



DAS GASMAGAZIN
Ausgabe 1/2022

Gestartet

Die Vorbereitungen für drei deutsche LNG-Terminals laufen auf Hochtouren. Eines entsteht in Stade.

Gekauft

Wie wird Erdgas eingekauft? Ein Tag mit Gaseinkäuferin Miriam Lehmann bringt Licht ins Dunkel.

Geplant

Kirsten Westphal treibt mit H2Global den Import von Wasserstoff voran. Ein Interview.

HIER STECKT GAS DRIN



Eine Industrie ohne Gas? Undenkbar. Die deutsche Industrie wird immer Gas benötigen, heute in Form von Erdgas, morgen als Wasserstoff. Die Transformation ist bereits im Gange.



PUSHING LIMITS. TOGETHER.

Wintershall Dea ist Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen. Wir suchen und fördern Erdgas und Erdöl – weltweit. Verantwortungsvoll und effizient. Mit dem Know-how unserer Ingenieur:innen und unserem

Pioniergeist im Herzen leisten wir unseren Beitrag zur Energiewende. Heute und in Zukunft.

Minds of engineers. Pioneers at heart.
wintershalldea.com



wintershall dea

Titelseite: C3 Visual Lab S. 3 Fotos: Zukunft Gas, Max Lautenschläger, C3 Visual Lab

g IN DIESER AUSGABE 1/2022

- 4 Auf den Punkt**
Zum Dreiklang aus Energiekosten, Klimaschutz und Versorgungssicherheit.
- 6 Endlich verständlich**
Der Energiemix in der deutschen Industrie.
- 8 Titel**
Deutschland muss seine Energiewirtschaft neu ausrichten. Gas braucht die Industrie immer, heute Erdgas, morgen Wasserstoff.
- 16 Pioniergeist**
Innovative Projekte für mehr Nachhaltigkeit in der Gaswirtschaft.
- 18 Bericht**
Miriam Lehmann kauft für die Leipziger VNG Erdgas aus Norwegen: ein Arbeitsalltag zwischen Verhandlungsgeschick und Kompromissbereitschaft.
- 22 Essay**
Die Energiepolitik muss substantiell neu tarifiert und grundlegend neu gedacht werden.
- 23 Nachgehakt**
Der SPD-Energieexperte Timon Gremmels erklärt, warum Erdgas so wichtig ist.
- 24 Zoom**
Deutschland verringert seine Abhängigkeit von russischem Gas. Das sind die Alternativen.
- 30 Reportage**
LNG ist für eine breit aufgestellte Gasversorgung entscheidend. In Stade entsteht eines der dafür notwendigen LNG-Terminals.
- 36 Zukunftsberuf**
Dietrich Sümmermann hilft als „Head of Net Zero Solutions“ bei Uniper Unternehmen dabei, ihre Emissionen zu reduzieren.
- 38 Kurz und knapp**
Gasvorkommen sind unterschiedlich verteilt. Umso wichtiger sind die Importstrukturen.
- 40 Interview**
Energieexpertin Kirsten Westphal von der H2Global Stiftung über die Zukunft von Wasserstoff.



Industrie ohne russisches Gas Wie die Gaswirtschaft den Umstieg gestaltet

Der 24. Februar 2022 bedeutet auch für die deutsche Gaswirtschaft eine Zeitenwende. Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat die Zusammenarbeit mit russischen Partnern in vielen Fällen jäh beendet. Grundsätze, die selbst in den dunkelsten Tagen des Kalten Kriegs gültig waren, gelten nicht mehr. Erstmals ist Deutschland mit der Möglichkeit einer Gasmangellage konfrontiert.

Um dies zu verhindern, arbeiten Branche und Politik mit Hochdruck daran, dass die Gasversorgung gesichert bleibt. In hohem Tempo wurden Alternativen gesucht und teilweise auch bereits gefunden. An den europäischen LNG-Terminals wurden zusätzliche Kapazitäten gebucht, Pipeline-Kapazitäten aus anderen Ländern wurden maximiert. Eigene LNG-Terminals werden gebaut und stationär schwimmende LNG-Terminals installiert. Die Versorgungssicherheit hat höchste Priorität, denn die Hälfte der Deutschen heizt mit Gas.

Das Thema Versorgungssicherheit betrifft allerdings nicht nur die Haushalte, der größte Abnehmer ist die Industrie. Die Produktionskette der meisten Waren beginnt mit Erdgas: Aus Stoffen wie Acetylen, Ammoniak und Methanol werden Kunststoffe, Dünger, Medikamente und Farbe hergestellt. In der Stahlproduktion ermöglicht Erdgas die nötigen hohen Temperaturen. Das Thema ist komplex und gleichzeitig hochrelevant. Daher haben wir diese Ausgabe der Rolle von Erdgas in der Industrie gewidmet und versucht, in allen Rubriken die verschiedenen vor- und nachgelagerten Prozesse der Gaswirtschaft zu beleuchten: von Importwegen über den Gaseinkauf bis zum Blick in die Transformation zu Wasserstoff in der Industrie.

Ich wünsche Ihnen viel Spaß bei der Lektüre des neuen **g** und bleiben Sie gesund!

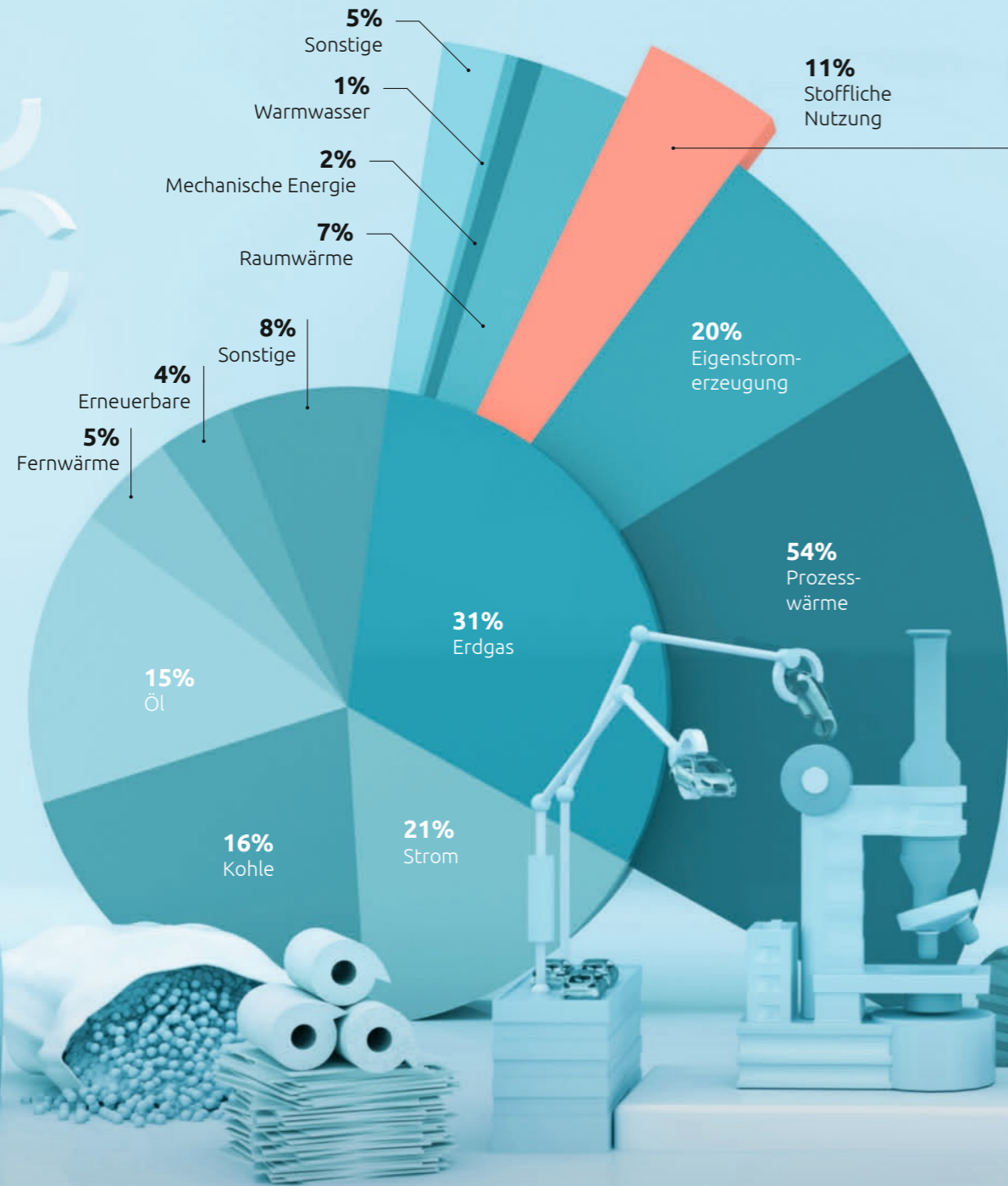
Timm Kehler

Dr. Timm Kehler
Vorstand von Zukunft Gas

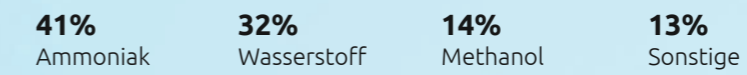
„Den Dreiklang aus Energiekosten, Klimaschutz und Versorgungssicherheit werden wir neu austarieren müssen.“

Prof. Dr. Siegfried Russwurm stellt sich als Präsident des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) die Frage, wie der deutsche Energiehunger ohne russisches Erdgas gestillt werden kann.

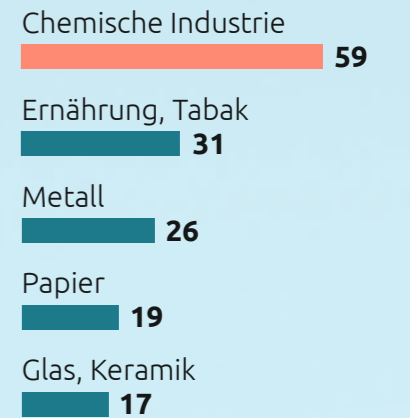
Im Herbst 2021 ist die Welt noch eine andere. Das deutsche Volk hat Schwarz-Rot abgewählt. Mit der Ampel-Koalition weht ein frischer Wind im politischen Berlin. Im wahrsten Sinn des Wortes: Die neue Regierung werde den „Ausbau Erneuerbarer Energien zu einem zentralen Projekt ihrer Regierungsarbeit machen“, steht im Koalitionsvertrag und weiter: „Erdgas ist für eine Übergangszeit unverzichtbar.“ Aber mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine stehen plötzlich ganz andere Dinge im Fokus. Im Energiesektor sind längst geklärte Fragen wieder vollkommen offen. Die Menschen sorgen sich, ob sie noch ausreichend heizen können, rund 50 Prozent der deutschen Haushalte sind auf Gas angewiesen. Auch die Industrie benötigt große Mengen. Produktionsausfälle, Arbeitsplatzverluste und steigende Preise wären die Folge, wenn der Gasfluss plötzlich stoppt. Nur: Wo kommt das Gas in Zukunft her? Und wie zahlen wir das alles? Auf Kosten des Klimaschutzes? Das wäre keine gute Antwort. Natürlich muss die Versorgungslage gesichert werden, gleichzeitig sind stärkere Investitionen in Dekarbonisierungsprojekte unabdingbar. Deutschland kann, muss sich das leisten.



11% Stoffliche Nutzung



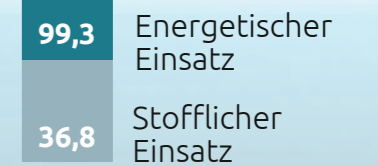
Gasverbrauch in der Industrie



Branchen mit dem höchsten Gasverbrauch in Deutschland 2020, in Terawattstunden pro Jahr

Quelle: Agora Energiewende/Fraunhofer ISI

Erdgas (in TWh) Gasnutzung in der Industrie



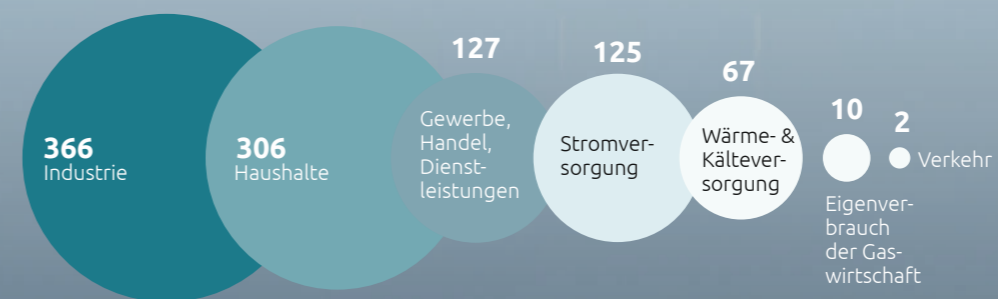
Einsatz in der Chemie
Erdgas ist vorrangig als Energieträger bekannt, dient aber auch als wichtiger Rohstoff.

Quelle: Destatis, VCI

Energiemix in der Industrie

Die Industrie ist größter Abnehmer von Erdgas und Erdgas ist der wichtigste Energieträger in der Industrie: Im Hochtemperaturbereich als Alternative zu Kohle, in der chemischen Industrie als Rohstoff und perspektivisch als Wegbereiter für eine prosperierende Wasserstoffwirtschaft.

Erdgasabsatz in Deutschland



1.003 Mrd. kWh
Erdgasverbrauch insgesamt

Quelle: BDEW

KEINE ALTERNATIVE ZU GAS

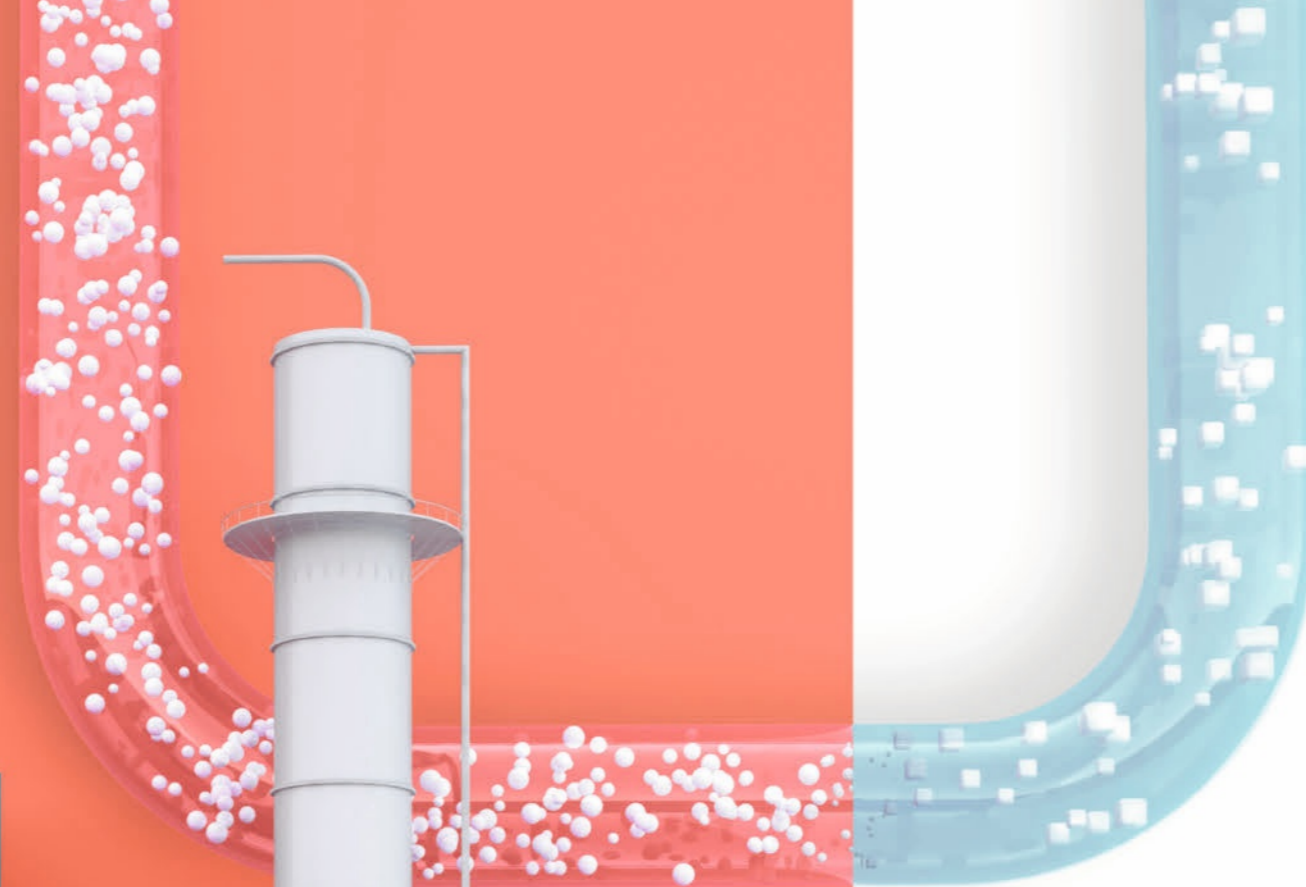
Eine Industrie ohne Gas? Undenkbar. Die deutsche Industrie wird immer Gas benötigen, heute in Form von Erdgas, morgen als Wasserstoff. Die Transformation ist bereits im Gange. Ein Überblick.



ALLESKÖNNER GAS:
Nicht nur als Energieträger in der Stahlindustrie oder zum Verzinken für Autokarosserien, auch als Rohstoff für Düngemittel, Lacke, Turnschuhe oder Arzneimittel wird Gas benötigt.

BASF

Ob Sportkleidung, Reifenkleber, Lacke, Pflanzenschutzmittel oder Arzneien: Überall steckt Acetylen drin. Dafür ist Erdgas notwendig.



D

er Angriffskrieg Russlands in der Ukraine ist eine Zäsur – auch für die deutsche Industrie. Schließlich ist sie mit 38 Prozent der größte Erdgas-Abnehmer in der Bundesrepublik. Daher sucht Deutschland nach anderen Energielieferanten und -quellen. Was bei Diskussionen um Windräder, Solarenergie und Wärmepumpen meist zu kurz kommt: Für die Industrie führt kein Weg an Gas vorbei. Einige industrielle Prozesse, zum Beispiel im Hochtemperaturbereich, sind nicht oder nur schwer elektrifizierbar. Zudem benötigt die Industrie Gas längst nicht nur als Energieträger, sondern auch als Rohstoff. Deshalb ist allen Beteiligten klar: Erdgas ist mittelfristig unersetzlich, um den Industriestandort zu sichern. Und nicht nur den: Die Industrie ist die wichtigste Stütze der Gesamtwirtschaft. Ein Fünftel der Wertschöpfung wird direkt vom verarbeitenden Gewerbe erbracht. Mehr

als sechs Millionen Menschen arbeiten in der Industrie. Ohne Gas wären viele dieser Arbeitsplätze in Gefahr. Versorgungsengpässe und Preissteigerungen würden die gesamte Gesellschaft hart treffen. Daher ist es wichtig, einen fließenden Übergang zu CO₂-neutralen Alternativen zu schaffen. Für diese langfristige Perspektive wird auf vielen Industriefeldern an zukunftsfähigen Technologien gearbeitet, um die Gasversorgung breiter aufzustellen. In Großunternehmen ebenso wie in mittelständischen Betrieben überall in Deutschland. Ein Überblick.

BASF: ALLESKÖNNER ACETYLEN

Ludwigshafen in Rheinland-Pfalz. Die Stadt zählt zwar „nur“ 170.000 Einwohner, dafür betreibt hier die BASF den größten zusammenhängenden Industriestandort der Welt. 39.000 Mitarbeiter arbeiten hier für den Chemiekonzern. Im Werksverbund der BASF ist die Acetylenfabrik der wichtigste Abnehmer von Erdgas. Denn Acetylen entsteht in einem hochkomplexen chemischen Prozess aus der Reaktion von Erdgas und Sauerstoff. Um es unmissverständlich zu sagen: Ohne den Rohstoff Erdgas gäbe es kein Acetylen. Als vielfältig einsetzbarer chemischer Baustein ist Acetylen der perfekte Ausgangsstoff etwa für Sportkleidung, Reifenkleber, Lacke, Wärmedämmung, Pflanzenschutzmittel oder Arzneien. Etwa 20 Anlagen im BASF-Produktionsverbund nutzen Acetylen zur Weiterverarbeitung und als Grundlage ungezählter Erzeugnisse des täglichen Lebens – von Kunstfasern im T-Shirt bis zu den Rollen von Inlineskatern.

In den vergangenen Jahren hat BASF die alte Acetylenfabrik aus den 1960ern durch eine neue, effiziente Anlage ersetzt. In einer gigantischen Ingenieursleistung wurden auf einer 40.000 Quadratmeter großen Fläche über 35.000 Kubikmeter Beton und 8.500 Tonnen Stahl verbaut und fast 90 Kilometer Rohrleitungen und 850 Kilometer Kabel verlegt. Jährlich können hier bis zu 90.000 Tonnen Acetylen produziert werden. Pro Tonne braucht die neue Anlage dabei zehn Prozent weniger fossilen Rohstoff als ihre Vorgängerin. Und durch ihre Einbindung in das Verbundkonzept am Standort Ludwigshafen werden durch kurze Lieferwege und Produktionssynergien zusätzlich CO₂-Emissionen eingespart.

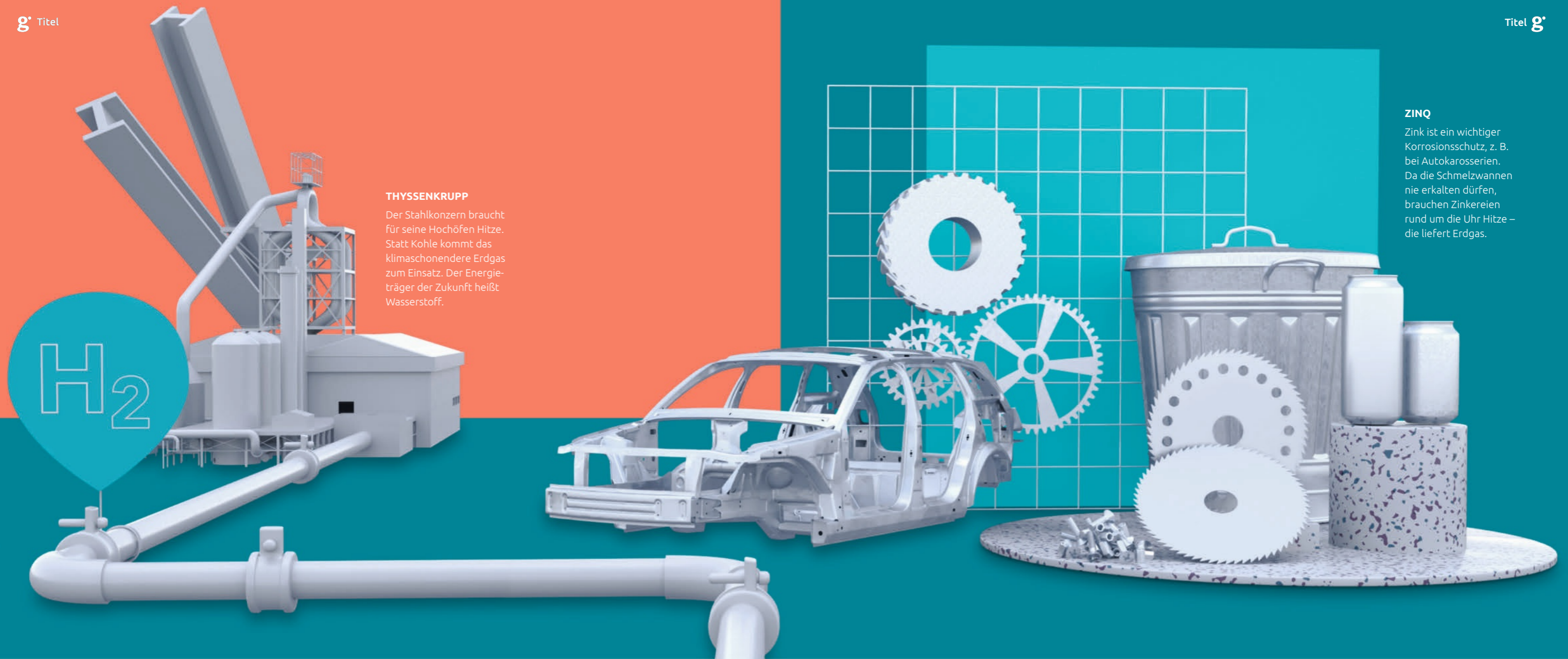
Das alles funktioniert aber nur, wenn ausreichend Erdgas zur Verfügung steht. Käme es zu einem Versorgungsengpass, wäre BASF gezwungen, die Produktion von Basis-Chemikalien und Folgeprodukten zu drosseln. Hätte das Unternehmen weniger als die Hälfte des benötigten Gases zur Verfügung, müsste der Betrieb in Ludwigshafen sogar komplett gestoppt werden. BASF-Chef Martin Brudermüller warnt daher eindringlich vor einem Import-Stopp von russischem Gas. Vor allem für kleine und mittelständische Unternehmen würde dies das Aus bedeuten.

ZUKUNFTSVISION „GRÜNE STAHLPRODUKTION“

Auch aus der Stahlindustrie ist Erdgas nicht wegzudenken. Jahrelang galten Stahlkonzerne als größte CO₂-Emittenten, →

10%

CO₂-Einsparungen hat BASF durch die neue Acetylenanlage gegenüber der alten Anlage aus den 1960er-Jahren erreicht.

**THYSSENKRUPP**

Der Stahlkonzern braucht für seine Hochöfen Hitze. Statt Kohle kommt das klimaschonendere Erdgas zum Einsatz. Der Energieträger der Zukunft heißt Wasserstoff.

ZINQ

Zink ist ein wichtiger Korrosionsschutz, z. B. bei Autokarosserien. Da die Schmelzwannen nie erkalten dürfen, brauchen Zinkereien rund um die Uhr Hitze – die liefert Erdgas.

weil sie ihre Hochöfen mit Kohle befeuern. Erst mit Erdgas als Brückentechnologie änderte sich das. Bis zu zwei Drittel der CO₂-Emissionen lassen sich beim Erdgaseinsatz gegenüber kohlebasierter Stahlproduktion einsparen.

Das Herz der deutschen Stahlindustrie schlägt bei Thyssenkrupp in Duisburg. Auf dem riesigen Werksgelände an der Mündung von Rhein und Ruhr wird derzeit an der nächsten Entwicklungsstufe gearbeitet: Erdgas in der Stahlproduktion schrittweise durch Wasserstoff zu ersetzen. Mit dem regionalen Stromerzeuger Steag hat man bereits eine Grundsatzvereinbarung geschlossen: Ab 2025 soll Steag aus einer Elektrolyseanlage mit einer Leistung von bis zu 520 Megawatt grünen Wasser-

stoff und Sauerstoff an das benachbarte Werk in Duisburg liefern. Dann will der Stahlkonzern den Betrieb einer sogenannten Direktreduktionsanlage starten, in der der Hochofen nicht mehr mit Koks oder Erdgas, sondern mit Wasserstoff befeuert wird.

Der Hochofen 2.0 soll ein Quantensprung werden, mit dem Thyssenkrupp eine „grüne Stahlproduktion“ verspricht. In aufwendigen Tests an einer Versuchsanlage im Duisburger Werk hat der Konzern untersucht, wie genau der Wasserstoff in den Hochofen eingeblasen werden muss, damit er optimal mit dem Sauerstoff des Eisenerzes reagiert. Auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse entsteht aktuell die erste großtechnische Direktreduktions-

12,5%

In der Metallerzeugung sind nur 12,5 Prozent des Erdgasverbrauchs kurzfristig ersetzbar, zeigt eine Analyse des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf Basis von Berechnungen der AGEBA AG Energiebilanzen und des EEFA-Instituts in Münster.

anlage, mit der Stahlgewinnung durch den Einsatz von grünem Wasserstoff klimaneutral werden soll.

Da in Direktreduktionsanlagen kein flüssiges Roheisen, sondern fester Eisenschwamm produziert wird, sind im Nachgang weitere Verfahrensschritte nötig, um ein dem konventionell erzeugten Roheisen vergleichbares Produkt zu erzeugen. Bei Thyssenkrupp geht man davon aus, dass die neue Anlage nahtlos in den bestehenden Hüttenverbund eingegliedert werden kann. Aus Energiesicht entscheidend ist: Die Hütte in Duisburg wird weiterhin Stahl kochen wie bisher – nur eben mit Wasserstoff und grünem Strom statt mit Kohle oder Erdgas. Machbarkeit, Skalierbarkeit und Innovationskraft des Konzepts wurden

Anfang 2021 von Wissenschaftlern der RWTH Aachen bestätigt. „Die Umstellung auf die klimaneutrale Stahlproduktion ist der größte Umbau unseres Werks und der vielleicht wichtigste Schritt unserer Geschichte“, sagte Thyssenkrupp-Stahlchef Bernhard Osburg.

WASSERSTOFF-ZUKUNFT DES MITTELSTANDES

Nicht allein in der Großindustrie, auch in mittelständischen Betrieben wird intensiv darüber nachgedacht, wie sich die Abhängigkeit von russischem Erdgas verringern lässt. Ein gutes Beispiel dafür ist das Gelsenkirchener Unternehmen ZINQ, Marktführer beim Feuerverzinken von Stahl. Dabei werden Stahl- und Eisenteile

mit einer Schutzschicht aus Zink überzogen. Das Material wirkt dadurch als Korrosionsschutz. Die Firma ZINQ betreibt in Deutschland sowie in Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Polen 45 Werke.

Zinkereien haben das Problem, dass erkaltetes Zink nicht wieder flüssig wird. Also müssen die Schmelzwannen ununterbrochen beheizt werden, sprich 24 Stunden, 7 Tage und bis zu 25 Jahre am Stück. Für die Schmelze werden hohe Temperaturen benötigt, die bislang nur durch das Verbrennen von Erdgas erreicht werden können. Fiele die Gasversorgung aus, wäre das eine wirtschaftliche Katastrophe.

Unter dem Titel „Power 2 Gas“ ist ZINQ daher eine Kooperation mit dem Westfälischen Energieinstitut und dem →

Verbrennungstechnik-Spezialisten Küppers Solutions eingegangen, beide ebenfalls in Gelsenkirchen ansässig. Die wissenschaftlichen Ergebnisse zu Elektrolyseverfahren unter Hochdruck soll Küppers direkt für den Bau einer neuen Anlage nutzen. Diese soll künftig bei ZINQ zum Einsatz kommen. Das Besondere daran: Erdgas und Wasserstoff sollen zunächst zusammen eingesetzt und dann der Anteil des Wasserstoffes nach und nach erhöht werden, bis er bei 100 Prozent liegt. Der Wasserstoff soll mit regenerativ erzeugter Überschussenergie produziert werden. Das regionale Joint Venture aus Wissenschaft, Anlagenbauer und energieintensiver Produktion steht noch vor anspruchsvollen Versuchsreihen. Das Ziel aber ist klar: Die Zinkschmelze soll perspektivisch durch grünen Wasserstoff CO_2 -frei werden.

Lars Baumgürtel, geschäftsführender Gesellschafter der ZINQ-Gruppe, sieht in Wasserstoff eine große Chance, um auch politisch unabhängiger von Gasimporten zu werden. Aber er mahnt: „Es ist wichtig, dass Wasserstoff nicht als Luxusgut nur der Großindustrie zur Verfügung steht, sondern möglichst allen potenziellen industriellen Anwendern zu möglichst günstigen Kosten.“ Baumgürtel zählte zu den Sachverständigen, die die Bundesregierung bei der Ausarbeitung der Wasserstoffstrategie berieten. Er plädierte dabei auch dafür, sich nicht allein auf grünen Wasserstoff festzulegen, sondern „technologieoffen“ zu bleiben. Da grüner Wasserstoff nicht vor 2030 in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehe, sei es besser, die CO_2 -Bilanz von Wasserstoff als Zielkriterium festzulegen und nicht das Herstellungsverfahren.

TEURES ERDGAS, TEURE DÜNGEMITTEL, TEURE LEBENSMITTEL

Rostock-Poppendorf, nur wenige Kilometer von der Ostseeküste entfernt, ist ein traditioneller Standort der Düngemittelindustrie. Dieser Industriezweig ist von den rapide gestiegenen Energiepreisen infolge des Ukraine-Krieges besonders betroffen. Die Fabrik in Rostock gehört zum Yara-Konzern aus Norwegen. Der weltweit führende Erzeuger von Ammoniak sowie weitere Unternehmen der Branche drosselten im Frühjahr zeitweilig ihre Produktion auf die Hälfte der Kapazitäten. Denn Erdgas ist der wichtigste Ausgangsstoff bei der Herstellung von Stickstoffdünger und macht im Normalfall etwa 80 Prozent der Kosten aus. Das bedeutet aber: Hohe Gaspreise sorgen für hohe Kosten bei der Düngerproduktion, was wiederum Getreide und Lebensmittel teurer macht. Am schlimmsten trifft diese kaum zu stoppende Preisspirale die ärmsten Länder der Welt, in denen fehlender Dünger zu schwachen Ernten und somit zu Hungersnöten führen kann.

Schon lange vor Ausbruch des Krieges in der Ukraine hatte auch Yara einen Prozess eingeleitet, mit dem mittelfristig Erdgas als Rohstoff durch Wasserstoff ersetzt wird. In einem Industriepark im norwegischen Porsgrunn errichtet der

deutsche Anlagenbauer Linde eine Elektrolyse-Anlage für grünen Wasserstoff. Sie wird Ethan als Rohstoff in der Produktion ersetzen und soll 41.000 Tonnen CO_2 pro Jahr einsparen. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird genügend Wasserstoff liefern, um 20.500 Tonnen Ammoniak pro Jahr zu produzieren, die wiederum in 60.000 bis 80.000 Tonnen Gründünger umgewandelt werden können.

Mit dieser Demonstrations- und Versuchsanlage will Yara einen wichtigen Schritt auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Ammoniakindustrie gehen. Bereits Mitte 2023 sollen die ersten grünen Ammoniakprodukte auf den Markt kommen, zum einen fossilfreier Dünger, zum anderen emissionsfreier Schiffskraftstoff. „Grünes Ammoniak ist der Schlüssel zur Verringerung der Emissionen aus der weltweiten Nahrungsmittelproduktion und dem Transport über lange Strecken“, sagt Magnus Ankarstrand, Präsident von Yara Clean Ammonia.

Die zahlreichen Dekarbonisierungsprojekte zeigen: Viele Industrieunternehmen haben die Zeichen der Zeit und die Notwendigkeit nachhaltigeren Wirtschaftens verstanden. Bis diese Zukunftsvision Realität werden kann, steht fest: Solange CO_2 -neutraler Wasserstoff & Co. nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen, ist Erdgas als Rohstoff nicht zu ersetzen.

2023

Im Jahr 2023 wird Yara grüne Düngemittel auf Nitratbasis anbieten. Deren CO_2 -Fußabdruck wird dank der Nutzung erneuerbarer Energien um 80 bis 90 Prozent reduziert werden.

Digitales Matchmaking

Weltweit geeignete Partner für Biogasprojekte finden. Eine neue Plattform soll den Zugang zu Know-how und Schlüsseltechnologien für nachhaltige Biogasprojekte erleichtern. Projektentwickler auf der ganzen Welt können über die „Biogas and Gasification Matchmaking Platform“ kostenlos und zu fairen Marktbedingungen Geschäftspartner für die Projektumsetzung ihrer Ideen finden. Eine Weltkarte zeigt, in welchen Ländern und Regionen die Unternehmen aktiv sind. Die stetig wachsende Datenbank mit bereits über 180 registrierten Biogasunternehmen kann mit individuellen Filtern durchsucht werden. Im Bereich „Geschäftsmöglichkeiten“ können Interessierte Biogasprojekte vorstellen und mit Partnern in Kontakt treten. Initiator ist das DiBiCoo Konsortium, welches 13 Organisationen aus Europa, Argentinien, Äthiopien, Ghana, Indonesien und Südafrika miteinander verbindet.



Gasmessgerät im Schuhkarton

Bosch hat ein neues, kompaktes Gasanalysegerät entwickelt, das sogenannte Optical Gas Spectrometer (OGS). Das Gerät weist in einem Messvorgang fast alle relevanten Gase



nach, die Wasserstoff verunreinigen können. Dabei ist ein großer Vorzug des neuen Geräts, dass es die exakte Konzentration all dieser Gase gleichzeitig bestimmt. Der Clou: Anders als bisherige Messanlagen im Labor hat das OGS lediglich die Größe eines Schuhkartons und kann so flexibel direkt im Prozess eingesetzt werden, um Messdaten zu generieren und online zu versenden. Es existieren bereits voll funktionsfähige

Vorseriengeräte. Die Entwickler suchen nun nach Entwicklungs-, Vertriebs- und Servicepartnern und Pilotkunden dafür. Das Gasspektrometer ist derzeit für einen Betriebsdruck von 10 bar ausgelegt. Der Einsatz ist bei Temperaturen zwischen 10 und 40 Grad Celsius möglich. Ein Entwicklungsziel besteht darin, den Einsatz bei noch größeren Gasdrücken zu ermöglichen, wie zum Beispiel an Wasserstoff-tankstellen und -abfüllanlagen.

Energiewende, Klimaschutz und CO₂-Reduktion: Für diese Mammutaufgaben, vor denen ganze Gesellschaften stehen, werden Umsetzungsideen und neue Technologien gebraucht. Die kommen von Start-ups, Traditionsunternehmen und Forschungseinrichtungen.

INNOVATIONEN
AUS DER GASWIRTSCHAFT

Fotos: Shutterstock, BOSCH, iStock, BASF SE

Während der Bedarf an Wasserstoff steigt, ist die dezentrale Wasserstoffversorgung eine Herausforderung. Abhilfe schafft die LOHC-Technologie von Hydrogenious. LOHC steht für „liquid organic hydrogen carriers“, es ermöglicht also das Speichern von Wasserstoff in einer flüssigen Verbindung. Das Verfahren des Erlanger Unternehmens vereint gleich mehrere Vorteile. Zum einen kann vorhandene Infrastruktur genutzt werden: Wasserstoff kann in sehr großen Mengen in Standardkraftstofftanks unter Umgebungsbedingungen gelagert und transportiert werden.



Sicherer Wasserstofftransport mit LOHC-Technologie

Das macht den Transport effizienter und günstiger als bisher. Zum anderen ist der LOHC-Transport sicher: Das Trägermaterial ist flüssig und schwer entflammbar. Das reduziert die Risiken bei Transport, Lagerung und Verarbeitung an den großen Chemie- und Industriestandorten. Kommt Strom aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz, ist das Verfahren selbst CO₂-frei. Der Bau einer Versuchsanlage in Ludwigshafen ist bereits abgeschlossen und die Inbetriebnahme läuft derzeit. Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert.

54

Kilogramm Wasserstoff sind in einem Kubikmeter LOHC gebunden.



Emissionsfreier Wasserstoff dank Methanpyrolyse

Die chemische Industrie benötigt große Mengen Wasserstoff, zum Beispiel in der Ammoniaksynthese. Auch als Energieträger und Energiespeicher wird er immer wichtiger werden. Um Wasserstoff emissionsfrei herstellen zu können, entwickeln BASF und Kooperationspartner die Technologie der Methanpyrolyse weiter. Dabei wird Erdgas direkt in die Bestandteile Wasserstoff und fester Kohlenstoff gespalten. Der Wasserstoff kann direkt genutzt werden, der feste Kohlenstoff wird entweder als Rohstoff weiter verwendet oder gelagert. Somit entsteht kein CO₂. Im Vergleich zu anderen Verfahren für die emissionsfreie Wasserstoffherstellung benötigt die Methanpyrolyse nur knapp ein Fünftel der elektrischen Energie. Kommt dabei Strom aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz, ist das Verfahren selbst CO₂-frei. Beim Einsatz von Biogas fällt die CO₂-Bilanz sogar negativ aus, weil der Atmosphäre CO₂ entzogen wird.

VERTRÄGE UND VERTRAUEN

Miriam Lehmann kauft für die Leipziger VNG Erdgas aus Norwegen: ein Arbeitsalltag zwischen Verhandlungsgeschick und Kompromissbereitschaft.



BLICK NACH VORN

Gaseinkäuferin Miriam Lehmann kümmert sich mit ihren Kolleginnen und Kollegen um langfristige Lieferzeiträume.

Morgens um 8 Uhr in Leipzig. Wenn Gaseinkäuferin Miriam Lehmann von der VNG ihren Rechner hochfährt, informiert sie sich als Erstes über die Endpreise des vorangegangenen Tages, studiert Berichte und Analysen zur Marktlage und verschafft sich einen Überblick über die politische Weltlage. Wenig später nimmt sie an der internen VNG-Morgenrunde teil, in der sich kurz und knapp über die wichtigsten Neuigkeiten innerhalb und

außerhalb des Unternehmens ausgetauscht wird. „Alle diese Informationen helfen mir, bei anstehenden Lieferantengesprächen gut vorbereitet und auf dem neuesten Stand zu sein“, sagt Lehmann.

Seit rund zwölf Jahren ist die studierte Volkswirtin für die VNG im Gaseinkauf tätig, im zurückliegenden Jahrzehnt hat sie nahezu ausschließlich mit Lieferanten aus Norwegen verhandelt. Während die Kolleginnen und Kollegen in der Trading-Abteilung der VNG auf die Tagesschwankungen des internationalen Gasmarktes reagieren und standardisierte Produkte an der Börse

handeln, sieht Lehmanns Geschäft anders aus: In den Verträgen, die sie abschließt, geht es um größere Mengen und Lieferzeiträume von mehr als einem Jahr. Sie verhandelt über Preise und Mengen, wobei diese fix oder in vordefiniertem Rahmen flexibel sind, darüber hinaus kann es Optionen zur Mengenerhöhung geben. Miriam Lehmann und ihre Kolleginnen und Kollegen sichern also die Basis für die Versorgung mit dem Rohstoff Gas für Industrie und Haushalte in Deutschland. Sie selbst sagt mit einem Lachen: „Wir sind die Langweiler.“ Dabei klingt ihr Arbeitsalltag alles

andere als langweilig. Wenn nämlich im Laufe des Vormittags ein Telefon- oder Online-Meeting mit einem der norwegischen Gasproduzenten ansteht, muss die 43-Jährige für alle Eventualitäten und Wendungen solcher Verhandlungen gewappnet sein. „Grundsätzlich ist es momentan so, dass wir beim Gasmarkt eindeutig über einen Produzentenmarkt sprechen“, sagt Lehmann. Soll heißen: Im Prinzip könnten die Lieferanten Preise und Vertragskonditionen bestimmen. Doch auch im Gasgeschäft kommt es nicht allein auf kurzfristige Renditen an.

Foto: Martin Jehnichen

„Grundsätzlich ist es momentan so, dass wir beim Gasmarkt eindeutig über einen Produzentenmarkt sprechen.“

Miriam Lehmann
Senior Purchase Manager
bei der VNG in Leipzig

Sondern ebenso auf langfristige Bindungen und verlässliche Kooperationen, die das volatile Auf und Ab des Tagesgeschäfts überdauern. Genau an diesem Punkt setzt Miriam Lehmann an. Ihr wichtigstes Verhandlungsgut heißt Vertrauen.

Denn auch der Gasmarkt hat sich in den zurückliegenden Jahrzehnten grundlegend verändert. Früher wurden Langfristverträge bis zu 25 Jahren abgeschlossen, nach der Marktliberalisierung aber haben man sich, sagt Lehmann, mit solchen Laufzeiten sehr schwergetan: „Langfristig bedeutet heute schon zwei bis drei Jahre.“ →

Ob kurze oder lange Laufzeit – der Preis setzt sich immer aus den sogenannten Commodity-Kosten, also für Förderung und Aufarbeitung, und den Transportkosten zusammen. Verhandelt Lehmann gut, bekommen Kunden der VNG erst einmal nichts davon mit. „Indirekt und über Zeitversatz aber auf jeden Fall“, sagt sie. Denn so bleiben Preise auch auf lange Sicht kalkulierbar.

„Vertragsverhandlungen sind ein feines, vorsichtiges, manchmal auch zähes Austarieren von gegenseitigen Interessen und Vorstellungen“, sagt Lehmann. Es geht um Liefermengen und Laufzeiten, Preise und Produkte, Raten und Risiken. Macht der eine Partner Zugeständnisse bei einem Detail, erwartet er vom Gegenüber Entgegenkommen bei einem anderen. „Das größte Glück für mich ist, wenn ein wahrhafter Kompromiss gefunden wird, bei dem beide Seiten etwas geben, aber auch profitieren“, sagt Lehmann. Solche Kompromisse aber werden nicht nur im Zwiegespräch mit den Lieferanten gefunden. Es braucht dazu auch die Zustimmung der vielen Fachabteilungen innerhalb der VNG.

VERZWICKTE VERHANDLUNGEN

Im idealtypischen Arbeitstag von Miriam Lehmann schreibt sie die Ergebnisse eines Lieferantengesprächs vom Vormittag möglichst zügig auf: Sie fasst Absprachen und Konditionen zusammen, umreißt kritische Punkte und mögliche Konflikte, skizziert Lösungsvorschläge und Kompromisslinien. Die Leitfrage bei alledem lautet: Welchen potenziellen Ertrag verspricht das Geschäft und welche Alternativen gäbe es? Spätestens bis zum frühen Nachmittag hat sie dieses Protokoll an die verschiedenen Ressorts der VNG gesendet, etwa an die Abteilungen Finanzen, Recht, Risiko sowie Portfolio- und Produktmanagement. „Oft telefoniere ich im Laufe des Nachmittags dann die zuständigen Kolleginnen und Kollegen einzeln ab und bespreche auf Grundlage des Protokolls, ob es Einwände oder Ergänzungswünsche gibt“, sagt Lehmann. Mitunter, so gesteht sie, können diese internen Besprechungen ähnlich verwickelt sein wie die mit den Lieferanten selbst.

SO FUNKTIONIERT DER GASEINKAUF

Grundsätzlich unterscheidet man im Gas-einkauf zwei unterschiedliche Methoden.

Spotmarkt: Hier werden standardisierte Gasprodukte und -mengen zu tagesaktuellen Preisen ge- und verkauft. Wie immer an der Börse besteht dabei das Risiko, zu hohen Preisen zu kaufen oder zu niedrigen Preisen zu verkaufen.

Strukturierte Beschaffung: Bei dieser Methode wird versucht, das Risiko zu minimieren: Definierte Mengen werden in Tranchen zu bestimmten Zeitpunkten geliefert. Der Preis berechnet sich anhand zuvor festgelegter Stichtage.

„Eine immer größere Rolle spielen neue Gasprodukte, insbesondere Biomethan, Wasserstoff und Ammoniak.“

Denn die Tücke liegt oft im Detail. Mal passen die Preise nicht, mal erscheinen die Risiken zu hoch. Mal entsprechen die Lieferungen nicht prognostizierten Bedarfen, mal ergänzen sie das Portfolio nicht optimal.

Kontrakte zwischen Gaslieferanten und Abnehmern sind ein vielfach ineinander verschachteltes Gefüge aus gegenseitigen Interessenlagen. „Eine immer größere Rolle spielen dabei neue Gasprodukte, insbesondere Biomethan, Wasserstoff und Ammoniak“, sagt Lehmann. Auch auf norwegischer Produzentenseite habe man längst begriffen, dass auf diesen Geschäftsfeldern in den kommenden Jahren große

Investitionen in moderne Anlagen nötig sind, um in der Energiewirtschaft der Zukunft nicht den Anschluss zu verlieren. Das bedeutet: Wer als Kunde für diese Produkte langfristige und damit planbare Abnahmeverträge über zehn bis zwanzig Jahre schließt, kann womöglich auch im aktuellen Erdgasgeschäft mit dem einen oder anderen Entgegenkommen rechnen. All das aber ist nur denkbar, wenn man über Jahre und Jahrzehnte verlässlich zusammenarbeitet, sich versteht und sich vertraut.

Grundsätzlich basiert die gewachsene Partnerschaft mit Norwegen auf objektiv guten Bedingungen: einer ausgezeichneten und vor allem kurzen Pipe-

lineanbindung, wodurch geringere Transportkosten und ein vergleichsweise kleiner CO₂-Fußabdruck entstehen. Denn insbesondere die Methanemissionen bei Produktion und Transport sind die geringsten weltweit. Hinzu kommen sehr hohe Standards bei Sicherheit und Gesundheit sowie die politische Stabilität des Landes, aus der keinerlei Anfälligkeit für Korruption resultiert. Im Gegenzug ist den norwegischen Produzenten die hervorragende Kreditwürdigkeit des Kunden und die verlässliche Abnahme durch diesen wichtig – auch das hat mit Vertrauen zu tun. Deshalb sind Lehmann die persönlichen Kontakte nach Norwegen so wichtig. „Nach zwei Jahren

Corona freue ich mich darauf, die Partner in Stavanger auch wieder vor Ort zu treffen und mich mit ihnen auszutauschen“, sagt Lehmann. Im Laufe der Zeit, so sagt sie es selbst, sind ihr Art und Weise der Menschen im hohen Norden sehr ans Herz gewachsen. „Mitunter muss man eine Menge Überzeugungskraft leisten und viel Geduld haben“, erzählt sie, „aber dann geht alles plötzlich ganz schnell und Vereinbarungen werden sehr pragmatisch und zielorientiert erfüllt.“

ANGENEHM TEAMORIENTIERT

Und noch etwas weiß Lehmann an der norwegischen Arbeits- und Lebensart

sehr zu schätzen: „Es wird angenehm teamorientiert gearbeitet und auffällig viele Führungspositionen sind mit Frauen besetzt.“ Was auch bedeutet, dass auf die Belange von Familien große Rücksicht genommen wird. „Niemandem würde einfallen, nachmittags um 16 oder 17 Uhr noch ein längeres Meeting anzusetzen“. Das kommt der dreifachen Mutter sehr entgegen: Denn um diese Zeit schaltet auch sie am liebsten auf Familienleben um. Dann geht es nicht mehr um Lieferkonditionen oder -preise von Erdgas. Sondern um alltägliche Verhandlungen, die man mit Kindern im Alter von sieben, zehn und dreizehn Jahren so führt.



DYNAMISCH

Miriam Lehmann muss gegenseitige Interessen austarieren und intern wie extern bestimmt auftreten.

Neue deutsche Energiepolitik

Energiepolitik im Spannungsfeld zwischen Geopolitik, Versorgungssicherheit und Klimazielen: Im Zuge des Ukraine-Krieges muss die deutsche Energiepolitik substanziell neu tariert und grundlegend neu gedacht werden.



DR. JACOPO MARIA PEPE

Der promovierte Politikwissenschaftler beschäftigt sich bei der Stiftung Wissenschaft und Politik u. a. mit Energieversorgungssicherheit und Energiepolitik in Eurasien.

Eine erste, naheliegende Erkenntnis ist, dass der Umbauprozess des Energiesystems (Ausbau Erneuerbarer, Energieeffizienz, Wasserstoffmarkthochlauf) in beschleunigtem Tempo und möglichst zeitgleich erfolgen muss. Eine zweite, weitreichendere Erkenntnis besteht darin, dass eine neue Energiepolitik nicht nur die klimapolitische, sondern auch die geopolitische, industriepolitische und sicherheitspolitische Dimension stärker mitdenken muss. Dabei müssen drei Faktoren berücksichtigt werden:

Erstens: Der Krieg in der Ukraine markiert die Geburtsstunde einer fragmentierten Weltordnung mit diffuser Macht- und Marktrivalität. Diese bildet sich auch im globalen Energiesystem ab. Die geopolitisch nachvollziehbare Entscheidung einer Entkoppelung Deutschlands und Europas von Russland wird die Welttrennung zwischen Eurasien/Asien und dem Westen vertiefen. Gleichzeitig hat der Westen energiepolitisch keine Einheit: Die

USA sind selbstständig und ressourcenreich, Japan und Korea hingegen stark merkantilistisch ausgerichtet. Alle zeigen sich tendenziell technologieneutral, wenn es um die Energietransformation geht. Hingegen muss Europa die Sicherung der eigenen – übergangsweise fossilen und zukünftig postfossilen – Versorgung mit marktwirtschaftlichen Regeln und klimapolitischen Zielen in Einklang bringen. Dies hat nicht nur für unsere Versorgungssicherheit Folgen, sondern auch für unsere Klimaaußenpolitik. Zum

einen werden wir wahrscheinlich in einen technopolitischen Wettbewerb auch mit unseren westlichen Partnern treten. Zum anderen kann sich die Ungleichzeitigkeit der Dekarbonisierungspfade zwischen Europa und Asien, insbesondere den großen CO₂-Emittenten China und Indien, verschärfen, mit direkten Folgen für die globalen Klimaziele.

Zweitens: Die geopolitische Dimension der Energietransformation muss auch mit Bezug auf neue, subtilere Formen von Abhängigkeit betont werden. Europa und Deutschland bleiben in vielen Schlüsselbereichen immer noch Technologieführer. Das Risiko der Entstehung neuer Versorgungs-, Liefer- und Technologieabhängigkeiten wird allerdings steigen, insbesondere wenn es um die Kontrolle von neuen Rohstoffen und deren Veredelungsprozessen oder um Marktskaliierung und Marktanteile geht.

Drittens: Wasserstoff und seine internationale Dimension gewinnen noch mehr an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund werden direkte internationale ausgehandelte Abnahmeverträge und Instrumente wie H2Global noch wichtiger – gerade in einer ersten Phase, in der merkantilistische Verträge einem regionalen oder gar globalen Markt vorausgehen. Grundsatzfragen bezüglich Importvektoren, Technologie- und Partnerwahl werden aber noch drängender. Dabei sollte der Blick nicht starr auf die „Farbe“ des Wasserstoffes gelenkt werden, sondern vielmehr pragmatisch auf den CO₂-Gehalt. Eine neue Energie- und Klimapolitik Deutschlands kann schließlich nicht mehr nur national und illusorisch gedacht werden, sondern muss stärker europäisch, möglichst pragmatisch und technologieneutral werden. Nur dadurch kann das Spannungsfeld zwischen grundlegenden geopolitischen Veränderungen, Energieversorgung und Klimazielen mittelfristig reduziert und langfristig eine Klimadividende eingefahren werden.

Die Abhängigkeit von Pipeline-Gas wird verringert. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, kommt Gas aber weiterhin eine Schlüsselrolle zu.

Was das heißt, erklärt der Bundestagsabgeordnete Timon Gremmels

1

Warum ist Erdgas so wichtig für die deutsche Industrie?

Erdgas ist nicht nur für die Gebäudewärme in Deutschland von großem Interesse, sondern auch für den Industriestandort Deutschland. Am Erdgas hängen u. a. in der chemischen Industrie, der Landwirtschaft und der Lebensmittelindustrie Tausende von Arbeitsplätzen. Der Industriestandort Deutschland ist auf Gas angewiesen. Wichtig ist, dass wir schnellstens unsere Bezugsquellen diversifizieren. Die größte Industrienation Europas braucht eigene Flüssigerdgas-Terminals. Klar ist aber auch: Gas muss grüner werden. Jede Investition in LNG-Ports muss schon heute so geplant sein, dass zeitnah auf Wasserstoff und Ammoniak umgerüstet werden kann.

Mit welchen Maßnahmen versucht die Bundesregierung die Gasimporte zu diversifizieren? Von welchen Zeiträumen sprechen wir dabei?

Die Ampel-Regierung hat – zusammen mit der deutschen Wirtschaft – innerhalb kürzester Zeit die Abhängigkeit von russischem Erdgas von 55 Prozent auf derzeit 35 Prozent (Stand: Anfang Mai 2022) verringert. Zeitgleich schaffen wir durch die Bundesförderung und ein LNG-Beschleunigungsgesetz die Voraussetzung dafür, dass wir an Nord- und Ostseeküste mehrere Regasifizierungsanlagen realisieren. Unser Ziel ist es, noch in der nächsten Heizperiode den ersten schwimmenden LNG-Port mit dem deutschen Erdgasnetz zu verknüpfen. In Verbindung mit dem zeitlich befristeten Gasspeichergesetz werden wir dann sicher durch den nächsten Winter kommen. Gleichzeitig muss mit Effizienzprogrammen der Gasverbrauch spürbar verringert werden.



Was ist jetzt notwendig, um die Industrie mit Blick auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit in Deutschland zu halten?

Preisgünstige erneuerbare Energien und Versorgungssicherheit waren für die großen Neuansiedlungen der letzten Zeit für den Standort Deutschland entscheidend: Tesla in Brandenburg, Intel in Sachsen-Anhalt oder Northvolt in Schleswig-Holstein. Daher darf es keinen Zweifel mehr geben, dass die Energiewende in Deutschland beschleunigt werden muss. Die Energieerzeugung der Zukunft wird nicht nur stromgeführt gelingen. Es bedarf auch in Zukunft der Moleküle, gerade in industriellen Prozessen. Dabei kommt dem grünen Wasserstoff eine Schlüsselrolle zu, der Bedarf ist immens. Er wird nicht nur aus heimischen erneuerbaren Energien gewonnen werden können, sondern muss für uns auch im Ausland produziert werden. Die nationale Wasserstoffstrategie ist gemeinsam mit der Wirtschaft weiterzuentwickeln.

TIMON GREMMELS

Der hessische Bundestagsabgeordnete sitzt für die SPD im Ausschuss für Klimaschutz und Energie.



Wege zum Gas-Umstieg: LNG >>>

Die wichtigste Alternative zu russischem Pipeline-Gas ist LNG (Liquefied Natural Gas): bei -161 °C verflüssigtes Erdgas. Durch das Verflüssigen kann die 600-fache Menge auf speziellen Tankern transportiert werden. Somit lassen sich Bezugsquellen weltweit erschließen, zum Beispiel Katar, Algerien und Nigeria. An LNG-Terminals wird der Energieträger regasifiziert und ins Gasnetz eingespeist bzw. kommt per Bunkerschiff oder Tankwagen zum Bestimmungsort. Europaweit gibt es 37 solcher Terminals, in Deutschland sind drei in Planung.

Foto: Felix Cesare/Getty Images

Mehr als Mist: Biogas wird wichtiger >>>

Auch Biogas ist eine echte Alternative. Laut Fachverband Biogas könnte die Produktion innerhalb von fünf bis zehn Jahren verdoppelt werden. Kurzfristig könnte die Biogasbranche 20 Prozent mehr Gas liefern. Biogas ist ein energiereiches Gasgemisch, das bei der natürlichen Zersetzung von Gülle, Bioabfällen oder Energiepflanzen mithilfe von Mikroorganismen in luftdicht abgeschlossenen Gärbehältern entsteht. Übrigens nicht nur in Landwirtschaftsbetrieben, sondern auch im urbanen Raum – so wie im Biogas- und Kompostwerk Bützberg der Stadtreinigung Hamburg.

Foto: Joerg Boethling/Alamy



Heimische Gasförderung in Niedersachsen

Die Sicherung der Energieversorgung beginnt vor der eigenen Haustür. Fünf Prozent des deutschen Erdgasbedarfs werden durch die heimische Förderung gedeckt. Über 97 Prozent des deutschen Fördervolumens werden in Niedersachsen gefördert: fünf Milliarden Kubikmeter Erdgas in 2021. Bedeutende Fördergebiete liegen zwischen Ems und Elbe. Allerdings ist die Erdgasförderung in Deutschland auch aufgrund fehlender politischer und gesellschaftlicher Unterstützung seit Jahrzehnten rückläufig – zur Jahrtausendwende betragen die Fördermengen noch rund das Vierfache der gegenwärtigen Produktion.

Foto: Bernd Schoelzchen/Wintershall Dea

**KAI KOMMT**

Hier soll der Anlegekai des LNG-Terminals entstehen. Über Pipelines wird das LNG an Land gepumpt.

KURZ VOR HAMBURG

Für Stade sprechen die natürlichen Gegebenheiten. Die Elbe ist hier breit genug, damit die LNG-Tanker wenden können.



START INS LNG-ZEITALTER

LNG ist der entscheidende Baustein für eine breit aufgestellte Gasversorgung. In Stade entsteht eines der dafür notwendigen LNG-Terminals.

Deutschland braucht Gas. Da Russland als verlässlicher Partner ausfällt, soll künftig vermehrt Liquefied Natural Gas, kurz LNG, per Schiff importiert werden. Um das im großen Umfang zu beziehen, ist zunächst eine entsprechende Importinfrastruktur samt LNG-Terminals nötig. Diese gibt es in fast allen europäischen Ländern mit Meerzugang – außer in Deutschland. An drei Standorten im Norden sollen nun im Eiltempo LNG-Terminals entstehen: in Wilhelmshaven, in Brunsbüttel und in Stade.

LNG ist verflüssigtes Erdgas. Um dies zu erhalten, wird Erdgas von Stick-

stoff, Schwefel und Kohlendioxid gereinigt und schrittweise unter hohem Druck auf -161 Grad abgekühlt. Flüssig und im Volumen um das 600-Fache reduziert, kann LNG anschließend einfach gelagert und transportiert werden – etwa per Schiff. Dafür wird das LNG nach dem Verflüssigungsprozess auf Spezialtanker gepumpt, die dann einen Zielhafen mit LNG-Terminal ansteuern und dort das Flüssigerdgas mit schiffseigenen Pumpen anlanden. Direkt am Terminal wird es entweder bis zum Weitertransport in isolierten Lagertanks zwischengespeichert oder aber erwärmt, regasifiziert und ins Netz eingespeist. Noch gelangt LNG nur indirekt über Terminals in Belgien, den Niederlanden oder

Frankreich in das deutsche Gasnetz. Das soll sich zeitnah ändern. In Stade und an den beiden anderen Standorten nehmen die Vorbereitungen zum Bau der LNG-Terminals gerade Fahrt auf.

ZERO-EMISSIONS-TERMINAL IN STADE Stade, das ist ein 50.000-Einwohner-Juwel am Rande des Alten Landes vor den Toren Hamburgs. Bei Touristen ist die Hansestadt beliebt für ihre pittoresken Fachwerkhäuser und ihre malerischen Kanäle. Unternehmen schätzen die Lage an der Elbe mit Zugang zur Nordsee und – nur zwölf Seemeilen vom Hamburger Hafen entfernt – den Industriepark Stade. Hier soll in den nächsten Jahren das LNG-Terminal →

AM WASSER GEBAUT

So in etwa soll das LNG-Terminal Hanseatic Energy Hub (HEH) einmal aussehen. Bis zu 15 Prozent des deutschen Gasbedarfs könnten am Standort Stade umgeschlagen werden.



Hanseatic Energy Hub (HEH) entstehen, schon jetzt ist hier viel los. Über das Gelände schlängeln sich die zahlreichen Rohrleitungssysteme des ansässigen US-Chemiekonzerns Dow, den Himmel durchkreuzen die Stromleitungen des größten deutschen Umspannwerks. Dieses verteilt den Strom aus den Offshore-Windparks der Nordsee. „Stade ist ein idealer Standort. Gäbe es ihn nicht, dann müsste man ihn erfinden“, schwärmt Dr. Johann Killinger, geschäftsführender Gesellschafter des HEH. „Wir befinden uns hier ganz dicht am deutschen

In Stade ist alles vorhanden – von der Werksfeuerwehr bis zur Erfahrung mit flüssigem Gas.

Gasfernleitungsnetz und müssen keine lange Verbindungspipeline bauen, um ins Netz einspeisen zu können. Wir setzen uns mit unserem LNG-Terminal im Chemie- und Industriepark quasi ins gemachte Nest“, so Killinger weiter. Zudem sei in Stade schon alles vorhanden: angefangen von der Werksfeuerwehr bis hin zu 50 Jahren Erfahrung im Umgang mit flüssigen Gasen. „Hier haben wir zudem die Möglichkeit, mit der Abwärme, die in der Chemieindustrie vor Ort entsteht, das flüssige Gas ohne zusätzliche CO₂-Emissionen zu regasifi-

Foto: Martin Eisen Illustration: C3 Visual Lab

zieren. So können wir ein Zero-Emissions-Terminal betreiben.“ Mit der vorhandenen Infrastruktur, dem nahe liegenden Einspeisepunkt, den Großabnehmern vor Ort und dem Zero-Emissions-Konzept punktet Stade gleich in mehreren Bereichen.

15 PROZENT DES GASBEDARFS

Rund eine Milliarde Euro soll der Bau des Hanseatic Energy Hub kosten. Beteiligt an dem Projekt sind der Hamburger Hafen- und Schifffahrtslogistiker Buss-Group,

der belgische Gasinfrastrukturbetreiber Fluxys und die Schweizer Finanzexperten der Partners Group. Der bereits erwähnte Chemiekonzern Dow beteiligt sich zudem als Minderheitsgesellschafter an dem Terminal, das auf dem Firmengelände des amerikanischen Unternehmens entsteht. Am Terminal werden zwei Lagertanks mit einem Fassungsvermögen von je 240.000 Kubikmetern errichtet. Diese Speicher machen es künftig möglich, Bewegungen am Markt flexibel auszugleichen. Zudem entsteht eine Verdampfungsanlage, in der

das flüssige, tiefkalte LNG erwärmt und wieder in Gas umgewandelt wird. Geplant ist für die Anlage eine Regasifizierungskapazität von 13,3 Milliarden Kubikmeter pro Jahr mit einer Einspeiseleistung von bis zu 21,7 GW. Insgesamt könnte Stade zukünftig bis zu 15 Prozent des deutschen Gasbedarfs abdecken.

Die Anlage ist von Anfang an auch für den Import von Bio-LNG und synthetischem Methan ausgelegt. „Wir planen eine zukunftsflexible Infrastruktur und konzentrieren uns in der nächsten Ausbaustufe →



TEMPORÄR
Schwimmende LNG-Terminals können den Gasimport sichern, bis die festen Terminals fertiggestellt sind.



„Stade ist ein idealer Standort. Gäbe es ihn nicht, dann müsste man ihn erfinden.“

Dr. Johann Killinger

Geschäftsführender Gesellschafter des Hanseatic Energy Hub (HEH)

auf den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern wie Ammoniak. Das heißt, einen Großteil der jetzigen Investitionen wird man problemlos später auch dafür nutzen können“, so Killinger. Schon heute wird im Industriepark Stade grüner Strom verteilt und in großem Umfang Wasserstoff erzeugt – bislang nur als Beiprodukt. Mit dem Hanseatic Energy Hub kann der Standort zu einer wichtigen Drehscheibe für die Energien der Zukunft werden.

STADE STEHT IN DEN STARTLÖCHERN

„Wir sind bestens positioniert, die Diversifizierung der Gasversorgung in Deutschland zu ermöglichen“, sagt Killinger, „wir haben jetzt vier Jahre an dem Projekt gearbeitet, das Terminal ist technisch ausgereift.“ Grünes Licht für das Projekt gab es Ende März auch vom Rat der Hansestadt Stade.

Er erteilte vorzeitig mit großer Mehrheit das kommunale Einvernehmen für den geplanten Bau. Noch im April sind die Genehmigungsunterlagen eingereicht worden – sowohl für das landseitige Zero-Emissions-Terminal als auch für den öffentlichen Hafen. Damit konnte Stade als erstes der deutschen LNG-Vorhaben offiziell starten. Auch einen ersten potenziellen Großabnehmer gibt es schon: Der Energieversorger EnBW hat eine Absichtserklärung unterzeichnet und will künftig mindestens drei Milliarden Kubikmeter Flüssigerdgas pro Jahr über das neue LNG-Terminal in Stade beziehen. Laut Killinger wird das Terminal aber frühestens 2026 in Betrieb gehen.

FSRU – SCHWIMMENDE TERMINALS

Und was passiert in der Zwischenzeit? Da könnte LNG per Floating Storage Regasifi-

TANKER ALS ZWISCHENLÖSUNG

Schwimmende LNG-Terminals – auch Floating Storage and Regasification Units (FSRU) genannt – lassen sich kurzfristig chartern. Die ersten könnten schon im Winter einsatzbereit sein.

Benötigt werden ein Tiefwasserhafen und Anschluss ans Gasnetz. Dann können LNG-Tanker am schwimmenden Terminal andocken. Das verflüssigte Gas wird entladen, an Bord regasifiziert und ins Netz eingespeist.

Übergangslösung: Die Anschaffungskosten der schwimmenden LNG-Terminals sind günstiger als bei festen LNG-Terminals. Dafür sind die Betriebskosten pro Kubikmeter Gas höher.

cation Units (FSRU) direkt nach Deutschland importiert werden. Diese provisorischen, schwimmenden LNG-Terminals sind umgebaute Spezialschiffe. Dadurch können sie LNG nicht nur speichern und transportieren, sondern auch regasifizieren. Das heißt, der flüssige Kraftstoff wird schon an Bord wieder in Gas umgewandelt. Um es zu entladen, braucht es lediglich eine Gasleitung an Land. Diese zu legen, geht zwar relativ schnell und günstig. Dafür sind FSRU deutlich kleiner als feste Terminals und weniger nachhaltig. Anders als das geplante feste LNG-Terminal in Stade können sie zum Beispiel nicht die Abwärme der benachbarten Industrieanlage nutzen.

Insgesamt vier solche schwimmenden LNG-Terminals sollen übergangsweise eingesetzt werden. Zwei von ihnen sollen bis zum Winter ans Netz gehen – in Wilhelmshaven und Brunsbüttel. Zwei weitere Anlagen sollen im Mai 2023 folgen. Als mögliche Standorte sind neben Stade auch Brunsbüttel, Rostock und Hamburg im Gespräch. Mit der Übergangslösung ist es laut Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck möglich, „bis Mitte 2024 weitgehend unabhängig von russischem Gas zu werden“. Langfristig führt aber kein Weg an landseitigen Flüssigerdgas-Terminals vorbei, da nur sie auch eine Lösung für wasserstoffbasierte Energieträger bieten.

Fotos: Eren Bozkurt/picture alliance, Bertold Fabricius

INNOVATIONSPREIS DER DEUTSCHEN GASWIRTSCHAFT

Re:Inventing Energy

Jetzt
bewerben

Die Beschleunigung der Transformation unseres Energiesystems erfordert viel Mut. Wir laden Entwickler:innen und Anwender:innen ein, sich mit ihrem zukunftsweisenden Projekt zum Innovationspreis zu bewerben. Zeigen Sie uns Ihre Innovation und bewerben Sie sich bis zum 30. Juni 2022 in einer der vier Kategorien unter innovationspreis.gas.info

Träger

bdeu
Energie. Wasser. Leben.

DVGW

**ZUKUNFT
GAS**

Kompetenzpartner

ASUE

Medienpartner

ener|gate
con|energy grupp

Energie & Management

Handelsblatt

Am Ende zählt die Null

Emissionen zu reduzieren ist eine der wichtigsten Zukunftsaufgaben – egal ob bei Industrieunternehmen oder Stadtwerken. Genau darum kümmert sich Dietrich Sümmermann. Er ist „Head of Net Zero Solutions“ bei Uniper.

Ein Anruf beim Stromanbieter oder ein paar Klicks, fertig ist die Umstellung auf grünen Strom. Was beim Privathaushalt noch recht einfach ist, stellt sich bei Unternehmen deutlich komplexer dar. Hier kommen Dietrich Sümmermann und sein Team ins Spiel. Er arbeitet bei Uniper, einem der größten deutschen Energieversorger, und ist Chef des im Sommer 2021 ins Leben gerufenen Bereichs „Net Zero Solutions“. Hintergrund ist der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung bzw. das Bundes-Klimaschutzgesetz. Das wichtigste Ziel: „Net Zero bis 2045“ – Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral machen. Dafür sind weitreichende Veränderungen und sofortiges Handeln nötig. Industrieunternehmen und Stadtwerke brauchen klare Strategien, Aktionspläne und Beratung. Denn die Herausforderungen auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Wirtschaft sind komplex und vielfältig.

ZEIT ZU DEKARBONISIEREN

Wenn es um emissionsarmen Strom ging, gab es bislang bei Uniper einzelne Insellösungen, erzählt Sümmermann. Nun werden sie gebündelt, um passgenaue Lösungen anbieten zu können. „Viele unserer langjährigen Kunden sehen jetzt, dass es an der Zeit ist, sehr schnell zu dekarbonisieren. Entweder aus rein intrinsischer Motivation, weil ihre Kunden es verlangen oder weil der Regulationsdruck so groß geworden ist“, erklärt Sümmermann weiter. Sein Team erstellt gemeinsam mit ihnen ein „Net Zero Transformationskonzept“. Viele Unternehmen haben schon ISO-Zertifizierungen und Monitoringsysteme, sodass Daten zum Emissionsausstoß vorliegen. Für andere Kunden macht Sümmermanns Team zuerst eine Bestandsaufnahme. Darauf aufbauend wird mit den Unternehmen eine Klimabilanz erstellt. Alles folgt einem ganzheitlichen Ansatz der technologischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Machbarkeit unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort. Wie alt ist die Infrastruktur? Wie ist die Anbindung an Strom- und Gasnetze? Kann Wasserstoff eine Perspektive sein? Die Fragestellungen können sehr unterschiedlich sein: in der Zementindustrie zum Beispiel, wie vorhandene Flächen für Wind und Photovoltaik genutzt und der erzeugte Strom sinnvoll mit dem Strombedarf, speziell der Zementmühlen, in Einklang gebracht werden kann. In der Chemieindustrie gibt es dagegen andere Ansätze: Wie kann „grüner“ Dampf erzeugt werden? Kann der Prozess elektrifiziert werden? Machen „H2ready“-Gasturbinen Sinn oder Biomasse?

Dass es um weit mehr geht als den bloßen Einkauf grüner Energie, sieht man daran, wer auf Kundenseite an den Gesprächen teilnimmt. „Bislang hatten wir primär mit den Energieeinkäufern der Unternehmen oder Stadtwerke zu tun. Jetzt ist es oft auch die Geschäftsführung oder das Topmanagement, weil es plötzlich ganz verschiedene Bereiche betrifft“, beschreibt Sümmermann die Veränderung. Genau hier sieht er eine der größten Herausforderungen, die allgemein wenig beachtet wird. Denn Dekarbonisierung ist vor allem eine systemische und organisatorische Herausforderung. Dekarbonisierung muss ein CEO- oder Geschäftsführungsthema sein, weil es sich durch alle Bereiche zieht, egal ob Finanzvorstand, Controlling, technische Leitung oder HR-Abteilung. „Diese integrierte Verankerung von Dekarbonisierungsmaßnahmen in Unternehmen wird in ihrer Komplexität oft unterschätzt.“

Letztlich rührt dieser Prozess schnell an den Kern der Unternehmensstrategie. Wenn zum Beispiel Öfen in der Stahlindustrie elektrifiziert werden sollen, stellt sich sofort die Frage, ob der Standort dafür noch der richtige ist. Gibt es den passenden Netzanschluss, müssen Standorte zusammengelegt werden? Die Auswirkungen von Dekarbonisierungsmaßnahmen können von Kunde zu Kunde ganz unterschiedlich sein. „Grundsätzlich helfen wir Kunden, CO₂-neutral zu werden. Das geht immer nach dem Grundsatz: reduzieren, substituieren und dann, wenn nichts mehr geht, kompensieren.“ Reduzieren bedeutet, Prozesse effizienter zu machen und zu optimieren. Substituieren entspreche dem Wechsel auf andere Energieträger oder andere Inputstoffe – zum Beispiel biogenes CO₂ in der Chemieindustrie. „Abschließend bleibt noch kompensieren über ausgleichende Maßnahmen“, erläutert Sümmermann. Patentrezepte gebe es dabei selbst für Unternehmen einer Branche nicht.

TRANSFORMATION ÜBER JAHRE

Seit Anfang des Jahres begleitet Unipers „Net Zero Solutions“ erste Unternehmen. Der Experte geht davon aus, dass ein Transformationsprojekt mehrere Jahre dauern wird, in denen man eng zusammenarbeitet. Noch sind viele Projekte in der Konzeptionsphase. Ab 2023 beginnen die Jahre der Umsetzung. „Wenn die gesetzlichen, technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen klar sind, vor allem für große Investitionsentscheidungen, werden wir exponentiellen Wandel sehen.“

18%

heimische Förderung

Die Europäische Union deckt 18 Prozent ihres gesamten Energieverbrauchs über heimische Förderung ab. Der Anteil wird in den nächsten Jahren sukzessive fallen, weil die Niederlande die Förderung in Groningen, einer der größten Gasquellen der Welt, einstellen. Um den europäischen Energiebedarf auch in Zukunft zu decken, wird der Aufbau von internationalen Energiepartnerschaften umso wichtiger.



Fotos: Shutterstock (2) Daten: ACER, 2020

25%

LNG

Dank ihrer Energiepartnerschaften kann die Europäische Union den Großteil ihres Erdgases importieren. Traditionell gelangt Erdgas über Pipelines nach Europa. Die EU importiert so Gas über Norwegen, Russland und Nordafrika. Der Transport per Schiff, also LNG, wird immer wichtiger, denn so kann Gas aus der ganzen Welt eingeführt werden. Derzeit kommt ein Viertel des Gases per LNG-Tanker: Tendenz stark steigend.



GAS FÜR EUROPA

Gasvorkommen sind auf der Welt unterschiedlich verteilt und verfügbar. Während es in Sibirien und dem Mittleren Osten noch große Mengen Erdgas gibt, sind die Vorkommen in Europa zunehmend erschöpft. Umso wichtiger sind diversifizierte Importstrukturen.

„Wir brauchen klimaneutralen Wasserstoff so schnell wie möglich“

Die H2Global Stiftung hat sich die Förderung des Umwelt- und Klimaschutzes zum Ziel gesetzt. Ihr Fokus liegt primär auf dem Import von Wasserstoff und Power-to-X-Produkten nach Europa sowie der Schaffung der notwendigen Marktstrukturen. Ein Interview mit Stiftungsvorstand und Energieexpertin Kirsten Westphal.

KIRSTEN WESTPHAL

Die Wasserstoffexpertin ist im Vorstand der H2Global Stiftung für Analyse und Forschung zuständig. Davor arbeitete sie für die Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), u. a. im Projekt „Geopolitics of the Energy Transition – Hydrogen“.

Frau Westphal, Deutschland hat viele Jahre von günstigen Gasexporten aus Russland profitiert. Nun versucht die Bundesregierung den Bedarf an Gas zu kompensieren und zu diversifizieren, zum Beispiel mit dem Bau von eigenen LNG-Terminals und dem Import von Wasserstoff. Wie beurteilen Sie die Strategie?

Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine sind wir in Deutschland und Europa in einer fundamental neuen Situation, in der wir lieber gestern als heute aus dem russischen Erdgas aussteigen möchten, das aber vermutlich erst unter viel Kraftanstrengung morgen schaffen. Vom günstigen russischen Erdgas haben nicht nur die Industrie, sondern auch die privaten Haushalte profitiert. Lange galt Erdgas auch als Übergangsenergieträger. Die Bundesregierung vollzieht nun aus außen- und sicherheitspolitischen Gründen einen mehrfachen Paradigmenwechsel, das ist das Gebot der Stunde.

Schon vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine galt Wasserstoff als Heilsbringer für die Energiewende. Spüren Sie nun einen weiteren Schub bei der Entwicklung?

Aus meiner Sicht ist ein neues Gefühl der Dringlichkeit spürbar. In der Regierung nehme ich zügiges Handeln wahr. Nehmen Sie nur die Entscheidung, LNG über die Trading Hub Europe GmbH (THE) kaufen zu lassen, oder die Bestellung der FSRU. Beim Wasserstoff sind die Herausforderung für Regierungshandeln und Steuerung noch komplexer. Da wir zügig Kohle, Öl und Gas aus Russland ersetzen wollen, werden wir früher größere Mengen und in mehr unterschiedlichen Sektoren klimafreundlichen Wasserstoff und seine Derivate brauchen. Wir stehen vor einer gigantischen Herausforderung, die auch

noch mit enormen Steuerungsaufgaben der Politik auf allen Ebenen einhergeht. Das ist eine Herkulesaufgabe, die eine Kraftanstrengung aller Beteiligten erfordert.

Wie wichtig sind Gas und Wasserstoff für die deutsche Industrie in Zahlen ausgedrückt?

Erdgas deckt den deutschen Energiebedarf um mehr als ein Viertel, davon werden über 95 Prozent importiert, mehr als die Hälfte aus Russland. Erdgas wird in allen Sektoren verwendet, versorgt strategisch wichtige Kraftwerke, knapp 50 Prozent der Wohnungen werden damit geheizt und die Industrie ist mit 38 Prozent der größte Verbraucher. Vom verhältnismäßig günstigen russischen Pipeline-Gas hat Deutschland jahrzehntelang profitiert, die Industriebasis und die privaten Haushalte. Das muss und wird sich jetzt fundamental ändern. Wasserstoff wird zunächst primär in der Industrie als Grundstoff, aber auch als Brennstoff zum Einsatz kommen müssen. Auch in den anderen Bereichen kann uns Wasserstoff bei der Sektorkopplung und für Systemstabilität helfen, aber natürlich sollten diese womöglich aus Effizienzgründen elektrifiziert werden. Allerdings sind auch hier die Herausforderungen nicht nur beim Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten, sondern vor allem bei den Stromübertragungs- und Verteilnetzen riesig.

Steht Deutschland mit seinem großen Gasbedarf allein da oder gibt es andere Länder, von deren Strategien wir lernen können – gerade in Bezug auf Wasserstoff?

Deutschland, die Niederlande, aber auch Italien sind große Gasverbraucher. Beim Wasserstoff von den Strategien anderer lernen? Wir stehen am Beginn und wir müssen jetzt starten und umsetzen. Es

braucht keine neue Strategie, es braucht den Start, die Skalierung und die Lernprozesse, so schnell wie möglich. Um dafür Geschäftsmodelle zu entwickeln, ist der entsprechende regulatorische Rahmen Grundvoraussetzung.

Mit Erdgas überbrücken wir die Zeit, bis ausreichend dekarbonisierter Wasserstoff zur Verfügung steht. Wann wird das so weit sein?

Wir brauchen klimaneutralen Wasserstoff und seine Derivate so schnell wie möglich, um russische fossile Energielieferungen zu substituieren. Wir planen die ersten Importe über H2Global Ende 2024, Anfang 2025. Das werden aber kleine Mengen grünes Ammoniak und grünes Methanol sein.

Welche Voraussetzung braucht es bis dahin?

Entscheidend ist der delegierte Rechtsakt der Europäischen Union, der festlegt, welche Grünstromkriterien erfüllt sein müssen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und Derivaten, die dann im Transport- und Verkehrssektor eingesetzt werden. Solange die EU keine klare Regulierung setzt, was als grüner Wasserstoff zu gelten hat und wie er auf die Sektorziele im EU-Emissionshandelssystem anzurechnen ist, so lange fehlt es an Investitionssicherheit für die Unternehmen. Leider helfen die Pfadabhängigkeiten in der EU-Regulierung da nicht weiter, im Gegenteil, wir wollen Sektorkopplung, aber die Regulierung ist hochkomplex und sektorspezifisch.

Welche Rolle spielt H2Global auf dem Weg zum Durchbruch von Wasserstoff?

Wenn die Politik es will, eine große Rolle. H2Global nimmt in dieser ersten Phase des Technologiehochlaufs die Preis-, die Vertrags- und die regulatorischen Risiken heraus. Das gibt den Produzenten von grünem Wasserstoff bzw. den Derivaten die notwendige Langfristperspektive. Logistik- und Lieferketten werden aufgebaut und auch die erste Zertifizierungskette erprobt. Das finde ich das Intelligente am Instrument: Es wirkt über die ganze Liefer- und Wertschöpfungskette hinweg. Das schafft kein anderes Instrument und es →



„Wir müssen in der EU an einer europäischen Wasserstoffunion und mit den Nachbarregionen am Aufbau gemeinsamer Wertschöpfungsketten arbeiten.“

Wertschöpfungsketten arbeiten. Nur das sichert den europäischen Industriestandort und die Technologieführerschaft.

Wer sind aus Ihrer Sicht ideale Partner, um eine Wasserstoff-Importstruktur aufzubauen?

Ganz klar: primär die Nachbarregionen um die Nordsee, Polen und das Baltikum, aber auch der Mittelmeerraum, da dort Pipelines schon existieren oder zügig gebaut werden können. Auch die Ukraine wurde zu Recht immer mitgedacht. Tendenziell sollten wir aber auch an die Golfstaaten und vor allem Afrika denken. Natürlich denke ich auch, dass wir globale Handelsströme brauchen und das vorrangig mit Partnern, die auf klare Regeln und Normen setzen.

Noch einmal zurück zu Russland: Sie nannten das Erdgas-Röhren-Geschäft in den 70er-Jahren zwischen der Sowjetunion und der Bundesrepublik ein „Meisterstück der Diplomatie“. Braucht es heute ein ähnliches Meisterstück mit Blick auf Wasserstoff?

Die Analogie heute zu sehen ist schwer. Aber ja, auch heute geht es um die Ausgestaltung von wechselseitigen Abhängigkeiten, im fairen Ausgleich und mit Blick auf die Wertschöpfungskette. Ich glaube, wir brauchen eine Partnerschaft der EU mit Afrika, aber auch Lateinamerika. Die technische und ökonomische Herausforderung ist aber ungleich größer als beim Geschäft mit der Sowjetunion.

erlaubt Lernprozesse und Nachsteuerung, weil es zeitlich und finanziell begrenzt ist. Daneben wird es altbekannte bilaterale Punkt-zu-Punkt-Verträge geben, um etwa die Stahlindustrie mit großen Mengen zu versorgen. Dafür reichen unsere 900 Millionen Euro, die das BMWK für den Ankauf der drei Derivate Ammoniak, grünes Methanol und grünes Kerosin auf zehn Jahre zunächst bereitgestellt hat, nicht aus.

Was ist das übergeordnete Ziel von H2Global?

Jetzt den Technologieschub zu ermöglichen und wichtige Handels- und Marktstrukturen zu schaffen. Wir bei H2Global sind überzeugt, dass das Instrument dazu verhilft, Markteintrittsbarrieren früh zu senken und geografisch breit zu diversifizieren. Als Steuerzahlerin finde ich es wichtig, dass das Instrument kein Fass ohne Boden ist, sondern zeitlich und finanziell klar umrissen ist. H2Global ist eine gemeinnützige Stiftung und wir hoffen, dass wir in zehn bis zwölf Jahren zum Hochlauf beigetragen haben und es

nicht mehr braucht. Bis dahin aber können wir aufgrund der Passgenauigkeit, mit der Kriterien für Auktionen festgelegt werden, einiges zum europäischen Wasserstoffmarkt, der Technologieführerschaft, aber auch zur Diversifizierung und hoffentlich zur Kostendegression beitragen. Unsere ersten Auktionen sind ein weltweiter Wettbewerb der „Front Runner“, danach sollten wir Auktionen für Schwellen- und Entwicklungsländer machen und damit regional gezielt diversifizieren.

Wenn H2Global sein Ziel erreicht hat, wie wird die deutsche Industrie dann aussehen?

Das ist genau der Knackpunkt. Wir dürfen Wasserstoff nicht „nur“ als Thema der Energietransformation sehen, sondern müssen es auch als Teil des Industrieumbaus begreifen, der notwendig ist, um die Dekarbonisierung zu erreichen. Dafür ist der europäische Kontext extrem wichtig. Wir müssen in der EU an einer europäischen Wasserstoffunion und mit den Nachbarregionen am Aufbau gemeinsamer

Wenn Energie zu Energie wird ...

Wir versorgen Menschen deutschlandweit mit CO₂-neutraler Energie in Form von Biogas, Wärme und Strom. Die Reststoffe, die nach der Produktion übrig bleiben, werden regional als Dünger wiederverwertet oder sorgen als SNÄGG für sattes Grün in heimischen Gärten, auf Balkonen und in Wohnungen. Damit leisten wir einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und zur Schließung von nachhaltigen Wirtschaftskreisläufen. Mehr Infos unter balance-vng.de.



Impressum
Herausgeber: Zukunft Gas, Neustädtische Kirchstraße 8, 10117 Berlin; Objektleitung: Charlie Grüneberg (V.i.S.d.P.), Telefon: +49 30 4606015-63, E-Mail: Charlie.Grueneberg@gas.info
Ann-Kristin Müller, Telefon: +49 30 4606015-68, E-Mail: Ann-Kristin.Mueller@gas.info
Unterstützt durch: Wintershall Dea GmbH (Ulrike Michaelis) und VNG AG (Melanie Hensel)
Verlag: C3 Creative Code and Content GmbH, Heiligegeistkirchplatz 1, 10178 Berlin
Projektmanagement: Catrin Ehler

Chefredaktion: Thomas Kutschbach **Redaktion:** Klaus Grimberg, Katja Richter, Sven von Thülen **Art Direction:** Kathleen Weber, Daniel Kanzelmeyer **Infografik:** Tanja Ott, Diana Brkovic, Marcus Spiller **Bildredaktion:** Diana Celine Rosenfeld, Simone Gutberlet
Litho: Peter Becker GmbH Medienproduktionen, Würzburg
Druck: Umweltdruck Berlin GmbH



Ein  **VNG Unternehmen**



„Wasserstoff
ist das
neue Gas.“

Olaf Scholz
Bundeskanzler