtag 31. Dezember 2022 standen 43 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden stieg um 1 auf 683.

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 89 % der Gesamtölförderung im Jahr 2022. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Emlichheim in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Auf Platz vier, hinter dem niedersächsischen Feld Rühle, folgt das Feld Römerberg im Oberrheintal. In 17 der insgesamt 43 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen über 10.000 t.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Juras gefördert. Mit 949.465 t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld 56 % der deutschen Erdölträge. Das sind 106.393 t weniger als im Vorjahr, was 11,2 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 36.518 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Emlichheim produziert seit 1944 aus den Sandsteinen

counted for 89% of total oil production in 2022. The differences in the production volumes of the individual fields are considerable. For example, the annual production of the most productive field, Mittelplate/Dieksand, was seven times higher than the production of the second most productive field, Emlichheim, in Lower Saxony in the area west of the Ems. In fourth place, behind the Rühle field in Lower Saxony, is the Römerberg field in the Upper Rhine Valley. In 17 of the total of 43 producing fields in Germany, the annual production volume exceeds 10,000 tonnes.

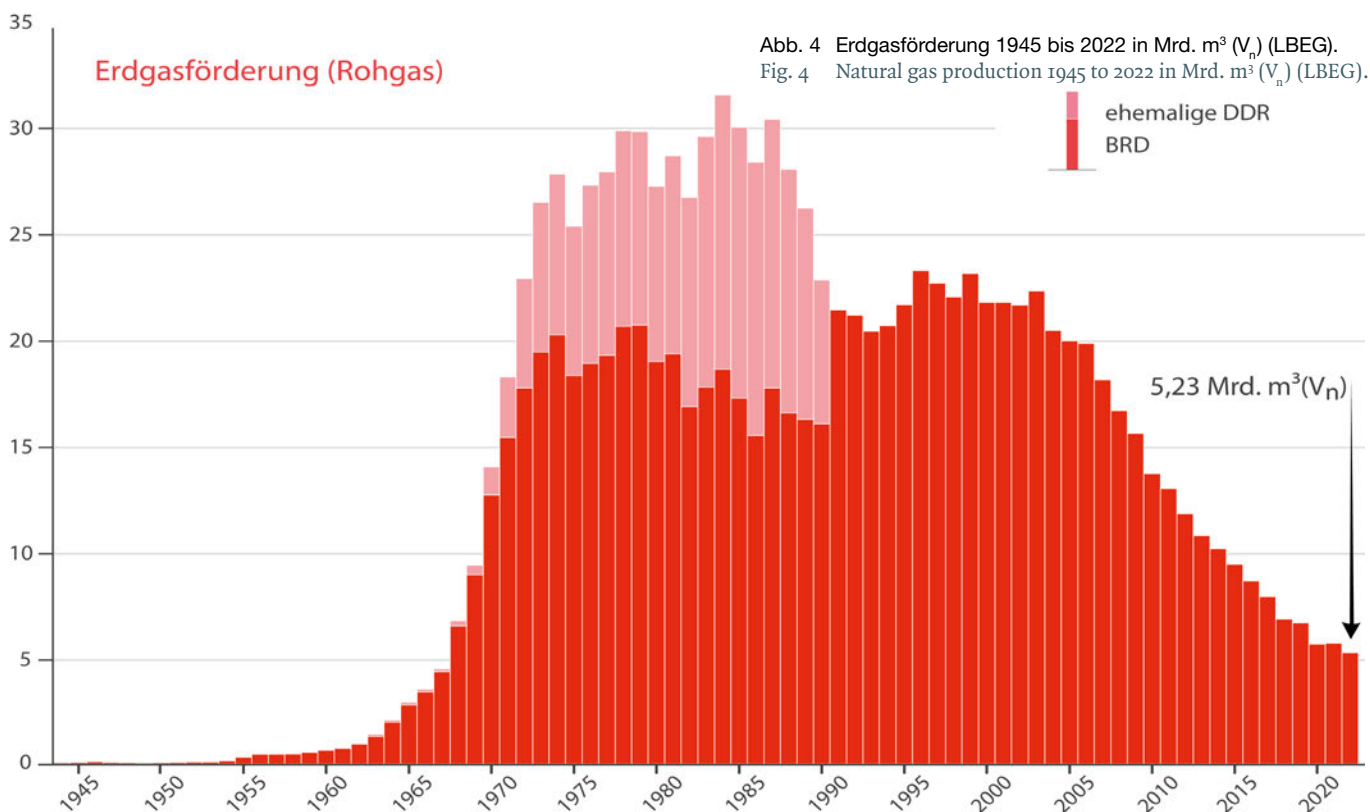
Since 1987, crude oil has been produced from various sandstone layers of the Jura from the Mittelplate Drilling and Production Island and the Dieksand Land Station in Friedrichskoog. With 949,465 t of oil from 26 production wells, the field produced 56 % of Germany's crude oil yield. This is 106,393 t less than in the previous year, which corresponds to 11.2 % of the field's production. The annual production rate of a Mittelplate/Dieksand well averaged 36,518 t per well.

The Emlichheim oil field has been producing from the Valangin sandstones since 1944 and is one of the oldest oil fields still producing in Germany. In 2022, 128,552 t of crude oil were produced, 16.5 % more than in 2021. 78 wells with an average annual production of 1,648 t were producing here.

The Rühle oil field has been producing mainly from the Valangin sandstones in the Rühlermoor and Rühlertwist field sections since 1949. In the 2022 reporting period, 119,140 t of crude oil were produced, 5.8% less than in 2021. 134 wells with an average annual production of 889 t were in production here.

The Römerberg oil field in the Upper Rhine Valley was discovered by chance in 2003 while drilling a geothermal well. Five wells produced 101,685 tonnes of oil from the Triassic rocks last year. This is 16.7 % less than in the previous year; this corresponds to a production rate of 20,337 t per well.

The production of all other oil fields was below 100,000 t of crude oil in 2022.



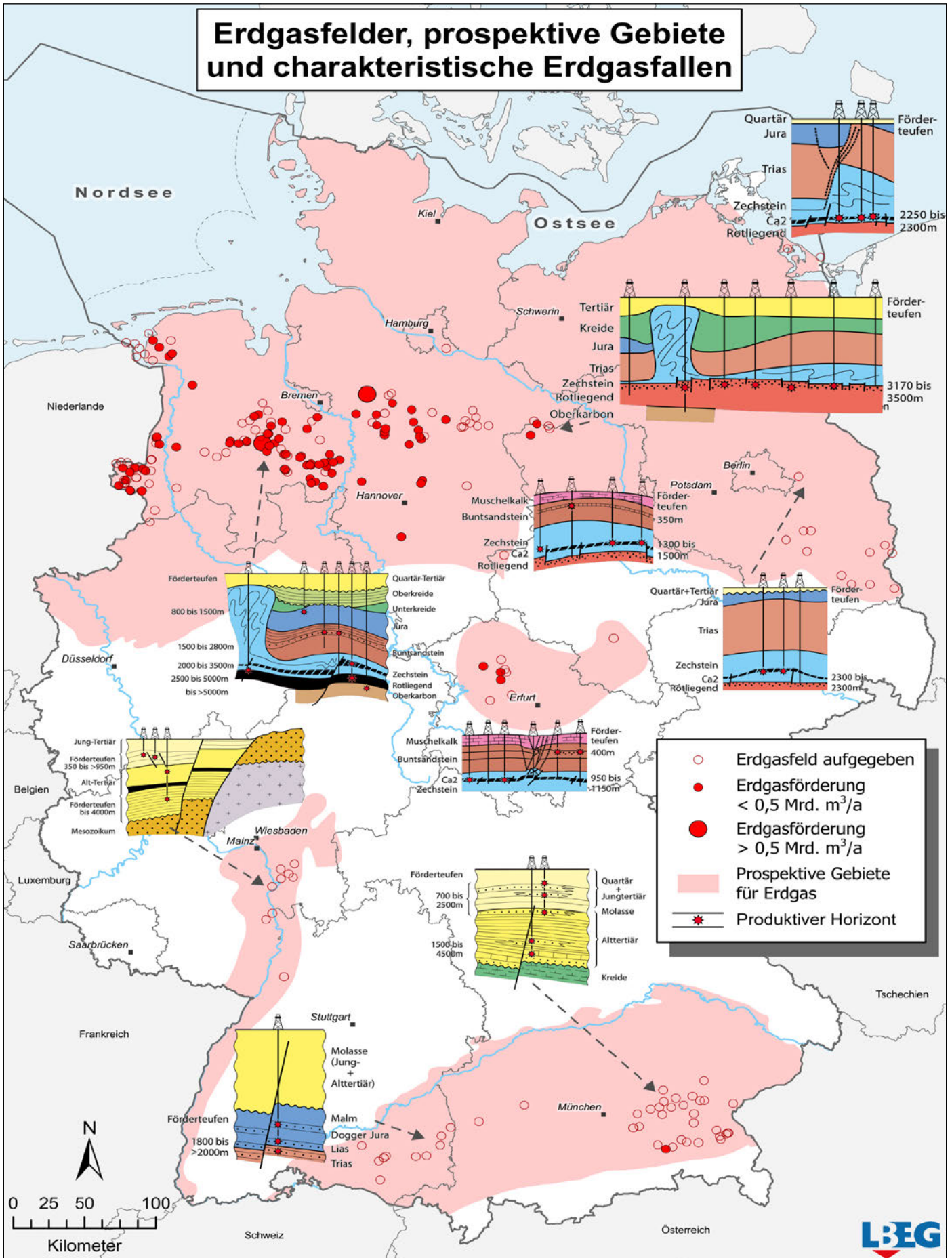


Abb. 5 Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2022.

Fig. 5 Natural gas fields, prospective areas and characteristic natural gas traps on 31.12.2022.

des Valangin und ist eines der ältesten noch in Förderung stehenden Ölfelder Deutschlands. Im Jahr 2022 wurden mit 128.552 t 16,5 % mehr Erdöl gefördert als 2021. 78 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 1.648 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlerwist. Im Berichtszeitraum 2022 wurden mit 119.140 t 5,8 % weniger Erdöl gefördert als 2021. 134 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 889 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Fünf Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 101.685 t Erdöl. Das sind 16,7 % weniger gegenüber dem Vorjahr; dies entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 20.337 t.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2022 unter 100.000 t Erdöl.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten im Jahr 2022, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,7 Mio. t, einen Anteil von rund 11 %. Damit blieb der Wert gegenüber dem Vorjahr auf dem gleichen Niveau. In den Erdölfeldern, in denen EOR-Maßnahmen angewendet werden, lag der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil 2022 bei ca. 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) lag 2022 bei rund 63 %. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2022 bei ca. 25 %. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, z. B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2022 bei 6 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und des Tertiärs folgen mit jeweils knapp 3 % sowie die des Perms mit 0,6 %.

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdölgaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 7.929 t. Das entspricht knapp 0,5 % der Gesamtölförderung von 1,7 Mio. t. Bis Ende 2022 sind in Deutschland kumulativ ca. 314 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 41,3 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 762 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen. Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoirereigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2. Erdgasförderung

Mit der Gasfündigkeit einer Trinkwasserbohrung bei Hamburg-Neuengamme im Jahr 1910 begann auch in Deutschland die Nutzung von Erdgas. Wurden in den Folgejahren nur vereinzelte Felder sowie das Ölbegleitgas gefördert, begann um 1950 mit der Ausweitung der Einsatzmöglichkeiten die vermehrte Exploration auf Erdgas.

In order to increase the recovery rate, tertiary recovery methods are applied in some oil fields. Within the scope of these “Enhanced Oil Recovery (EOR)” methods, the flowability of the oil in the reservoirs of the Rühle, Georgsdorf and Emlichheim fields is increased with the help of steam and hot/warm water flooding, thus mobilising remaining oil in the reservoir. Chemical EOR methods or CO₂ flooding are not currently used in Germany.

In 2022, the EOR methods had a share of around 11% in relation to total domestic pure oil production of 1.7 million tonnes. The value thus remained at the same level as in the previous year. In the oil fields where EOR methods are applied, the share produced by these methods was around 95 % in 2022.

The share of oil produced from Dogger sandstones (Jurassic) was around 63 % in 2022. By far the largest production volume here came from the Mittelplate/Dieksand field in the Schleswig-Holstein Wadden Sea. The Lower Cretaceous sandstones are the second most important carrier horizon for crude oil in Germany. Their production share in 2022 was about 25 %. The fields of the Emsland, e.g. Rühle, Bramberge and Georgsdorf, produce from these rocks. The production share of crude oil from Triassic rocks was 6 % in 2022. The Römerberg field in the Rhine Valley produces from these rock strata. The Malm and Tertiary deposits follow with just under 3 % each and the Permian with 0.6 %.

Natural gas condensate is a liquid by-product of natural gas production. The condensate share of German crude oil production, which also includes crude oil gas condensate, amounted to 7,929 t in the year under review. This corresponds to just under 0.5 % of the total oil production of 1.7 million tonnes. By the end of 2022, approx. 314 million t of crude oil have been cumulatively produced in Germany. This corresponds to 41.3 % of the estimated original total of approx. 762 million t of oil in all German deposits combined. However, depending on the quality of the oil and the reservoir properties of the individual deposits, only part of this total quantity is recoverable.

4.2 Natural gas production

With the discovery of gas in a drinking water well near Hamburg-Neuengamme in 1910, the exploitation of natural gas also began in Germany. In the years that followed, only isolated fields and associated gas were produced, but around 1950, with the expansion of possible applications, increased exploration for natural gas began.

In the reporting year 2022, 5.2 billion m³(Vn) of raw gas and 4.8 billion m³(Vn) of clean gas were produced in Germany. Natural gas production thus fell by 0.4 bcm(Vn) (-7.9 %) raw gas and 0.3 bcm(Vn) (-6.2 %) standardised clean gas with a calorific value of H_s = 9.77 kWh/m³(Vn) compared to the previous year.

In a state comparison, the central natural gas province in Germany is in Lower Saxony. Here 5.1 billion m³(Vn) of raw gas were produced. This is 279 million m³(Vn) or 5.2 % less than in the previous year. Lower Saxony's share of raw gas production in Germany is thus 97.0 %. Clean gas production for Lower Saxony was reported at 4.7 billion m³(Vn). This is just under 0.3 billion m³(Vn) or 5.0 % less than in the previous year. Lower Saxony's share of Germany's clean gas production is thus 98.6 %. Other federal states contribute only marginally to gas production.

From a regional perspective, raw gas production in the

Im Berichtsjahr 2022 wurden in Deutschland 5,2 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 4,8 Mrd. m³(Vn) Reingas gefördert. Die Erdgasproduktion fiel damit um 0,4 Mrd. m³(Vn) (-7,9 %) Rohgas bzw. 0,3 Mrd. m³(Vn) (-6,2 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von Hs = 9,77 kWh/m³(Vn) gegenüber dem Vorjahr.

Im Ländervergleich liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,1 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert. Das sind 279 Mio. m³(Vn) oder 5,2 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt damit 97,0 %. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,7 Mrd. m³(Vn) angegeben. Das sind knapp 0,3 Mrd. m³(Vn) oder 5,0 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 98,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei.

Regional betrachtet, fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,1 Mrd. m³(Vn) bzw. 3,7 % auf 3,0 Mrd. m³(Vn).

Dementsprechend fiel auch die Reingasförderung um 0,1 Mrd. m³(Vn) (-3,8 %) auf 2,6 Mrd. m³(Vn). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 1,9 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert und damit 0,4 Mrd. m³(Vn) (-18,2 %) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,3 Mrd. m³(Vn) (-14,4 %) auf 1,9 Mrd. m³(Vn) gegenüber 2021 zurück.

Im Jahr 2022 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 46 Mio. m³(Vn) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (59,2 %) und Schleswig-Holstein (29,6 %), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 5,1 %, produziert.

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 66 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2022 fördernden Sonden ist von 380 im Vorjahr auf 280 gefallen.

Analog zu den Vorjahren kamen auch im Jahr 2022 rund zwei

Weser-Ems region fell by 0.1 billion m³(Vn) or 3.7 % to 3.0 billion m³(Vn).

Accordingly, clean gas production also fell by 0.1 billion m³(Vn) (-3.8%) to 2.6 billion m³(Vn). In the Elbe-Weser area 1.9 billion m³(Vn) of raw gas were produced, 0.4 billion m³(Vn) (-18.2 %) less than in the previous year. Clean gas production here declined by 0.3 bcm(Vn) (-14.4%) to 1.9 bcm(Vn) compared to 2021.

In 2022, around 46 million m³(Vn) of crude oil gas was extracted in addition to natural gas. Crude oil gas is a by-product of oil production. It is mainly produced in Lower Saxony (59.2 %) and Schleswig-Holstein (29.6 %), followed by Mecklenburg-Western Pomerania with 5.1 %.

In the reporting period, a total of 66 natural gas fields were in production. The number of wells producing on the reporting date of 31 December 2022 fell from 380 in the previous year to 280.

As in previous years, around two thirds of the total annual production of natural gas in Germany in 2022 came from the ten most productive fields.

The Rotenburg/Taaken field complex is the most productive German gas field. In the reporting period, 0.59 billion m³(Vn) of raw gas were produced there. It is followed by the Goldenstedt/Visbek field with 0.53 billion m³(Vn) of gas. In third place is Völkersen/Völkersen-North with 0.44 billion m³(Vn) of gas. While Rotenburg/Taaken and Völkersen/Völkersen-North produce from the Rotliegende rocks, Goldenstedt/Visbek produces from the Zechstein.

By the end of 2022, a total of 213 billion m³(Vn) of raw gas will have been produced from the Salzwedel field complex (Altmark/ Sanne/Wenze). This corresponds to more than one fifth of Germany's cumulative production and by far the

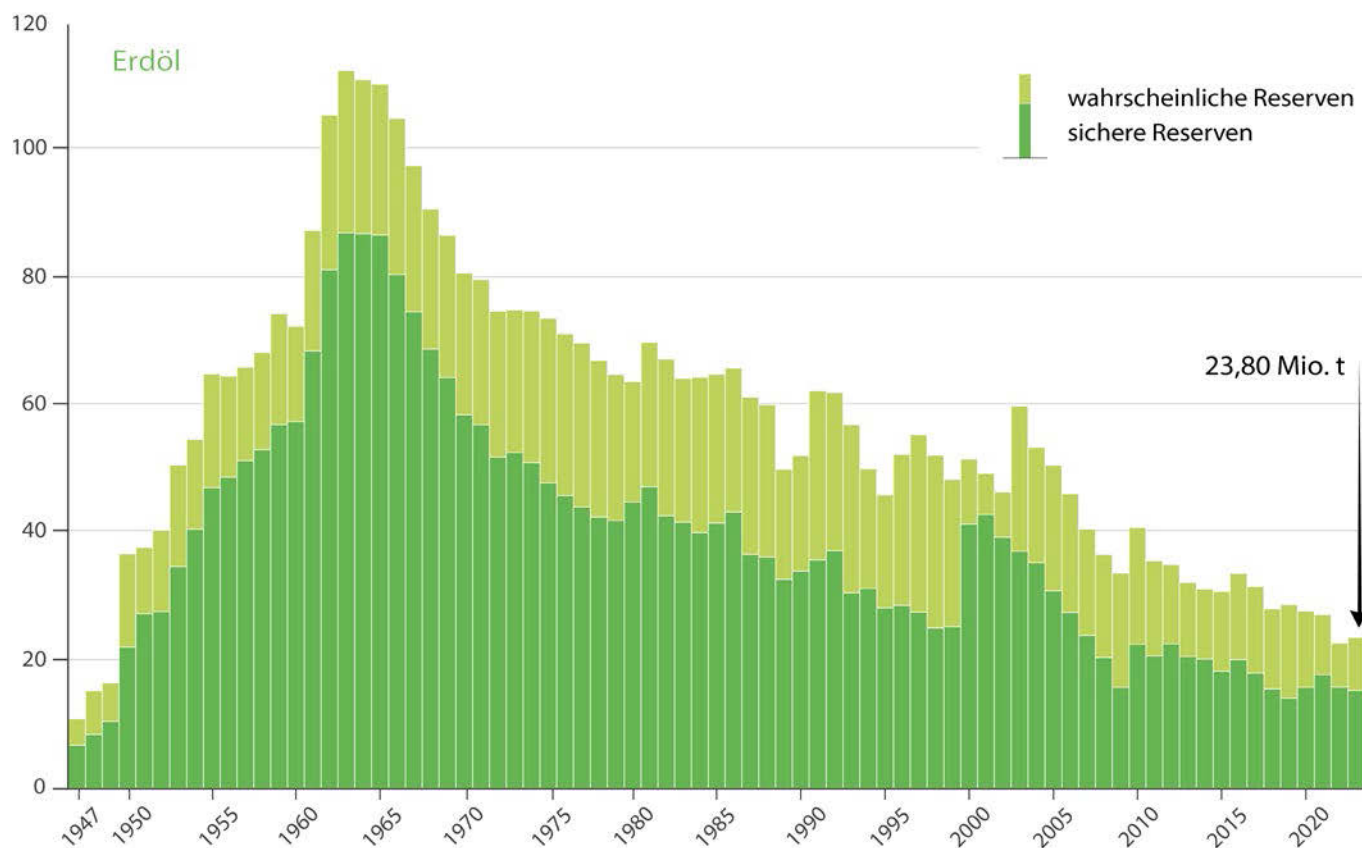


Abb. 6 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1947-2022 in Mio. t (LBEG).

Fig. 6 Development of crude oil reserves in Germany 1947-2022 in Mio. t (LBEG).

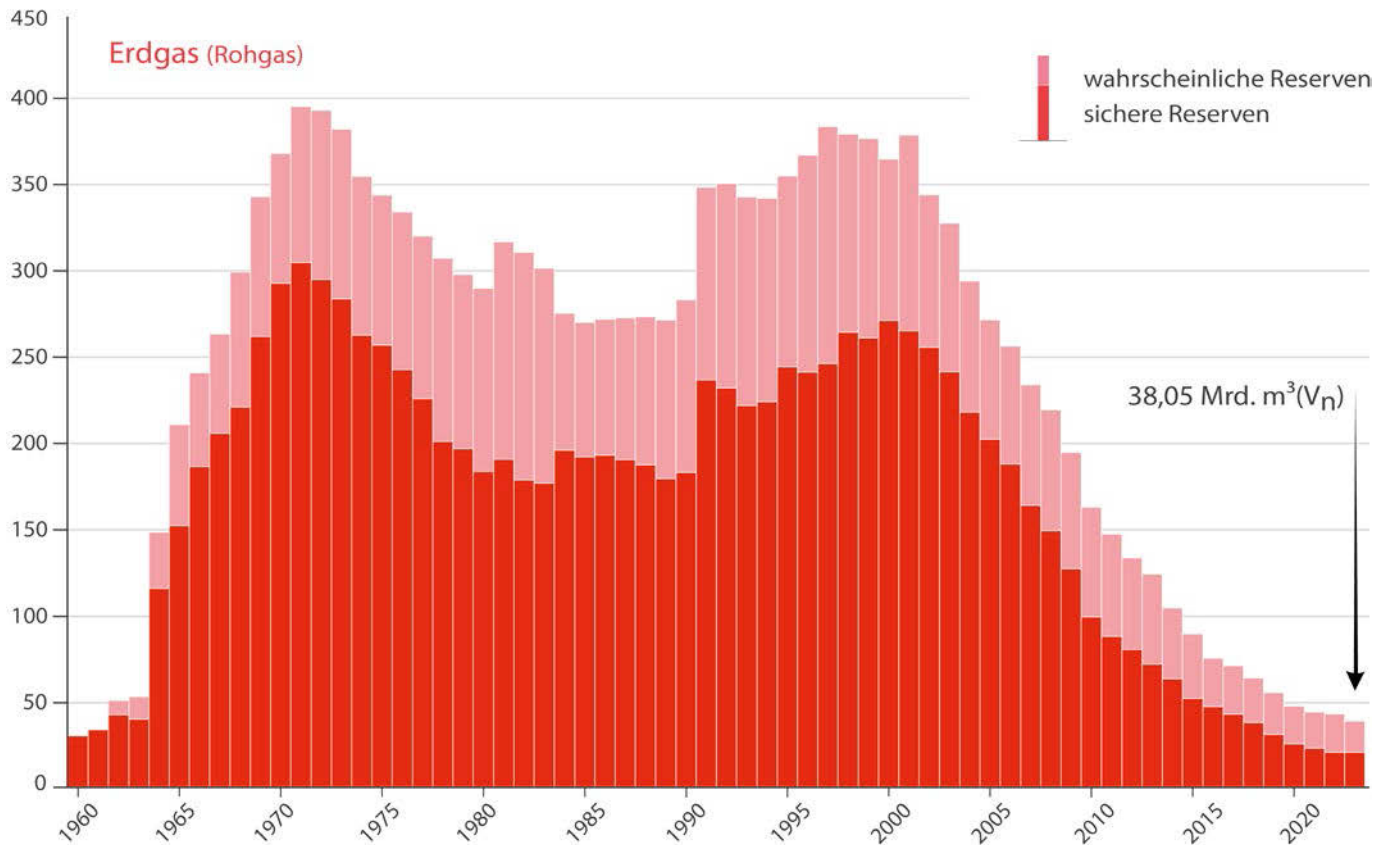


Abb. 7 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1960-2022 in Mrd. m³ (V_n) (LBEG).
 Fig.. 7 Development of natural gas reserves in Germany 1960-2022 in Mrd. m³ (V_n) (LBEG).

Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern.

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,59 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,53 Mrd. m³(V_n) Gas. An dritter Stelle liegt Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,44 Mrd. m³(V_n) Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegenden fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/ Sanne/Wenze) sind bis Ende 2022 insgesamt 213 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2022 standen hier 16 Sonden in Betrieb, die insgesamt 133 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 295 Mio. m³(V_n) aus 118 Sonden bedeutet das neben der starken Sondenreduktion einen Förderrückgang von 45 %. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 49 Mio. m³(V_n) gegenüber 108 Mio. m³(V_n) im Vorjahr (BVEG 2023).

Der Förderanteil von Erdgas aus den Kalksteinen des Zechsteins lag 2022 bei rund 44 %. Von den 10 größten Feldern fördert u. a. Goldenstedt/Visbeck aus diesem Horizont. Die Sandsteine des Rotliegenden sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdgas in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2022 bei ca. 34 %. Aus diesen Gesteinen produziert u. a. das Feld Rotenburg/Taaken. Der

highest total production of all German fields. In 2022, 16 wells were in operation here, producing a total of 133 million m³(V_n) of raw gas. Compared to the previous year, when 295 million m³(V_n) were produced from 118 wells, this means a 45% decline in production, in addition to the sharp reduction in the number of wells. The natural gas from the Rotliegend deposits of the Salzwedel field complex has a high nitrogen content and therefore has a comparatively low average energy content, which is significantly below the “Groningen calorific value”. The calculated clean gas volume was therefore around 49 million m³(V_n) compared to 108 million m³(V_n) in the previous year (BVEG 2023).

The share of natural gas produced from Zechstein limestones was around 44% in 2022. Of the 10 largest fields, Goldenstedt/Visbeck, among others, produces from this horizon. The sandstones of the Rotliegend are the second most important reservoir horizon for natural gas in Germany. Their production share in 2022 was approx. 34 %. The Rotenburg/Taaken field, among others, produces from these rocks. The production share from the Carboniferous sandstones was 14 % in 2022. The Goldenstedt/Oythe field produces from these rock strata. The Triassic and Jurassic deposits follow with a share of 7 % and 1 %, respectively.

5. Crude oil and natural gas reserves

5.1 Crude oil reserves on 1 January 2023

The estimated proven and probable crude oil reserves in Germany reported to the LBEG (see chapter 5.3) amounted to 23.8 million tonnes of crude oil on 1 January 2023, which is 0.9 million tonnes or 3.9 % higher than in the previous year (Fig. 6). The production volume withdrawn in 2022 could therefore

Förderanteil aus den Sandsteinen des Karbons lag 2022 bei 14 %. Das Feld Goldenstedt/Oythe produziert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten der Trias und des Juras folgen mit einem Anteil von 7 % bzw. 1 %.

5. Erdöl- und Erdgasreserven

5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2023

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap. 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2023 auf 23,8 Mio. t Erdöl und liegen damit um 0,9 Mio. t oder 3,9 % über denen des Vorjahres (Abb. 6).

Die im Jahr 2022 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden, deren Entwicklung auf Schwankungen in der Bewertung der großen Erdölfelder bzw. der Umstellung von Fördermaßnahmen zurückzuführen ist.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2023 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Sie stiegen im Raum nördlich der Elbe um 134.000 t (1,0 %) gegenüber dem Vorjahr auf 13,1 Mio. t. Auch westlich der Ems stiegen die Reserven um 721.000 t (21,4 %) auf 4,1 Mio. t. Hingegen sanken im Oberrheintal mit 3,3 Mio. t die Reserven um 89.000 t (-2,6 %).

Im Ländervergleich lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 13,1 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 135.000 t (1,0 %) mehr als im Vorjahr. Das entspricht 54,9 % der gesamtdeutschen Erdölreserven. Auch in Niedersachsen stiegen die Reserven um 815.000 t auf 7,1 Mio. t (12,9 %). Somit lagerten hier 29,9 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden mit 3,1 Mio. t 89.000 t oder 2,8 % weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 12,9 % der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz.

Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, steigt zum Stichtag der Reservenberechnung auf 14 Jahre. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt, befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 62 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Juras, 21 % in Gesteinen der Unterkreide und 13 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 %), im Tertiär (2 %) sowie untergeordnet im Zechstein.

5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2023

Am 1. Januar 2023 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 38,1 Mrd. m³(Vn) Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 4,2 Mrd. m³(Vn) oder 9,9 % (Abb. 7).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven, bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von Hs = 9,77 kWh/m³(Vn) (s. Kap. 5.3), wurden am Stichtag mit 37,0 Mrd. m³(Vn) angegeben und lagen damit 4,0 Mrd. m³(Vn) (-9,8 %) unter denen des Vorjahres. Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr stark zurückgegangen, was sich in der Bohrmeterstatistik (Tab. 3 und 4) widerspiegelt.

be more than compensated for by additional reserves, the development of which is due to fluctuations in the valuation of the large oil fields or the conversion of production methods.

From a regional perspective, the largest secure and probable crude oil reserves on 1 January 2023 were still located in northern Germany. They increased in the region north of the Elbe by 134,000 t (1.0 %) compared to the previous year to 13.1 million t. Reserves west of the Ems also rose by 721,000 t (21.4 %) to 4.1 million tonnes. In the Upper Rhine Valley, on the other hand, reserves fell by 89,000 tonnes (-2.6%) to 3.3 million tonnes.

According to current calculations, Schleswig-Holstein had the largest reserves of 13.1 million tonnes of crude oil, 135,000 tonnes (1.0 %) more than in the previous year. This corresponds to 54.9 % of the total German crude oil reserves. In Lower Saxony, too, the reserves rose by 815,000 t to 7.1 million t (12.9 %). This means that 29.9 % of the total German reserves were stored here. Rhineland-Palatinate reported 3.1 million tonnes, 89,000 tonnes or 2.8% less than in the previous year. This puts Rhineland-Palatinate in third place with 12.9 % of German oil reserves.

The reserves/production ratio (formerly static range), calculated from the certain and probable crude oil reserves and last year's production volume, rises to 14 years as of the cut-off date for the reserve calculation. This value does not take into account the natural decline in production of the reservoirs or other variable parameters and should therefore not be regarded as a forecast, but as a snapshot and statistical benchmark.

Staggered according to geological formations, about 62% of the remaining crude oil reserves of German deposits were located in sandstones of the Middle Jurassic, 21% in rocks of the Lower Cretaceous and 13% in the Triassic at the cut-off date of the reserve estimate. The remaining oil reserves are distributed among reservoir rocks in the Upper Jurassic (2%), in the Tertiary (2%) and, to a lesser extent, in the Zechstein.

5.2 Natural gas reserves on 1 January 2023

On 1 January 2023, Germany's total estimated proven and probable natural gas reserves amounted to 38.1 billion m³(Vn) of raw gas. This means that the reserves decreased by 4.2 bcm(Vn) or 9.9 % compared to the previous year (Fig. 7).

The proven and probable reserves, based on the standardised clean gas with a calorific value of Hs = 9.77 kWh/m³(Vn) (see Chapter 5.3), were stated at 37.0 billion m³(Vn) on the reporting date and were thus 4.0 billion m³(Vn) (-9.8 %) below those of the previous year. The steady decline in natural gas reserves is mainly due to the increasing depletion of existing deposits. Drilling activity for natural gas has also declined very sharply in recent years, which is reflected in the drilling meter statistics (Tab. 3 and 4).

The sum of proven and probable natural gas reserves has continued to decrease. Compared to the previous year, reserves decreased by 4.2 bcm (9.9%) and amounted to 38.1 bcm in field quality. The production volume withdrawn in 2022 could therefore only be offset to a small extent by new reserves.

From a regional perspective, the largest proven and probable raw gas reserves on the cut-off date of 1 January 2023 were in the Weser-Ems area, at 17.0 bcm(Vn). This is 1.7 billion m³(Vn) (-9.1%) less than in 2022. 16.8 billion m³(Vn) were reported for the Elbe-Weser region. Here the reserve loss is 2.3 bcm(Vn) (-11.9 %). The clean gas reserves were distributed between the Elbe-Weser area with 17.2 billion m³ (Vn) (-2.4 billion m³(Vn), -12.4 %) and Weser-Ems with 15.2 billion m³(Vn).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 4,2 Mrd. m³ (9,9 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 38,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also nur zu einem kleinen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2023 mit 17,0 Mrd. m³(Vn) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 1,7 Mrd. m³(Vn) (-9,1 %) weniger als 2022. Für den Raum Elbe- Weser wurden 16,8 Mrd. m³(Vn) gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 2,3 Mrd. m³(Vn) (-11,9 %). Die Reingasreserven verteilen sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 17,2 Mrd. m³ (Vn) (-2,4 Mrd. m³(Vn), -12,4 %) und Weser-Ems mit 15,2 Mrd. m³(Vn). Das sind 1,4 Mrd. m³(Vn) oder 8,3 % weniger als im Vorjahr.

Im Ländervergleich liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 37,9 Mrd. m³(Vn) Rohgas. Das sind 4,1 Mrd. m³ (Vn) oder 9,8 % weniger als 2022. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt damit 99,6 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 36,8 Mrd. m³(Vn) angegeben. Das sind 4,0 Mrd. m³(Vn) bzw. 9,8 % weniger als letztes Jahr; dies entspricht einem Anteil von 99,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, fällt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2023 leicht um 0,1 Jahre auf 7,3 Jahre. Das Verhältnis Reserven/ Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich rund 70 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perms. Davon sind 41 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 30 % in Karbonatgesteinen des Zechsteins akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (21 %) und triassischen Sandsteinen (8 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten. ■

Referenzen

- [ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. – Berlin/Bergheim, www.ag-energiebilanzen.de
- BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (BVEG) (2023): Statistischer Bericht 2022; Hannover, www.bveg.de
- LANDESAMT FÜR BERGBAU; ENERGIE UND GEOLOGIE; (LBEG) (2023): Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“

0179-3187/23/9

DOI 10.19225/230903

© 2023 DW Media Group GmbH

EEK Aus der Redaktion From the editorial office

Leserbriefe Letters to the editor

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns

Ihre Meinung per Mail an:

leserbriefe@eid.de

Discuss with us and write us

your opinion by mail to:

leserbriefe@eid.de

This is 1.4 billion m³(Vn) or 8.3 % less than in the previous year.

In a state comparison, the largest natural gas reserves in Germany are in Lower Saxony. According to the latest statistics, 37.9 billion m³(Vn) of raw gas are stored here. This is 4.1 billion m³ (Vn) or 9.8 % less than in 2022. Lower Saxony's share of Germany's raw gas reserves is thus 99.6 %. The clean gas reserves for Lower Saxony were given as 36.8 billion m³(Vn). This is 4.0 billion m³(Vn) or 9.8 % less than last year; this corresponds to a share of 99.6 %. Other federal states contribute only marginally to Germany's natural gas reserves.

The reserves/production ratio, calculated from the certain and probable raw gas reserves and last year's production volume for raw gas, falls slightly by 0.1 years to 7.3 years as of the cut-off date for the reserve calculation 1 January 2023. The reserves/production ratio (formerly static range) does not take into account the natural decline in production of the reservoirs or other variable parameters and should therefore not be regarded as a forecast, but as a snapshot and statistical benchmark.

Staggered according to geological formations, around 70 % of Germany's natural gas reserves were located in Permian deposits. Of these, 41 % are accumulated in sandstones of the Rotliegend and 30 % in carbonate rocks of the Zechstein. The remaining natural gas reserves are mostly located in Upper Carboniferous (21 %) and Triassic sandstones (8 %) and to a lesser extent in Jurassic and Tertiary deposits. ■



Abb. 8 Der vollständige Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ des LBEG steht unter www.lbeg.niedersachsen.de zum Download bereit.

Fig. 8 The complete version of LBEG's annual report "Petroleum and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2022" is at www.lbeg.niedersachsen.de available for download (only german version).

„Performing while Transforming“

DAS EIGENE KNOW HOW NACH AUSSEN TRAGEN: DER FACHBEREICH GEO-ENERGIESYSTEME UNTER UN-
TERTAGETECHNOLOGIEN DER DGMK BLICKT AUF SEINER FRÜHJAHRSTAGUNG IN CELLE SELBSTBEWUSST
IN DIE ZUKUNFT.

„Performing while Transforming“

TAKING ITS OWN KNOW-HOW TO THE OUTSIDE WORLD: THE DGMK'S GEO-ENERGY SYSTEMS UNDER-
GROUND TECHNOLOGIES DIVISION IS LOOKING CONFIDENTLY TO THE FUTURE AT ITS SPRING CONFER-
ENCE IN CELLE.

Ausgebucht mit über 620 Teilnehmern! Das war die Erfolgsmel-
dung, mit der DGMK-Geschäftsführerin Dr. Gesa Netzeband
die diesjährige gemeinsame Frühjahrstagung des DGMK-
Fachbereichs Geo-Energiesysteme und Untertagetechnologi-
en und der Österreichischen Gesellschaft für Energiewissen-
schaften in der Congress Union Celle eröffnete.

Im tiefen Untergrund, so die Eröffnung ihrer Begrüßung, seien
nicht nur Speichermöglichkeiten gegeben, sondern auch Wär-
me und Rohstoffe wie Lithium zu finden, und damit biete er ein
enormes Potenzial für eine klimafreundliche Energiewirtschaft.
„Wir sind Ingenieure, wir sind Naturwissenschaftler, wir sind die
Experten in einer technischen Branche. Wir können Kilometer
tief bohren, belastbare Reservoir-Vorhersagen erstellen, wir ha-
ben das Know-how fürs Monitoring, und wir stehen für hohe
HSE-Standards“, stimmte sie die Teilnehmer auf zwei span-
nende Tage ein und gab sich überzeugt: In Celle trifft sich das
Know-how, das die Energiewende umsetzt!

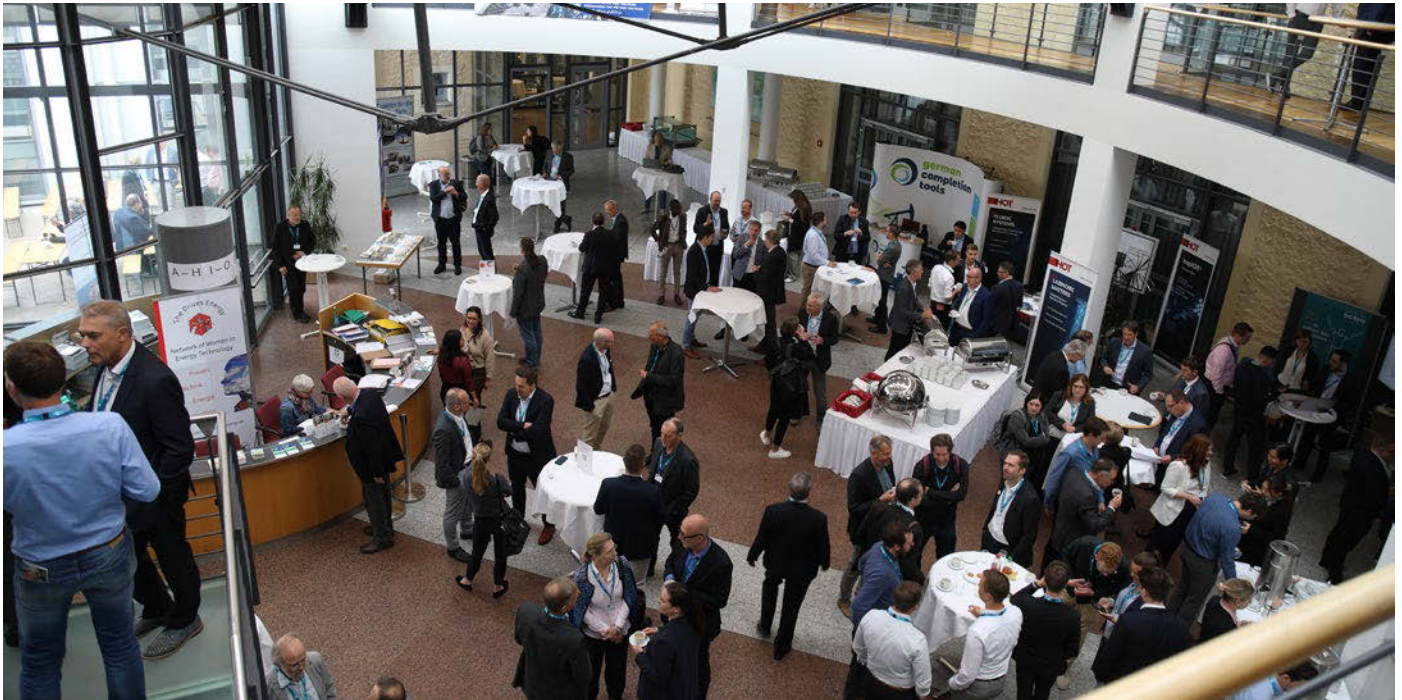
Anschließend würdigte Dr. Jürgen Rückheim, Leiter des Fach-
bereichs Geo-Energiesysteme und Untertagetechnologien,
zahlreiche im zurückliegenden Jahr weiter vorangetriebene Ge-
meinschaftsforschungsprojekte und die vielversprechende
Weiterentwicklung der Arbeitskreise wie etwa Geothermie,
CCUS oder Energiespeicherung.

Fully booked with over 620 participants! That was the success
story with which DGMK Managing Director Dr Gesa Netze-
band opened this year's joint spring conference of the
DGMK's Geo-Energy Systems and Underground Technologies
Division and the Austrian Society for Energy Sciences at the
Congress Union Celle.

The deep underground, she opened her welcoming address,
not only offers storage possibilities, but also heat and raw ma-
terials such as lithium, and thus offers enormous potential for
a climate-friendly energy industry. “We are engineers, we are
scientists, we are the experts in a technical industry. We can
drill kilometres deep, make reliable reservoir forecasts, we
have the know-how for monitoring and we stand for high HSE
standards,” she said, getting the participants in the mood for
two exciting days and expressing her conviction that “Celle is
the meeting place for the know-how that will implement the
energy transition!

Dr Jürgen Rückheim, Head of the Department of Geo-Energy
Systems and Underground Technologies, then paid tribute to
the numerous joint research projects that had been advanced
in the past year and the promising further development of the
working groups, such as geothermal energy, CCUS and energy
storage.





Die Congress Union in Celle – idealer Rahmen fürs Netzwerken und den Informationsaustausch; Foto: Peter Leuten
The Congress Union in Celle - the ideal setting for networking and exchanging information; Photo: Peter Leuten

Immer größerer Anstrengungen bedürfe es, gab er sich nachdenklich, Forschungsprojekte an Land zu ziehen. Das sei bedingt nicht nur durch größere Zurückhaltung bei langjährigen Investoren und Sponsoren, sondern auch durch einen größeren Wettbewerb um Fördergelder. Doch auch Unsicherheiten im Hinblick auf zukünftige regulatorische Vorgaben wie etwa das CO₂-Speichergesetz spielten hier hinein. Ein Problem sei aber auch der Mangel an Nachwuchswissenschaftlern und Nachwuchingenieuren.

Dass es auf viele Herausforderungen keine einfachen Antworten gibt, führte Jens Müller-Belau, Geschäftsführer Energy Transition der Deutschen Shell Holding, anschaulich vor Augen. Das von ihm gebrauchte Bild eines Trilemmas, in dem sich sein Unternehmen wiederfinde und das alle Beteiligten mit der Frage konfrontiere, wie dasjenige, was sich der Kunde leisten könne, mit dem, was für die Energiesicherheit wichtig und mit dem entsprechenden Klimaschutz auszubalancieren sei, arbeitete klar heraus, dass es in diesem Spannungsfeld immer eine gewisse Instabilität geben wird.

K. Büker, Chefchemiker bei Thyssen Krupp Industrial Solutions, berichtete über die Anstrengungen seines Unternehmens, seinen enormen CO₂-Ausstoß von 20 Mio. t, immerhin 3 % der Deutschen Gesamtemissionen, zu senken. Dabei würde die Speicherung des Treibhausgases ebenso weiterhelfen wie seine Rückführung in Produktionsprozesse der chemischen Industrie. Hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Stahlproduktion gab er zu bedenken, dass für eine vollständige H₂-Lösung eine 2-Gigawatt-Elektrolyse-Anlage nötig wäre. Damit sich das auch wirtschaftlich rechne, müsste der Strom zudem nahezu kostenlos zur Verfügung stehen.

A. Mette Cheese, Wintershall Dea Country Lead Carbon Management & Wasserstoff für Dänemark und Norwegen, konzentrierte sich in ihrem Vortrag auf die zahlreichen externen Faktoren und die fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen, die derzeit dafür sorgen, dass viele aktuelle Projekte nicht vorankommen. Letztere seien etwa nötig, um CO₂-Emittenten mit den Speicherfeldern zu verbinden.

Ihre Präsentation dreier ehemals mit großen Erwartungen projektierte Anlagen zur CO₂-Speicherung, so in Greifswald

It takes more and more effort, he said thoughtfully, to land research projects. This is due not only to greater reluctance on the part of long-standing investors and sponsors, but also to greater competition for funding. But uncertainties with regard to future regulatory requirements, such as the CO₂ Storage Act, also played a role. Another problem is the lack of young scientists and engineers.

Jens Müller-Belau, Managing Director of Energy Transition at Deutsche Shell Holding, vividly demonstrated that there are no simple answers to many challenges. The image he used of a trilemma in which his company finds itself and which confronts all those involved with the question of how to balance what the customer can afford with what is important for energy security and the corresponding climate protection, clearly worked out that there will always be a certain instability in this field of tension.

K. Büker, chief chemist at Thyssen Krupp Industrial Solutions, reported on his company's efforts to reduce its enormous CO₂ emissions of 20 million tonnes, 3 % of total German emissions. The storage of the greenhouse gas would help just as much as its return to production processes in the chemical industry. With regard to the use of hydrogen in steel production, he pointed out that a complete H₂ solution would require a 2-gigawatt electrolysis plant. For this to be economically viable, the electricity would also have to be available almost free of charge.

A. Mette Cheese, Wintershall Dea Country Lead Carbon Management & Hydrogen for Denmark and Norway, focused in her presentation on the numerous external factors and the lack of regulatory framework conditions that are currently preventing many current projects from moving forward. The latter are necessary, for example, to connect CO₂ emitters with storage fields.

Her presentation of three CO₂ storage facilities that were once projected with great expectations, such as in Greifswald (2009), Longanet, Scotland (2011), and Lake Charles, United States (2015), clearly demonstrated this.

Entitled "Exploring the subsurface potential – make the energy transition happen", the conference then offered a great

(2009), Longanet, Scotland (2011) und Lake Charles, United States (2015), führte dies anschaulich vor Augen.

Überschrieben mit dem Titel „Exploring the subsurface potential – make the energy transition happen“, bot die Tagung anschließend ein großartiges Programm, das in 52 Vorträgen und 24 Postersessions mit vier Parallelsitzungen ein enormes Themenspektrum abdeckte. Es reichte von klassischen Technologien über Risikoeinschätzungen und Neunutzung von Infrastrukturen bis hin zur Bewertung und Realisierung von Geothermieprojekten und dem Bau und Betrieb von Energiespeichern. Breit gestreut über ihre vielfältigen Aspekte waren insbesondere auch die in den kommenden Jahren sicherlich bestimmenden Themen Wasserstoff und CO₂-Abscheidung und -Speicherung zentraler oder zumindest randständiger Bestandteil zahlreicher Vorträge und Diskussionen.

So bildete dieses Programm nach übereinstimmender Meinung der meisten Besucher die vielfältige Forschungslandschaft des Fachbereichs und die zahlreichen Herausforderungen auf dem Weg zu einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende auf umfassende Weise ab. Es zeige sich, so der Tenor, wie seit Jahrzehnten aufgebaute Expertise zur Nutzung des geologischen Untergrunds und eine große Zahl aktueller Projekte gemeinschaftlicher Forschung einen Beitrag zur nachhaltigen heimischen Versorgungssicherheit leisten und so auch in den Dienst einer Verbesserung öffentlicher Akzeptanz gestellt werden können.

Von etlichen langjährigen Besuchern der Veranstaltung fast durch die Bank positiv wahrgenommen wurde zudem ein gemessen an den zurückliegenden Jahrestreffen deutlich höherer Anteil noch sehr junger Tagungsbesucher, der nicht zuletzt auch darauf zurückzuführen war, dass die DGMK verstärkt auch Tickets an Studenten ausgegeben hatte, um den wissenschaftlichen Nachwuchs in die eigenen Reihen zu integrieren. Trotz der räumlichen Enge einiger Vorträge bedingt durch den Wegfall des in diesem Jahr wegen baulicher Arbeiten nicht nutzbaren Europa Saals bot die Congress Union in Celle erneut den idealen Rahmen für die Veranstaltung.

Höhepunkt des Jahrestreffens war einmal mehr die Abendveranstaltung, die mit einem Grußwort von Reinhard Oswald, dem Vorsitzenden der ÖGEW, und dem diesmaligen Festvortrag von Alexander Godow, Vorstand Produktion der Nordzucker AG eröffnet wurde.

Inhaltlich drehte sich der höchst interessante Vortrag neben einer kurzen Vorstellung des Unternehmens vor allem um die vielfältigen Nordzucker-Aktivitäten auf dem Weg zur Klimaneutralität. Beschränkt werden soll die Wegstrecke in zwei Etappen, von denen man die erste (50 % Reduktion der CO₂-Emissionen von 2017) bis 2030 sowie anschließend die vollständige Rückführung der CO₂-Emission bis 2050 erreichen will. Dazu nähmen die rund 10.000 Landwirte als Anteilseigner der Aktiengesellschaft in den nächsten zehn Jahren 1 Mrd. Euro zusätzlich zu den ohnehin notwendigen Investitionen in die Hand. Zentraler Hebel der Transformation soll die geplante Umstellung der in erster Linie hochdruckdampfbasierten Produktion auf Biomethan sein, das künftig durch Fermentieren der als Abfallprodukt zurückbleibenden ausgekochten Rübenschnitzel gewonnen werden soll. Zudem will man durch Mehrfachnutzung des einmal erzeugten Dampfes mittels Brüdenkompression bislang unumgängliche Energieverluste vermeiden sowie schlicht auch bis zu 25 % Energie einsparen

Mit dem Hinweis auf das nunmehr 90-jährige Bestehen der DGMK gab schließlich Geschäftsführerin Netzeband das abendliche Buffet frei. ■

programme that covered an enormous range of topics in 52 lectures and 24 poster sessions with four parallel sessions. It ranged from classical technologies to risk assessments and the reuse of infrastructures to the assessment and realisation of geothermal projects and the construction and operation of energy storage facilities. Broadly spread over their many aspects, the topics of hydrogen and CO₂ capture and storage, which will certainly determine the coming years, were a central or at least marginal component of numerous lectures and discussions.

Thus, according to the unanimous opinion of most visitors, this programme comprehensively represented the diverse research landscape of the department and the numerous challenges on the way to a successful implementation of the energy transition. The tenor was that it showed how expertise in the use of the geological subsurface that has been built up over decades and a large number of current collaborative research projects can contribute to sustainable domestic security of supply and thus also be put at the service of improving public acceptance.

A number of long-time visitors to the event were almost entirely positive about the significantly higher proportion of very young conference visitors compared to previous annual meetings, which was not least due to the fact that the DGMK had also issued more tickets to students in order to integrate young scientists into its own ranks. Despite the lack of space for some of the lectures due to the fact that the Europa Hall could not be used this year because of construction work, the Congress Union in Celle once again provided the ideal setting for the event.

The highlight of the annual meeting was once again the evening event, which opened with a welcome address by Reinhard Oswald, Chairman of ÖGEW, and this year's keynote speech by Alexander Godow, Chief Production Officer of Nordzucker AG.

In addition to a brief presentation of the company, the content of the highly interesting talk focused on Nordzucker's many activities on the road to climate neutrality. The route is to be taken in two stages, the first of which (50 % reduction of CO₂ emissions from 2017) is to be achieved by 2030, followed by the complete reduction of CO₂ emissions by 2050. To this end, the approximately 10,000 farmers, as shareholders of the joint-stock company, would invest € 1 billion over the next ten years in addition to the investments that would be necessary anyway.

The central lever of the transformation is to be the planned conversion of the primarily high-pressure steam-based production to biomethane, which is to be obtained in future by fermenting the cooked beet pulp that remains as a waste product. In addition, multiple use of the steam once produced by means of vapour recompression is intended to avoid previously unavoidable energy losses and simply to save up to 25 % energy.

Finally, referring to the 90th anniversary of the DGMK, Managing Director Netzeband opened the evening buffet. ■



Copyright: 2020 EVANATTOZA/Shutterstock.

Fachausschuss Kraftstoffe

Forschung zu zukünftigen flüssigen Energieträgern in der Mobilität

Fachbereich Verarbeitung und Anwendung

Als Mitglied der AiF organisieren wir Vorhaben der vorwettbewerblichen Industriellen Gemeinschaftsforschung und die Treffen der projektbegleitenden Ausschüsse. Mitglieder und Gäste sind herzlich willkommen!

Aktuelle Forschungsvorhaben:

- Löslichkeitsverhalten paraffinischer Dieselmotorkraftstoffe
- Flexible Wandlung von CO₂ und EE-H₂ zu Mitteldestillat-Komponenten
- MtG-Kraftstoff - Stabilität und Emissionsverhalten
- No Harm Kriterien: Anwendungstest

Termin und Ort

25. Oktober 2023,
Freiberg und online

Programm und Anmeldung

www.dgmk.de/veranstaltungen

Kontakt

Jan Ludzay
Nadine Ludzay
downstream@dgmk.de

Veranstalter

DGMK e.V.
Große Elbstraße 131
22767 Hamburg
www.dgmk.de



DGMK/ÖGEW/SCI-Conference C1 Building Blocks for Future Chemistry

VORSCHAU AUF DIE VORTRÄGE AM 11. - 13. OKTOBER 2023

DGMK/ÖGEW/SCI-Conference C1 Building Blocks for Future Chemistry

PREVIEW OF THE LECTURES ON OCTOBER 11th - 13th 2023

Carbon Chain Building Reactions from Synthesis Gas to Hydrocarbons via a Three-Step Reaction Cycle with Increased Selectivity

Jeroen T. Vossen^{1,2} Andreas J. Vorholt¹ Walter Leitner^{1,2}

¹Max Planck Institute for Chemical Energy Conversion, Mülheim an der Ruhr, Germany ²Institute for Technical and Macromolecular Chemistry, RWTH Aachen University, Aachen, Germany

The Fischer-Tropsch process for the conversion of synthesis gas to hydrocarbons currently exceeds a production volume of about 10 million metric tonnes per year as of 2013. As several sectors and product lines such as aviation, heavy duty shipping and polymer production cannot be easily decarbonized, this number is only expected to grow as fossil resources are replaced by renewable feedstocks. The synthesis gas required for Fischer-Tropsch reactions can be derived from renewable and sustainable feedstocks such as biomass gasification and hydrogen produced with green energy. So far, the Fischer-Tropsch reaction

yields a broad spectrum of products all the way from methane to long-chain waxes, alcohols and olefins according to an Anderson-Schulz-Flory distribution. Light gases such as methane in particular cannot be used in further chemical processes and are thus considered waste products.

In this work, we present a synthesis route that improves the carbon chain length selectivity of the hydrocarbons formed from synthesis gas and narrows down the product distribution to selective carbon chain lengths. By a combination of hydroformylation, hydrogenation and dehydration reactions, carbon chains can be elongated to specific value products. The cycle can be ended at one of the desired products: olefins, aldehydes or alcohols. If synthesis gas derived from biomass and bio-ethanol or bio-butanol are used as starting compounds for the cycle, this reaction can be based entirely on renewable resources. A key focus in the development of this system is the catalyst recycling in each of the three steps, reducing waste to a minimum.



Co-electrolysis and its Integration into Power-to-X Concepts as a Key Step in a Renewable Energy System

E. Reichelt, P. Adam, R. Näke, G. Herz, S. Megel

Fraunhofer IKTS, Fraunhofer Institute for Ceramic Technologies and Systems IKTS, Dresden, Germany

The generation of syngas is an inevitable process step in Fischer-Tropsch (FT)-based Power-to-X concepts. Syngas production via electrolysis can basically be achieved via two routes: combination of water electrolysis with a downstream reverse water-gas shift (rWGS) reactor or co-electrolysis in a solid oxide electrolyzer (SOEL). The application of an SOEL does not only offer a direct route to syngas, but also a considerably higher efficiency in comparison to the two-step route including an rWGS reactor. Additionally, due to the high operating temperature of the SOEL and the applied cathode material, internal reforming of short-chained hydrocarbons – which are often undesired in small-scale FT-based Power-to-X concepts – is possible. These advantages have been frequently discussed in literature. However, even with first SOEL plants reaching industrial scale, experimental performance data of stand-alone co-electrolyzers are scarce. In this work, results on a remote SOEL plant with a nominal input power of 12 kW will be presented. Even though the scale is small in comparison to industrially relevant MW plants, the electrolyzer contained all necessary features that allow for a comprehensive assessment of the technology.

One of the main advantages of SOEL – the increase in efficiency – can only be achieved if steam can be provided by a heat source. Thus, coupling with the exothermal Fischer-Tropsch synthesis is a favorable approach for Power-to-X concepts. Results on a lab-scale plant combining both co-electrolysis and FT synthesis as well as progress on containerized demonstration plants for integrated processes not only based on CO₂ and water but also on biogas will be presented.

Focusing the X in Power-to-X, the utilization of FT synthesis offers a vast product spectrum that can be used as feedstock both for chemicals but also for synthetic fuels. Currently, facing the huge challenges in reducing CO₂ emissions in the mobility sector, the production of synthetic kerosene is of increasing interest. Thus, increasing the efficiency of a Power-to-X process does not only depend on the electrolyzer but also heavily on the synthesis step if a specific product fraction is focused. Therefore, the development of Fischer-Tropsch catalysts with increased kerosene yield and the assessment of their impact on the overall system efficiency is addressed within the CARE-O-SENE project.

Combining Fischer Tropsch and Hydroformylation for long chain alcohols from Syngas

K. Jeske, T. Rösler, M. Belleflamme, W. Leitner, A. J. Vorholt, G. Prieto

Max Planck Institute for chemical energy conversion

The selective conversion of syngas to higher alcohols is an attractive albeit elusive route in the quest for effective production of chemicals from alternative carbon resources. We report the tandem integration of solid cobalt Fischer-Tropsch and molecular hydroformylation catalysts in a one-pot slurry-phase process. Unprecedented selectivities (>50 wt%) to C₂ + alcohols are achieved at CO conversion levels >70 %, alongside negligible CO₂ side-production. The efficient overall transformation is enabled by catalyst engineering, bridging gaps in operation temperature and intrinsic selectivity which have classically precluded

integration of these reactions in a single conversion step. Swift capture of 1-olefin Fischer-Tropsch primary products by the molecular hydroformylation catalyst, presumably within the pores of the solid catalyst is key for high alcohol selectivity. The results underscore that controlled cooperation between solid aggregate and soluble molecular metal catalysts, which pertain to traditionally dichotomic realms of heterogeneous and homogeneous catalysis, is a promising blueprint toward selective conversion processes.

Joule-heated structured catalytic reactors for CO₂ valorization

L. Zheng, M. Ambrosetti, A. Beretta, G. Groppi and E. Tronconi
Laboratory of Catalysis and Catalytic Processes, Politecnico di Milano, Italy

The growing environmental concerns have driven the catalytic CO₂ valorization as a forward-looking solution to mitigate the carbon footprint of valuable chemical products. Processes for CO₂ conversion into synthesis gas, such as CO₂ reforming of methane or reverse water-gas shift, may have a strategic role for the future sustainable production of chemicals and energy carriers. However, fuel combustion to supply the heat of the associated endothermic reactions would result in unwanted CO₂ emissions, which strongly reduce the CO₂ valorization potential. Electrification of the endothermic processes may represent the technological solution to such an issue.

Here we report a promising approach for the direct electrification of both the CO₂ reforming of methane (eCRM) and the reverse water-gas shift (eRWGS) processes in washcoated structured reactors. Similar to a concept recently demonstrated for electrified stema reforming of methane, we employ catalytically activated open-cell foams that provide optimal heat and mass transfer properties as catalyst substrates and simultaneously serve as Joule heating elements for the catalytic conversion of CO₂ via its reaction with methane or hydrogen.

With the proposed system utilizing Joule-heated Rh/Al₂O₃-coated SiSiC foam, CO₂ conversions approaching equilibrium were measured across a wide range of conditions for both eCRM and eRWGS. We further show that such a new reactor concept ensures remarkably low specific energy demand for CO₂ valorization, reaching approx. 0.7 kWh/Nm³CO₂ for eRWGS in an optimized process configuration, assuming an overall adiabaticity of 95% and a recovery of 90% sensible heat. If the feed H₂ is sourced from water electrolysis (3.8 kWh/Nm³H₂), it is possible to achieve an overall specific energy consumption of 4.5 kWh/Nm³CO₂ for CO₂ valorization, which is lower compared to solid oxide electrolyzers for CO₂ reduction to CO (6-8 kWh/Nm³CO₂). Furthermore, the system demonstrated excellent catalytic and electrical stability for over 75 hours.

By replacing fuel combustion with Joule heating driven by renewable electricity, the electrified CO₂ valorization processes provide an important approach for dealing with the intermittent nature of renewable sources by storing the energy in chemicals with a low carbon footprint.

About the art to prepare mixed SAPO-CHA/MFI catalyst materials for methanol-to-olefins reaction

M. Seifert, L. A. Hauße, J. J. Weigand

Technische Universität Dresden, Faculty of Chemistry and Food Chemistry, Inorganic Molecular Chemistry

Since the turn of the millennium, efforts to use alternative, regenerative hydrocarbon sources for the supply of basic chemicals

have led to an increasing commercialization of the „methanol-to-olefins“ (MTO) process. Current research efforts are mostly using established systems, with catalyst stability and olefin selectivity in particular needing to be optimized. Industrially, the SAPO materials with CHA structure (SAPO-34) and aluminosilicates with MFI structure (ZSM-5) have grown to high performing driving horses. Depending on the active site density, the higher selectivity of SAPO-34 is attributed, among other things, to generally milder acid centers due to framework phosphates. The long-term stability of ZSM-5 is attributed to reduced transport limitation despite harsher acid centers.

An MTO catalyst material must therefore combine the pore structure of ZSM-5 with the mild acid centers of SAPO-34, whereby the charge balance of framework phosphates, silicates and aluminates plays a major role in determining the structural stability. The present study compares the synthetic aspects and catalytic performance trends in MTO reaction of different mixed-phase SAPO-CHA/MFI materials from (a) separate hydrothermal crystallization and grinding, (b) one-pot and stepwise hydrothermal synthesis and (c) combination by spray crystallization. The results reveal the interfaces between both structures and contact points are crucial from viewpoint of material crystallization, but also as metastable sites modifying selectivity and catalyst stability in MTO process.

Process Intensification Strategy Demonstrated by Innovative DME Synthesis

M. Semmel, O. Salem, A. Schaadt

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg

Dimethyl ether (DME) is a promising PtX energy vector with multiple applications in different sectors. Its thermophysical properties promote DME as an additive and replacement for fossil LPG. DME is also an outstanding and environmentally benign hydrogen carrier with an excellent hydrogen capacity of 26.1 wt.-%. The conventional DME production process has the disadvantage of a large number of process steps and high external heat demand. A promising alternative is DME synthesis via reactive distillation, where DME is removed in-situ from the chemical equilibrium, allowing complete conversion of the feedstock and product purification in a single process step. This process alternative results in fewer unit operations and lower maintenance requirements and can also enable an energy self-sufficient process without external heat requirements. The DME reactive distillation implies a reaction in liquid phase at significantly lower reaction temperatures than in the conventional gas phase synthesis. Consequently, in a previous publication of our group several catalysts for the liquid phase DME synthesis were screened and a kinetic model of DME synthesis on two different ion exchange resins was derived based on fixed bed profile reactor measurements.

The target of this work was the transfer of the reaction kinetics from a laboratory scale reactor to the actual process conditions in a reactive distillation column on a more industrially relevant scale in a DN50 pressure distillation column. Starting from both pure and crude methanol feed, the production of purified DME in a single unit operation was successfully demonstrated. Multiple experiments were carried out, examining the influence of reflux ratio and WHSV and the gas phase composition was determined on multiple positions along the column using FT-IR spectroscopy. By modeling the system and comparing the theoretical reaction rate according to kinetic models with the actual measured distillate stream, the transfer of the kinetic model from the

laboratory reactor towards the process conditions of a reactive distillation column could be successfully validated.

With the validated kinetic model, industrial-scale reactive distillation process configurations were simulated in Aspen Plus V12. Besides the stand-alone reactive distillation column, process configurations with a complementing side- or pre-reactor were analyzed and optimized with regard to minimum total production cost and it was shown that the best reactive distillation process can reduce the production cost by 40 % compared to the conventional DME process.

Directly Coupled Production of Methanol and Formaldehyde Based on CO₂

P. Münzer, U. Arnold, J. Sauer

Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute of Catalysis Research and Technology (IKFT), Eggenstein-Leopoldshafen

In order to enable the implementation of a circular economy, the use of CO₂ as chemical feedstock is inevitable. Key element of this endeavor is H₂, which is needed for a number of CO₂-based processes. Since the utilized H₂ should preferably be generated sustainably, e.g. via electrolysis, the correlated production costs of CO₂-based products are estimated to be much higher than those of their fossil equivalents. Hence, it is essential to optimize not only H₂-production technologies but also the subsequent process chains to maximize overall H₂-efficiency. This goal then leads to the necessity to modify established industrial processes so that any arising H₂-rich waste gas streams that are currently only thermally exploited may be used for chemical syntheses instead.

One example of an industrial process, which releases a H₂-rich flue gas, is the silver catalyzed oxidative dehydrogenation of methanol (CH₃OH) for the production of formaldehyde (CH₂O). Considering that the manufacture of CH₃OH itself requires a large amount of H₂, especially when CO₂ is deployed as carbon source, it is reasonable to recycle H₂ that is released during CH₂O production to the preceding CH₃OH synthesis.

This study therefore focuses on the concept of the directly coupled production of CH₃OH and CH₂O based on CO₂. The direct connection of the two processes is realized by returning the waste gas of CH₂O production to the feed stream of CH₃OH manufacture. For that purpose, the silver catalyst process has to be modified, so that the N₂ introduced to the system along with atmospheric O₂ is eliminated and cannot accumulate. Thus, it is suggested to substitute N₂ with CO₂, which can easily be fed to the input stream of CH₃OH production together with H₂. This is of particular interest when considering the CO₂-based synthesis route.

In a detailed evaluation of the concept it is shown that directly coupling the manufacture of CH₃OH and CH₂O does not only lead to an increase in overall H₂-efficiency and CO₂ conversion but also results in a reduction of the related CO₂ abatement costs of the process chain. In addition, experimental investigations of the modified silver catalyst process will be discussed.

Continuous processes for the Rh-catalyzed carbonylation of olefins and unsaturated esters enabled by cyclodextrin-mediated aqueous biphasic systems

T. Roth, K. Künnemann, D. Vogt, T. Seidensticker

TU Dortmund University, Department for Biochemical and Chemical Engineering, Laboratory of Industrial Chemistry, Dortmund, Germany

Sustainability and efficiency are two crucial values in the chemical industry. One strategy to reach these goals in homogeneous

catalysis is the use of environmentally benign solvents in the development of novel, efficient production processes. A successful example is the Rh-catalyzed carbonylation in an aqueous-organic two-phase system. While separation of the aqueous catalyst phase and apolar products is accomplished very effectively, the approach is limited by the solubility of the substrates, which especially holds for long-chain substrates. The resulting need for an intensification technique has long been an area of research that has received great attention. The use of cyclodextrins (CD), cyclic oligosaccharide molecules that form conical cylinders with a hydrophilic surface and a hydrophobic cavity, as mass transfer agents represent a promising avenue for the success of such aqueous biphasic systems. Their implementation leads to a potentially economically competitive trade-off between reaction activity and catalyst retention.

We investigated these reaction systems in a continuous operated miniplant (Figure 1, right) for hydroformylation and hydroaminomethylation (one-pot auto tandem reaction of hydroformylation followed by reductive amination) reactions. After preliminary batch experiments, optimization of different reaction parameters was carried out during continuous operation. At high selectivity's of 80% and yields above 70%, on average only 0.15 mg Rh per kg of main product was lost via the product stream. With such extremely low loss of 0.003 % h⁻¹ of the initial Rh mass (0.24 % overall), being the lowest leaching value ever reported for the HAM at this scale, industrial application comes into reach.

Continuously operated hydroaminomethylation in advanced multiphase systems for efficient recycling

T. B. Riemer, A. Kampwerth, T. Sinnhoffer, D. Vogt, T. Seidensticker

TU Dortmund University, Department for Biochemical and Chemical Engineering, Laboratory of Industrial Chemistry, Dortmund, Germany.

The development of sustainable processes is an ongoing challenge in the chemical industry. In an integrated approach, we combine highly selective homogeneous catalysis with efficient catalyst recycling and product separation and purification. As a means for process intensification, our group developed various thermomorphic multiphase systems (TMS) to reach these objectives. Such a TMS makes use of a temperature-dependent miscibility gap to carry out reactions under monophasic conditions at elevated reaction temperature, avoiding liquid-liquid mass transport limitations. Cooling after reaction leads to the formation of two phases. One phase containing the product and the other phase containing the valuable homogenous catalyst in its active form, which can directly be reused. We successfully applied a TMS consisting of methanol and dodecane for the continuous hydroaminomethylation (HAM) of various longer chain alkenes using molecular hydrogen and CO. We were able to achieve a stable catalyst recycling in a continuously operated miniplant and switch the substrates on stream, highlighting the robustness of this system. However, in these conventional TMS, the apolar product phase contains large amounts of the apolar solvent n-dodecane, thus, after decantation still requiring energy-intensive downstream processing.

Here, we report on a newly developed generation of TMSs that fully omit the use of nonpolar extracting agents to significantly reduce the efforts for product purification. To this end, the composition of green polar solvents is tailored such that the reaction proceeds without mass transport limitation, and an almost

solvent-free product phase is formed after cooling. Very successful hydroaminomethylation of 1-decene with diethylamine in a continuously operated miniplant will be presented. In addition, we included an in-situ removal of the by-product water via an organic solvent nanofiltration (ONF) membrane. With this approach, we were able to maintain consistent process conditions for over 90 hours with reaction yields to the tertiary amine of up to 79%, providing reliable information about the stability of the novel solvent systems, the homogeneous catalyst and the overall process.

Optimisation of platinum-based catalysts for the dehydrogenation of perhydro benzyltoluene as LOHC

E. Herzinger¹, D. Strauch^{2,3}, P. Wasserscheid^{2,3}, M. Wolf¹

¹Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute of Catalysis Research and Technology (IKFT), Eggenstein-Leopoldshafen, Germany; ²Forschungszentrum Jülich, Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg (IEK-11), Erlangen, Germany; ³Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik, Erlangen, Germany

Hydrogen as an energy carrier offers many benefits for the environment, energy security, economy and end users. Cost-effective, compact, safe and convenient storage of hydrogen are essential for large-scale implementation. However, the volumetric energy density of molecular hydrogen is low compared to other energy carriers. One approach to address this challenge is the use of liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) for chemical hydrogen storage. LOHCs are organic liquids that can chemically bind hydrogen in a reversible manner, which allows for long-term storage and safe transportation of hydrogen under ambient conditions. Benzyltoluene/perhydro benzyltoluene (H0-BT/H12-BT) is a technical LOHC system that is thermally stable, has low toxicity, and has a wide liquid range. It has a hydrogen storage capacity of 6.2 wt.%, which is equivalent to 2.1 kWh kg⁻¹ or 1.9 kWh L⁻¹. However, to maximize the hydrogen storage capacity and the number of repeated loading and unloading cycles via catalytic hydrogenation and dehydrogenation, respectively, a superior catalyst selectivity and high conversions are of utmost importance.

In this study, the influence of promoters and the properties of the support material on the dehydrogenation activity of platinum-based catalyst systems are investigated. Therefore, bimetallic catalysts were prepared and a range of support materials was tested. The catalyst activity was mostly evaluated in semi-batch laboratory-scale dehydrogenation experiments to compare key performance indicators, such as the degree of dehydrogenation (DoDH) of perhydro benzyltoluene and the platinum-based productivity of the catalysts. Further, continuous testing in fixed-bed reactors and cyclic testing, that is consecutive hydrogenation and dehydrogenation of the LOHC, elucidated the commercial suitability of the developed catalysts.

Key results from the present study include the successful development of a bimetallic Pt-Re/A₂O₃ catalyst and the identification of optimized support properties to prohibit pore diffusion limitation and strengthen interaction. The results indicate that the composition, structure, and morphology of the support may dictate the catalyst activity. Lastly, the new catalyst design was transferred to the preparation using shaped carrier pellets for bridging the gap between laboratory research and catalytic application in large-scale fixed-bed reactors for efficient H₂ release from perhydro benzyltoluene.

Promotor effect on Fe-based catalysts for CO₂-FTS: a XAS study

E. Saraçi¹, Q. Yang², E. Fedorova², D. Doronkin¹, E. Kondratenko²

¹Institute for Catalysis Research and Technology (IKFT), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Karlsruhe; ²Leibniz Institute for Catalysis e.V. (LIKAT), Rostock

Processes that store renewable H₂, from wind and solar power, in energy-dense molecules, like the Fischer-Tropsch synthesis (FTS) are in the core of a successful energy transition. While the classical CO-FTS is more common, the CO₂-FTS that utilizes atmospheric CO₂ and green H₂ is highly desirable and also feasible. Fe-based catalysts have the ability to catalyze this reaction and are the most industrially relevant catalysts. Iron carbides, formed in situ, are considered the catalytically active species in the CO-FTS. These catalysts are often modified by alkali metal dopants, which act as electronic and/or structural promoters for improving product selectivity/activity. In addition, these promoters are assumed to enhance catalyst basicity required for CO/CO₂ adsorption and to stabilize iron carbides against oxidants (H₂O and CO₂). However, their function is still under debate and their role remains unclear. Therefore, it is of eminent importance to understand effect of these dopants on the formation of Fe-carbide species during activation and reaction. Therefore, in this collaborative study we used in-situ X-ray absorption spectroscopy (XAS) to identify the structure of alkali-promoted iron catalysts during reduction and under CO₂-FTS reaction conditions. Insights on its reducibility and carbide formation aid the knowledge-based optimization of FTS catalysts as well as other catalytic processes where alkali promoters are used.

Valorisation of CO₂ from biogas plants: circularity in agro-economy

I. Rossetti¹, M. Tommasi¹, S. Naz Degerli¹, G. Ramis²

¹Chemical Plants and Industrial Chemistry Group, Dip. Chimica, Università degli Studi di Milano, CNR-SCITEC and INSTM Unit Milano-Università, Milan, Italy; ²Dip. Ing. Chimica, Civile ed Ambientale, Università degli Studi di Genova and INSTM Unit Genova, Genoa, Italy

As methane has been establishing itself as a primary energy source, to obtain it from renewable carbon feedstock rather than to extract it as natural gas is by far more appealing: biomass-generated methane is an efficient power generation mean with a virtually closed CO₂ cycle, accompanying the transition towards a zero-carbon energy future. Biogas however contains large amounts of CO₂, to be at least separated to exploit biomethane, and possibly valorised.

A first option is CO₂ hydrogenation to methane, also promising to transform an energy vector that is uneasy to handle (green H₂) into a valuable and worldwide-distributed fuel and feedstock (CH₄). A “power-to-gas” framework could then help to overcome the drawbacks of H₂ as an energy storage medium and to increase the continuity and general availability of different intermittent renewable energy sources. This flexibility offers also additional possibilities for the downstream use of biogas, which may be richer in hydrogen or methane according to the process operation, even if these conditions might not fit the distribution networks nearer to the biomass-treating site.

Different options for the efficient direct conversion of CO₂ and H₂ into CH₄ (Sabatier reaction) are here explored both experimentally and through process design. A key issue is the strong

exothermicity of the reaction. Our research explores the use of water vapour, added on purpose to the reactor as a thermal vector and later condensed. The simplest and most economic reactor arrangement is composed of a certain number of adiabatic beds (up to five) with intercooling. Some options propose cooled stages, but they are more expensive. Alternatives may be fluidized-bed reactors that allow better temperature control, but they lead to incomplete conversion and are more difficult to scale-up. The possibility to use the methane already present in biogas as diluent (i.e. thermal vector to control the exothermicity) is also considered, offering the additional advantage to eliminate the otherwise needed and expensive CO₂ capture step.

Another option to valorise the CO₂ recovered from biogas is the transformation into urea, carbonate and bicarbonate through ammonia-based capture. This concept fits a circular view of CO₂ recovery and valorisation returning in the same environment (as fertiliser) this waste product.

Controlling the complex reaction network of the hydrogenation of CO to higher alcohols using Co-based catalysts derived from prussian blue analogues

P. Diehl, P. Telaar, M. Muhler

Laboratory of Industrial Chemistry, Ruhr University Bochum, Bochum, Germany

Higher alcohol synthesis (HAS) can play an important role in the development towards reducing CO₂ emissions since the obtained product mixtures containing higher alcohols as well as olefins can be applied as climate-neutral fuels and bulk chemicals, provided that the synthesis gas is obtained using renewable electricity to produce H₂ and industrial exhaust gases as carbon source. Recently, a new promising class of catalysts derived from prussian blue analogues (PBAs) was reported for the heterogeneously catalyzed CO hydrogenation to higher alcohols. Pyrolysis of the K-promoted Co- and Mn-containing PBAs resulted in the metal atoms being embedded in a unique functionalized carbon matrix, which enabled a facile carbidization of Co to Co₂C, which is the crucial phase for HAS. In contrast to established HAS catalysts, a rather unusual product spectrum was obtained including primary and secondary alcohols, aldehydes, acids, and olefins. Consequently, a complex reaction network was proposed for this catalyst including the carbide-based mechanism, carbonylation of primary alcohols, reductive hydroformylation of olefins, and hydration of olefins. Due to this plethora of occurring reactions, this network offers various opportunities to influence the obtained product spectrum by modification of the catalyst preparation and implementation of suitable promoters. One example is the addition of different amounts of Cu to the PBA-based catalysts aiming at the acceleration of the carbonylation reaction, which was deemed the most important mechanism, by increasing the amount of methanol. Another example is the adjustment of the K content by intensive washing after the synthesis of the PBA precursor. Besides catalytic long-term testing, the different catalysts were thoroughly characterized by XRD, TG-MS, N₂ physisorption, ICP-MS, TEM-EDX, XPS, and N₂O-RFC, thereby providing comprehensive information about the capabilities of PBA-based HAS catalysts and the reaction network. Finally, the relevance of the choice of the reaction conditions will be addressed taking the dependence of the selectivities on conversion and the strong exothermicity of the involved reactions into account.

But-1-ene hydroformylation in a continuous gas-phase membrane reactor: road to industrial application

Asem Al-Shaibani¹, Markus Schörner¹, Irin Wilson Panjikkaran², Corina Nentwich², Fynn Weigelt³, Torsten Brinkmann³, Frank Stenger², Robert Franke^{2,4}, Marco Haumann¹

¹Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik (CRT), Erlangen, Germany

²Evonik Operations GmbH, Marl, Germany

³Helmholtz-Zentrum Hereon GmbH, Geesthacht, Germany

⁴Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Theoretische Chemie, Bochum, Germany

Since its discovery by Otto Roelen in 1938, hydroformylation grew to become one of the largest industrial chemical processes utilizing homogeneous catalysts at more than 10 million metric tons of products annually. One of the major challenges for industrial operation is the efficient and complete recycling of the expensive Rh catalyst. Developments in the field of catalysis that allowed the immobilization of a homogeneous catalyst on a solid support gave rise to supported liquid phase (SLP) catalysis. Being a bridge between homogeneous and heterogeneous catalysis, SLP showed great potential in improving current industrial processes significantly.

Investigations on this catalytic system demonstrated the employment of rhodium and biphosphos (bpp) ligand with the amine additive sebacate as a liquid phase to catalyze but-1-ene hydroformylation to aldehydes. The catalyst system showed superior performance with selectivities reaching 60% toward n-pentanal and exceptional regioselectivity with linear to total aldehyde ratio of 99%. Given the high reactivity of the formed aldehydes, their consecutive reaction toward aldols must be suppressed for continuous gas-phase SLP catalysis.

Recently, we successfully developed a membrane reactor approach that combined reaction and separation into a single operating unit. A monolithic structure of silicon carbide was coated with polydimethylsiloxane (PDMS) then directly impregnated with the SLP catalyst system. This polymeric membrane layer facilitated the selective separation of the reaction products resulting in n-pentanal rich permeate stream. In this contribution, we demonstrate this approach with a continuous membrane reactor set-up. The results from kinetic investigations and stability studies were used to implement a membrane reactor model within Aspen Custom Modeler (ACM). This ACM model has been used to scale up the hydroformylation process by a factor of 500. The demonstration reactor will be implemented in a production plant of Evonik in Marl, Germany.

A Comprehensive Strategy Towards Structure Elucidation of Hydroformylation Bottoms

C. Loeschel, R. Fels-Brendel, K.-H. Gunzelmann, R. Doetzer
BASF

While the desired product in hydroformylation chemistry is often well defined and isolated with high specificity and yield, the byproducts formed in the oxo-process still contains a large amount of functionalized hydrocarbons with a variety of uses. These include applications as solvents in leather and textile processing, in metal processing, in industrial water treatment, and as surface tension modifiers. Due to the high complexity of these mixtures, full characterization, which is a significant hurdle for regulatory approval of such streams, presents a challenge;

this challenge results in many potentially useful streams to be incinerated rather than being utilized as a product.

Herein, we present a comprehensive analytical approach to characterization of the hydroformylation bottoms of 1-octene. At its core stands the grouping of isomeric compounds into peak clusters using a combination of mass spectrometry approaches, particularly by means of combination of a soft (FI) and hard (EI) ionization technique. Separation of isomers is further achieved by comprehensive GC separations and ion mobility techniques. We also highlight the utility of field ionization over chemical ionization in the characterization of UVCB substances.

Electrically heated reactor for steam methane reforming

M. Baumgärtl^{1,2}, S. Guffanti^{1,2}, H. Malburg², J. Lercher², G. Pauletto¹

¹SYPOX GmbH, Freising (Germany); ²Technische Universität München, Garching bei München (Germany)

Steam methane reforming (SMR) is a highly endothermic process, in which methane is reacted with water to produce hydrogen. Currently, more than 80% of the overall H₂ stems from this process. The required energy is provided via fuel combustion and radiant heat transfer in fired furnaces. Heating of the reformer results in the release of approximately 1% of the world's CO₂ emissions, thus providing a highly valuable target for the decarbonization of the chemical industry. Electrified reactors are a compact and flexible alternative that can replace the traditional fire-heated reactors. In this context, SYPOX has developed electrified chemical reactors to both save costs and reduce CO₂ emissions. Replacing fossil fuel combustion with resistive heating reduces CO₂ emissions, intensifies processes with reactors 100 times smaller, and brings additional revenue to plant operators by stabilizing the power grid. In the case of SMR, the use of electrically heated reformers simplifies design, increases thermal efficiency, and reduces CO₂ emissions by 40%. Thanks to its robust modular design, the SYPOX reactor configuration is a potential game changer for decarbonizing the chemical industry through direct electrification of high-temperature thermochemical processes.

The SYPOX reactor is formed by a structured ceramic support, coated with a Ni catalyst, and co-axial FeCrAl heating elements. The catalytic tests have been performed on a bench scale rig, that involves a pre-heating oven and a downstream electrified reformer equipped with an on-line gas chromatograph. The tests are performed at 10 bar, S/C > 1.5 and temperatures from 600 °C and 1000 °C.

The axial temperature profiles measured during reaction conditions increase linearly as the heat flux (surface load) of the heating element is constant (Figure 1). This is possible as the resistivity of the heating element is temperature independent. At the same time, the annular gap formed by the heating element and the ceramic supported catalyst has been tuned to values below 1 mm where mass transport phenomena limitations are minimized. In this way, the temperature difference between the heating elements, the reacting gas and the catalytic material minimizes the risk of carbon formation. Temperature cycling did not affect the performance of the catalyst due to the stability of the ceramic support and the strong adherence of the catalyst. The technology realizes heating increments of approximately 30 °C min⁻¹ without having problems on both ceramic supported catalyst and metallic heating elements.

how

Wie können mehr
Frauen unserer Branche
neuen Auftrieb geben?

Selbst heute sind Frauen in Bereichen wie Wissenschaft, Technologie, Maschinenbau, IT und Mathematik immer noch deutlich unterrepräsentiert.

Diese Tatsache hat uns dazu inspiriert, verschiedene Initiativen ins Leben zu rufen, die bessere Karrierechancen für Frauen in unserem Unternehmen schaffen. Dieser Ansatz hat zu einem Ergebnis geführt, das eine vielversprechende Zukunft signalisiert. Die stetig wachsende weibliche Forscherriege bei Aramco zeichnet sich durch 352 erteilte US-Patente aus – Tendenz steigend.

Entdecken Sie, wie kompetente Frauen der Energiebranche neuen Auftrieb geben:
aramco.com/poweredyhow

Nachruf zum Tode von Herrn Dipl.-Chem. Dr. Eilhard Jantzen, dem Pionier der Lager-Lebensdauerschmierung unter Weltraumbedingungen

Obituary on the death of Dipl.-Chem. Dr. Eilhard Jantzen, the pioneer of bearing lifetime lubrication under space conditions

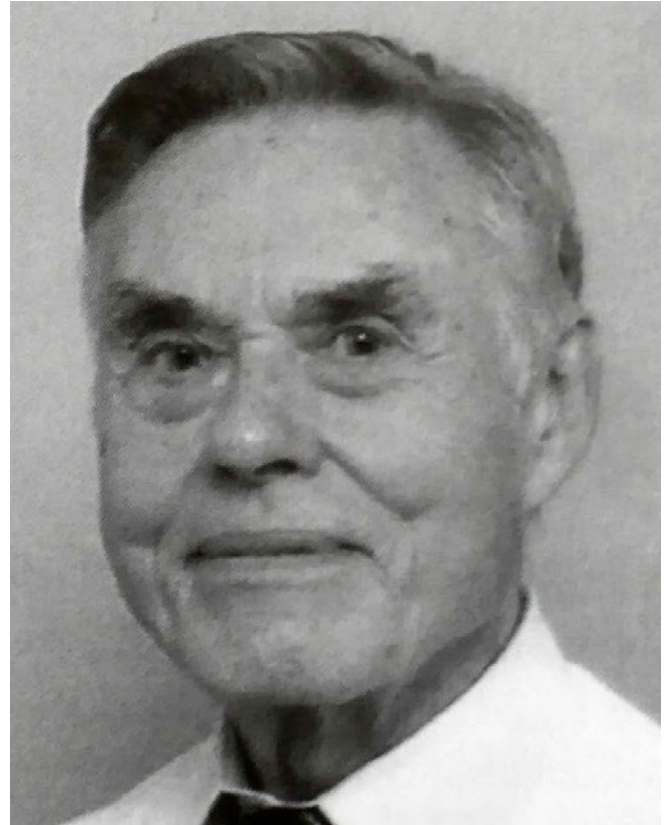
Nach einem sehr erfolgreichen wissenschaftlichen Leben mit Aktivitäten bis ins hohe Alter ist Dr. Eilhard Jantzen 20 Tage nach Erreichen seines 96. Lebensjahres am 8. Juni 2023 in Stuttgart verstorben. Geboren wurde Eilhard Jantzen am 19. Mai 1927 in Danzig. Sein Vater war Ingenieur und Marineoffizier der kaiserlichen Marine. Sein Onkel hatte in Danzig eine Apotheke, wo der junge Eilhard oft beim Mixen neuer Rezepturen zugegen war. Schon damals stand sein Entschluss fest, Chemiker zu werden. Durch Krieg und Nachkriegswirren wurde dies jedoch ein langer und beschwerlicher Weg.

Weil der Vater dem NS-Regime kritisch gegenüber stand, wurde ihm nach dem Tod seiner Frau das Sorgerecht für Eilhard entzogen und letzterer in einem Heim untergebracht – mit einem nur sehr eingeschränkten Besuchsrecht für den Vater.

Eilhard wurde zum Flakhelfer trainiert, später erfolgte, fast automatisch, eine Ausbildung zum Luftwaffenhelfer. Mit der offiziellen Einberufung zum Wehrdienst wäre die nahezu zwangsläufige Verpflichtung in die Waffen-SS fällig gewesen. Dieser konnte Eilhard Jantzen durch seine mutige Willensbekundung, wie seinerzeit sein Vater bei der Marine zu dienen, entgehen. Dazu kam es jedoch nicht mehr. Vom Luftwaffenhelfer ging es unmittelbar in die Kriegsgefangenschaft in der Britischen Besatzungszone in Schleswig-Holstein. Als Kriegsgefangener wurde er zum Holzeinschlag in den umliegenden Wäldern in der Nähe des Kriegsgefangenenlagers eingesetzt.

Nach der Entlassung aus der Kriegsgefangenschaft, mittellos und ohne jeglichen verwandschaftlichen Kontakt, lehnte Eilhard Jantzen ein Ausbildungsangebot zum Tischler ab, denn er wollte unbedingt Chemiker werden. Er trampelte entschlossen aus dem Norden nach Stuttgart, weil er sich in der damaligen Amerikanischen Besatzungszone für sein Berufsziel bessere Chancen ausrechnete. Dort fand Eilhard Jantzen in der Firma Paul Lechler eine Anstellung als Lehrling zum Chemielaboranten, als erste Stufe auf dem Weg zu einem „Vollen Chemiker“. Die Firma Paul Lechler hatte damals Mineralöle und Bitumen in ihrem Programm, und Eilhard Jantzen entwickelte bereits während seiner Lehrzeit ein Verfahren zur säulenchromatischen Auftrennung und damit zwangsläufig zur präzisen Einordnung der „vom Lechler“ eingekauften Bitumensorten. Nicht gerade einfach und damals neu für diesen „komplexesten Bestandteil“ des Erdöls mit seinen vielen unterschiedlichen Komponenten.

Dr. Jantzen absolvierte ein Chemiestudium, mit einem erfolgreichen Zwischenstopp als erster deutscher Praktikant nach dem II. Weltkrieg in der damals größten Königlich-Niederländischen Shell Raffinerie in Pernis. Auch dort ist der junge Deutsche sehr positiv im Gedächtnis geblieben, wie es auch später sein Doktorvater, Professor Günter Spengler, aufgrund der wissenschaftlichen Leistungen von Eilhard Jantzen mehrfach bestätigt hat. Nach seiner Promotion war er noch einige Jahre in dem von Professor Spengler aufgebauten und geleiteten Institut „DVL-Institut für Flugtreib- und Schmierstoffe“ in München tätig. Mit dem dort erarbeiteten Wissen, in fruchtbaren Diskussionen mit dem Institutsleiter und vielen seiner Kollegen im Spenglerschen Institut, war er später auch in den USA ein gern gesehener Gastredner, insbesondere, wenn es um die



After a very successful scientific life with activities into old age, Dr Eilhard Jantzen passed away 20 days after reaching his 96th birthday on 8 June 2023 in Stuttgart. Eilhard Jantzen was born on 19 May 1927 in Gdansk. His father was an engineer and naval officer in the Imperial Navy. His uncle had a pharmacy in Gdansk, where the young Eilhard was often present mixing new formulations. Even then, his mind was made up to become a chemist. However, due to the war and the post-war turmoil, this became a long and arduous path.

Because his father was critical of the Nazi regime, he was deprived of custody of Eilhard after his wife's death and the latter was placed in a home – with only very limited visiting rights for his father. Eilhard was trained as a flak helper, and later, almost automatically, as a Luftwaffe helper. When he was officially called up for military service, he would have been obliged to join the Waffen SS. Eilhard Jantzen was able to avoid this by courageously declaring his will to serve in the navy, as his father had done at the time, but this did not happen. From being a Luftwaffe helper, he was immediately taken prisoner of war in the British occupation zone in Schleswig-Holstein. As a prisoner of war, he was assigned to logging in the surrounding forests near the POW camp. After his release from captivity, penniless and without any family contact, Eilhard Jantzen turned down an offer to train as a carpenter because he was determined to become a chemist. He hitchhiked resolutely from the north to Stuttgart because he thought he would have better chances of achieving his career goal in what was then the American occupation zone. There, Eilhard

Schmierung im Luft- und Raumfahrtbereich und um die richtige Deutung des Lagerabriebs in der Schadensfrüherkennung im Flugbetrieb ging.

Im eigenem Labor im Bereich der DFVLR (Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt – heute DLR) folgten später viele weitere Eigenentwicklungen und Publikationen auf dem Berufsweg von Dr. Eilhard Jantzen. Zu nennen sind hier z. B. die Lebensdauerschmierung der Deutschen Helios-Sonde (1974) unter Weltraumbedingungen, die er in dem von ihm mit vielen unterschiedlichen Prüfständen aufgebauten und lange Jahre geleiteten Schmierstofflabor entwickelt hat. Selbst die NASA kam zu ihm ins Labor nach Stuttgart, um die Lebensdauerschmierung von komplexen Lagern unter Weltraumbedingungen „zu erlernen“. Der Verfasser dieser Zeilen konnte seinem langjährigen Freund zu dessen 80. Geburtstag den Wunsch erfüllen, mithilfe eines ehemaligen Kollegen „bei Shells“ eine private Führung in der damals noch voll aktiven Shell Raffinerie in Harburg zu ermöglichen.

Neben vielen gemeinsamen Aktivitäten von Eilhard Jantzen und dem Chronisten sollen in diesem Zusammenhang stellvertretend die Vortragstagungen an der Technischen Akademie Wuppertal zur „Schadensfrüherkennung im Maschinenbau“ und die Vorträge zu diesen und ähnlichen Themen an der Technischen Akademie in Esslingen oder die gemeinsam besuchten Schmierstofftagungen an der Universität in Swansea in Wales sowie die vielen, gemeinsam durchgeführten Normungsaufgaben im Rahmen der Aktivitäten im FAM (Fachausschuss für Mineralöl- und Brennstoffnormung des DIN) genannt sein. Zu guter Letzt sei noch in diesem Nachruf auf das von Eilhard Jantzen mit einer persönlichen Laudatio zusammengestellte Werk über das Wirken seines von ihm hochverehrten Lehrmeisters, Professor Günter Spengler hingewiesen. 2016 erschien das gemeinsam mit Dr. Knut Maier, ehemals MTU München, verfasste Standardwerk „Betriebsstoffe in der deutschen Luftfahrt“ (Fachbuchreihe „Die Deutsche Luftfahrt“; Bernard & Graefe in der Mönch Verlagsgesellschaft mbH, Band 35, 467 S.).



Lieber Eilhard, in ständiger großer freundschaftlicher Erinnerung und mit herzlichem Dank hoffe ich, Dein erfolgreiches Wirken mit diesem Nachruf nochmals vielen alten Bekannten in Erinnerung gerufen zu haben und den jungen Kollegen, die Dich nicht mehr kennenlernen konnten, Dein Leben und Wirken aufzuzeigen.

Sigfried H. Kägler

Jantzen found a job as an apprentice chemical laboratory assistant at the Paul Lechler company, as the first step on the way to becoming a “full chemist”. At that time, the Paul Lechler company had mineral oils and bitumen in its programme and Eilhard Jantzen already developed a method for column chromatographic separation during his apprenticeship and thus inevitably for the precise classification of the bitumen types purchased “from the Lechler”. Not exactly easy and new at the time for this “most complex component” of petroleum with its many different components.

Dr. Jantzen graduated in chemistry, with a successful stopover as the first German trainee after World War II at the then largest Royal Dutch Shell refinery in Pernis. There, too, the young German was remembered very positively, as his doctoral supervisor, Professor Günter Spengler, later confirmed several times on the basis of Eilhard Jantzen’s scientific achievements. After his doctorate, he continued to work for several years at the “DVL Institute for Aviation Fuels and Lubricants” in Munich, which was set up and managed by Professor Spengler. With the knowledge he acquired there, in fruitful discussions with the director of the institute and many of his colleagues at Spengler’s institute, he was later also a welcome guest speaker in the USA, especially when it came to lubrication in the aviation and aerospace sector and the correct interpretation of bearing wear in early damage detection in flight operations.

In his own laboratory at the DFVLR (German Research and Testing Institute for Aeronautics and Astronautics – today DLR), many other in-house developments and publications followed later on in Dr. Eilhard Jantzen’s career. One example is the lifetime lubrication of the German Helios probe (1974) under space conditions, which he developed in the lubricant laboratory he set up with many different test rigs and managed for many years. Even NASA came to his laboratory in Stuttgart to “learn” the lifetime lubrication of complex bearings under space conditions. The author of these lines was able to fulfil his long-time friend’s wish on his 80th birthday to enable him, with the help of a former colleague “at Shells”, to take a private tour of the Shell refinery in Harburg, which was still fully active at the time.

In addition to many joint activities of Eilhard Jantzen and the chronicler, the lecture conferences at the Technical Academy in Wuppertal on “Early Damage Detection in Mechanical Engineering” and the lectures on this and similar topics at the Technical Academy in Esslingen or the jointly attended lubricant conferences at the University in Swansea in Wales, as well as the many jointly performed standardisation tasks within the framework of the activities in the FAM (Technical Committee for Mineral Oil and Fuel Standardisation of DIN) should be mentioned in this context. Last but not least, this obituary should refer to the work compiled by Eilhard Jantzen with a personal eulogy on the work of his highly admired teacher, Professor Günter Spengler. In 2016, the standard work “Betriebsstoffe in der deutschen Luftfahrt” (“Operating Materials in German Aviation”), co-authored with Dr Knut Maier, formerly of MTU Munich, was published (specialist book series “Die Deutsche Luftfahrt”; Bernard & Graefe in der Mönch Verlagsgesellschaft mbH, Volume 35, 467 p.).

Dear Eilhard, in constant friendly remembrance and with heartfelt thanks, I hope to have reminded many old acquaintances of your successful work with this obituary and to have pointed out your life and work to young colleagues who were unable to get to know you.

Sigfried H. Kägler

Geburtstage Birthdays

Dipl.-Ing. Herwig Baierl	Gampern	50 Jahre	1. Okt.
Peter Magnus Nilsson	Hambühren	60 Jahre	2. Okt.
Dr. Wolfgang Völkel	Buchholz	75 Jahre	3. Okt.
Dipl.-Ing. Roland Kettner	Bonn	84 Jahre	3. Okt.
Dipl.-Ing. Ute Seifert	Merseburg	60 Jahre	5. Okt.
Dr.-Ing. Wolfgang Lache	Seevetal	90 Jahre	5. Okt.
Dipl.-Ing. Joachim Sluet	Bad Bentheim	55 Jahre	7. Okt.
Prof. Dr. Kurt Mock	Wien	93 Jahre	7. Okt.
Dr. Andreas Reitze	Giesen	60 Jahre	7. Okt.
Dipl.-Ing. Rolf Manfred Beyer	Essen	89 Jahre	7. Okt.
Dipl.-Berging. Dieter Rudschinski	Harsum	70 Jahre	8. Okt.
Dipl.-Berging. Horst Schulze	Hannover	92 Jahre	8. Okt.
Dipl.-Ing. Claus J. Mielicke	Kerpen	70 Jahre	9. Okt.
Dipl.-Ing. Heinz-Otto Nolte	Sulingen	75 Jahre	9. Okt.
Dr. Dipl.-Chem. Bernd-Rüdiger Altmann	Hamburg	82 Jahre	10. Okt.
Prof. Dr. Christoph Hilgers	Bretten	55 Jahre	13. Okt.
Ing. grad. Günter Weplad	Hamburg	84 Jahre	13. Okt.
Dipl.-Ing. Thies Lange	Hamburg	91 Jahre	13. Okt.
Dr. Norbert Schleifer	Barnstorf	55 Jahre	15. Okt.
Dipl.-Ing./SFI Axel Rettberg	Nienburg	70 Jahre	16. Okt.
Prof. Dr.sc. nat. Manfred Gutmann	Berlin	81 Jahre	16. Okt.
Wingolf R. Lachmann	Hamburg	80 Jahre	17. Okt.
Dr.-Ing. Heinrich Boll	Marl	87 Jahre	19. Okt.
Dipl.-Ing. Hans-Günter Behrendt	Quakenbrück	75 Jahre	20. Okt.
Dr. Axel Wenke	Harstad	50 Jahre	22. Okt.
Dr. Warner Brückmann	Kiel	65 Jahre	23. Okt.
Dr.-Ing. Hans-Dieter Voigt	Magdeburg	82 Jahre	23. Okt.
Dipl.-Ing. (FH) Wolfgang Pander	Boehlen	65 Jahre	24. Okt.
Chem. Ing. Walter Günther Schupp	Timmernabben	83 Jahre	24. Okt.
Dipl.-Ing. Ernst Herbst	Celle	95 Jahre	26. Okt.
Prof. Dipl.-Ing. Franz Josef Rölleke	Clausthal-Zellerfeld	85 Jahre	27. Okt.
Dr. rer. nat. Jörg Fabri	Marl	65 Jahre	28. Okt.
Dr. Volker Friedlein	Mitwitz	55 Jahre	29. Okt.
Dipl.-Ing. Werner Sickinger	Diepholz	81 Jahre	29. Okt.
Dipl.-Wirtsch.Ing. Karl Gassner	München	75 Jahre	30. Okt.
Dr. Josef Lichtscheidl	Perchtoldsdorf	75 Jahre	30. Okt.
Dipl.-Ing. Helmut Bartsch	Geeste	83 Jahre	31. Okt.

Forschungsbericht veröffentlicht: Kriterienkatalog für Additive in Heizöl

Research report published: Catalogue of criteria for additives in heating oil

Seit rund 20 Jahren kümmert sich die DGMK um Prüfkriterien für Additive, die in Heizölen zum Einsatz kommen. Inzwischen liegt die dritte Neuauflage vor.

Gemäß der Anforderungsnormen DIN 51603-1, DIN SPEC 51603-6 und DIN/TS 51603-8 ist zur Qualitätsverbesserung/-sicherung von Heizöl die Verwendung von Additiven unter bestimmten Bedingungen zulässig. DGMK hatte zuletzt 2017 im DGMK-Forschungsbericht 646-2 Prüfkriterien für Additive, die in Heizöl EL, Standard, Heizöl EL, schwefelarm oder Heizöl EL A Bio zum Einsatz kommen können, dokumentiert. In dem jüngst veröffentlichten DGMK-Forschungsbericht 646-3 wurde eine Erweiterung für

For about 20 years, the DGMK has been concerned with test criteria for additives used in heating oils. The third new edition is now available.

According to the requirement standards DIN 51603-1, DIN SPEC 51603-6 and DIN/TS 51603-8, the use of additives is permissible under certain conditions to improve/ensure the quality of heating oil. DGMK had last documented test criteria for additives that can be used in heating oil EL, standard, heating oil EL, low-sulphur or heating oil EL A Bio in 2017 in DGMK research report 646-2. In the recently published DGMK research report 646-3, an extension was made for the

den Additiveinsatz in paraffinischen Heizölen nach DIN/TS 51603-8 vorgenommen. Die Einhaltung der angeführten Vorgaben soll unerwünschte Nebenwirkungen von Additiven beim Einsatz in Heizölen möglichst ausschließen. Es wurden Mindestprüfkriterien und Prüfverfahren ausgewählt und durch Laboratorien auf Differenzierungsfähigkeit und Handhabbarkeit untersucht. Vor dem Hintergrund, dass einige Prüfverfahren nicht zur Bewertung aller Heizölqualitäten angewendet werden können, variieren die festgelegten Mindestprüfkriterien je nach Heizölqualität: Für Additive, die in Heizöl EL gem. DIN 51603-1 bzw. nach DIN/TS 51603-8 zum Einsatz kommen sollen, wurden sechs Mindestprüfkriterien definiert. Für Additive, die in Heizöl EL A Bio gem. DIN SPEC 51603-6 zum Einsatz kommen sollen, wurden fünf Mindestprüfkriterien empfohlen.

Die im vorliegenden Bericht definierten Mindestprüfkriterien sollen in erster Linie eine Hilfestellung bei der Auswahl sowie der Anwendung von Additiven geben. Der DGMK-Forschungsbericht 646-3 ist zweisprachig erschienen (Deutsch/Englisch) und ersetzt die letzte Version 646-2 aus 2017. Maßgeblich ist die deutsche Fassung. Die Arbeiten wurden durch den DGMK-Arbeitskreis Additive begleitet. Es ist ein gemeinsamer Arbeitskreis der Fachausschüsse Kraftstoffe sowie Brennstoffe. Er ist seit mehr als 20 Jahren aktiv und setzt sich zusammen aus Fachleuten aus der Kraftstoffindustrie, Petrochemie, Entwicklungsdienstleistern und Herstellern von Filtersystemen.

Der DGMK-Forschungsbericht 646-3 kann direkt bei der DGMK bestellt werden.

*Autoren: Karl Fleischhacker, OMV Downstream GmbH, Schwechat; Jan Ludzay, DGMK e.V., Hamburg
ISBN: 978-3-947716-53-1*

Preis: 100 € zzgl. ges. MwSt; DGMK-Mitglieder 50 %

use of additives in paraffinic heating oils according to DIN/TS 51603-8. Compliance with the specifications listed is intended to exclude undesirable side effects of additives when used in fuel oils as far as possible. Minimum test criteria and test methods were selected and examined by laboratories for differentiation capability and manageability. Against the background that some test methods cannot be used for the evaluation of all heating oil qualities, the defined minimum test criteria vary depending on the heating oil quality: six minimum test criteria were defined for additives that are to be used in heating oil EL according to DIN 51603-1 or DIN/TS 51603-8. For additives to be used in heating oil EL A Bio according to DIN SPEC 51603-6, five minimum test criteria were recommended.

The minimum test criteria defined in this report are primarily intended to provide assistance in the selection and application of additives. The DGMK research report 646-3 has been published in two languages (German/English) and replaces the last version 646-2 from 2017. The German version is authoritative. The work was accompanied by the DGMK working group Additives. It is a joint working group of the Technical Committees Fuels and Fuels. It has been active for more than 20 years and is composed of experts from the fuel industry, petrochemical industry, development service providers and manufacturers of filter systems.

DGMK Research Report 646-3 can be ordered directly from DGMK.

*Authors: Karl Fleischhacker, OMV Downstream GmbH, Schwechat; Jan Ludzay, DGMK e.V., Hamburg
ISBN: 978-3-947716-53-1
Price: 100 € plus VAT; DGMK members 50 %*

FAM-Mitteilungen

FAM-Notifications

Mit Datum Juli 2023 sind folgende Normen herausgegeben worden, die im Verantwortungsbereich des FAM liegen:

Norm	Ersatz für
DIN 51531	DIN 51531:2012-12
Mineralölparaffine – Bestimmung des Ölgehaltes	

Norm	Ersatz für
DIN EN 15522-2	DIN CEN/TR 15522-2
(DIN SPEC 19269):2012-12 Identifizierung von Ölverschmutzungen – Mineralöl und verwandte Produkte - Teil 2: Analytische Methodik und Interpretation der Ergebnisse, basierend auf GC-FID- und GC-MS-Analysen bei niedriger Auflösung; deutsche Fassung EN 15522-2:2023	

Mit Datum Juli 2023 ist folgender Normentwurf herausgegeben worden, der im Verantwortungsbereich des FAM liegt:

Norm	Vorgesehen als Ersatz für
E DIN EN ISO 3170	DIN EN ISO 3170:2004-06 und DIN EN ISO 3170 Ber. 1:2007-12
Flüssige Mineralölerzeugnisse – Manuelle Probenahme (ISO/DIS 3170:2023); deutsche und englische Fassung prEN ISO 3170:2023	

Mit Datum August 2023 sind folgende Normen herausgegeben worden, die im Verantwortungsbereich des FAM liegen:

Norm	Ersatz für
DIN EN 15691	DIN EN 15691:2009-07
Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff – Bestimmung des Trockenrückstandes (nichtflüchtige Bestandteile) – Gravimetrisches Verfahren; deutsche Fassung EN 15691:2023	
DIN EN 17867	DIN 51641:2020-09
Benzin für Kleinmotoren – Anforderungen und Prüfverfahren; deutsche Fassung EN 17867:2023	

Mit Datum September 2023 sind folgende Normentwürfe herausgegeben worden, die im Verantwortungsbereich des FAM liegen:

Norm	Vorgesehen als Ersatz für
E DIN 51391 2023-09	DIN 51391-1:1997-08 und DIN 51391-2:1994-03
Prüfung von Schmierstoffen – Bestimmung des Gehaltes an Additivelementen – Wellenlängendispersive Röntgenfluoreszenz-Analyse (RFA)	

E DIN 51818 2023-09	DIN 51818:1981-12
Schmierstoffe – Konsistenz-Einteilung für Schmierfette – NLGI-Klassen	

Berechnung des DGMK-Mitgliedsbeitrages für 2024

Calculation of the DGMK membership fee for 2024

Laut Beitragsordnung wird sich der Jahresmitgliedsbeitrag für 2024 nach dem Status richten, den ein Mitglied am 1. Januar 2024 innehat. (s. <https://dgmk.de/ueber-dgmk/organisation/#richtlinien>)

Sofern sich der Status eines Mitgliedes bis zu jenem Datum geändert hat oder ändert und dies der Geschäftsstelle noch nicht bekannt gegeben wurde, wird um eine entsprechende Mitteilung bis zum 2. November 2023 gebeten an:

DGMK

Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft
für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V.
z. Hd. Frau I. Musekamp

Große Elbstraße 131
22767 Hamburg

Tel.: 040-63 90 04 71, mitglieder@dgmk.de ■

According to the Dues Regulations, the annual membership fee for 2024 will be based on the status a member holds on 1 January 2024. (see <https://dgmk.de/ueber-dgmk/organisation/#richtlinien>)

If the status of a member has changed or will change by that date and this has not yet been notified to the office, please notify the office by 2 November 2023.

Please send a message by 2 November 2023 to:

DGMK

Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft
für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V.
z. Attn: Ms I. Musekamp

Große Elbstraße 131
22767 Hamburg

Tel.: 040-63 90 04 71, mitglieder@dgmk.de ■

Holger Hanselka tritt Amt als Präsident der Fraunhofer-Gesellschaft an

Holger Hanselka takes office as President of the Fraunhofer-Gesellschaft



Holger Hanselka, der neue Präsident der Fraunhofer-Gesellschaft; Foto: M. Breig
Holger Hanselka, the new President of the Fraunhofer-Gesellschaft; Photo: M. Breig

Am 15. August 2023 hat Professor **Holger Hanselka** sein neues Amt als Präsident der Fraunhofer-Gesellschaft angetreten. Er scheidet damit aus seinem bisherigen Amt als Präsident des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), das er seit Oktober 2013 inne hatte. In seine Amtszeit fielen unter anderem der Erfolg des KIT in der Exzellenzstrategie sowie das Inkrafttreten des zweiten KIT-Weiterentwicklungsgesetzes.

EEK-Tagungskalender 2023 EEK meeting calendar 2023

12.09.2023 - 13.09.2023

Celle Drilling 2023

Celle, <https://www.celle-drilling.com/2022/>

13.09.2023

Brandschutz im Tank- und Gefahrgutlager

Fortbildung für Immissionsschutz- und

Störfallbeauftragte im Sinne der 5. BImSchV

Essen, <https://www.hdt.de/VA23-00858>

17.09.2023 - 21.09.2023

World Petroleum Congress 2023

Calgary, <https://www.24wpc.com/>

25.09.2023 - 27.09.2023

 GFT/DGMK: 64. Tribologie-Fachtagung Reibung,

Schmierung und Verschleiß

Göttingen, www.dgmk.de

OKTOBER/OCTOBER

01.10.2023 - 04.10.2023

SMRI Fall Meeting

San Antonio, Texas, USA, www.solutionmining.org

02.10.2023 - 05.10.2023

ADIPEC 2023

Abu Dhabi, <https://www.adipec.com/>

04.10.2023 - 06.10.2023

 DGMK/KIT Short Course: Applied Clastic

Diagenesis 2023

Karlsruhe, www.dgmk.de

10.10.2023 - 12.10.2023

Praxisforum Geothermie Bayern

München, <https://www.praxisforum-geothermie.bayern/>

11.10.2023 - 13.10.2023

 C1 Building Blocks for Future Chemistry

Dresden, www.dgmk.de

17.10.2023 - 19.10.2023

Der Geothermie Kongress

Essen, <https://www.der-geothermiekongress.de/kongress/der-geothermiekongress.html>

19.10.2023

 DGMK/-Bezirksgruppe Berlin-Brandenburg

Wir bewegen Berlin und Brandenburg – auch morgen

Uckermärkische Bühnen in Schwedt/Oder

24.10.2023 - 27.10.2023

A+A 2023

Düsseldorf, <https://www.aplusa.de/>

24.10.2023

 Forschung zu zukünftigen flüssigen Energieträgern

in der Mobilität

Freiberg, www.dgmk.de

25.10.2023

 Forschung zu zukünftigen flüssigen Energieträgern

im Raumwärmemarkt

Freiberg, www.dgmk.de

NOVEMBER/NOVEMBER

02.11.2023

 **Projekttag Untertage-H2-Speicherung**
Hamburg-hybrid, www.dgmk.de


09.11.2023

 **Ordentliche Mitgliederversammlung der DGMR 2023**
Hamburg, www.dgmk.de

15.11.2023

 **DGMR/THGA-Workshop: Wissenschaftliche Kopter**
Bochum, www.dgmk.de

22.11.2023

 **Forschung zu Kühl- und Schmierstoffen
für zukünftige Anwendungen**
online, www.dgmk.de

23.11.2023 - 24.11.2023

 **ÖGEW/DGMR Herbsttagung**
Wien, <https://www.wko.at/site/oegew/veranstaltungen/>

28.11.2023 - 29.11.2023

Offshore Energy 23
Amsterdam, <https://www.offshore-energy.biz/oeeec2023/>

28.11.2023 - 30.11.2023

Energy Storage Europe
Düsseldorf, <https://www.decarbexpo.de/>

DEZEMBER/DECEMBER

04.12.2023 - 07.12.2023

World Energy Congress 2023
Rotterdam, <https://www.worldenergy.org/>

DEZEMBER/DECEMBER

04.12.2023 - 07.12.2023

World Energy Congress 2023
Rotterdam, <https://www.worldenergy.org/>

FEBRUAR/FEBRUARY

29.02.2023 - 01.03.2024

GeoTHERM
Offenburg, <https://www.geotherm-offenburg.de/>

SIE FINDEN ALLE VERANSTALTUNGEN ONLINE:

www.eek-energy.com/events

YOU CAN FIND ALL EVENTS ONLINE:

www.eek-energy.com/events

In seiner zehnjährigen Amtszeit setzte er sich insbesondere dafür ein, das KIT strategisch klar auszurichten und weiter zu einer Einheit zu formen. Ziel seines beim Amtsantritt vorgelegten 10-Punkte-Plans war es insbesondere, Synergiepotenziale noch stärker zu nutzen. Bereits 2014 konnte die „Gemeinsame Satzung des KIT“ verabschiedet werden. Die von Hanselka und seinen Kolleginnen und Kollegen im Präsidium entwickelte Dachstrategie KIT 2025 war unter anderem Grundlage für wichtige Erfolge in der Spitzenforschung: So gewann das KIT im Jahr 2019 den Titel „Exzellenzuniversität“ zurück und ist mit großen Zukunftsthemen auch in der Programmorientierten Förderung der Helmholtz-Gemeinschaft sehr gut aufgestellt.

„Der Abschied vom KIT fällt mir keineswegs leicht“, so Hanselka. „Nach zehn Jahren intensiver gemeinsamer Arbeit bin ich dem KIT, seinen Beschäftigten und Studierenden eng verbunden. Wir haben gemeinsam sehr viel erreicht – dafür bin ich wirklich dankbar.“

Hanselka, Jahrgang 1961, studierte Allgemeinen Maschinenbau an der Technischen Universität Clausthal. 1988 ging er als wissenschaftlicher Mitarbeiter zum Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und spezialisierte sich dort auf die Themen Leichtbau und Faserverbundstoffe. Nach einer Professur an der Otto-von-Guericke-Universität in Magdeburg folgte er 2001 dem Ruf nach Darmstadt als Direktor des Fraunhofer-Instituts für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit und Leiter des Fachgebiets „Systemzuverlässigkeit und Maschinenakustik“ an der TU Darmstadt. Von 2006 bis 2012 war Hanselka Mitglied des Präsidiums der Fraunhofer Gesellschaft und hatte das Amt des Vizepräsidenten der TU Darmstadt seit 2010 bis zu seinem Wechsel nach Karlsruhe inne. ■

On 15 August 2023, Professor **Holger Hanselka** took up his new post as President of the Fraunhofer-Gesellschaft. He thus leaves his previous post as President of the Karlsruhe Institute of Technology (KIT), which he had held since October 2013. His term of office included the KIT's success in the Excellence Strategy and the enactment of the second KIT Further Development Act.

In his ten-year term of office, he was particularly committed to giving the KIT a clear strategic orientation and further shaping it into a single unit. The goal of his 10-point plan presented when he took office was in particular to make even greater use of synergy potential. The “Joint Statutes of the KIT” were already adopted in 2014. The KIT 2025 umbrella strategy developed by Hanselka and his colleagues in the presidium was, among other things, the basis for important successes in top-level research: for example, KIT regained the title of “Excellence University” in 2019 and is also very well positioned in the programme-oriented funding of the Helmholtz Association with major future topics.

“Saying goodbye to KIT is by no means easy for me” Hanselka says. “After ten years of intensive joint work, I am closely connected to KIT, its employees and students. We have achieved a great deal together – for that I am truly grateful.”

Hanselka, born in 1961, studied general mechanical engineering at the Technical University of Clausthal. In 1988, he joined the German Aerospace Center (DLR) as a research assistant, where he specialised in lightweight construction and fibre composites. After a professorship at Otto von Guericke University in Magdeburg, he followed the call to Darmstadt in 2001 as Director of the Fraunhofer Institute for Structural Durability and System Reliability and Head of the Department of “System Reliability and Machine Acoustics” at TU Darmstadt. From 2006 to 2012, Hanselka was a member of the Executive Board of the Fraunhofer Gesellschaft and held the office of Vice President of the TU Darmstadt from 2010 until his move to Karlsruhe. ■

Felix Faber als Vorstandsvorsitzender bestätigt

Felix Faber confirmed as chairman of the board



Der wiedergewählte en2x-Vorstandsvorsitzende Felix Faber (li.) mit en2x-Hauptgeschäftsführer Prof. Christian Küchen. Foto: en2x
The re-elected en2x Chairman of the Board Felix Faber (left) with en2x CEO Prof. Christian Küchen. Photo: en2x

Die Mitgliederversammlung von en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. hat am 27. Juni in Berlin **Felix Faber** als Vorstandsvorsitzenden wiedergewählt. Der 47-Jährige ist Vorsitzender der Geschäftsführung der Shell Deutschland GmbH, Hamburg, und steht seit Herbst 2022 an der Spitze des Verbandes.

„Ich freue mich über die Wahl und das damit einhergehende Vertrauen“, so Felix Faber. „Der Fokus unserer Verbandsarbeit liegt weiterhin auf dem Umbau der bisherigen Mineralölbranche. Wir stehen vor großen Herausforderungen, für die en2x gut aufgestellt ist.“ Dabei bleibe es wichtig, in einem dynamischen Umfeld auf Veränderungen schnell zu reagieren. „Um die Bundesregierung bei der Transformation der Energiewirtschaft hin zur angestrebten Klimaneutralität bis 2045 zu unterstützen, sind die Unternehmen der Branche auf angemessene politische und regulatorische Rahmenbedingungen angewiesen. Wir setzen auf flexible, marktorientierte Lösungen und wollen den Dialog mit Politik und Öffentlichkeit fortsetzen und intensivieren.“

Zu den en2x-Mitgliedern zählen Unternehmen aus der derzeitigen Mineralölwirtschaft sowie Anbieter erneuerbarer Kraft- und Brennstoffe. Zugleich arbeiten Verband und Unternehmen gemeinsam auf das Erreichen der Pariser Klimaziele hin und haben dafür mit einem umfassenden Transformationsprozess begonnen. ■

The general meeting of en2x - Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. re-elected **Felix Faber** as chairman of the board on 27 June in Berlin. The 47-year-old is Chairman of the Management Board of Shell Deutschland GmbH, Hamburg, and has been at the helm of the association since autumn 2022.

“I am delighted about the election and the confidence it brings,” said Felix Faber. “The focus of our association work continues to be on the restructuring of the previous mineral oil industry. We are facing great challenges for which en2x is well positioned.” He added that it remains important to react quickly to changes in a dynamic environment. “In order to support the German government in the transformation of the energy industry towards the targeted climate neutrality by 2045, the companies in the sector are dependent on appropriate political and regulatory framework conditions. We rely on flexible, market-oriented solutions and want to continue and intensify the dialogue with politicians and the public.”

The en2x members include companies from the current petroleum industry as well as suppliers of renewable fuels and combustibles. At the same time, the association and the companies are working together towards achieving the Paris climate goals and have started a comprehensive transformation process to this end. ■

EEK

DVW Media Group GmbH
Heidenkampsweg 73–79
20097 Hamburg
Telefon +49 (0) 40 23 714-102
Fax: +49 (0) 40 23 714-101
E-Mail: redaktion@eek-energy.com
Website: www.eek-energy.com

Geschäftsführer CEO:	Martin Weber
Verlagsleiter Publishing Manager:	Manuel Bosch
Redakteur Editor	Peter Leuten +49 (0) 40 23 714-266 p.leuten@eek-energy.com
Anzeigenleiter Advertising Manager:	Markus Wenzel +49 (0) 40 23 714-117 markus.wenzel@dvwmedia.com
Vertrieb Sales:	Markus Kukuk Leiter Marketing & Vertrieb +49 (0) 40 23 714-291 markus.kukuk@dvwmedia.com
Leser- und Abonentenservice Reader and subscription service:	+49 (0) 40 23 714-240 kundenservice@dvwmedia.com

Preis des Einzelheftes 36,15 € inkl. MwSt. | Individual issue price €36.15 including VAT.

Abonnement
Inland jährlich 435,00 € zzgl. MwSt. inkl. Versand
Ausland jährlich 473,00 € inkl. Versand
Subscription
Domestic annually € 435.00 plus VAT, including shipping
International annually € 473.00 plus VAT, including shipping

Anzeigenpreisliste Nr. 58 vom 1.1.2023 | Advertising Rate List No. 58 of 1/1/2023:

EEK erscheint monatlich (7/8 Doppelausgabe)
EEK appears monthly (7/8 double issue)

Die Bestellung des Abonnements gilt zunächst für die Dauer des vereinbarten Zeitraumes (Vertragsdauer). Eine Kündigung des Abonnementvertrages ist zum Ende des Berechnungszeitraumes schriftlich möglich. Erfolgt die Kündigung nicht rechtzeitig, verlängert sich der Vertrag und kann dann zum Ende des neuen Berechnungszeitraumes schriftlich gekündigt werden. Bei Nichtlieferung ohne Verschulden des Verlages, bei Arbeitskampf oder in Fällen höherer Gewalt besteht kein Entschädigungsanspruch. Zustellmängel sind dem Verlag unverzüglich zu melden. Es ist ausdrücklich untersagt, die Inhalte digital zu vervielfältigen oder an Dritte (auch Mitarbeiter, sofern ohne personenbezogene Nutzerlizenzierung) weiterzugeben.

AGB zum Online-Zugang für Abonnenten unter: <https://www.eek-energy.com/agb.html>

EEK wird als Organzeitschrift im Rahmen einer Mitgliedschaft der DGMK und der ÖGEW geliefert.

Ordering a subscription first applies to the agreed-upon period (term of contract). The subscription contract can be terminated in writing at the end of the base period. If there has been no termination at that time, the contract is extended and can be terminated at the end of the new base period. For non-delivery that is not the fault of the publisher, or in cases of labor dispute or force majeure, there is no right to compensation. Delivery defects will be reported to the publisher without undue delay. We hereby explicitly forbid reproduction of content or passing on of content to third parties (including employees who have no personal user license).

General Terms and Conditions for the online access for subscribers can be found at <https://www.eek-energy.com/agb.html>

EEK is delivered as the journal for members of the DGMK and ÖGEW.

Valid for users in the USA: The appearance of the code at the first page of an article in this journal (serial) indicates the copyright owner's consent that copies of the article may be made for personal or internal use, or for the personal or internal use of specific clients. This consent is given on the condition, however, that the copier pay \$ 2.00 per page to CCC, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, USA (ISSN 0179-3187)

This consent does not extend to other kinds of copying, such as copying for general distribution, for advertising or promotional purposes, for creating new collective work or for resale.



©THGA/Volker Wiciok

Datum | Zeit

15. November 2023
09:00 - 17:00 Uhr

Ort

Technische Hochschule
Georg Agricola (THGA)
Digital GeoLab
Herner Str. 45, 44787 Bochum

Registrierung und Programm

www.dgmk.de/veranstaltungen

Kontakt

Prof. Dr. Tobias Rudolph (THGA)
Dr. Susanne Kuchling (DGMK)

Veranstalter

DGMK e.V.
Große Elbstraße 131
22767 Hamburg | Germany
www.dgmk.de

Technische Hochschule
Georg Agricola (THGA)
Herner Straße 45
44787 Bochum | Germany
www.thga.de

THGA/DGMK Workshop

Wissenschaftlicher Kopter

Schwerpunktthemen:

- Grundlagen in der 2D/3D-Flugplanung
- Geodatenfusion von Satelliten-, Kopter- und Bodendaten
- Optische, thermale, multi-/hyperspektrale Sensorik für 2D und 3D Befliegung
- Geodatenmanagement
- Datenauswertung und Interpretation am Praxisbeispiel

... und natürlich Kopterflüge!



Technische
Hochschule
Georg Agricola





The most modern fleet, shaping a sustainable future

Our youngest Gas tanker: "Schloss Tramontana" on trial run Christmas 2022. Fully dynamic with Stage V propulsion and catalytic converter in accordance with new EU standard. Sister ships: Slot York (2022), Schloss Imola and Schloss Quedlinburg (2023).

One tanker of the fleet of 150 tankers belonging to GEFO.
26 new buildings to reduce pollutant emissions.
Which tanker will sail for you?



www.gefo.com

September 2023

BUYER'S GUIDE



Market Survey »Suppliers«

for the fossil and green energy sector

Companies listed in the BUYER'S GUIDE



3P Services GmbH & Co. KG

Meitnerstr. 10 - 12
D-49835 Wietmarschen
Tel. +49 5908 2656-0
Fax +49 5908 2656-11
E-Mail: info@3p-services.com
www.3p-services.com



Aerzener Maschinenfabrik GmbH

P.O. Box 1163
D-31849 Aerzen
Reherweg 28
D-31855 Aerzen
Tel. +49 5154 81-0
Fax +49 5154 81-9191
E-Mail: info@aerzen.com
www.aerzen.com



Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH

An der Gehespitz 50
D-63263 Neu-Isenburg (Hauptsitz)
Hohe Tannen 11
D-49661 Cloppenburg
Tel. +49 4471 182-0
E-Mail: info.bem@bilfinger.com
www.bem.bilfinger.com



CHIMEC GmbH

Nußbaumstr.10
D-80336 München
Tel. +49 89 517019-0
Fax +49 89 517019-19
E-Mail: zentrale@chimec.de
www.chimec.com



Carl Spaeter GmbH

P.O. Box 74 09 40
D-22099 Hamburg
Pinkertweg 7
D-22113 Hamburg
Tel. +49 40 73357-0
Fax +49 40 73357-251
E-Mail: schwimmdach@spaeter-hamburg.de



DEEPKBB GmbH

Eyhauser Allee 2a
D-26160 Bad Zwischenahn
Tel. +49 4403 9322-0
Fax +49 4403 9322-11
E-Mail: info@deep-kbb.de
https://deep-kbb.de



DVK Consulting Energy Services GmbH - Vertriebspartner für Wenzel Downhole Tools, Impulse Downhole Tools, Ulterra Drilling

Technologies -
Graffring 5
D-29227 Celle
Tel. +49 5141 97765 0
E-Mail: info@dvk-energy.com
www.dvk-energy.com



DrillTec GUT GmbH Großbohr- und Umwelttechnik

Josef-Wallner-Str. 10
D-94469 Deggendorf
Tel. +49 991 37212-400
Fax +49 991 37212-459
E-Mail: info@drilltec.de
www.drilltec.de



EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH

P.O. Box 27
D-04139 Leipzig
Lindenthaler Hauptstr. 145
D-04158 Leipzig
Tel. +49 341 4664400
Fax +49 341 4664409
E-Mail: gf@edl.poernerer.de
www.edl.poernerer.de



EPC Celle GmbH

Windmühlenstr. 44
D-29221 Celle
Tel. +49 5141 910-800
Fax +49 5141 910-810
E-Mail: info@epc-celle.de
www.epc-celle.de



ESK GmbH

Halsbrücker Str. 34
D-09599 Freiberg
Tel. +49 3731 365 355
Fax +49 3731 365 432
E-Mail: info@esk-projects.com
www.esk-projects.com



WORKING FOR THE FUTURE

FILTRATEC Mobile Schlammentwässerung GmbH

Weseler Str. 100
D-46562 Voerde
Tel. +49 281 403-0
Fax +49 281 403-172
E-Mail: info.filtratec@filtratec.com
www.filtratec.com



GEO-data, Gesellschaft für Logging-Service mbH

Leinestr. 33
D-30827 Garbsen
Tel. +49 5131 4681-0
Fax +49 5131 4681-50
E-Mail: info@geo-data.de
www.geo-data.de



H. Anger's Söhne Bohr- und Brunnenbauges. mbH

Gutenbergstr. 33
D-37235 Hessisch Lichtenau
Tel. +49 5602 9330-0
Fax +49 5602 9330-70
E-mail: info@angers-soehne.de
www.angers-soehne.de



Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH

Budapester Straße 6
D-48455 Gildehaus
Tel. +49-5924-2554-0
E-Mail: info@hs-oilfield.de
www.hs-oilfield.de



Ihr Anzeigenkontakt: Jörg Rösch
+49 (0) 40 23 714 - 283
joerg.roesch@dvvmedia.com



GeoService GmbH

Kreuzstraße 19
D-26603 Aurich
Tel. +49 4941 990 11 15
Fax +49 4941 990 77 46
E-mail: office@geoservice.de
www.geoservice.de



HAMMELMANN GmbH

P.O. Box 3309
D-59282 Oelde
Carl-Zeiss-Str. 6-8
D-59302 Oelde
Tel. +49 2522 76-0
Fax +49 2522 76-140
E-mail: mail@hammelmann.de
www.hammelmann-process.com



Ever-evolving solutions

Intero Integrity Services GmbH

Bachstraße 12
D-50354 Hürth
Tel. +49 2233 92816-47
Fax +49 2233 92816-49
E-mail: germany@intero-integrity.com
www.intero-integrity.com



German Completion Tools GmbH
Rudolf-Diesel-Straße 18
D- 49377 Vechta
Phone +49 4441 9752 529
E-Mail: info@completion-tools.de
www.completion-tools.de



HYDAC INTERNATIONAL GmbH

P.O. Box 12 51
D-66273 Sulzbach/Saar
Industriestraße
D-66280 Sulzbach/Saar
Tel. +49 6897 509-01
E-mail: info@hydac.com
www.hydac.com



Regional gewachsen – international im Einsatz.

J+B Küpers GmbH

Alte Piccardie 31
D-49828 Osterwald
Tel. +49 5946 9100-0
E-mail: info@jbkuepers.de
www.jbkuepers.de



Ihr Anzeigenkontakt: Markus Wenzel
+49 (0) 40 23 714 - 117
markus.wenzel@dvvmedia.com



Gesteinslabor Dr. Eberhard Jahns

Hospitalstraße 13
D-37308 Heiligenstadt
Tel. +49 3606 60737-0
Fax +49 3606 60737-49
E-mail: info@gesteinslabor.de
www.gesteinslabor.de



HARTMANN VALVES GmbH

Bussardweg 15
D-31303 Burgdorf-Ehlershausen
Tel. +49 5085 9801-0
Fax +49 5085 9801-40
E-mail: info@hartmann-valves.com
www.hartmann-valves.com



LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH

P.O. Box 1880
D-48507 Nordhorn
NINO-Allee 30
D-48529 Nordhorn
Tel. +49 5921 8844-0
E-mail: info@lindschulte.de
www.lindschulte.de



MAX STREICHER GmbH & Co.
Kommanditgesellschaft auf Aktien
 P.O. Box 1961
 D-94459 Deggendorf
 Schwaigerbreite 17
 D-94469 Deggendorf
 Tel. +49 991 330-0
 Fax +49 991 330-180
 E-mail: info@streicher.de
 www.streicher.de



MICON-Drilling GmbH
 Im Nordfeld 14
 D-29336 Nienhagen
 Tel. +49 5144 4936-0
 Fax +49 5144 4936-20
 E-mail: sales@micon-drilling.de
 www.micon-drilling.de

www.eek-energy.com



Multiline GmbH & Co. KG
 Kielweg 30
 49356 Diepholz
 Tel. +49 5441 9950000
 Fax +49 5441 9950665
 E-Mail: sales@multiline.cc
 Web: www.Multiline.cc



Drilling Service

NDT Küpers GmbH
 Alte Piccardie 31 (Verwaltung)
 D-49828 Osterwald
 Tel. +49 5946 9100-0
 In den Kühlen 3 (Betriebsstätte)
 D-49828 Georgsdorf
 Tel. +49 5946 9959143
 E-Mail: info@ndtkuepers.de
 www.ndtkuepers.de



NORMEC® Oilfield Products
Sales and Services GmbH
 Bruchkampweg 14
 D-29227 Celle
 Tel. +49 5141 90059-0
 Fax +49 5141 90059-29
 E-Mail: normec@normec.de
 www.normec.de



RED Drilling & Services GmbH
 Schwarzmoos 28
 A-4851 Gampern
 Tel. +43 50724 7200
 E-Mail: office@red-drilling-services.at
 www.red-drilling-services.at



NOV Germany GmbH
 Maschweg 5
 D-29227 Celle
 Tel. +49 5141 8020
 E-Mail: tb-deu-administration@nov.com
 www.nov.com



IM AUFTRAG DER ZUKUNFT
Reym GmbH
 Europa Allee 14
 D-49685 Emstek
 Tel. +49 4473 94 313-0
 Fax +49 4473 94 313-69
 E-Mail: info@reym.de
 www.reym.de



PLE Pipeline Engineering GmbH
 Meeraner Str. 3
 D-12681 Berlin
 Tel. +49 30 29385-5
 Fax +49 30 29385-621
 E-Mail: info@ple-engineering.com
 www.ple-engineering.com



empowered by technology

ROSEN Europe B.V.
 Zutphenstraat 15
 NL-7575 EJ Oldenzaal
 Tel. +31 541 671000
 Fax +31 541 671130
 E-Mail: rosen-oldenzaal@rosen-group.com
 www.rosen-group.com



PetroServices GmbH
 Industriepark Berkhöpen
 Eddesser Str. 1
 D-31234 Edemissen
 Tel. +49 5176 922 175
 E-Mail: fawzi@petroservices.de
 www.petroservices.de



Robke Erdöl- und Erdgastechnik GmbH
 Vardeler Weg 9
 D-49377 Vechta
 Tel. +49-4441 88966-0
 Fax +49-4441 88966-20
 E-Mail: info@robke-erdoel-erdgas.de
 www.robke-erdoel-erdgas.de



Pörrner Ingenieurgesellschaft mbH
 Hamburgerstrasse 9
 A-1050 Wien
 Tel. +43 5 05899-0
 Fax +43 5 05899-99
 E-Mail: vienna@poerner.at
 www.poerner.at



Roxtec GmbH
 Neuer Höltigbaum 1-3
 D-22143 Hamburg
 Tel. +49 40 657398-0
 Fax +49 40 657398-50/51
 E-Mail: info@de.roxtec.com
 www.roxtec.com/de



S & K Fishing Service GmbH
 Im Bergfeld 36
 D-30966 Hemmingen
 Tel. +49 175 - 296 7860
 E-Mail: info@german-fishing-service.de
www.german-fishing-service.de



STEFFEL KKS GmbH
 Im Bulloh 6
 D-29331 Lachendorf (Hauptsitz)
 Tel. +49 5145 9891 0
 Fax +49 5145 9891 90
 E-Mail: kks@steffel.com
www.steffel.com



KKS & Elektrotechnik
 Service GmbH

Vitalis KKS & Elektrotechnik Service GmbH
 Borsigstraße 21
 D-49716 Meppen
 Tel. +49 5931 4969339
 Fax +49 5931 4969338
 E-Mail: kontakt@vitalis-schulz.com
www.vitalis-schulz.com



**SOCON Sonar Control
 Kavernenvermessung GmbH**
 Windmühlenstr. 41
 D-31180 Giesen
 Tel. +49 5121 99819-0
 Fax +49 5121 99819-88
 E-Mail: info@socon.com
www.socon.com



TPS Technitube Röhrenwerke GmbH
 P.O. Box 1509
 D-54541 Daun
 Julius-Saxler-Str. 7
 D-54550 Daun
 Tel. +49 6592 7120
 Fax +49 6592 1305
 E-Mail: service@tpsd.de
www.tpsd.de



VoTech Filter GmbH
 Gladbacher Str. 39
 D-52525 Heinsberg
 Tel. +49 2452 9590-0
 Fax +49 2452 9590-26
 E-Mail: info@votech.de
www.votech.de



Schultes & Partner GmbH
 Salztorgasse 5
 A-1010 Wien
 Tel. +43 1236 7040
 E-Mail: office@schultes-partner.com
www.schultes-partner.com



A COMPANY OF
GEOSTOCK
 INTERSTATE

**Untergroundspeicher- und
 Geotechnologie-Systeme GmbH**
 Berliner Chaussee 2
 D-15749 Mittenwalde/Mark
 Tel. +49 33764 82-0
 Fax +49 33764 82-280
 E-Mail: info@ugsnet.de
www.ugsnet.de



WEBER
 Rohrleitungsbau

**Weber Industrieller Rohrleitungsbau &
 Anlagenbau GmbH & Co. KG**
 P.O. Box 1365
 D-50241 Pulheim
 Dieselstr. 13
 D-50259 Pulheim
 Tel. +49 2238 96501-0
 Fax +49 2238 96501-44
 E-Mail: info@weber-rohrbau.de
www.weber-unternehmensgruppe.com

EEK

DIGITALLY
 IS SIMPLY FASTER

ACTIVATE NOW

eek-energy.com/digital

BUYER'S GUIDE

A

ATEX Decanter

FILTRATEC Mobile Schlammwässerung GmbH,
Voerde/D

Actuators

HYDRAULIC

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Additives

MINERAL OIL TRADING

CHIMEC GmbH, München/D

BIODIESEL

CHIMEC GmbH, München/D

FUELS

CHIMEC GmbH, München/D

HEATING OIL

CHIMEC GmbH, München/D

Adsorption plants

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

Analytical instruments

PERCENT SOLIDS CONCENTRATION

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Apparatus construction

Pörm Ingenieuresellschaft mbH, Wien/A
Weber Industrieller Rohrleitungsbau & Anlagenbau
GmbH & Co. KG, Pulheim/D

B

BTX extraction

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Bio silicate plants

Pörm Ingenieuresellschaft mbH, Wien/A

Biogas upgrading plants

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

Bitumen / Asphalt plants

Pörm Ingenieuresellschaft mbH, Wien/A

Blowers

Aerzener Maschinenfabrik GmbH, Aerzen/D

Bits (drilling)

DVK Consulting Energy Services GmbH, Celle/D
NORMEC Oilfield Products
Sales & Services GmbH, Celle/D

C

Cable transits

Roxtec GmbH, Hamburg/D

Casing

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Cavern monitoring

SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH,
Giesen/D

Cementing

EQUIPMENT

Units

NORMEC Oilfield Products
Sales & Services GmbH, Celle/D

Centralizers

German Completion Tools GmbH, Vechta

Chemical

ANALYSIS

GEO-data, Gesellschaft für Logging-Service mbH,
Garbsen/D

CLEANING

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D
Reym GmbH, Emstek/D

Chemicals

Pörm Ingenieuresellschaft mbH, Wien/A

OIL REFINING PROCESS

CHIMEC GmbH, München/D

PETROCHEMICAL PROCESS

CHIMEC GmbH, München/D

ANTIFOULANTS

CHIMEC GmbH, München/D

WATER TREATMENT

CHIMEC GmbH, München/D

Clamps

PIPE

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

HOSE

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Cleaning plants

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Completion systems & packers

German Completion Tools GmbH, Vechta

Completion tools

German Completion Tools GmbH, Vechta

Compressors

Aerzener Maschinenfabrik GmbH, Aerzen/D

SERVICES

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

Consultancy

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

LINDSCHULTE Ingenieuresellschaft mbH,
Nordhorn/D

PLE Pipeline Engineering GmbH, Berlin/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

PETROLEUM ENGINEERING

EPC Celle GmbH, Celle/D

LINDSCHULTE Ingenieuresellschaft mbH,
Nordhorn/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

UNDERGROUND STORAGE

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

ESK GmbH, Freiberg/D

Untergrundspeicher und
Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

Contaminated sites remediation

J+B Küpers GmbH, Osterwald/D

Control systems

HYDRAULIC

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Core analysis

Gesteinslabor Dr. Eberhard Jahns, Heiligenstadt/D

Corrosion

Steffel KKS GmbH, Lachendorf/D

PROTECTION

NOV Germany GmbH, Celle/D

PREVENTING INST. (CATHODIC)

Vitalis KKS & Elektrotechnik Service GmbH, Meppen/D

Couplings

German Completion Tools GmbH, Vechta

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Crane works

J+B Küpers GmbH, Osterwald/D

Crossovers

German Completion Tools GmbH, Vechta

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Crude oil processing plants

EPC Celle GmbH, Celle/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

D

Data processing

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH, Nordhorn/D

MAPPING & CONTOURING

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH, Nordhorn/D

Decontamination technology

CHIMEC GmbH, München/D

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

Desulphurizing plants

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Dewaxing

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Dosing technology

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

Drilling

H. Anger's Söhne Bohr- u. Brunnenbauges.mbH, Hessisch Lichtenau/D

CONTRACTOR

DrillTec GUT GmbH Großbohr- und Umwelttechnik, Deggendorf/D

H. Anger's Söhne Bohr- u. Brunnenbauges.mbH, Hessisch Lichtenau/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

TYPE

Deep well

H. Anger's Söhne Bohr- u. Brunnenbauges.mbH, Hessisch Lichtenau/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Gas storage well

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

Geothermal well

DrillTec GUT GmbH Großbohr- und Umwelttechnik, Deggendorf/D

H. Anger's Söhne Bohr- u. Brunnenbauges.mbH, Hessisch Lichtenau/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

Drilling equipment & tools

DVK Consulting Energy Services GmbH, Celle/D

Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH, Gildehaus/D

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

NORMEC Oilfield Products Sales & Services GmbH, Celle/D

CORING

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

DIRECTIONAL & HORIZONTAL

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

Drilling motors

DVK Consulting Energy Services GmbH, Celle/D

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

Drilling rigs

MAX STREICHER GmbH & Co. Kommanditgesellschaft a. Aktien, Deggendorf/D

NORMEC Oilfield Products Sales & Services GmbH, Celle/D

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

Drillpipe

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Drying plants

GAS

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

NATURAL GAS

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

E

EPC-projects

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

MAX STREICHER GmbH & Co. Kommanditgesellschaft a. Aktien, Deggendorf/D
Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Engineering

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

ESK GmbH, Freiberg/D

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH, Nordhorn/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

CONTROL

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

DRILLING

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

GAS

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

GEOTHERMAL PROJECTS

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

PROCESS

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

PROJECT

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH, Nordhorn/D

BUYER'S GUIDE

PLE Pipeline Engineering GmbH, Berlin/D
RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A
Schultes & Partner GmbH, Wien/A
Weber Industrieller Rohrleitungsbau & Anlagenbau GmbH & Co. KG, Pulheim/D

RESERVOIR

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D
ESK GmbH, Freiberg/D
Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

REVAMP

EPC Celle GmbH, Celle/D

UNDERGROUND STORAGE

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D
EPC Celle GmbH, Celle/D
ESK GmbH, Freiberg/D
Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

MINE SURVEYING ENGINEERING

SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen/D

Environmental service

J+B Küpers GmbH, Osterwald/D

F

Filter candles

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D
VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

Filter cartridges

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D
VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

Filter plants and instruments

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D
VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

AGGRESSIVE CHEMICALS

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

HYDRAULIC UNITS

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

LIQUID GASES

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

PETROLEUM

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

VISCOUS MEDIA

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Filter units

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Filters

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D
VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

AIR

VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

BACK-WASH

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

DUAL

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

GAS

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D
VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

OIL

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

PRESSURE

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

SINGLE

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

WATER

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Fishing tools

German Completion Tools GmbH, Vechta
S+K Fishing Service GmbH, Hemmingen/D

Fittings

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Flanges

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Floating cover (internal)

Carl Spaeter GmbH, Hamburg/D

Formalin plants

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Flow lines

Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH, Gildehaus/D

NORMEC Oilfield Products Sales & Services GmbH, Celle/D

Furnace cleaning

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

G

Gas odorization

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

Gas plants

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D
Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A
Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

DEHYDRATION

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

TREATMENT

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

Gas storage optimization

ESK GmbH, Freiberg/D
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen/D

Gauges

LIQUID LEVEL

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Geophysics

SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen/D

H

Hardbanding

NDT Küpers GmbH, Osterwald/D
NOV Germany GmbH, Celle/D

Hoses

HIGH PRESSURE

NORMEC Oilfield Products Sales & Services GmbH, Celle/D

I

Industrial cleaning

J+B Küpers GmbH, Osterwald/D
Reym GmbH, Emstek/D

Inhibitors

CORROSION

CHIMEC GmbH, München/D

Inspection (non-destructive)

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D
Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

NDT Küpers GmbH, Osterwald/D
NOV Germany GmbH, Celle/D

DYE PENETRANT TEST

NDT Küpers GmbH, Osterwald/D
NOV Germany GmbH, Celle/D

EMI ELECTROMAGNETIC INTERFERENCE -

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D
NDT Küpers GmbH, Osterwald/D
NOV Germany GmbH, Celle/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

EDDY CURRENT TESTING

NOV Germany GmbH, Celle/D

HARDNESS TESTING

NDT Küpers GmbH,
Osterwald/D

NOV Germany GmbH, Celle/D

MAGNETIC PARTICLE

NDT Küpers GmbH,
Osterwald/D

NOV Germany GmbH, Celle/D

OCTG INSPECTIONS

NDT Küpers GmbH,
Osterwald/D

NOV Germany GmbH, Celle/D

PIPE

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

PIPELINE

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

PIPELINE (UNDERWATER)

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

RADIOGRAPHIC TESTING

NOV Germany GmbH, Celle/D

ULTRASONIC TESTING

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

NDT Küpers GmbH,
Osterwald/D

NOV Germany GmbH, Celle/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

VISUAL EXAMINATION

NDT Küpers GmbH,
Osterwald/D

NOV Germany GmbH, Celle/D

J

Joints

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

TOOL

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

L

Leak detection

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH,
Nordhorn/D

Multiline GmbH & Co. KG, Diepholz/D

Logging (well)

Multiline GmbH & Co. KG, Diepholz/D

EQUIPMENT

Deviation

MICON-Drilling GmbH, Nienhagen/D

M

Maintenance

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

Weber Industrieller Rohrleitungsbau & Anlagenbau
GmbH & Co. KG, Pulheim/D

Manifolds

MUD

Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH,
Gildehaus/D

NORMEC Oilfield Products
Sales & Services GmbH, Celle/D

Mixing technology

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

Monitoring & control systems

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Mud logging

GEO-data, Gesellschaft für Logging-Service mbH,
Garbsen/D

GeoService GmbH, Aurich/D

PetroServices GmbH, Magdeburg/D

Mud testing equipment

NORMEC Oilfield Products
Sales & Services GmbH, Celle/D

N

Natural gas preparation plants

EPC Celle GmbH, Celle/D

Natural gas processing plants

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH,
Cloppenburg/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

Nitrogen services

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

O

OCTG materials

NOV Germany GmbH, Celle/D

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Oil sludge separation

FILTRATEC Mobile Schlammentwässerung GmbH,
Voerde/D

Oilfield

German Completion Tools GmbH, Vechta

Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH,
Gildehaus/D

SERVICES

German Completion Tools GmbH, Vechta

Multiline GmbH & Co. KG, Diepholz/D

Robke Erdöl- und Erdgastechnik GmbH, Vechta/D

EQUIPMENT

German Completion Tools GmbH, Vechta

Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH,
Gildehaus/D

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

Robke Erdöl- und Erdgastechnik GmbH, Vechta/D

P

Packers

German Completion Tools GmbH, Vechta

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

Petrochemical plants

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Pigs

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

EQUIPMENT

Electronic

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

SERVICE

Pigging

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

Pipes

PIPE & TUBE BENDS

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

PIPE TRANSITS

Roxtec GmbH, Hamburg/D

Pipeline

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

EQUIPMENT

Systems

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

Accessoires

NOV Germany GmbH, Celle/D

Construction

MAX STREICHER GmbH & Co.

Kommanditgesellschaft a. Aktien, Deggendorf/D

BUYER'S GUIDE

Weber Industrieller Rohrleitungsbau & Anlagenbau GmbH & Co. KG, Pulheim/D

Underwater

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

SERVICES

Steffel KKS GmbH, Lachendorf/D

Integrity services

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

Route investigation

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH, Nordhorn/D

Surveying

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

LINDSCHULTE Ingenieurgesellschaft mbH, Nordhorn/D

Cleaning and inspection

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

Plants & systems for oil, gas and chemical industry

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

PLE Pipeline Engineering GmbH, Berlin/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Untergroundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

SERVICES

Planning & design

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

Engineering and /or construction

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

EPC Celle GmbH, Celle/D

ESK GmbH, Freiberg/D

Untergroundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

Plug & abandonment

German Completion Tools GmbH, Vechta

Multiline GmbH & Co. KG, Diepholz/D

Power-to-X

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Pressure control equipment

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Preventer (blowout), BOP

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

SERVICES

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

Project management

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Pumps

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Holland Stores Oilfield Supply and Services GmbH, Gildehaus/D

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

EQUIPMENT & PARTS

Sets

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

SERVICES

Weber Industrieller Rohrleitungsbau & Anlagenbau GmbH & Co. KG, Pulheim/D

TYPE

Ammonia

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Boiler feed

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

CO₂ reinjection

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Chemical

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Diaphragm

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

Glycol

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

High pressure

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Hydraulic operated

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Injection

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

LPG

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Methanol

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Process

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Triplex

HAMMELMANN GmbH, Oelde/D

Pup joints

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Q

Quality surveillance

NOV Germany GmbH, Celle/D

R

Refinery plants

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Revamps

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Rock mechanics (Laboratory services)

Gesteinslabor Dr. Eberhard Jahns, Heiligenstadt/D

Rotating units (tubing)

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

Running supervision

NOV Germany GmbH, Celle/D

S

Safety

EQUIPMENT

Life support systems

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Seals

Carl Spaeter GmbH, Hamburg/D

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Separators

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

VoTech Filter GmbH, Heinsberg/D

Sludge dewatering

FILTRATEC Mobile Schlammentwässerung GmbH, Voerde/D

Solvent deasphalting (SDA/PDA)

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Solvent extraction

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

T

Tank

SERVICES

Cleaning

FILTRATEC Mobile Schlammentwässerung GmbH, Voerde/D

J+B Küpers GmbH, Osterwald/D

Reym GmbH, Emstek/D

Floor scanning

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

NOV Germany GmbH, Celle/D

ROSEN Europe B.V., Oldenzaal/NL

Transport

J+B Küpers GmbH, Osterwald/D

Reym GmbH, Emstek/D

Temperature control equipment

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Tubing

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Tubular and tubular services

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

Turbines

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

Turnaround management

Reym GmbH, Emstek/D

Weber Industrieller Rohrleitungsbau & Anlagenbau GmbH & Co. KG, Pulheim/D

U

Underground storage facilities

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

COMPRESSED AIR, HYDROGEN, NITROGEN

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

CRUDE OIL, PETROLEUM PRODUCTS

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

NATURAL GAS

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

Ultrasonic

Intero Integrity Services GmbH, Hürth/D

CLEANING

Reym GmbH, Emstek/D

V

Valve

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

NORMEC Oilfield Products Sales & Services GmbH, Celle/D

TPS Technitube Röhrenwerke GmbH, Daun/D

SERVICES

Maintenance

Bilfinger Engineering & Maintenance GmbH, Cloppenburg/D

TYPE

Automatic shut-off

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Ball

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

Check

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Coaxial

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

ESD (Emergency Shut Down)

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

Electrical operated

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

High pressure

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

High temperature

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

Pig

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

Safety

German Completion Tools GmbH, Vechta

Shut-off

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Subsea

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

Twin Ball

HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Sulzbach/D

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

W

Water and waste plants and systems

Pörner Ingenieurgesellschaft mbH, Wien/A

Water abrasive cutting

Reym GmbH, Emstek/D

Wax deoiling

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

Well integrity

3P Services GmbH & Co. KG, Wietmarschen/D

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

ESK GmbH, Freiberg/D

Multiline GmbH & Co. KG, Diepholz/D

Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde/D

Well testing equipment

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

Wellhead

SERVICE

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

EQUIPMENT

Hartmann Valves GmbH, Burgdorf-Ehlershausen/D

NORMEC Oilfield Products

Sales & Services GmbH, Celle/D

Wireline/slickline units

RED Drilling & Services GmbH, Gampern/A

New categories

ELECTROLYSIS

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

HYDROGEN

DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn/D

EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH, Leipzig/D

DVV Media Group GmbH

c/o EEK – TECHNOLOGY & TRANSFORMATION OF FOSSIL AND GREEN ENERGIES

Heidenkampsweg 73–75

20097 Hamburg

Telefon +49 (0) 40 23 714-102

Fax: +49 (0) 40 23 714-101

E-Mail: info@eek-energy.com

Website: www.eek-energy.com



Energie-Know-how mit Wirkung

Unabhängige und umfassende Fachinformationen aus dem gesamten Energiemarkt – jetzt im individualisierbaren Abo.



Jetzt
4 Wochen
kostenlos
testen!

Gesamtpaket

Fuels & Mobilität

Stadtwerke & Energieversorger

Gezielt wählen, was für Sie relevant ist:

Mit dem flexiblen EID Abo erhalten Sie fachspezifische Informationen nach Ihrem individuellen Branchen-Bedarf.

- Umfassender Nachrichtenüberblick mit Meldungen zur Energie- und Klimapolitik, Unternehmen und Märkten.
- Sorgfältig recherchiert und aufbereitet von einer eigenen, unabhängigen Redaktion.

Jetzt informieren:

[www.eid-aktuell.de/
testen](http://www.eid-aktuell.de/testen)