

Wasserstoffproduktion aus ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten Hydrogen production from depleted hydrocarbon reservoirs



Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen

Hydrogen Storage in Salt Caverns



DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung

Date | Venue

31 May - 1 June 2023 | Celle

Deadline for Abstract Submission

27 January 2023

Submit your Abstract

www.dgmk.de/veranstaltungen

Contact us

Dr. Susanne Kuchling susanne.kuchling@dgmk.de

Ines Musekamp
ines.musekamp@dqmk.de

Organizer

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

Exploring the subsurface potential - make the energy transition happen

We invite you to submit your abstract until 27 January 2023.

Main topics:

- Drilling Technology / Petroleum Engineering / Production Engineering / Underground Storage Technology
- Monitoring / Environmental Technology / HSE
- Genscience
- Geothermal Energy / Concepts of Renewable Energies
- Infrastructure Repurposing
- 'Performing while Transforming'
- Digital Transformation

Abstract submission is possible in English and German.







Wünsche sind nie klug, das ist vielleicht das Beste an ihnen. Charles Dickens

Wishes are never wise, that is perhaps the best thing about them. Charles Dickens

Wenn Sie dieses Heft in Händen halten, gehört 2022 der Vergangenheit an, und ich begrüße Sie herzlich in einem neuen Jahr mit Ihrer EEK.

Wir starten dieses Jahr direkt mit einem Themenheft, wie Sie wahrscheinlich schon am Cover erkannt haben. Aber lassen Sie uns, bevor ich näher darauf eingehe, ein bisschen das letzte Jahr Revue passieren. Nachdem sich die DGMK und die ÖGEW letztes Jahr umbenannt haben, um mit den aktuellen Themen der Energiewende Schritt zu halten, hatten auch wir einen großen Relaunch, mit dem wir unter anderem einen neuen Untertitel eingeführt haben – "Technologien & Transformation fossiler und grüner Energieträger".

Zusätzlich haben wir die EEK bilingual gemacht und sie mit dem OIL GAS European Magazine verschmolzen, um Ihnen mehr internationale Reichweite zu verschaffen, sowohl als Leser als auch als Autor.

Dann haben wir uns langsam aber sicher immer mehr in die Welt der grünen Energieträger hereingetastet und dürfen Sie daher jetzt mit etwas mehr Schwung mit dem ersten Heft im neuen Jahr mit dem schon angekündigten Fokus überraschen, und zwar wird der rote Faden in Heft 1 der Wasserstoff sein.

Der Wasserstoff bzw. die Nutzung von Wasserstoff gilt als eine der Schlüsseltechnologien, um aus der Energiekrise zu kommen und die Energiewende zu bestreiten. Bis Wasserstoff allerdings in einem realistischen Maßstab mit den fossilen Energieträgern mithalten kann, ist noch einiges zu tun und das nicht nur auf Seiten der Regularien. Wir fokussieren mit den Artikeln in diesem Heft die Produktion, die Anwendung und die Speicherung von Wasserstoff.

Sie werden über die Wasserstoffproduktion aus ausgeförderten Lagerstätten, über die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen und über die nötige Materialbeschaffenheit für die Produktion, den Transport und die Anwendung von Wasserstoff lesen.

Ich wünsche Ihnen ein frohes, fröhliches und vor allem gesundes Jahr 2023 und hoffe, Ihre Wünsche erfüllen sich im neuen Jahr.

Mit einem herzlichen Glück Auf! Dr. mont. Kerstin Kogler By the time you hold this issue in your hands, 2022 will be a thing of the past and I would like to welcome you to a new year with your EEK.

We are starting this year with a themed issue, as you have probably already recognized from the cover. But before I go into more detail, let's review a bit the past year. After DGMK and ÖGEW changed their names last year to keep up with the current topics of the energy transition, we also had a major relaunch with which we introduced, among other things, a new subtitle – "Technologies & Transformation of fossil and green energy sources".

In addition, we made EEK bilingual and merged it with OIL GAS European Magazine to give you more international reach, both as a reader and as a writer.

Then, slowly but surely, we have moved more and more into the world of green energy sources and may now surprise you with the first issue in the new year with the already announced focus, namely that the common thread in issue 1 will be hydrogen.

Hydrogen, or the use of hydrogen, is considered as one of the key technologies for solving the energy crisis and tackling the energy transition. However, there is still a lot to be done before hydrogen can realistically compete with fossil energy carriers, and not only in terms of regulations. The articles in this issue focus on the production, application and storage of hydrogen.

You will read about hydrogen production from depleted reservoirs, about the storage of hydrogen in salt caverns and about the necessary material properties for the production, transport and application of hydrogen.

I wish you a happy, joyful and above all healthy year 2023 and hope your wishes will come true in the new year.

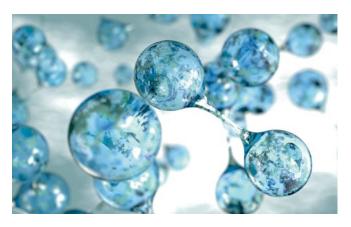
With a hearty "Glück Auf"! Dr. mont. Kerstin Kogler



139. JAHRGANG, JANUAR 2023, HEFT 1

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

25



Wasserstoffproduktion aus ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten: Eine lagerstättentechnische und wirtschaftliche Betrachtung Hydrogen production from depleted hydrocarbon reservoirs: A reservoir engineering and economic consideration

36



Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen - Wohin geht die Reise? Hydrogen Storage in Salt Caverns – Where is it heading?

WASSERSTOFF

HYDROGEN

25 Wasserstoffproduktion aus ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten: Eine lagerstättentechnische und wirtschaftliche Betrachtung

Hydrogen production from depleted hydrocarbon reservoirs: A reservoir engineering and economic consideration

J. F. BAUER UND /AND M. AMRO

36 Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen - Wohin geht die Reise?

Hydrogen Storage in Salt Caverns – Where is it heading? N. WEBER

46 Bestimmung des kapillaren Sperrdrucks jetzt auch mit Wasserstoff möglich

Determination of capillary threshold pressure using hydrogen gas GESTEINSLABOR DR. EBERHARD JAHNS



EEK

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

EEK erscheint seit dem Gründungsjahr 1883 und ist offizielles Publikationsorgan der Deutsche Wissenschaftliche 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

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

Society for Energy Sciences

Geschäftsführer/CEO: Martin Weber

Verlagsleiter/Publishing manager: Manuel Bosch

Chefredakteur/Editor-in-chief: Dr. mont. Kerstin Kogler

+49 (0) 40 23 714-142 redaktion@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



Bestimmung des kapillaren Sperrdrucks jetzt auch mit Wasserstoff

Determination of capillary threshold pressure using hydrogen gas

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 Frei-

Prof. Dr. Dipl.-Ing. P. Reichetseder, Hattingen; Prof. Dr. K. M. Reinicke, ITE, TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld;

Dr. P. Sauermann, BP Europa SE, Bochum Dr. V. Steinbach, BGR, Hannover



Titelbild Cover © stock.adobe.com

RUBRIKEN

RUBRICS

3 Editorial **Editorial**

6 Nachrichten

News

Produkte & Dienstleistungen 48 **DGMK-Projects**

49 **Berichte**

Reports

50 Forschung Research

58

Analyse

Analysis

63 DGMK-Geburtstage

DGMK-News

Veranstaltungskalender **Industries Events calendar**

Veranstaltungen

Events

EU-Staaten und G7 ziehen Preisdeckel für russisches Rohöl bei 60 US-\$ ein

EU states and G7 pull price cap on Russian crude oil at \$ 60

Die EU will Russland mit ihren Partnern dazu zwingen, Tankerrohöl für höchstens 60 US-\$ (umgerechnet 57 €) pro Barrel (159 Liter) zu verkaufen. Das sind rund 20 US-\$ weniger als der derzeitige Weltmarktpreis. Auch die G7 (Deutschland, Frankreich, Italien, das Vereinigte Königreich, die USA, Kanada, Japan) und Australien wollen den Deckel umsetzen.

Der Preisdeckel für russisches Tankerrohöl soll ab dem 5. Dezember 2022 gelten, der zu gegebener Zeit noch festzulegende Preisdeckel für russische Tankermineralölprodukte ab dem 5. Februar 2023, d.h. ebenso wie das Embargo der EU gegen russisches Tankerrohöl bzw. russische Tankererdölprodukte.

Die Preisobergrenze berührt in keiner Weise das vollständige EU-Einfuhrverbot für russische Rohöl- und Erdölprodukte. Der bzw. die Preisdeckel seien zudem nicht in Stein gemeißelt. Sie sollen alle zwei Monate überprüft werden. Etwa soll der Preisdeckel für russisches Tankerrohöl wenigstens um 5 % unter dem Weltmarktpreis liegen; sonst soll er angepasst werden.

Grundsätzlich dürfen die maßgeblichen Reedereien und Versicherer sowie Rückversicherer – und letztere sitzen vornehmlich in London – nur bis zur vereinbarten Preisgrenze von 60 US-\$ transportieren bzw. versichern. Bislang werden Öltanker zu 90 % bei europäischen Versicherungsunternehmen versichert.

Für russisches Tankerrohöl, das vorher über der Preisobergrenze gekauft worden ist, gibt es eine 45-tägige Abwicklungsfrist, sofern es vor dem 5. Dezember 2022 im Verladehafen in ein Schiff gepumpt wird und vor dem 19. Januar 2023 entladen wird. Dann darf es noch von den in den Unterzeichnerstaaten sitzenden Reedereien und Versicherungen transportiert und der Transport versichert werden.

Tankerölembargo und Preisdeckel sollen sich ergänzen

Das Embargo für russisches Tankeröl und der Preisdeckel sollen sich ergänzen und gegenseitig verstärken. Der Westen will in erster Linie die Gewinne Russlands daraus verringern, mit der es seinen Ukrainekrieg finanziert und woran der russische Staatshaushalt hängt. Gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass Drittstaaten, vor allem Schwellenländer, die auf Öl angewiesen sind, immer noch zu günstigen Preisen versorgt werden können.

EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen sagte nach der Einigung: "Die G7 und alle EU-Mitgliedstaaten haben eine Entscheidung getroffen, die Russlands Einnahmen noch härter treffen und seine Fähigkeit einschränken wird, Krieg in der Ukraine zu führen. Es wird uns auch helfen, die globalen Energiepreise zu stabilisieren, was Ländern auf der ganzen Welt zugute kommt, die derzeit mit hohen Ölpreisen konfrontiert sind."

Schwierige Einigung innerhalb der EU

Die Einigung im EU-Ministerrat auf einen Preisdeckel von 60 US-\$ für russisches Tankerrohöl war schwierig, weil dafür Einstimmigkeit erforderlich war und auch bei zukünftigen Anpassungen sein wird. Den baltischen Staaten und insbesondere Polen war der Preisdeckel zu hoch. Sie hatten einen Deckel in Höhe von 30 US-\$ für angemessen gehalten. Russland holt sein Rohöl für 20 US-\$ pro Barrel aus dem Boden und bei 60 US-\$ bleibt ihm eine hohe Gewinnmarge. Nur ein Preis zwischen 30 und 40 US-\$ würden ihm wehtun, so ihr Argument. Länder wie Griechenland, Malta und Zypern, wo die für die

The EU and its partners want to force Russia to sell tanker crude oil for a maximum of \$ 60 (the equivalent of 57 €) per barrel (159 liters). That is around \$ 20 less than the current world market price. The G7 (Germany, France, Italy, the United Kingdom, the United States, Canada, Japan) and Australia also want to implement the price cap.

The price cap for Russian tanker crude oil is to apply from December 5, 2022, and the price cap for Russian tanker petroleum products, to be determined in due course, from February 5, 2023, i.e. the same as the EU embargo on Russian tanker crude oil or Russian tanker petroleum products.

The price cap in no way affects the full EU ban on imports of Russian crude oil and petroleum products. Moreover, the price cap(s) are not set in stone, he said. They are to be reviewed every two months. For example, the price cap for Russian tanker crude oil should be at least 5 % below the world market price; otherwise it should be adjusted.

In principle, the relevant shipping companies and insurers as well as reinsurers – and the latter are mainly based in London – are only allowed to transport or insure up to the agreed price limit of 60 \$. Up to now, 90 % of oil tankers have been insured by European insurance companies.

For Russian tanker crude previously purchased above the price cap, there is a 45-day settlement period, provided it is pumped into a ship at the port of loading before Dec. 5, 2022, and unloaded before January 19, 2023. Then it may still be transported by shipping companies and insurance companies based in the signatory countries, and the transport insured.

Tanker oil embargo and price cap to complement each other

The embargo on Russian tanker oil and the price cap are intended to complement and reinforce each other. The West primarily wants to reduce Russia's profits from this, which it is using to finance its war in Ukraine and on which the Russian state budget depends. At the same time, the aim is to ensure that third countries, especially emerging economies that rely on oil, can still be supplied at favorable prices.

EU Commission President Ursula von der Leyen said after the agreement: "The G7 and all EU member states have reached a decision that will hit Russia's revenues even harder and limit its ability to wage war in Ukraine. It will also help us stabilize global energy prices, benefiting countries around the world currently facing high oil prices."

Difficult agreement within the EU

Agreement in the EU Council of Ministers on a \$ 60 price cap for Russian tanker crude was difficult because it required unanimity and will continue to do so for future adjustments. The Baltic states and Poland in particular thought the price cap was too high. They had thought a cap of \$ 30 was appropriate. Russia gets its crude oil out of the ground for \$ 20 a barrel, and at \$ 60 it is left with a high profit margin. Only a price between \$ 30 and \$ 40 would hurt it, they argued. However, countries such as Greece, Malta and Cyprus, where the shipping companies responsible for Russian tanker shipments are based, warned of revenue losses for their shipowners. Thus, it was only after prolonged hesitation that the permanent EU ambassadors agreed in Brussels on the evening of December 2 to the price cap on Russian oil of \$ 60 per barrel sought by the EU Commission.

6 EEK



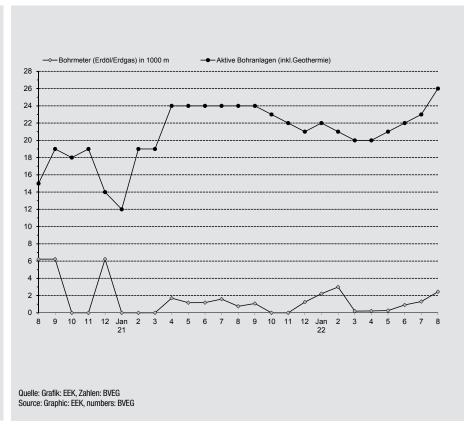
Bohraktivitäten im September

Drilling operations in September

Explorationsbohrungen	
Exploratory drilling	in m
Aufschlussbohrungen Trial drilling	-
Teilfeldsuchbohrungen Partial field exploratory drilling	2.437,00
Wiedererschließungsbohrungen Redevelopment drilling	-
Feldesentwicklungsbohrungen Field development drilling	
Erweiterungsbohrungen Extension drilling	_
Produktionsbohrungen Production wells	-
Hilfsbohrungen Auxiliary wells	-
	2.437,00
Anzahl der Bohranlagen	
Number of drilling rigs	
insgesamt total	30
davon aktiv / of which activ	26
- Bohrungen auf Erdöl und Erdgas Oil and natural gas wells	2
- Aufwältigungen	10
Workovers	
Workovers	_
Workovers - Speicherbohrungen	-

Bohrstatistik

Drilling statistics



Erdöl-Erdgas-Zahlen im September

Oil & natural gas numbers in September

	September.	9/2022	Vorjahr/ Previous year
Mineralölprodukte (Mio.	t)		%
Mineral oil products (Mt Inlandsabsatz ges.	:)		
Total domestic sales	8,6	75,2	6,1
- Dieselkraftstoff Diesel fuel	2,6	25,9	1,1
- Ottokraftstoff	1,6	12,8	6,0
Gasoline	1,0	12,0	0,0
- Heizöl leicht Light fuel oil	0,9	8,8	19,3
- Heizöl schwer Heavy fuel oil	0,4	0,7	-30,1
- Rohbenzin Petroleum	0,6	9,8	-1,7
- Flugturbinenkraftstoff	0,4	6,5	54,6
Jet fuel Import	•	,	,
Import	3,3	26,4	-2,1
Export Export	2,0	20,1	6,2
Rohölaufkommen Crude oil occurrence			
Eigene Förderung Self-extraction	0,142	1,282	-7,8
Import Import	7,5	65,4	11,8
Import GrenzübergPreis, €/t Border-crossing price in €/	't	704,39	71,7
Erdgasaufkommen (Mio.			
Natural gas occurrence (M Inlandsförderung			
Domestic extraction	0,013	0,128	-4,6
Import* (Mio. TJ) Import* (M TJ)	0,237	2,790	-27,0
Grenzübergangspreis, €/TJ Border-crossing price, €/T		20.761	298,3

Ouelle/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 September

Oil and natural gas production in September

	Erdgasproduktion* (in 1.000 m³) Natural gas production* (in 1.000 m³)			Erdölproduktion (in t) Oil production (in t)			
	September September	Januar – September January – September				nuar – September ary – September	
	2022	2022	Vorjahr Previous year	2022	2022	Vorjahr Previous year	
Zwischen Oder und Elbe Between Oder and Elbe	285	1.880	1.756	906	6.558	7.018	
Nördlich der Elbe North of the Elbe	1.515	13.989	16.726	80.060	715.320	831.550	
Zwischen Elbe und Weser Between Elbe and Weser	140.195	1.440.170	1.631.278	8.813	73.568	57.559	
Zwischen Weser und Ems Between Weser and Ems	200.799	1.936.265	1.999.914	10.182	89.619	93.407	
Westlich der Ems West of the Ems	31.121	260.386	174.301	31.511	278.276	280.908	
Thüringer Becken Thuringian Basin	1.142	10.276	10.622	-	-	-	
Oberrheintal Upper Rhine alley	107	1.236	1.498	7.871	92.767	102.368	
Alpine foothills	107	1.008	1.120	2.728	26.037	27.731	
Gesamt Total	375.271	3.665.211	3.837.216	142.071	1.282.145	1.382.542	
* inkl. Erdölgas – (9,7692 kWh/m³) * including associated gas – (9,769						Quelle: BVEG Source: BVEG	

russischen Tankertransporte maßgeblichen Reedereien sitzen, warnten jedoch vor Erlöseinbrüchen für ihre Reeder. So stimmten die Ständigen EU-Botschafter erst nach längerem Zögern am Abend des 2. Dezembers in Brüssel dem von der EU-Kommission angestrebten Preisdeckel auf russisches Öl in Höhe von 60 US-\$ pro Barrel zu.

Unsichere Erfolgsaussichten

Fraglich ist, ob das Preisdiktat, mit dem der Westen den Ölhandel zwischen Russland und Drittstaaten einschränken will, ihm nicht mehr schadet als Russland. China, Indien und die Türkei sind Großkunden für russisches Tankeröl. China hat selbst viele Tanker, und Russland soll in letzter Zeit viele alte Tanker aufgekauft haben. Indische und chinesische Versicherungsunternehmen könnten Öltransporte aus Russland versichern. Auch Verschleierung ist möglich, indem etwa Öl auf hoher See von einem auf einen anderen Tanker umgeladen wird. Der EU, die bisher die Hälfte ihres Rohöls aus Russland bezog, könnte es gänzlich den Ölhahn zudrehen.

Russland ist schon dabei, die OPEC+-Gruppe, die gerade in Wien über ihre Förderstrategie berät, dazu zu bewegen, die Ölproduktion zu reduzieren, um somit den Weltmarktpreis in die Höhe zu treiben. Die OPEC+ besteht aus den OPEC-Ländern unter Führung von Saudi-Arabien sowie zehn weiteren Partnerländern, darunter Russland.

Jedenfalls hatte der Kreml-Sprecher Nikolai Peskow mit folgenden Worten auf den Preisdeckel reagiert: "Wir werden das nicht akzeptieren". Er drohte damit, kein Land mehr zu beliefern, das sich an den Preisdeckel halte.

Uncertain prospects of success

It is questionable whether the price dictate with which the West wants to restrict oil trade between Russia and third countries will not harm it more than Russia. China, India and Turkey are major customers for Russian tanker oil. China has many tankers itself and Russia is said to have bought up many old tankers recently. Indian and Chinese insurance companies could insure oil shipments from Russia. Disguise is also possible, such as transferring oil from one tanker to another on the high seas. The EU, which used to get half of its crude oil from Russia, could be cut off completely.

Russia is already trying to persuade the OPEC+ group, which is currently discussing its production strategy in Vienna, to reduce oil production in order to drive up the world market price. OPEC+ consists of the OPEC countries led by Saudi Arabia and ten other partner countries, including Russia. In any case, Kremlin spokesman Nikolai Peskov had reacted to the price cap with the following words: "We will not accept this." He threatened to stop supplying any country that adhered to the price cap.

Erster vorbereitender Dichtheitstest und Materialuntersuchungen mit Wasserstoff an Kaverne in Etzel

First preparatory leak test and material tests with hydrogen on a cavern in Etzel

Im Rahmen des Forschungsprojektes H2CAST Etzel hat die STORAG Etzel GmbH gemeinsam mit ihren Projektpartnern den ersten Gasdichtheitstest unter Nutzung von Wasserstoff an einer Kaverne in Etzel begonnen. In Vorbereitung auf den Test wurden umfangreiche Materialuntersuchungen durchgeführt. Insgesamt wurden 280 kg gasförmiger Wasserstoff, aus nachhaltiger, "grüner" Produktion, in die Projektkaverne eingebracht

Dieser Test verfolgt mehrere Ziele:

- Er soll beweisen, dass die Kaverne und die mehr als einen Kilometer lange Bohrung – vor den folgenden Schritten zur Umrüstung als Wasserstoffspeicher – dicht ist.
- Er soll Erkenntnisse bringen, inwieweit sich die aktuellen Ergebnisse mit Wasserstoff mit standardisierten Ergebnissen unter Stickstoff vergleichen lassen.

Dieser erste operative Test im Kavernenfeld Etzel soll klären, wie sich der praktische Umgang mit Wasserstoff im Vergleich zum seit Jahrzehnten erprobten Umgang mit Erdgas verhält. Hierzu wurden mit allen beteiligten Mitarbeitern des Forschungsprojektes H2CAST Etzel umfangreiche Theorie- und Praxisschulungen mit Sachverständigen vor Ort durchgeführt. Die Testabläufe mit Wasserstoff wurden aus sicherheitstechnischer Hinsicht analysiert und optimiert.

Erste Ergebnisse des über mehrere Wochen andauernden Tests sind erfolgversprechend. Für eine finale Aussage ist es aber noch zu früh: "Am Standort Etzel wurde zum ersten Mal As part of the H2CAST Etzel research project, STORAG Etzel GmbH, together with its project partners, has started the first gas tightness test using hydrogen on a cavern in Etzel. Extensive material tests were carried out in preparation for the test. A total of 280 kilograms of gaseous hydrogen, from sustainable, "green" production, was introduced into the project cavern.

This test has several objectives:

- It is intended to prove that the cavern and the borehole, which
 is more than a kilometer long, are leak-proof prior to subsequent steps to convert them as hydrogen storage facilities.
- It is intended to provide insights into the extent to which the current results with hydrogen can be compared with standardized results under nitrogen.

This first operational test in the Etzel cavern field is intended to clarify how the practical handling of hydrogen compares with the handling of natural gas, which has been tried and tested for decades. To this end, extensive theoretical and practical training sessions were held with all the employees involved in the H2CAST Etzel research project, with experts on site. The test procedures with hydrogen were analyzed and optimized from a safety point of view.

Initial results of the test, which lasted several weeks, are promising. However, it is still too early to make a final statement: "At the Etzel site, hydrogen was introduced into a cavern for the first time. So far, we have been able to obtain posi-



Wasserstoff in eine Kaverne eingebracht. Bislang haben wir aus dem bisherigen Testablauf positive Ergebnisse gewinnen können. Im Zuge des Dichtheitstest werden noch weitere Untersuchungen und Messungen folgen. Finale Ergebnisse wird es dann bis Ende des Jahres geben", so Carsten Reekers, Gesamtprojektleiter von H2CAST Etzel.

"Wir sind sehr motiviert, diese Untersuchungen an unseren Anlagen für die Wasserstoffspeicherung durchzuführen und so Erfahrungen und Erkenntnisse in der Speicherung mit dem künftigen Energieträger Wasserstoff zu sammeln. Der aktuelle Dichtheitstest ist der Auftakt für die praktische Anwendungsforschung auf dem Kavernenfeld Etzel!", so Reekers weiter. Der Dichtheitstest mit Wasserstoff ist Teil der Maßnahme "Zustandsbewertung von bestehenden Kavernen" des durch das Land Niedersachsen geförderten Forschungsprojekts H2CAST-Ready zur Umrüstung von Kavernen für die Wasserstoffspeicherung. Im Laufe des kommenden Jahres wird mit großem Engagement an den nächsten anstehenden Aufgaben gearbeitet, bevor ab der zweiten Jahreshälfte 2023 die Wasserstoffkomplettierung in die erste Bohrung eingebaut wird. Diese Phase wird von weiteren intensiven Tests durch das H2CAST-Team begleitet.

tive results from the test procedure. Further, and measurements will follow in the course of the leak test. Final results will then be available by the end of the year," says Carsten Reekers, overall project manager of H2CAST Etzel.

"We are very motivated to carry out these tests on our hydrogen storage facilities and thus gain experience and knowledge in storage with hydrogen as a future energy carrier. The current tightness test is the prelude to practical application research at the Etzel cavern field!", Reekers continued.

The leak test with hydrogen is part of the measure "Condition assessment of existing caverns" of the research project H2CAST-Ready for the conversion of caverns for hydrogen storage, which is funded by the state of Lower Saxony. During the coming year, work will be carried out with great commitment on the next upcoming tasks before the hydrogen completion is installed in the first well from the second half of 2023. This phase will be accompanied by further intensive testing by the H2CAST team.

US-Regierung verkündet Durchbruch bei der Kernfusion

U.S. government announces breakthrough in nuclear fusion

Die Technologie gilt seit langem als Energiequelle der Zukunft: In der Kernfusionsforschung ist jetzt am US-amerikanischen "Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL)" offenbar eine Fusionszündung geglückt - und damit "ein bedeutender wissenschaftlicher Durchbruch, auf den Jahrzehnte lang hingearbeitet wurde und der den Weg für Fortschritte in der Landesverteidigung und die Zukunft der sauberen Energie ebnen" werde, wie das US-Energieministerium (DOE) und die National Nuclear Security Administration (NNSA) des DOE kommentieren. Ein Team an der National Ignition Facility (NIF) des LLNL habe das "erste kontrollierte Fusionsexperiment in der Geschichte durchgeführt, das diesen Meilenstein erreichte". Als "wissenschaftlicher Energiedurchbruch" wird dieser Vorgang insbesondere deshalb gefeiert, da erstmals mehr Energie aus der Fusion gewonnen als mittels Laserenergie eingesetzt wurde. Das Ministerium wertet die durch den Erfolg näher gerückte Nutzung "sauberer Fusionsenergie" auch als möglichen "entscheidenden Beitrag zur Erreichung des von US-Präsident Biden formulierten Ziels einer kohlenstoffneutralen Wirtschaft". heißt es in einem Statement.

"Wir haben seit über einem Jahrhundert ein theoretisches Verständnis der Kernfusion, aber der Weg vom Wissen zum Handeln kann lang und mühsam sein. Der heutige Meilenstein zeigt, was wir mit Beharrlichkeit erreichen können", kommentierte Arati Prabhakar, Chefberaterin des US-Präsidenten für Wissenschaft und Technologie und Direktorin des Büros für Wissenschafts- und Technologiepolitik des Weißen Hauses. Anders als bei der bisherigen Nutzung der Atomenergie, der Kernspaltung, werden bei der Kernfusion Atomkerne bei extrem hohen Temperaturen per Laserbestrahlung verschmolzen, wobei große Energiemengen freigesetzt werden. Vorbild für diesen Prozess ist die natürliche Kernfusion in der Sonne.

The technology has long been considered the energy source of the future: in nuclear fusion research, fusion ignition has now apparently succeeded at the U.S. "Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL)" - and with it "a major scientific breakthrough that has been decades in the making and will pave the way for advances in national defense and the future of clean energy," according to comments by the U.S. Department of Energy (DOE) and DOE's National Nuclear Security Administration (NNSA). They said a team at LLNL's National Ignition Facility (NIF) conducted the "first controlled fusion experiment in history to achieve this milestone." The operation is being hailed as a "scientific energy breakthrough" particularly because it was the first time more energy was extracted from fusion than was used by laser energy. The department also touts the use of "clean fusion energy," brought closer by the success, as a possible "critical contribution to achieving U.S. President Biden's goal of a carbon-neutral economy," according to a statement.

"We have had a theoretical understanding of nuclear fusion for more than a century, but the road from knowledge to action can be long and arduous. Today's milestone shows what we can achieve with persistence," commented Arati Prabhakar, chief advisor to the U.S. president for science and technology and director of the White House Office of Science and Technology Policy.

Unlike the current use of atomic energy, nuclear fission, nuclear fusion involves fusing atomic nuclei at extremely high temperatures using laser irradiation, releasing large amounts of energy. The model for this process is natural nuclear fusion in the sun.

Kohle und Gas im deutschen Strommix auf dem Vormarsch

Coal and gas on the rise in the German electricity mix



Foto: stck.adobe.com

Die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern ist im 3. Quartal um rund 3 % gesunken, dennoch konnte trotz hoher Gaspreise die Einspeisung aus Gas- und Kohlekraft zulegen. Das meldet das Statistische Bundesamt in Wiesbaden.

Mit 36,3 % stammt mehr als ein Drittel des im 3. Quartal 2022 in Deutschland erzeugten Stroms aus Kohlekraftwerken. Im Vorjahresquartal lag dieser Wert noch bei 31,9 %, teilte das Statistische Bundesamt mit. Den vorläufigen Ergebnissen zufolge nahm die Kohleverstromung um 13,3 % zu. Gaskraftwerke haben nun im deutschen Strommix einen Anteil von 9,2 %, da die Gasverstromung trotz der hohen Preise um 4,5 % angestiegen ist. Erstmals seit dem 2. Quartal 2021 wurde damit wieder mehr Strom aus Erdgas erzeugt, als im jeweiligen Vorjahreszeitraum.

Den Berechnungen zufolge wurden im 3. Quartal 2022 118,1 Mrd. kWh Strom ins deutsche Netz eingespeist, dies waren 0,3 % weniger als im Vorjahreszeitraum. Dabei ging trotz der steigenden Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern zurück. Diese fiel um drei Prozentpunkte auf 55,6 % der insgesamt eingespeisten Strommenge zurück. Hintergrund dafür ist vor allem ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung in Kernkraftwerken, die um 47,8 % abnahm und nun nur noch einen Anteil von 7,4 % aufweisen kann, nachdem im Vorjahresvergleich drei der sechs noch betriebenen Kernkraftwerke abgeschaltet wurden

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg gegenüber dem Vorjahresquartal um 2,9 %, die regenerativen Energien haben damit einen Anteil von nun 44,4 %. Aus Windanlagen wurden 16,8 % des Stroms eingespeist, die Photovoltaik hat am Strommix nun einen Anteil von 16 %. Dabei konnte die Photovoltaik ihren Anteil um 20,3 % ausbauen, was vor allem in der hohen Anzahl an Sonnenstunden begründet ist.

Die nach Deutschland importierte Strommenge hat im 3. Quartal 2022 um 8,8 % abgenommen. Hintergrund dafür sind die technischen Probleme in den französischen Kernkraftwerken. Allein aus Frankreich nahmen die Stromimporte um 87,9 % gegenüber dem Vorjahr ab. Wie schon im 1. Halbjahr 2022 überstiegen die Stromexporte von Deutschland nach Frankreich die Stromimporte. Gegenüber dem Vorjahresquartal stieg die nach Frankreich exportierte Strommenge um 8,9 % an, der Exportüberschuss wurde vom Statistischen Bundesamt mit 3 Mrd. kWh angegeben.

Electricity generation from conventional energy sources fell by around 3 % in Q3, but despite high gas prices, feed-in from gas and coal-fired power increased. This is reported by the Federal Statistical Office in Wiesbaden.

At 36.3 %, more than a third of the electricity generated in Germany in Q3 2022 came from coal-fired power plants. In the same quarter of the previous year, this figure was 31.9 %, the Federal Statistical Office reported. According to the preliminary results, coal-fired power generation increased by 13.3 %. Gas-fired power plants now account for 9.2 % of Germany's electricity mix, as gas-fired generation increased by 4.5 % despite high prices. For the first time since Q2 2021, more electricity was thus generated from natural gas than in the respective prior-year period.

According to the calculations, 118.1 billion kWh of electricity was fed into the German grid in Q3 2022, 0.3 % less than in the prior-year period. Despite the increase in electricity generation from coal and natural gas, generation from conventional energy sources declined. This fell by three percentage points to 55.6 % of the total volume of electricity fed into the grid. The main reason for this was a significant drop in electricity generation from nuclear power plants, which fell by 47.8 % and now only accounts for 7.4 % of the total, following the shutdown of three of the six nuclear power plants still in operation in the previous year.

Electricity generation from renewables increased by 2.9 % compared with the prior-year quarter, with renewables now accounting for 44.4 %. Wind power plants accounted for 16.8 % of the electricity fed into the grid, while photovoltaics now account for 16 % of the electricity mix. Photovoltaics were able to increase their share by 20.3 %, which is mainly due to the high number of sunshine hours.

The amount of electricity imported into Germany decreased by 8.8 % in Q3 2022. The background to this is the technical problems at the French nuclear power plants. Electricity imports from France alone decreased by 87.9 % compared with the previous year. As in the 1st half of 2022, electricity exports from Germany to France exceeded electricity imports. Compared with the prior-year quarter, the volume of electricity exported to France increased by 8.9 %, and the export surplus was reported by the Federal Statistical Office as 3 billion kWh.

10 EEK www.eek-energy.com



Branche warnt vor "pauschaler Missbrauchsunterstellung" bei Strom- und Gaspreisbremes

Industry warns against "blanket insinuation of abuse" of electricity and gas price brake

Im Zuge der voraussichtlich mit Wirkung bereits ab Januar 2023 startenden Strom- und Gaspreisbremse ist eine im Gesetzentwurf enthaltene Regelung in den Fokus der Öffentlichkeit geraten, durch die ein möglicher Missbrauch der Regelungen durch Energieversorger unterbunden werden soll. Danach sollen bis Ende 2023 Preiserhöhungen, die nicht rein durch höhere Beschaffungskosten begründbar sind, ausgeschlossen sein. Das Bundeswirtschaftsministerium selbst betont indes, dass damit "nicht jede Erhöhung automatisch illegal" sei. Auch die Branche, die im Kern begrüßt, dass das Gesetz ein "klares Missbrauchsverbot" enthält, sieht sich genötigt klarzustellen, dass "sichergestellt sein" müsse, "dass angemessene und nach den allgemeinen Regeln zulässige Anpassungen weiterhin möglich sind", betonte Kerstin Andreae, Chefin der BDEW-Hauptgeschäftsführung. Hierzu sehe sie aber "in den vorliegenden Gesetzentwürfen" auch "keinen Widerspruch".

"Es darf nicht passieren, dass einzelne Unternehmen die Krise ausnutzen", so Andreaes Botschaft an die eigene Branche. Allerdings seien die "Preisanstiege, die wir in den vergangenen Monaten im Strom- und Gasgroßhandel gesehen haben, extrem". Das stelle auch Energieversorger vor "enorme Herausforderungen – sie müssen in der Lage sein, ihre stark gestiegenen Beschaffungskosten an die Kundinnen und Kunden weiterzugeben. Sonst sind sie selbst in ihrer Liquidität gefährdet", so Andreae. Missbrauchskontrolle dürfe nicht zu einer "pauschalen Missbrauchsunterstellung" führen. Mit Blick auf die "noch immer für 20 % des Verbrauchs der Haushalte geltenden Marktpreise" verweist sie zudem auf die aus ihrer Sicht ausgleichende Wirkung des "Wettbewerbs zwischen Energieversorgern", der hoch sei – "kein Unternehmen kann es sich leisten, die Preise stärker als notwendig zu erhöhen", so Andreae.

Am 25. November 2022 hatte das Bundeskabinett die Gas-, Strom- und Wärmepreisbremse beschlossen, mit denen Verbraucher und Unternehmen - im Zuge der Energiepreiskrise bei den Energiekosten entlastet werden sollen. Bundestag und Bundesrat müssen noch zustimmen, damit die Maßnahmen ab dem kommenden Jahr auch greifen können. Strom-, Gas- und Wärmepreise sollen dabei nach oben begrenzt werden, zumindest für 80 % des Jahresverbrauchs. Die Entlastungen sollen von März 2023 bis zum April 2024 greifen, werden rückwirkend aber auch die Monate Januar und Februar berücksichtigen. Dafür werden die Entlastungsbeträge aus den ersten beiden Monaten des kommenden Jahres angerechnet. Vorgesehen ist, dass der Gaspreis in dem bestimmten Zeitraum für Verbraucher auf 12 Cent brutto pro kWh begrenzt wird, bei Wärme gilt ein Preis von 9,5 Cent brutto pro kWh. Für Verbräuche, die über das 80 %-Kontingent hinausgehen, gilt weiterhin der vereinbarte Tarifpreis. Für Industriekunden wird der Gaspreis auf 7 Cent netto pro kWh gedeckelt. Bei Wärme liegt der Preis bei 7,5 Cent netto. Die gesetzlich festgelegten Preise gelten für 70 % des Jahresverbrauchs im Jahr 2021. Was die Deckelung der Strompreise betrifft, die ebenfalls vom 1. März 2023 bis 30. April 2024 gelten soll und auch Januar und Februar berücksichtigt, so gilt für private Verbraucher eine Obergrenze von 40 Cent/kWh brutto für 80 % des erwarteten Jahresverbrauchs. Für Industriekunden liegt die Bemessungsgrenze bei 70 % des bisherigen Verbrauchs, für sie gilt ein Strompreis von 13 Cent/ kWh zuzüglich Steuern, Abgaben und Umlagen.

In the course of the electricity and gas price brake, which is expected to take effect as early as January 2023, a provision contained in the draft law has become the focus of public attention, which is intended to prevent possible abuse of the regulations by energy suppliers. Under this provision, price increases that cannot be justified purely on the basis of higher procurement costs are to be ruled out until the end of 2023. The Federal Ministry of Economics itself emphasizes, however, that "not every increase is automatically illegal". Even the industry, which essentially welcomes the fact that the law contains a "clear prohibition of abuse," feels compelled to clarify that it must be "ensured" that "reasonable adjustments permissible under the general rules continue to be possible," emphasized Kerstin Andreae, head of BDEW's Executive Board. However, she also sees "no contradiction in the present draft laws" in this regard.

"It must not happen that individual companies take advantage of the crisis," was Andreae's message to her own industry. However, she said, the "price increases we have seen in wholesale electricity and gas in recent months are extreme." This also presents energy suppliers with "enormous challenges – they have to be in a position to pass on their sharply increased procurement costs to customers. Otherwise, their own liquidity is at risk," Andreae said. Abuse control should not lead to a "blanket insinuation of abuse," she added. With regard to the "market prices that still apply to 20 % of household consumption," she also points to what she sees as the balancing effect of "competition between energy suppliers," which is high – "no company can afford to







raise prices more than necessary," Andreae On November 25, 2022, the Federal Cabinet had decided on the gas, electricity and heat price brake, with which consumers and companies - in the wake of the energy price crisis- are to be relieved in energy costs. The Bundestag and Bundesrat still have to give their approval for the measures to take effect from next year. Electricity, gas and heating prices are to be capped, at least for 80 % of annual consumption. The relief is to take effect from March 2023 to April 2024, but will also apply retroactively to the months of January and February. For this purpose, the relief amounts from the first two months of the coming year will be credited. It is envisaged that the gas price will be capped at 12 cents gross per kilowatt hour (kWh) for consumers during the specified period, while a price of 9.5 cents gross per kWh will apply for heat. For consumption in excess of the 80 % quota, the agreed tariff price will continue to apply. For industrial customers, the gas price is capped at 7 cents net per kWh. For heating, the price is 7.5 cents net. The prices set by law apply to 70 % of annual consumption in 2021. As for the cap on electricity prices, which will also apply from March 1, 2023, to April 30, 2024, and will also take into account January and February, for residential consumers the cap is 40 cents/kWh gross for 80 % of expected annual consumption. For industrial customers, the assessment limit is 70 % of previous consumption, and an electricity price of 13 cents/kWh plus taxes, levies and surcharges applies to

Foto: stock.adobe.comp

Polen und Deutschland helfen sich verstärkt bei der Mineralölversorgung

Poland and Germany increasingly help each other with mineral oil supply

Vor dem Hintergrund des ab 5. Dezember greifenden europäischen See-Ölembargos gegen Russland sowie deutschen Plänen, ab Jahreswechsel auch auf russisches Pipeline-Öl zu verzichten, haben Deutschland und Polen sich in einer aktuell gefassten Erklärung zur vertieften Zusammenarbeit bei der Ölversorgungssicherheit bekannt. Sowohl Polen als auch Ostdeutschland hängen mit ihren Raffinerien an der russischen Drushba-Pipeline. Kooperieren wollen beide Länder nun sowohl bei Ölprodukten als auch bei der gemeinsam genutzten Rohölinfrastruktur.

Konkret wollen beide Seiten den Betrieb der polnischen Raffinerien in Danzig und Plock und der deutschen Raffinerien in Schwedt und Leuna sowie deren Versorgung mit ausreichenden Mengen von Rohöl durch gegenseitige Unterstützung sicherstellen. Die deutsche Seite werde insbesondere die Kapazität des Hafens Rostock und der Pipeline Rostock-Schwedt erhöhen, die polnische die des Hafens von Danzig und der pommerschen Pipeline. Weitere Maßnahmen beziehen sich u.a. auf die Systeme der nationalen Notbevorratung.

Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck und die polnische Ministerin für Klima und Umwelt Anna Moskwa riefen Unternehmen, die Rohöl importieren, lagern und fördern zudem "zu bilateralen Investitionen, Handel und Kooperation" auf, um die gegenseitige Nutzung ihrer Infrastruktur "zu maximieren".

Habeck betonte, "der Ausstieg aus dem Bezug von russischem Rohöl stellt für Raffinerien in unseren beiden Ländern

Against the backdrop of the European maritime oil embargo against Russia, which will take effect on December 5, and Germany's plans to also forego Russian pipeline oil from the turn of the year, Germany and Poland have issued a recent declaration committing themselves to deeper cooperation on oil supply security. Both Poland and eastern Germany have refineries connected to the Russian Druzhba pipeline. The two countries now want to cooperate both on oil products and on the crude oil infrastructure they share.

Specifically, both sides want to ensure the operation of the Polish refineries in Gdansk and Plock and the German refineries in Schwedt and Leuna, as well as their supply with sufficient quantities of crude oil through mutual support. In particular, the German side would increase the capacity of the port of Rostock and the Rostock-Schwedt pipeline, while the Polish side would increase the capacity of the port of Gdansk and the Pomeranian pipeline. Other measures relate, among other things, to national emergency stockpiling systems.

German Economy Minister Robert Habeck and Polish Climate and Environment Minister Anna Moskwa also called on companies that import, store and produce crude oil "to engage in bilateral investment, trade and cooperation" to "maximize the mutual use of their infrastructure."

Habeck stressed that "the phase-out of Russian crude oil purchases poses a challenge for refineries in both our countries." However, his counterpart Moskwa stressed, "this declaration confirms our common will to cooperate in order to optimize the conditions for oil supplies for Polish and German refiner-



eine Herausforderung dar". Seine Amtskollegin Moskwa strich aber heraus, "diese Erklärung bekräftigt unseren gemeinsamen Willen zur Zusammenarbeit, um die Bedingungen für Öllieferungen für polnische und deutsche Raffinerien, die an das polnische Pipeline-Netz angeschlossen sind, zu optimieren. Sie trägt zur Optimierung der Bedingungen für Kraftstofflieferungen an Kundinnen und Kunden in beiden Ländern bei". Sie erhoffe sich, so Moskwa, nun einen "Schub" für gemeinsame Projekten und Investitionen.

ies connected to the Polish pipeline network. It contributes to the optimization of conditions for fuel deliveries to customers in both countries." According to Moskwa, she now hopes for a "boost" for joint projects and investments.

Uniper klagt vor internationalem Schiedsgericht gegen Gazprom

Uniper takes Gazprom to international arbitration court

Das Ausbleiben von vertraglich vereinbarten russischen Gaslieferungen hat Uniper Milliarden-Verluste beschert. Die Kosten, die das Unternehmen aufbringen muss, um kurzfristig Ersatzmengen zu beschaffen, belaufen sich mittlerweile auf knapp 12 Mrd. €. Um Schadenersatz gegenüber Gazprom Export (GPE) einzuklagen, zieht Uniper vor ein internationales Schiedsgericht. In dem Verfahren, das in Stockholm stattfinden wird, will Uniper seine milliardenschweren Gasersatzkosten gelten machen, die bis 2024 noch weiter ansteigen werden

Uniper-CEO Klaus-Dieter Maubach betonte auf einer Veranstaltung in Düsseldorf, man werde in dem Verfahren "die Erstattung unseres erheblichen finanziellen Schadens einfordern". Es gehe, so Maubach, "um Gasmengen, die mit Gazprom vertraglich vereinbart, aber nicht geliefert wurden und für die wir zu extrem hohen Marktpreisen Ersatz beschaffen mussten und immer noch müssen. Diese Kosten sind uns entstanden, aber sie liegen nicht in unserer Verantwortung. Wir verfolgen diese Verfahren mit aller gebotenen Härte: Das sind wir unseren Aktionären, unseren Mitarbeitern und den Steuerzahlern schuldig."

Darüber kündigte Uniper an, sich von der russischen Geschäftseinheit Unipro, an der die Düsseldorfer mit knapp 84 % beteiligt sind und in der das russische Erzeugungsund Vertriebsgeschäft gebündelt wurde, trennen zu wollen. Zum Unipro-Kraftwerksbestand gehören fünf Gas- und Kohlekraftwerke in Zentralrussland, dem Ural und Westsibirien. Rund 230 Mio. € steuerte das russische Stromerzeugungsgeschäft im vergangenen Jahr zum Ergebnis (Ad.EBIT) bei. Bereits seit Sommer vergangenen Jahres will sich Uniper von der Einheit trennen. Eine Transaktion mit einem inländischen Käufer sei vereinbart worden, teilt Uniper mit, die politische Genehmigung für den Verkauf stehe aber immer noch aus und sei unsicher. Nachdem das Unipro-Management laut Uniper bereits seit einiger Zeit nicht mehr in die Informationsprozesse der Muttergesellschaft eingebunden sei und Finanzströme und IT-Systeme getrennt wurden, sollen die beiden Unternehmen nun "so weit wie möglich" weiter getrennt werden.

"Da eine Veräußerung nicht in unserem Einflussbereich liegt, haben wir weitreichende Schritte unternommen, um unser Geschäft außerhalb Russlands von den russischen Aktivitäten und den damit verbundenen Risiken vollständig zu trennen – auch ohne einen Verkauf –, soweit dies unter den derzeitigen Umständen möglich ist. Wir tun dies ohne Groll, mit voller Konsequenz und in dem Bewusstsein, dass dies ein harter Einschnitt für die russische Unipro ist", begründete Maubach den Schritt.

The failure to receive contractually agreed Russian gas supplies has caused Uniper losses in the billions. The costs the company has to incur to procure replacement volumes in the short term now amount to almost € 12 billion. In order to claim damages from Gazprom Export (GPE), Uniper is taking the matter to an international arbitration court. In the proceedings, which will take place in Stockholm, Uniper wants to claim its billion-euro gas replacement costs, which are set to rise even further by 2024.

Uniper CEO Klaus-Dieter Maubach stressed at an event in Düsseldorf that the company will "demand reimbursement of our considerable financial damage" in the proceedings. According to Maubach, the case is "about gas volumes that were contractually agreed with Gazprom but not delivered and for which we had to procure replacements at extremely high market prices and still have to do so. We incurred these costs, but they are not our responsibility. We are pursuing these proceedings with all due rigor: we owe this to our shareholders, our employees and the taxpayers."

Uniper also announced its intention to divest its Russian business unit Unipro, in which the Düsseldorf-based company holds a stake of just under 84 % and in which the Russian generation and sales business is bundled. The Unipro power plant portfolio includes five gas and coal-fired power plants in central Russia, the Urals and western Siberia. The Russian power generation business contributed around € 230 million to earnings (ad.EBIT) last year.

Uniper has wanted to divest the unit since last summer. A transaction with a domestic buyer has been agreed, Uniper says, but political approval for the sale is still pending and uncertain. Uniper says that now that Unipro management has not been involved in the parent company's information process for some time and financial flows and IT systems have been separated, the two companies are to be further separated "as far as possible."

"As a divestment is not within our control, we have taken far-reaching steps to completely separate our business outside Russia from the Russian activities and the associated risks - even without a sale - as far as this is possible under the current circumstances. We are doing this without rancor, with full consistency and in the knowledge that this is a hard break for Russian Unipro," Maubach said, explaining the move.

EEK 13

en2x mahnt schnellen Ausbau des Wasserstoffnetzes an

en2x urges rapid expansion of hydrogen network

Der Wirtschaftsverband Fuels und Energie (en2x) drängt auf mehr Tempo beim Ausbau des H₂-Netzes in Deutschland. Zugleich müsse die Nationale Wasserstoffstrategie mit ihrer kommenden Aktualisierung ehrgeiziger und konkreter werden.

"Die Herstellung und Nutzung von treibhausgasneutralem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten ist eine wichtige Säule der Energiewende", so en2x in einer Mitteilung. "Auch für die Transformation der Raffinerien in Deutschland ist Wasserstoff ein entscheidender Schlüssel." Vor diesem Hintergrund seien politisch gesetzte Rahmenbedingungen, die diesen Wandel vorantreiben, umso wichtiger.

Dazu zähle auch ein beschleunigter Netzausbau für grünen Wasserstoff. Es müsse "noch stärker aufs Tempo" gedrückt und "Verlässlichkeit" hergestellt werden, so en2x. "Es muss für die Industrie einschließlich Raffinerien verbindlich klar sein, wann ein Anschluss an ein Wasserstoff-Netz erfolgen wird. Und zwar in ganz Deutschland – auch im Süden der Republik", sagte Hauptgeschäftsführer Adrian Willig.

Ein Ausbau der Infrastruktur müsse zudem auch künftige Importe von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten berücksichtigen. Dass ein Ausbau der Infrastruktur auch hierzulande schnell möglich sei, zeige ein Blick auf die neuen LNG-Terminals an der norddeutschen Küste in diesem Jahr.

Als eine "weitere Baustelle" macht der en2x das Thema des Strombezugs für die Elektrolyse aus: "Hier braucht es schnell verlässliche und pragmatische Lösungen, um Investitionen in Anlagen zur Elektrolyse auszulösen. Die strikten Anforderungen an die Wasserstoffproduktion, die derzeit im Rahmen der noch zu finalisierenden delegierten Rechtsakte der EU diskutiert werden, sind nicht mit dem Zeitplan und den angestrebten Zielen vereinbar", erklärte Willig.

Die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung, die 2020 beschlossen wurde, soll im kommenden Jahr eine Aktualisierung erfahren. Ein aktueller Entwurf aus dem Bundeswirtschaftsministerium sieht unter anderem vor, dass die Elektrolyseleistung in Deutschland bis 2030 auf 10 GW verdoppelt werden soll.

The Fuels and Energy trade association (en2x) is pushing for more speed in the expansion of the H₂ network in Germany. At the same time, it says, the National Hydrogen Strategy must become more ambitious and concrete with its upcoming update.

"The production and use of greenhouse gas-neutral hydrogen and its downstream products is an important pillar of the energy transition," en2x said in a statement. "Hydrogen is also a crucial key to the transformation of refineries in Germany." Against this background, politically set framework conditions that drive this transformation are all the more important, it said.

This also includes accelerated network expansion for green hydrogen, he said. The pace must be "pushed even harder" and "reliability" established, en2x said. "It must be bindingly clear for industry, including refineries, when a connection to a hydrogen network will take place. And this must be throughout Germany – including in the south of the republic," said chief executive Adrian Willig.

An expansion of the infrastructure must also take into account future imports of hydrogen and hydrogen derivatives. A look at the new LNG terminals on the North German coast this year shows that an expansion of the infrastructure is also quickly possible in this country.

The en2x identifies the issue of power supply for electrolysis as "another construction site": "Here, reliable and pragmatic solutions are needed quickly to trigger investments in plants for electrolysis. The strict requirements for hydrogen production currently being discussed as part of the EU's delegated acts, which have yet to be finalized, are not compatible with the timetable and the goals being pursued," Willig explained. The German government's national hydrogen strategy, which was adopted in 2020, is to be updated next year. A current draft from the Federal Ministry of Economics and Technology envisages, among other things, that electrolysis capacity in Germany should be doubled to 10 GW by 2030.

Nationaler Wasserstoffrat präsentiert Roadmap für H₂-Speicher

National Hydrogen Council presents roadmap for H₂ storage

Mit einem Aktionsplan will der Nationale Wasserstoffrat einen Übergang von der Erdgasspeicherung hin zur Wasserstoffökonomie aufzeigen. Deutschland besitze beste Voraussetzungen für große H₂-Speicher.

"Gerade bei steigenden Wasserstoffimporten sind großvolumige Speicherlösungen unverzichtbar", so der Rat mit Verweis auf eine große Kapazität von bestehenden Kavernenspeichern im Inland, die auf Wasserstoff umgerüstet werden könnten. Diese Speicher ließen sich außerdem durch eine überregionale Wasserstoffnetzinfrastruktur an die bundesweiten Verbrauchszentren anbinden.

Die Politik müsse daher bereits jetzt Maßnahmen zur Unterstützung von Investitionen in Wasserstoffspeicher ergreifen. So sei bereits heute absehbar, dass es bis 2030 in Deutschland zu einem H₂-Speicherbedarf von mindestens 5 TWh kommen dürfte, so der Wasserstoffrat. In der Zeit danach werde

With an action plan, the National Hydrogen Council wants to demonstrate a transition from natural gas storage to the hydrogen economy. Germany possesses the best prerequisites for large-scale H₂ storage, it said.

"Especially with increasing hydrogen imports, large-volume storage solutions are indispensable," the council said, referring to a large capacity of existing cavern storage facilities in Germany that could be converted to hydrogen. These storage facilities could also be connected to nationwide consumption centers through a supraregional hydrogen grid infrastructure. Policymakers therefore need to take action now to support investments in hydrogen storage facilities. According to the Hydrogen Council, it is already foreseeable that there will be a demand for H2 storage of at least 5 TWh in Germany by 2030. In the period thereafter, this demand will continue to increase significantly, it said. "Looking at licensing procedures and

14 EEK www.eek-energy.com



Foto: stock.adobe.com

dieser Bedarf weiter deutlich ansteigen. "Mit Blick auf Genehmigungsverfahren und Umrüstungsdauer von mindestens fünf Jahren schließt sich das Zeitfenster für wichtige Investitionsentscheidungen bereits Mitte dieses Jahrzehnts."

Das Gremium macht in der Wende von Erdgas zu Wasserstoff jedoch einen möglichen "Zielkonflikt" aus, denn mit sinkenden Bedarfsprognosen sowie europäischen Vorgaben zur Verbrauchsreduktion sei zum einen eine Verringerung des Erdgasspeicherbedarfs ab 2025 zu erwarten. Zum anderen müssten bestehende Kavernenspeicher jedoch einerseits zur Sicherung der Erdgasversorgung erhalten und andererseits auf die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden, "sofern sich das politisch vorgegebene Niveau zur Erdgasversorgungssicherheit erhöht". Möglicherweise sei daher auch ein Neubau von Kavernen zur Sicherung der Gasversorgung notwendig.

Als konkrete Maßnahmen zur Schaffung eines "geeigneten Investitionsumfelds" für Wasserstoffspeicher schlägt der Rat Folgendes vor:

- Maßnahmen vor 2024 (Anreize für Investitionsentscheidungen)
- Intensivierung der finanziellen Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-bezogenen Förderprogrammen für die Umrüstung bestehender Kavernen bzw. Neubau von Wasserstoffspeicheranlagen
- Verkürzung der Zeiten der Genehmigungsverfahren (analog dem LNG-Beschleunigungsgesetz)
- Befristete verlässliche Ausnahmeregelung für Pilot-Anlagen
- Einführung eines regulatorischen Rahmens für Wasserstoffspeicherprojekte, um ein Regulierungs- und Zugangsregime für Speicher zu schaffen, das Investitionen anreizt
- Maßnahmen vor 2030 Prüfung regulatorischer Anreize und Berücksichtigung des Systemwerts von Wasserstoffspeichern
- Befreiung von der Erhebung etwaiger Entry-/Exit-Entgelte und Umlagen der angebundenen Wasserstoffnetze bei der Nutzung von Wasserstoffspeichern
- Befreiung von Stromnetzentgelten für den verbrauchten grünen Strom zur Einspeicherung

Der Nationale Wasserstoffrat wurde im Juni 2020 durch die damalige Bundesregierung berufen. Er besteht aus 25 Expertinnen und Experten aus den Bereichen Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, die nicht Teil der öffentlichen Verwaltung sind. Die Mitglieder des Wasserstoffrats verfügen über Expertise in den Bereichen Erzeugung, Forschung und Innovation, Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Gebäude/Wärme, Infrastruktur, internationale Partnerschaften sowie Klima und Nachhaltigkeit. Den Ratsvorsitz hat aktuell Katherina Reiche, Parlamentarische Staatssekretärin a. D., inne.

retrofit durations of at least five years, the window of opportunity for important investment decisions is already closing in the middle of this decade."

However, the panel identifies a potential "conflict of objectives" in the shift from natural gas to hydrogen, because with declining demand forecasts as well as European requirements to reduce consumption, on the one hand, natural gas storage needs are expected to decrease from 2025. On the other hand, however, existing cavern storage facilities would have to be maintained to secure natural gas supplies on the one hand and converted to store hydrogen on the other, "provided that the politically specified level for natural gas supply security increases." It may therefore also be necessary to build new caverns to secure gas supplies, he said.

As concrete measures to create a "suitable investment environment" for hydrogen storage, the Council proposes the following:

- Measures before 2024 (incentives for investment decisions).
- Intensification of financial support in the form of CAPEX- and OPEX-related funding programs for the conversion of existing caverns or new construction of hydrogen storage facilities
- Shortening of approval procedure times (analogous to the LNG Acceleration Act)
- Temporary reliable exemption for pilot plants
- Introduce a regulatory framework for hydrogen storage projects to create a regulatory and access regime for storage that incentivizes investment
- Action before 2030 consider regulatory incentives and address the system value of hydrogen storage.
- Exemption from the collection of any entry/exit charges and surcharges from the interconnected hydrogen networks when hydrogen storage is used
- Exemption from electricity grid charges for green electricity consumed for storage.

The National Hydrogen Council was appointed in June 2020 by the then German government. It consists of 25 experts from the fields of business, science and civil society who are not part of the public administration. The members of the Hydrogen Council have expertise in the areas of generation, research and innovation, decarbonization of industry, transport and buildings/heat, infrastructure, international partnerships, and climate and sustainability. The Council is currently chaired by Katherina Reiche, former Parliamentary State Secretary.

OMV schließt Tests zum Geothermiepotenzial im Wiener Becken ab

OMV completes tests on geothermal potential in the Vienna Basin

Die österreichische OMV ist mit ersten Ergebnissen ihrer Analyse des geothermischen Potenzials im Wiener Becken im Herbst 2022, für die ein Produktions- und Injektionstest durchgeführt wurde, "zufrieden", wie man betont. Wasser mit einer Temperatur von 102 °C und einer Rate von 40 m³/Std habe gefördert und reinjiziert werden können. In den nächsten Monaten sollen nun die verschiedenen Parameter der gewonnenen Daten analysiert werden, um die technische Machbarkeit und anschließend die Wirtschaftlichkeit zu prüfen.

Geologisch fand dieser Test im Beckenuntergrund des Wiener Beckens - im so genannten Hauptdolomit - statt. Die bestehende OMV-Sonde "Aderklaa 96" wurde mithilfe eines "Workovers" in einer Tiefe von rund 2.900 m für die Durchführung des Tests aufgeschlossen. Formationswasser wurde produziert, obertägig in abgeschlossenen Containern zwischengelagert und anschließend wieder in die Formation eingebracht, erläutert das Unternehmen. Herauszufinden galt es, ob sich die Formation für die Gewinnung von geothermischer Energie als Wärmeträger eignet. Die eigentliche Testung ist abgeschlossen, und die Anlage wird wieder abgebaut.

Angelika Zartl-Klik, OMV Senior Vice President Low Carbon Business, betonte, Geothermie spiele "eine wichtige Rolle im kohlenstoffarmen Geschäft der OMV - unsere Stärke im Bereich der Geothermie ist unsere umfassende Expertise über und unter der Erde".

In ihrer Unternehmensstrategie hat sich die OMV das Ziel gesetzt, die Energiegewinnung durch Erdwärme bis 2030 auf bis zu 9 TWh zu steigern.

The Austrian OMV is "satisfied" with the first results of its analysis of the geothermal potential in the Vienna Basin in the fall of 2022, for which a production and injection test was carried out, as they point out. Water with a temperature of 102 °C and a rate of 40 m³/hour had been produced and reinjected. In the coming months, the various parameters of the data obtained will now be analyzed to verify the technical feasibility and subsequently the economic viability.

Geologically, this test took place in the basin basement of the Vienna Basin – in the so-called main dolomite. The existing OMV probe "Aderklaa 96" was opened up with the help of a "workover" at a depth of about 2,900 m to carry out the test. Formation water was produced, temporarily stored above ground in sealed containers and then reintroduced into the formation, the company explains. The aim was to find out whether the formation was suitable for producing geothermal energy as a heat transfer medium. The actual testing has been completed and the plant is being dismantled again.

Angelika Zartl-Klik, OMV Senior Vice President Low Carbon Business, emphasized that geothermal plays "an important role in OMV's low carbon business - our strength in geothermal is our extensive expertise above and below ground." In its corporate strategy, OMV has set a target to increase geo-

thermal energy production to up to 9 TWh by 2030.

Österreich: Aus IWO wird EWO

Austria: IWO becomes EWO

Das Aus für die Ölheizung in Österreich ist beschlossene Sache. Bis spätestens 2035 müssen alte Ölheizungen gegen andere, alternative Heizsysteme ausgetauscht werden. Ab dem Jahr 2025, so sieht es der stufenweise Ausstieg der österreichischen Regierung vor, müssen Ölkessel, die älter als 25 Jahre sind, ausgewechselt werden. Bereits seit 2020 dürfen Ölheizungen nicht mehr in Neubauten installiert werden.

Das 1989 in Österreich gegründete Institut für Wärme und Öltechnik stellt sich diesem Wandel und wird diesen nun auch namentlich abbilden. Aus IWO wird EWO. Als Energie.Wärme. Österreich versteht man sich ab sofort als Kompetenzzentrum für flüssige Energie im Raumwärmemarkt.

Mit der Umbenennung rückt der Einsatz von klimafreundlichen Flüssigbrennstoffen (XtL) im Bereich Raumwärme als Themenschwerpunkt stärker in den Mittelpunkt. "Es wird intensiv an der Erforschung und Entwicklung von klimafreundlichen Flüssigbrennstoffen gearbeitet. Als nächster logischer Schritt erfolgt nun die Umbenennung des Vereins gemäß dieser Kernaufgaben", erläutert EWO-Geschäftsführer Martin Reichard.

Das EWO sieht sich nach eigenen Angaben als Vorreiter beim "Transformationsprozess von herkömmlichen Brennstoffen hin zu klimafreundlichen, flüssigen Alternativen" im Bereich Raumwärme. Rund 600.000 Ölheizungen tun noch in österreichischen Heizungskellern ihren Dienst, der landesweite Heizölabsatz lag im vergangenen Jahr bei 900.000 t. Man wolle alle The end of oil heating in Austria is a done deal. By 2035 at the latest, old oil heating systems must be replaced with other, alternative heating systems. As of 2025, according to the Austrian government's phased phase-out plan, oil boilers older than 25 years must be replaced. Oil heating systems have already been banned from being installed in new buildings since

The Institute for Heat and Oil Technology, founded in Austria in 1989, is facing up to this change and will now also reflect it in its name. IWO becomes EWO. As Energie.Wärme.Österreich (Energy.Heat.Austria), the institute now sees itself as a competence center for liquid energy in the space heating mar-

With the renaming, the use of climate-friendly liquid fuels (XtL) in the area of space heating is moving more into focus as a thematic focus. "Intensive work is being done on researching and developing climate-friendly liquid fuels. The next logical step is now to rename the association in line with these core tasks," explains EWO Managing Director Martin Reichard.

According to its own statements, EWO sees itself as a pioneer in the "transformation process from conventional fuels to climate-friendly liquid alternatives" in the field of space heating. Approximately 600,000 oil heaters do still in Austrian heating cellars their service, the country wide fuel oil paragraph was in the past year with 900,000 tons. One wants to accompany



Konsumenten und Konsumentinnen, die heute noch flüssige fossile Energieträger nutzten, mit Information und Dialog "auf ihrem Weg in eine erneuerbare Energiezukunft begleiten", sagt Reichard.

Der Anspruch des EWO ist es, sowohl an der Umsetzung der Energiewende mitzuwirken, als auch die bestehende Heizinfrastruktur einzubinden. Funktionieren kann das über klimafreundliche flüssige Brennstoffe (XtL), die entweder aus wiederverwertbaren Pflanzenöl, Tier- oder Speiseresten (HVO), Haushaltsabfällen (Waste-to-Liquid), Pflanzenresten (Biomass-to-Liquid) oder aus Grünstrom (Power-to-Liquid) hergestellt werden.

Der Vorteil von solchen kompatiblen und damit im Bestand einsatzbaren Flüssigbrennstoffen besteht zum einen darin, dass Verbraucher keine neuen Heizungsanlagen benötigen würden und auf hohe Modernisierungskosten verzichten können. Zum anderen lassen sich XtL-Brennstoffe einfach speichern und transportieren.

"Insbesondere während einer Energiekrise darf niemand dazu gezwungen werden, ein bestehendes und funktionierendes Heizsystem auszutauschen. Die bewährte Infrastruktur zur erhalten und vorhandene Energievorräte zu nutzen, muss jetzt im Sinne der Nachhaltigkeit, Effizienz und Leistbarkeit die oberste Priorität sein", ist der EWO-Vorstandsvorsitzende Jürgen Roth überzeugt.

all consumers, who still use liquid rossil source of energy today, with information and dialogue "on their way into a renewable energy future", says Reichard.

EWO's ambition is both to participate in the implementation of the energy transition and to integrate the existing heating infrastructure. This can work via climate-friendly liquid fuels (XtL) produced either from recyclable vegetable oil, animal or food waste (HVO), household waste (waste-to-liquid), plant residues (biomass-to-liquid) or from green electricity (power-to-liquid).

The advantage of such compatible liquid fuels, which can thus be used in existing buildings, is on the one hand that consumers would not need new heating systems and can dispense with high modernization costs. On the other hand, XtL fuels can be easily stored and transported.

"Especially during an energy crisis, no one should be forced to replace an existing and functioning heating system. Maintaining the proven infrastructure and using existing energy supplies must now be the top priority in terms of sustainability, efficiency and affordability," Jürgen Roth, Chairman of the EWO Board, is convinced.

Plan zur Entwicklung des Gasfelds Dvalin North eingereicht

Plan submitted for the development of the Dvalin North gas field

Mit der Erschließung des Gasfelds Dvalin North in der Norwegischen See wollen Wintershall Dea und die beteiligten Projektpartner Petoro und Sval Energi die Exporte nach Europa steigern. Der Entwicklungs- und Betriebsplan wurde nun eingereicht. Das Feld Dvalin North befindet sich rund 200 km vor der Küste und war der größte Fund in Norwegen im Jahr 2021. Es enthält schätzungsweise rund 84 Mio. Barrel Öläquivalente. Wie Wintershall Dea mitteilt, resultierte die Entdeckung im vergangenen Jahr aus der Strategie des Unternehmens, in der Nähe bestehender Anlagen nach Kohlenwasserstoffen zu suchen. Mit der Einreichung der Unterlagen soll das Feld nun rasch von der Exploration zur Entwicklung gebracht werden. Durch die Anbindung an die Heidrun-Plattform über das bereits operierte Dvalin-Feld wird Dvalin North die bestehende Infrastruktur in der Region nutzen. So könne das geförderte Gas künftig über die Polarled-Pipeline nach Nyhamna bei Kristiansund in Mittelnorwegen exportiert werden.

"Dieses Feld baut auf unserer bestehenden Position als einer der größten norwegischen Gasproduzenten zu einem Zeitpunkt, an dem Europa mehr Energie benötigt, auf", sagte Dawn Summers, Chief Operating Officer von Wintershall Dea. "Die Festlegung auf eine Entwicklung im Jahr nach der Entdeckung ist sehr selten, zeigt aber unsere Entschlossenheit, Europa durch eine große Investition in Norwegen mit Erdgas zu versorgen." Die Erschließung und Entdeckung des Gasfelds soll zu rund 780 Mio. € durch die Projektpartner finanziert werden. Vor Ort wollen sie drei Produktionsbohrungen mit einem Unterwasser-Template 10 km nördlich des bestehenden Dvalin-Feldes durchführen. Dvalin wird voraussichtlich in den kommenden Monaten in Produktion gehen. Die Inbetriebnahme von Dvalin North ist für Ende 2026 geplant.

www.eek-energy.com

With the development of the Dvalin North gas field in the Norwegian Sea, Wintershall Dea and the participating project partners Petoro and Sval Energi aim to increase exports to Europe. The development and operating plan has now been submitted. The Dvalin North field is located around 200 kilometers offshore and was the largest discovery in Norway in 2021, estimated to contain around 84 million barrels of oil equivalent. Wintershall Dea says the discovery last year resulted from the company's strategy of exploring for hydrocarbons near existing assets. The filing now aims to move the field quickly from exploration to development. By connecting to the Heidrun platform via the already operated Dvalin field, Dvalin North will leverage existing infrastructure in the region. This would allow the gas produced to be exported in the future via the Polarled pipeline to Nyhamna near Kristiansund in central Norway.

"This field builds on our existing position as one of Norway's largest gas producers at a time when Europe needs more energy," said Dawn Summers, chief operating officer of Wintershall Dea. "Committing to a development in the year following the discovery is very rare, but demonstrates our determination to supply Europe with natural gas through a major investment in Norway." The development and discovery of the gas field is to be financed at around € 780 million by the project partners. On site, they plan to drill three production wells with a subsea template 10 kilometers north of the existing Dvalin field. Dvalin is expected to come on production in the coming months. Dvalin North is scheduled to come on stream at the end of 2026

EEK 17

Deutschland erhält doch LNG aus Katar

Germany receives LNG from Qatar after all

Katar und Deutschland haben doch noch einen LNG-Deal zustande gebracht. Der Golfstaat werde ab 2026 "mindestens 15 Jahre lang jährlich 2 Mio. t Flüssigerdgas" nach Deutschland liefern, wird der katarische Energieminister zitiert. Das LNG soll über den US-Konzern ConocoPhillips als Käufer nach Deutschland weitergereicht und in Brunsbüttel angeliefert werden. Zudem liefen derzeit Gespräche deutscher Unternehmen mit Qatar Energy über weitere Gasmengen, heißt es.

Zuletzt hatte der Deal des chinesischen staatlichen Energieunternehmens Sinopec mit Qatar Energy für Aufsehen gesorgt, wonach 4 Mio. t Tonnen LNG pro Jahr ab 2026 zusätzlich an Sinopec geliefert werden sollen. Das Besondere an dem Vertrag ist die Laufzeit: Sie beträgt 27 Jahre, angeblich die längste jemals in einem LNG-Vertrag vereinbarte Lieferspanne. Deutschland indes schien zunächst – trotz persönlicher Bemühungen bei Katar-Visiten der Bundesregierung in diesem Jahr – von katarischer Seite aus leer auszugehen, da man sich nicht auf für Katar ausreichend lange Vertragsbindungen einigen konnte.

In der Energiebranche wurde die Wende in den Gasbeziehungen mit Katar positiv aufgenommen. "Der ab 2026 über 15 Jahre laufende Vertrag über Gaslieferungen sichert Deutschland Mengen aus einem der größten Gasfelder, das neu erschlossen wird – North Field in Katar", betonte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung. Die vereinbarte Menge entspreche rund einem Drittel der Kapazität des 2026 fertigzustellenden stationären LNG-Terminals in Brunsbüttel. "Allein dieser Vertrag ersetzt rund 6 % der russischen Gaslieferungen im Jahr 2021", so Andreae, die auch betonte, "gleichzeitig ist und bleibt ein schneller Wasserstoff-Hochlauf wichtiger und dringender denn je".

LNG gilt als Möglichkeit, in Deutschland die weggefallenen russischen Gasmengen zu ersetzen. Eilig werden derzeit mehrere schwimmende LNG-Regasifizierungsanlagen (FS-RU, Floating Storage and Regasification Unit) errichtet. Während in Wilhelmshaven der Anleger für das FSRU bereits fertiggestellt ist und nun noch die Anbindung folgen muss, hat das LNG-Schiff Neptune bereits Rügen erreicht und soll in Kürze seinem Bestimmungsort Lubmin erreichen. Hier steht am dortigen künftigen LNG-Terminalstandort bereits der Anschluss ans Ferngasnetz bereit.

Qatar and Germany have reached an LNG deal after all. The Qatari energy minister is quoted as saying that the Gulf state will supply Germany with 2 million tons of liquefied natural gas a year for at least 15 years starting in 2026. The LNG is to be passed on to Germany via the U.S. group ConocoPhillips as buyer and delivered in Brunsbüttel. In addition, talks between German companies and Qatar Energy are currently underway for further gas volumes, according to reports.

Most recently, the deal between the Chinese state-owned energy company Sinopec and Qatar Energy had caused a stir, according to which an additional 4 million tons of LNG per year are to be supplied to Sinopec from 2026. The special feature of the contract is its duration: it is 27 years, reportedly the longest supply span ever agreed in an LNG contract. Germany, however, initially seemed to come away empty-handed from the Qatari side – despite personal efforts during Qatar visits by the German government this year – because it was not possible to agree on contract commitments of sufficient length for Qatar.

In the energy sector, the turnaround in gas relations with Qatar was received positively. "The gas supply contract, which runs for 15 years from 2026, secures Germany volumes from one of the largest gas fields to be newly developed – North Field in Qatar," stressed Kerstin Andreae, Chairwoman of the BDEW Executive Board. She added that the agreed volume corresponds to around one-third of the capacity of the stationary LNG terminal in Brunsbüttel to be completed in 2026. "This contract alone will replace around 6 % of Russian gas supplies in 2021," said Andreae, who also stressed that "at the same time, a fast hydrogen ramp-up is and will remain more important and urgent than ever."

LNG is seen as a way to replace lost Russian gas in Germany. Several floating LNG regasification plants (FSRU, Floating Storage and Regasification Unit) are currently being hastily built. While the jetty for the FSRU has already been completed in Wilhelmshaven and now the connection still has to follow, the LNG ship Neptune has already reached Rügen and is expected to reach its destination Lubmin shortly. Here, the connection to the long-distance gas network is already ready at the future LNG terminal site there.

Gascade: Erster LNG-Anschluss an deutsches Ferngasnetz fertig

Gascade: First LNG connection to German long-distance gas network completed

Nachdem im Zusammenhang mit den kriegsbedingt kurzfristig an den deutschen Küsten geplanten neuen schwimmenden LNG-Anlandestationen der Hafenbetreiber Niedersachsen Ports erst kürzlich mitgeteilt hatte, der erste Anleger für schwimmende LNG-Regasifizierungsanlagen (FSRU) sei in Wilhelmshaven fertiggestellt, man warte nun auf die Netzanbindung, heißt es jetzt vom Fernleitungsnetzbetreiber Gascade für den Standort Lubmin umgekehrt, die erste Anbindungsleitung an die Anlandestation "AST Greifswald" des

After, in connection with the new floating LNG landing stations planned at short notice on the German coasts due to the war, the port operator Niedersachsen Ports had only recently announced that the first jetty for floating LNG regasification units (FSRU) had been completed in Wilhelmshaven, one waits now for the net connection, it says now from the transmission system operator Gascade for the location Lubmin conversely, the first connection line to the landing station "AST Greifswald" of the terminal Lubmin (liquid natural gas

18 EEK www.eek-energy.com



Terminals Lubmin (Flüssigerdgasprojekt "Deutsche Ostsee" der Deutschen Regas) an die Leitungen NEL und OPAL sei fertiggestellt. Die Nachricht folgt kurze Zeit auf die Meldung, dass das im Auftrag der Bundesregierung gecharterte FSRU Neptune bereits Rügen erreicht hat und in Kürze in Lubmin erwartet wird

"Nachdem das Netzanschlussbegehren durch die Deutsche Regas erst im Sommer gestellt worden war, blieb nicht viel Zeit für die Umsetzung", kommentierte Gascade-Geschäftsführer Christoph von dem Bussche. "Das Projekt war zeitlich sehr anspruchsvoll, und wir sind stolz, bereits in diesem Winter unseren Beitrag zur Versorgungssicherheit für Deutschland und Europa leisten zu können", ergänzt Projektleiter Stefan Petter.

Die 450 m lange Leitung verfügt über eine Einspeisekapazität von rund 6 GWh/h und kann perspektivisch auch zur Einspeisung von Wasserstoff genutzt werden, so das Netzunternehmen. Auf der FSRU soll durch Kälte verflüssigtes Gas in einen gasförmigen Zustand umgewandelt werden. Von der AST Greifswald kann das regasifizierte Flüssiggas über die Ferngasleitungen OPAL, NEL sowie die EUGAL in Deutschland und Europa verteilt werden.

project "German Baltic Sea" of the German (1975) to the lines NEL and OPAL is finished. The news follows shortly after the announcement that the FSRU Neptune, chartered on behalf of the German government, has already reached Rügen and is expected to arrive in Lubmin shortly.

"After the grid connection request was only made by Deutsche Regas in the summer, there was not much time for implementation," commented Gascade Managing Director Christoph von dem Bussche. "The project was very demanding in terms of time and we are proud to be able to make our contribution to supply security for Germany and Europe already this winter," added project manager Stefan Petter.

The 450-meter-long line has a feed-in capacity of around 6 GWh/h and can also be used to feed in hydrogen in the future, according to the grid company. At the FSRU, gas liquefied by cold is to be converted into a gaseous state. From AST Greifswald, the regasified liquefied gas can be distributed via the OPAL, NEL and EUGAL gas pipelines in Germany and Europe.

Ørsted plant 3-GW-Elektrolyseur

Ørsted plans 3-GW electrolyzer

Der Energiekonzern Ørsted hat mit dem Projektentwickler Skovgaard Energy eine Absichtserklärung zur Entwicklung einer skalierbaren Power-to-X-Anlage mit bis zu 3 GW im Nordwesten Dänemarks unterzeichnet.

Die geplante Anlage soll in mehreren Phasen gebaut werden und dadurch eine zentrale Rolle beim Aufbau einer dänischen Wasserstoffwirtschaft spielen. In einer ersten Projektphase soll zunächst ein Elektrolyseur mit voraussichtlich 150 MW errichtet werden, der mit Onshore-Windstrom und Solarstrom betrieben werden soll. Skovgaard Energy hat bereits mit dem Aufbau der erforderlichen Wind- und Solarparks begonnen, so dass ein schneller Projektstart möglich ist. Der Vereinbarung zufolge soll die Anlage in Idomlund bei Holstebro im Nordwesten Dänemarks errichtet werden. Es ist geplant, die angekündigten Offshore-Windparks in der Nordsee von diesem Ort aus anzubinden. Durch die Nähe zu großen Offshore-Projekten können Ørsted und Skovgaard Energy das Projekt je nach Ausbaustand auf See hochskalieren. Ørsted nutzt bereits für andere Power-to-X-Projekte den stufenweisen Ansatz für den Aufbau von Elektrolysekapazitäten.

Sobald die benötigten Offshore-Erzeugungskapazitäten und die Wasserstoffinfrastruktur außerhalb Dänemarks aufgebaut ist, soll die Elektrolysekapazität auf 3 GW erhöht werden und der Standort für den Wasserstoffexport genutzt werden, teilten die beiden Unternehmen mit. Dänemark will bis 2030 eine Elektrolyse-Kapazität von 4 bis 6 GW aufbauen.

"Europa braucht grüne Lösungen in großem Maßstab, um den Klimawandel zu bekämpfen und die regionale Energieunabhängigkeit zu sichern. Nur wenige Länder haben ein so großes Potenzial, ein Exporteur grüner Energie zu werden, wie Dänemark mit seinen reichhaltigen und kostengünstigen Offshore-Windressourcen, die durch Onshore-Wind und Photovoltaik ergänzt werden", erklärt Anders Nordstrøm, Chief Operating Officer von Ørsted P2X.

Energy group Ørsted has signed a memorandum of understanding with project developer Skovgaard Energy to develop a scalable power-to-X plant of up to 3 GW in northwestern Denmark.

The planned plant will be built in several phases and thus play a central role in the development of a Danish hydrogen economy. The first phase of the project will initially involve the construction of an electrolyzer with an expected capacity of 150 MW, which will be powered by onshore wind and solar electricity. Skovgaard Energy has already started building the necessary wind and solar farms, enabling a quick project start. According to the agreement, the plant will be located in Idomlund near Holstebro in northwestern Denmark. The plan is to connect the announced offshore wind farms in the North Sea from this location. The proximity to large offshore projects will allow Ørsted and Skovgaard Energy to scale up the project depending on the level of offshore expansion. Ørsted already uses the phased approach to building electrolysis capacity for other power-to-X projects.

Once the required offshore generation capacity and hydrogen infrastructure is built outside Denmark, electrolysis capacity will be increased to 3 GW and the site will be used for hydrogen exports, the two companies said. Denmark aims to build 4 to 6 GW of electrolysis capacity by 2030.

"Europe needs green solutions on a large scale to combat climate change and ensure regional energy independence. Few countries have as much potential to become a green energy exporter as Denmark, with its abundant and cost-effective offshore wind resources, complemented by onshore wind and photovoltaics," said Anders Nordstrøm, chief operating officer of Ørsted P2X.

EEK 19

Übergewinnsteuer: Ölwirtschaft kritisiert deutschen Umsetzungsentwurf

Excess profits tax: oil industry criticizes German implementation draft

Der Branchenverband en2x hat den Entwurf des deutschen Vorschlags zur Umsetzung des von der EU beschlossenen Solidarbeitrags für den Rohöl- und Raffineriesektor scharf kritisiert

Die Pläne werden der besonderen Situation des Raffineriesektors nicht gerecht, teilte en2x mit. Die von Bundesfinanzminister Christian Lindner (FDP) geplante Gewinnabschöpfung gehe deutlich über die EU-Vorgaben hinaus und drohe damit wichtige Klimaschutzinvestitionen zu verhindern.

"Unsere Branche kann nachvollziehen, dass in der aktuellen Situation befristete Maßnahmen ergriffen werden, um die Auswirkungen hoher Energiepreise abzufedern", erklärt Christian Küchen, Hauptgeschäftsführer des Wirtschaftsverbands Fuels und Energie (en2x). Allerdings gehe der Entwurf der Bundesregierung in seiner Belastungswirkung deutlich zu weit, mahnt Küchen. Er kritisiert, dass die Abgabe in Deutschland für zwei Jahre statt nur für ein Jahr erhoben werden solle. "Das lehnen wir ab", sagte Küchen.

Der Verband warnt davor, den vorgesehenen Steuersatz von 33 % nochmals zu verschärfen, wie das derzeit diskutiert werde. Gemeinsam mit der Körper- und der Gewerbesteuer würden dann schon fast zwei Drittel der Gesamtwertschöpfung aus den Gewinnen der Jahre 2022 und 2023 eingezogen. Im Entwurf der Bundesregierung wird als Bemessungsgrundlage für die neue Gewinnabschöpfungssteuer der steuerliche Gewinn herangezogen, damit fehle jede Möglichkeit, Verluste der Vorjahre zu berücksichtigen.

"Viele Raffinerien haben jedoch im Referenzzeitraum von 2018 bis 2021 teilweise hohe Verluste gemacht, zuletzt vor allem wegen der Folgen der Coronapandemie", erläutert Küchen. Dies habe zur Folge, dass jeder Gewinn in diesem und im kommenden Jahr schon ab dem ersten Euro als sogenannter "Übergewinn" zählen könnte. Küchen plädiert dafür, "neben einer zeitlichen Begrenzung auf ein Jahr auch eine Berücksichtigung von Verlusten der Vorjahre zuzulassen."

Zudem wies en2x darauf hin, dass viele Raffinerien vor erheblichen Investitionen in den Ausbau regenerativer Energien und die Herstellung von grünem Wasserstoff für eine klimafreundliche Zukunft stehen. Dies finde im vorliegenden Gesetzentwurf keinerlei Beachtung. Eine übermäßige Belastung der betroffenen Unternehmen würde diese Investitionen gefährden und den hiesigen Wirtschaftsstandort nachhaltig schwächen, warnt Küchen. "Wir schlagen daher ergänzend vor, solche Investitionen in den Jahren 2023 und 2024 im Rahmen des vorgesehenen Gesetzes zur Anrechnung zu bringen."

The industry association en2x has sharply criticized the draft German proposal to implement the solidarity contribution for the crude oil and refining sector adopted by the EU.

The plans do not do justice to the special situation of the refining sector, en2x announced. The profit levy planned by German Finance Minister Christian Lindner (FDP) goes well beyond EU requirements, he said, threatening to prevent important climate protection investments.

"Our industry can understand that temporary measures are being taken in the current situation to cushion the impact of high energy prices," explains Christian Küchen, Chief Executive of the Fuels and Energy Business Association (en2x). However the draft of the Federal Government goes in its load effect clearly too far, cautions Küchen. He criticizes the fact that the levy in Germany is to be imposed for two years instead of just one. "We reject that," said Küchen.

The association warns against further tightening the proposed tax rate of 33 %, as is currently being discussed. Together with the corporate and trade tax, almost two-thirds of the total value added would then already be collected from the profits of the years 2022 and 2023. In the German government's draft, the taxable profit is used as the assessment basis for the new profit absorption tax, thus missing any possibility of taking into account losses from previous years.

"However, many refineries made losses in the reference period from 2018 to 2021, some of which were high, most recently mainly due to the consequences of the Corona pandemic," Küchen explains. As a result, he says, any profit this year and next could count as a so-called "excess profit" from the very first euro. Küchen advocates "allowing losses from previous years to be taken into account, in addition to a time limit of one year."

In addition, en2x pointed out that many refineries are facing significant investments in the expansion of renewable energies and the production of green hydrogen for a climate-friendly future. This, he said, is not taken into account at all in the present draft legislation. An excessive burden on the companies concerned would jeopardize these investments and weaken the local business location in the long term, Küchen said. "We therefore propose, as a supplementary measure, that such investments be made eligible in 2023 and 2024 under the proposed law."

Bundesnetzagentur führt Indikatoren zur Lage der Gasversorgung ein

Federal Network Agency introduces indicators on the gas supply situation

Anhand von fünf Indikatoren will die Bundesnetzagentur ab sofort und zukünftig werktäglich aktualisiert darstellen, ob hierzulande eine Gasmangellage droht. "Die Indikatoren sollen gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz schaffen und deutlich machen, wie weit man von einer Mangelsituation entfernt ist", sagte der Präsident der Regulierungsbehörde, Klaus Müller, in einer Pressekonferenz. Die fünf Indikatoren sind die Temperaturprognose, der temperaturbereinigte Gasverbrauch, die Speicherfüllstände, die

The Federal Network Agency intends to use five indicators to show whether there is a risk of a gas shortage in Germany, starting immediately and updated every working day in the future. "The indicators are intended to create transparency visà-vis the public and make it clear how far away we are from a shortage situation," said the president of the regulatory authority, Klaus Müller, in a press conference. The five indicators are the temperature forecast, temperature-adjusted gas



Situation in den Nachbarländern und die Beschaffungssituation von Regelenergie am Markt. Für jeden dieser Indikatoren werden anhand von bestimmten Kriterien die Stufen "stabil", "angespannt" oder "kritisch" bestimmt. So wird etwa beim Indikator Temperaturprognose die Lage als stabil eingeschätzt, wenn die prognostizierte Durchschnittstemperatur in den kommenden sieben Tagen höher als im Vergleichszeitraum von 2018 bis 2021 liegen dürfte, angespannt, wenn die Temperatur um bis zu 2 Grad niedriger ausfallen, und kritisch, wenn noch niedrigere Temperaturen erwartet würden. Die Indikatoren sollen "Anhaltspunkte bei einer Diskussion einer Gasmangellage und um die Ausrufung der Notfallstufe sein". Das Set stelle aber keinen "Automatismus" dar. "Die Entscheidung der Gasmangellage obliegt der Bundesregierung. Aber es ist die Verantwortung der Bundesnetzagentur, hier Transparenz herzustellen. Wir wollen das jetzt zu einem Zeitpunkt tun, wo alle fünf Indikatoren auf stabil stehen", so Müller. Auch auf die jüngste wöchentliche Gas-Verbrauchsstatistik ging der Regulierungs-Chef ein. "Wir haben jetzt erstmals einen Dämpfer bei den absoluten Verbräuchen gesehen. Über alle Sektoren hinweg lagen sie bei einem Minus von 21 %. Bei den privaten Haushalten und im gewerblichen Bereich waren es nur minus 17 %." Müller unterstrich, dass das Einsparziel bei 25 % liegen sollte. Bisher hatte er das Ziel meist mit "mindestens 20 %" beziffert.

consumption, storage levels, the situation countries and the procurement situation of balancing energy on the market. For each of these indicators, certain criteria are used to determine the levels "stable," "tense," or "critical." For example, for the temperature forecast indicator, the situation is considered stable if the forecast average temperature in the next seven days is expected to be higher than in the comparable period from 2018 to 2021, tense if the temperature is expected to be up to 2 degrees lower, and critical if even lower temperatures would be expected. The indicators are intended to be "clues in a discussion of a gas shortage situation and around declaring an emergency level." However, he said, the set does not represent an "automaticity." "The decision of the gas shortage situation is up to the federal government. But it is the responsibility of the Federal Network Agency to create transparency here. We want to do that now at a time when all five indicators are at stable," Müller said. The head of regulation also addressed the latest weekly gas consumption statistics. "We have now seen a dip in absolute consumption for the first time. Across all sectors, they were down 21 %. For private households and the commercial sector, it was only minus 17 %." Müller emphasized that the savings target should be 25 %. Previously, he had usually put the target at "at least 20 %."

Neuer Produktionsrekord bei Erdgas in den USA

New production record for natural gas in the USA

Die Förderung von Erdgas ist in den USA im Laufe des Jahres 2022 gestiegen und belief sich im Oktober und November auf durchschnittlich mehr als 100 Mrd. Kubikfuß (cft) pro Tag (1 cft pro Tag entspricht 10,336 m³ pro Jahr). Damit wurden die monatlichen Produktionsrekorde übertroffen, die vor der Pandemie im Jahr 2019 erreicht worden waren. Das im Jahr 2022 verzeichnete Wachstum der Erdgasproduktion erklärt sich nach Aussage der U.S. Energy Information Administration (EIA) durch erhöhte Bohraktivitäten in der Region Haynesville in Louisiana und Ost-Texas sowie in der Region Perm in West-Texas und im Südosten von New Mexico. Die Entwicklung wurde durch die jüngsten Erweiterungen der Pipeline-Infrastruktur in diesen beiden Regionen begünstigt.

Im Jahr 2022 werden die USA, der weltweit größte Erdgasproduzent, mit durchschnittlich 98,0 Mrd. cft pro Tag entsprechend mehr als 1.000 Mrd. m³ einen neuen Jahresrekord aufstellen. Für 2023 rechnet die EIA mit einem Anstieg der Förderung um etwa 2 % im Vergleich zu 2022 auf durchschnittlich 100 bis 101 Mrd. cft pro Tag. Bei den Erdgaspreisen am US-Henry-Hub-Benchmark erwartet die Organisation, die zum Department of Energy gehört, für das erste Halbjahr 2023 eine Abschwächung auf 5,62 US-Dollar/million British Thermal Units (MMBtu), verglichen mit dem für Dezember 2022 geschätzten Monatsdurchschnitt von 6,34 US-Dollar/MMBtu (1 MMBtu entspricht 26,4 m³ Gas, basierend auf einem Energieinhalt von 40 Megajoule pro m³). Das sind umgerechnet um die 20 US-\$ pro Megawattstunde. Der von der EIA genannte Henry Hub-Benchmark-Preis für Erdgas entspricht damit einem Bruchteil im Vergleich zu den Jahresfutures 2023, die zuletzt mit rund 150 € pro Megawattstunde (Stand: 7. Dezember 2022) an der europäischen Großhandelsbörse EEX notiert wurden.

U.S. natural gas production increased during 2022, averaging more than 100 billion cubic feet (cft) per day in October and November (1 cft per day equals 10.336 m³ per year). This surpassed the monthly production records set prior to the 2019 pandemic. The growth in natural gas production recorded in 2022 is explained by increased drilling activity in the Haynesville region of Louisiana and East Texas, as well as the Permian region of West Texas and Southeast New Mexico, according to the U.S. Energy Information Administration (EIA). Development has been fueled by recent pipeline infrastructure expansions in these two regions.

In 2022, the U.S., the world's largest producer of natural gas, will set a new annual record by averaging 98.0 billion cft per day, equivalent to more than 1,000 billion m³. For 2023, EIA expects production to increase by about 2 % compared to 2022, to an average of 100 to 101 billion cft per day.

For natural gas prices at the U.S. Henry Hub benchmark, the organization, which is part of the Department of Energy, expects prices to moderate to \$5.62/million British thermal units (MMBtu) for the first half of 2023, compared with the December 2022 estimated monthly average of \$6.34/MMBtu (1 MMBtu is equivalent to 26.4 m³ of gas, based on an energy content of 40 megajoules per m³). That's the equivalent of about \$20 per megawatt-hour. The Henry Hub benchmark price for natural gas quoted by the EIA thus corresponds to a fraction compared with the 2023 annual futures, which were last quoted at around 150 euros per megawatt hour (as of December 7, 2022) on the European wholesale exchange EEX.

Hohes LNG-Angebot sichert Speicherbefüllung

High LNG supply secures storage filling

In Deutschland werden in Q1 2023 drei schwimmende LNG-Terminals zur Verfügung stehen. Sie müssen aber auch ausgelastet sein, damit genug Gas zur Wiederbefüllung der Speicher bereitsteht.

Ein hohes LNG-Angebot ist Voraussetzung für eine hohe Wiederbefüllung der deutschen Speicher vor dem nächsten Winter. Dies ist eines der zentralen Ergebnisse der Gas-Szenarien, die von dem Verband der Speicherbetreiber, Initiative Energien Speichern (INES) in einer Pressekonferenz am 18. November vorgestellt wurden. Neben der Frage, ob es in diesem Winter zu einer Gasmangellage kommen kann, beschäftigt viele Marktteilnehmer zunehmend die Frage, ob denn eine ausreichende Befüllung vor dem nächsten Winter möglich ist. Der ganze simple Ansatz: In diesem Jahr hat Russland noch Mengen nach Europa geliefert, die im kommenden Jahr nicht mehr zur Verfügung stehen werden. Eine Erhöhung des Angebotes oder eine Reduzierung der Nachfrage wird deshalb nötig sein, um über den nächsten Sommer eine Wiederbefüllung der Speicher zu sichern. INES hat ein Modell gebaut, das auf den europäischen Infrastrukturkapazitäten und Erdgasverbräuchen basiert.

LNG-Terminals gehen im ersten Quartal 2023 an den Start

INES-Geschäftsführer Sebastian Bleschke erläuterte, dass ein hohes LNG-Angebot die weggefallenden russischen Mengen ersetzen kann. In Deutschland werden im ersten Quartal 2023 in Lubmin, Wilhelmshaven und Brunsbüttel drei neue schwimmende LNG-Terminals zur Verfügung stehen. In den Niederlanden ist schon seit September in Eemshaven ein neues Terminal in Betrieb. Diese Terminals müssen aber auch entsprechend ausgelastet werden, damit ausreichend Gas zur Wiederbefüllung der Speicher zur Verfügung steht. Bleschke empfiehlt deshalb ein tägliches Monitoring der LNG-Importe nach Europa. Fast verblüffend an den Ergebnissen der INES-Szenarien: Eine sehr hohe Befüllung der Speicher ist auch dann möglich, wenn sie im Verlauf dieses Winters komplett geleert werden sollten. Aktuell ist der Füllstand der deutschen Speicher mit fast 100 % mehr als komfortabel. Wenn der aktuelle Winter "warm" wird (INES hat die Wetterdaten des Jahres 2020 zur Simulation eines warmen Winters verwendet), dann werden die Speicher auch Ende März noch zu 27 % gefüllt sein. Schon im August kann dann ein Füllstand von 100 % erreicht sein.

Bei kaltem Winter droht Versorgungsproblem

Selbst wenn dieser Winter sehr kalt wird (analog zum Winter 2016), sind die Speicher zu Beginn des kommenden Winters dennoch zu 90 % gefüllt. Dies entspricht dann zwar nicht ganz der gesetzlichen Füllstandsvorgabe von 95 %, ist aber doch ein recht hoher Wert. Totzdem kann Deutschland bei einem kalten Winter im Februar und März – trotz der aktuell sehr hohen Speicherfüllstände – ein Versorgungsproblem haben. Im Modell heißt dies, dass bei dem gegebenen Angebot und der unterstellten Nachfrage diese Nachfrage nicht mehr durch die Ausspeicherungen gedeckt werden kann. Bezüglich der Nachfrage wird für die Szenarien unterstellt, die bisher beobachtbaren Einsparungen bei Haushalten und Industrieunternehmen gelten auch für den Rest des Modellierungszeitraums.

Der Nachteil des Modells (wie aber auch vieler anderer Modelle): Es berücksichtigt keine Preise und damit preisbedingte Ver-

In Germany, three floating LNG terminals will be available in Q1 2023. However, they must also be utilized to ensure that enough gas is available to refill the storage facilities.

A high LNG supply is a prerequisite for a high refill of German storage facilities before the next winter. This is one of the key findings of the gas scenarios presented by the association of storage operators, Initiative Energien Speichern (INES) in a press conference on November 18. In addition to the question of whether there may be a gas shortage this winter, many market participants are increasingly concerned with the question of whether sufficient filling is possible before next winter. The simple approach is that this year Russia has supplied volumes to Europe that will not be available next year. An increase in supply or a reduction in demand will therefore be necessary to ensure that the storage facilities can be refilled over the next summer. INES has built a model based on European infrastructure capacities and natural gas consumptions.

LNG terminals to launch in first quarter of 2023

INES Managing Director Sebastian Bleschke explained that a high LNG supply can replace the Russian volumes that will be eliminated. In Germany, three new floating LNG terminals will be available in Lubmin, Wilhelmshaven and Brunsbüttel in the first quarter of 2023. In the Netherlands, a new terminal has already been in operation in Eemshaven since September. However, these terminals must also be utilized accordingly so that sufficient gas is available to refill the storage facilities. Bleschke therefore recommends daily monitoring of LNG imports into Europe. Almost perplexing about the results of the INES scenarios: A very high filling of the storage facilities is possible even if they should be completely emptied in the course of this winter. Currently, the fill level of German storage facilities is more than comfortable at almost 100 %. If the current winter turns out to be "warm" (INES used weather data for 2020 to simulate a warm winter), the storage facilities will still be 27 % full at the end of March. A fill level of 100 % can then be reached as early as August.

Supply problem looms if winter is cold

Even if this winter is very cold (as in the winter of 2016), the storage facilities will still be 90 % full at the beginning of the coming winter. Although this does not quite meet the legal filling level requirement of 95 %, it is still quite a high value. However, the figure also shows that Germany could have a supply problem in the event of a cold winter in February and March – despite the currently very high storage levels. In the model, this means that with the given supply and the assumed demand, this demand can no longer be covered by the withdrawals. With respect to demand, the scenarios assume that the savings observed to date among households and industrial companies also apply for the remainder of the modeling period.

The disadvantage of the model (as well as many other models): It does not take into account prices and thus price-related behavioral reactions of the various actors. INES is aware of this, however. Bleschke pointed out during the presentation of the results that in the model, storage takes place much earlier than can be expected in reality. Currently, many market participants are discussing what storage bookings and injection can even be expected without government support. Cur-