



Versorgungsleitungen. Bild: www.mitnetz-gas.de

Gas

Um den Ausstoß von Treibhausgasen nachhaltig zu senken und trotzdem eine sichere Energieversorgung zu garantieren, sind fundamentale Änderungen der globalen Energielandschaft notwendig. Neue Konzepte müssen gefunden und technologieoffen gestaltet werden. Erneuerbare strombasierte Energiequellen, aber auch Gase, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Erste Anzeichen davon können bereits beobachtet werden. So ist Erdgas derjenige fossile Brennstoff, der in den vergangenen Jahren das weltweite Wachstum der Energienachfrage maßgeblich getragen hat. Auch in Deutschland wird sich durch den Ausstieg aus Atomkraft und die Kohleverstromung der Energiebedarf zugunsten von Gas verschieben.

Ein Großteil der genutzten Energie weltweit basiert auf festen, flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen, und nur ein kleiner Anteil ist bisher rein „elektrisch“. Eine Zwei-Energieträger-Welt bestehend aus Elektro-

nen und Molekülen ist das Fundament eines zunehmend dezentralen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems. Gasförmige Energieträger und die dazugehörige Infrastruktur sind und bleiben essenziell für eine sichere und nachhaltige Energieversorgung der Zukunft.

Internationale Erdgasmärkte

In den globalen Energiemärkten wird Erdgas auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Dies zeigt sich in der konstant zunehmenden Nachfrage der vergangenen

Jahre. In vielen Ländern werden andere fossile Energieträger durch Erdgas ersetzt, wodurch der Bedarf weiter steigen wird. Dem stehen ausreichende Ressourcen und Produktionskapazitäten gegenüber, die die Versorgung sichern.

Weltweite Vorkommen und Förderung

Die weltweiten Reserven und Ressourcen an Erdgas wurden in den letzten Jahren weiter nach oben korrigiert. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) geht derzeit von weltweiten Reserven an Erdgas von 202 Bill. m³ und von Ressourcen in Höhe von 629 Bill. m³ aus [1]. Die Ressourcen teilen sich auf in 325 Bill. m³ konventionelle Vorkommen, 203 Bill. m³ Schiefergas, 57 Bill. m³ Tight Gas in gering durchlässigem Gestein und 44 Bill. m³ Kohlebegleitgas. Zusätzlich werden Ressourcen in Form von Aquifergas (24 Bill. m³) und von Gashydraten (180 bis 300 Bill. m³) anhand von globalen Abschätzungen angegeben. Hierzu stehen jedoch kaum regionenscharfe Detailuntersuchungen zur Verfügung. Außerdem ist die Gewinnung von Gashydraten nur mit sehr großem technischem Aufwand möglich. Insgesamt sind auch bei einer erwarteten Steigerung des weltweiten Erdgasverbrauchs keine Verknappung beziehungsweise stark steigende Erdgaspreise zu erwarten.

Im Jahr 2018 wurden weltweit 3 795 Mrd. m³ Erdgas gefördert (**Bild 1**). Das entspricht einem Zuwachs von 4,8 % im Vergleich zum Vorjahr. Die größten Produzenten waren die USA (20,1 %), die Russische Föderation (18,3 %) und der Iran (6,2 %). Im gleichen Zeitraum stieg auch der globale Erdgasverbrauch um 4,6 % auf 3 952 Mrd. m³. Dies entsprach knapp der Hälfte des gesamten globalen Energiebedarfs. Größte Verbraucher waren die USA mit einem Anteil von 22 %, die Russische Föderation mit 12 % und China mit 7 %. Die globalen Erdgasimporte betragen 1 209 Mrd. m³ Erdgas, was einem Anstieg von 1,2 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Größter Exporteur war die Russische Föderation mit einem Marktanteil von 19 % [2], gefolgt von Katar (10,4 %) und Norwegen (9,6 %). Größter Importeur war China (9,8 %) gefolgt von Deutschland (9,7 %) und Japan (9,3 %).

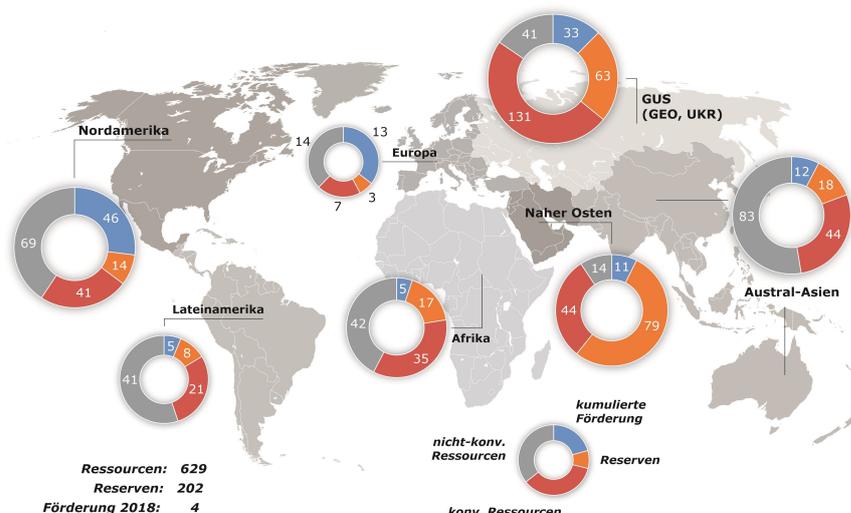


Bild 1 Weltweite Erdgasressourcen und -reserven in Billionen Kubikmetern (Stand 2018) [1].
Bild: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Entwicklung der globalen Gasmärkte

Wichtigste Treiber waren die Ausweitung der Gasförderung und hier insbesondere die Schiefergasförderung in den USA, die zunehmende Fokussierung auf Erdgas in China getrieben von der Notwendigkeit, Treibhausgas (THG)-Emissionen zu reduzieren und die Luftqualität zu verbessern [3] und die Bestrebungen von Erdöl-Förderländern im Nahen Osten zunehmend auf Gas zu setzen [4].

Prognosen zeigen, dass sich der positive Trend beim Erdgasbedarf fortsetzen wird. Gemäß des World Energy Outlook 2019 der Internationalen Energieagentur (IEA) wächst die weltweite Nachfrage nach Erdgas in den nächsten zwei Jahrzehnten mehr als viermal schneller als die Nachfrage nach Erdöl [5], vorausgesetzt die derzeit angekündigten politischen Maßnahmen zur Begrenzung der globalen Erwärmung werden umgesetzt. Der Verbrauch von Erdgas wird dabei in allen Sektoren ansteigen. Sehr dynamisch entwickelt sich die Erdgasnachfrage vor allem in den asiatischen Volkswirtschaften, auf die die Hälfte des weltweiten Wachstums der Erdgasnachfrage entfällt. Nach den Prognosen der IEA wird erwartet, dass im Jahr 2040 rund ein Viertel der weltweiten Gasproduktion im asiatischen Raum verbraucht wird.

Die Entwicklung der Nachfrage wird jedoch stark davon abhängen, ob und wie die Staaten angekündigte klimapolitische Maßnahmen umsetzen [6]. Sollten die

heute genannten klimapolitischen Instrumente eingesetzt werden und greifen, könnte der Bedarf in den kommenden 20 Jahren auf 5 404 Mrd. m³ Erdgas ansteigen. Bei einer stark forcierten Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen wird der Erdgasverbrauch vorerst ansteigen, und bis zum Jahr 2040 wieder auf das aktuelle Niveau sinken. Gleichzeitig wird der Anteil an klimaneutralen Gasen in diesem Zeitraum auf ein Fünftel steigen. Die IEA geht davon aus, dass weltweit ein beträchtliches Biogaspotenzial gehoben werden kann. Mit Gesteuerungskosten, die niedriger als die regionenspezifischen Erdgaspreise liegen, könnten 2040 rund 3 000 TWh Biomethan produziert werden. Bei spezifischen Gesteuerungskosten von 5 Ct/kWh würde sich dieser Wert etwa vervierfachen [7].

Der Energiebedarf insgesamt und damit auch der Gasbedarf wird sich regional jedoch unterschiedlich entwickeln und insbesondere in Schwellenländern und wachsenden Ökonomien stark ansteigen. Vor allem in China wird eine höhere Nachfrage erwartet, da hier Kohle zunehmend durch das klimafreundlichere Erdgas ersetzt wird. Weitere Treiber sind die afrikanischen und südostasiatischen Märkte sowie der Mittlere Osten. Für die Europäische Union (EU) wird ein insgesamt rückläufiger Energiebedarf prognostiziert und damit auch ein Rückgang beim Erdgas.

Auf der Lieferseite wird in allen bisherigen Förderregionen eine steigende Erdgasproduktion erwartet, mit den größten Zuwächsen in den USA und im Mittleren

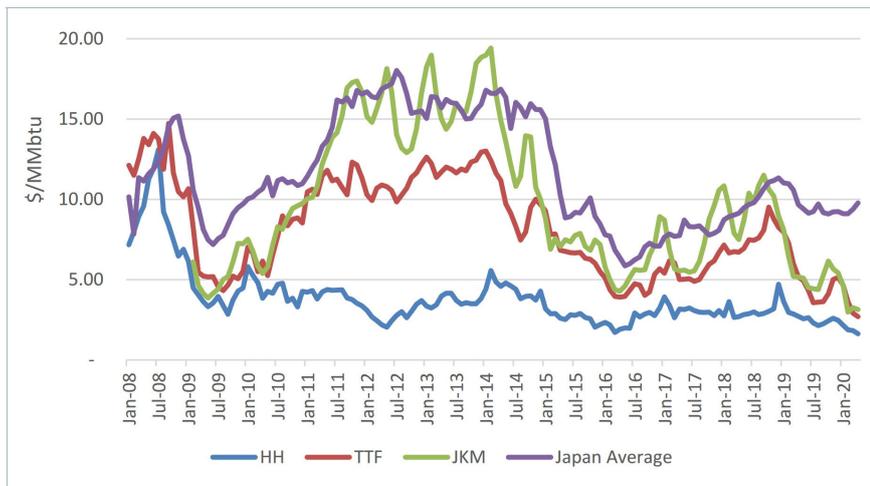


Bild 2 Globale und europäische Preisentwicklung für Erdgas an wichtigen Handelspunkten (HH = Henry Hub (US), JKM = Japan Korea Marker, TTF = Titel Transfer Facility).
Bild: Oxford Institute for Energy Studies

Osten. In Europa wird hingegen die Produktion weiter zurückgehen, wodurch die Abhängigkeit von Importen steigt [5]. Auf europäischer Ebene wird bereits diskutiert, wie die Rolle der Gasversorgung im Zuge der Energiewende aussehen kann. Von zunehmender Bedeutung sind hierbei klimaneutrale Gase [8 bis 10], die sukzessive die fossilen Energieträger ersetzen werden. Ebenso wird die verstärkte Vernetzung der Energieinfrastrukturen und der Energieanwender empfohlen [11 bis 13].

Internationaler Markt für LNG

Verflüssigtes Erdgas, kurz LNG (Liquefied Natural Gas), hat weiter an Bedeutung gewonnen und stützt das Wachstum des globalen Erdgasverbrauchs. Der weltweite LNG-Handel stieg das sechste Jahr in Folge und steigerte sich im Jahr 2019 um rund 13 % auf 355 Mio. t [14]. Mit der Nachfrage ist auch die Anzahl der LNG-Importeure gestiegen. Aktuell haben über 40 Länder Importkapazitäten. Der größte Teil der zusätzlichen Mengen wurde nach Europa geliefert.

LNG-Handelsströme

In der EU stiegen die LNG-Importe im Jahr 2019 um 75 % im Vergleich zum Vorjahr und erreichten mit 108 Mrd. m³ einen Rekordwert. Grund für die gestiegene Nachfrage waren wettbewerbsfähige Erdgas- und LNG-Preise, die eine Umstellung von Kohle auf Gas im Stromsektor begünstigt haben. Zudem wurde die rückläufige europäische Erdgaspro-

duktion ersetzt und der Import von Pipelinegas verdrängt. Europa ist damit – wenn auch mit Abstand zu den asiatischen Märkten – der zweitgrößte LNG-Markt mit aktuell 36 Terminals und einer Importkapazität von etwa 270 Mrd. m³ [5; 15]. 30 Mrd. m³ der EU-Importe stammten aus Katar. Weitere Lieferländer waren Russland (21 Mrd. m³) und die USA (17 Mrd. m³), die zunehmend bei der LNG-Versorgung der EU konkurrieren. Die größten europäischen Importeure waren Spanien (22,4 Mrd. m³), Frankreich (22,1 Mrd. m³), Großbritannien (18 Mrd. m³), Italien (13,5 Mrd. m³), die Niederlande und Belgien (etwa 9 Mrd. m³).

Die größten LNG-Importeure Asiens sind aktuell Japan, China und Südkorea. Die Lieferungen in diese Region stiegen im Jahr 2019 nur leicht an. Gründe hierfür waren milde Temperaturen und eine zunehmende Stromerzeugung über Kernenergie, vor allem in Japan und Südkorea. Im Gegensatz zu diesen Ländern hat China seine LNG-Importe weiter erhöht – allerdings nicht so stark wie im Vorjahr aufgrund der langsameren Umstellung von Kohle auf Gas, der gestiegenen einheimischen Produktion und der Zunahme erneuerbarer Energien [14].

LNG-Produktion im Aufschwung

Der steigenden Nachfrage ist auch die LNG-Produktion gefolgt. Mit der Inbetriebnahme von weiteren Großprojekten insbesondere in den USA, Australien und Russland ist die jährliche Verflüssigungskapazität um knapp

40 Mrd. m³ gewachsen. Ende 2019 erreichten die LNG-Exportkapazitäten 520 Mrd. m³/a (400 Mio. t). Der weltweit größte Lieferant im Jahr 2019 war Katar mit etwa 107 Mrd. m³ [14]. Mit dem Start des Prelude-Projekts im Juni 2019 hat Australien aufgeschlossen und exportierte im gleichen Zeitraum knapp 100 Mrd. m³. An dritter Stelle liegen die US-amerikanischen Produzenten mit rund 45 Mrd. m³. Weitere große Exporteure waren Malaysia, Nigeria und Indonesien.

Derzeit sind Investitionen und neue Projekte in den USA, Mozambique, Nigeria und Russland geplant. Damit wird die jährliche Produktionskapazität um weitere 180 Mrd. m³ erhöht, sodass die Exportkapazität noch vor Ende dieses Jahrzehnts auf rund 700 Mrd. m³ im Jahr ansteigen wird. Diese Mengen werden die Liquidität der Märkte und damit auch die globale Versorgungssicherheit weiter erhöhen [16] und könnten sogar zu einem Überangebot führen. Die Nachfrage im asiatisch-pazifischen Raum – insbesondere in China, Indien, Pakistan, Bangladesch und den südasiatischen Staaten – steigt zwar weiter und wird ein Großteil des Angebots absorbieren. Hinzu kommt, dass einige Länder der Region wie Japan, Korea oder Taiwan nur teilweise aus heimischer Produktion oder über Pipelinegas versorgt werden können und in hohem Maße von LNG-Importen abhängig sind. Allerdings verändert sich das Bild in China: Dort steht LNG zukünftig im Wettbewerb zu Pipelinegas aus Russland und zu einer zunehmenden einheimischen Förderung.

Europa wird hingegen ein attraktiver Markt für LNG bleiben. Dort bestehen ausreichende Importkapazitäten, die zudem weiter ausgebaut werden. Durch den Ausbau des Pipeline-Netzes und der Transportkapazitäten drängt auch hier zunehmend russisches Erdgas auf den Markt. Inwieweit LNG seine Marktanteile in der EU ausbauen kann, wird davon abhängen, wie sich die Gasnachfrage in der Stromerzeugung entwickelt und wie wettbewerbsfähig es sein kann.

Globale und europäische Preisentwicklung von Erdgas

Auf den globalen Handelsmärkten in Europa und Asien sind die Erdgaspreise im Jahr 2019 deutlich gefallen (**Bild 2**). In den vergangenen Wintermonaten ha-

ben sich die Preise zwar etwas erholt. Strukturell sind die Märkte aber weiterhin von einem Überangebot geprägt. Hierzu hat auch das gestiegene Angebot von US-amerikanischem LNG beigetragen. Japanische LNG-Importpreise haben bis Anfang des Jahres 2019 zugelegt, waren danach aber deutlich rückläufig. Grund hierfür waren fallende Erdölpreise, an denen sich die Preisgestaltung einer Vielzahl von japanischen Importverträgen für LNG orientiert. Auch langfristige Erdgasimportverträge anderer asiatisch-pazifischer Käufer sind teilweise an Erdöl gebunden.

Europäische Spotmarktpreise zeigten einen ähnlichen Verlauf, mit einem deutlichen Abwärtstrend seit Januar 2019, und lagen mit geringem Abstand unter asiatischen Importpreisen. Der US-amerikanische Gaspreis (Henry Hub) notierte auf konstant niedrigem Niveau um 2 US-\$/MMBTU (US-Dollar pro Million British Thermal Unit). Dies lag an dem großen Angebot an Schiefergasmenen.

Der geringe Preisunterschied zwischen den Märkten hat zur wachsenden Attraktivität der europäischen Märkte für LNG-Exporteure beigetragen. Insbesondere Lieferungen aus den USA haben auf Grenzkostenbasis interessante Margen ermöglicht. Gasimportpreise für Europa und für Deutschland sind saisonalen und auch den internationalen Gaspreisentwicklungen gefolgt.

Die Einschränkungen in der Mobilität und der Rückgang der Wirtschaftsleistung als Folge der Corona-Pandemie haben Anfang 2020 zu einem drastischen Rückgang der Energienachfrage insgesamt und von Preisen geführt. Dadurch sind die auch Gaspreise weiter zurückgegangen und liegen aktuell unter dem Niveau während der Finanzkrise von 2008/2009 (Bild 2).

Emissionen bei Produktion und Bereitstellung von Erdgas

Im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern hat Erdgas einen entscheidenden Vorteil in Sachen Klimaschutz: Bei seiner Verbrennung entsteht deutlich weniger vom Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (CO_2). Nach Analysen der IEA können mit der vorhandenen Gasinfrastruktur im Energiesektor theoretisch bis zu 1,2 Gt CO_2 vermieden werden [3]. Mit Erdgas als Kraftstoff entstehen im Verkehrssektor 35 % weniger CO_2 im

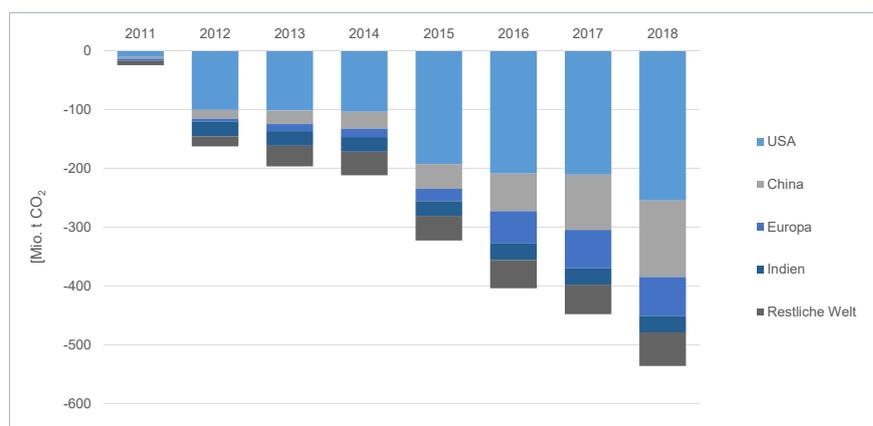


Bild 3 CO₂-Einsparungen in den Jahren 2011 bis 2018 durch Umstellung von Kohle auf Gas in ausgewählten Regionen im Vergleich zum Jahr 2010 (eigene Darstellung nach [3]).

Vergleich zu Diesel, betrachtet man die gesamte Wertschöpfungskette des Energieträgers von der Gewinnung bis hin zu seiner Verbrennung im Motor (Well-to-Wheel-Ansatz). Auch im Kraftwerk hat Gas deutliche Vorteile gegenüber der Nutzung von Kohle. Im Schnitt entstehen 50 bis 70 % weniger CO₂-Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde Strom [18; 19]. Die IEA schätzt, dass durch den Wechsel zu Erdgas im Jahr 2018 rund 540 Mio. t CO₂ weniger ausgestoßen wurden als im Jahr 2010 (Bild 3).

Trotz der Klimavorteile von Erdgas rückt jedoch zunehmend ein weiteres Thema in den Fokus internationaler Diskussionen: die Methan-Emissionen entlang der gesamten Prozesskette von Erdgas – von der Förderung über den Transport und die Verteilung bis hin zur Gasanwendung [20 bis 23]. Denn Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan (CH_4) und somit aus einem Treibhausgas, dessen Effekt auf die Erderwärmung um ein Vielfaches höher ist als der von CO₂. In einem Zeitraum von 100 Jahren ist seine Wirkung 28- bis 34-fach höher [24].

In der Erdgasindustrie kann es entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu Methan-Emissionen kommen. Bei der Produktion und Aufbereitung sowie beim Transport von Erdgas in Pipelines oder verflüssigt als LNG kann Methan entweichen. Ursachen hierfür sind Undichtigkeiten oder das ungewollte Freisetzen des Gases bei Störfällen. Auch bei der eigentlichen Nutzung oder Verbrennung gibt es beispielsweise durch unvollständige Verbrennung in Motoren geringe Methan-Emissionen.

Basierend auf den Daten des United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) trägt die Erdöl-

und Erdgasbranche aktuell zu 6 % zu den vom Menschen verursachten (anthropogenen) Methan-Emissionen in Europa bei [25]. Die größte anthropogene Quelle für den direkten Ausstoß von Methan in die Atmosphäre ist allerdings die Tierhaltung und die Landwirtschaft mit über 50 % (Bild 4). Weiterhin entstehen Methan-Emissionen bei der Kohlegewinnung oder bei biologischen Zersetzungsprozessen zum Beispiel aus Mülldeponien oder Kläranlagen.

Vor dem Hintergrund des Klimaschutzes hat sich die Erdgasbranche deshalb zum Ziel gesetzt, in allen Prozessschritten, von der Produktion bis zur Endnutzung, Methan-Emissionen kontinuierlich zu reduzieren. Die Gaswirtschaft in Deutschland hat sich bereits 2001 im Rahmen der „Klimaschutzklärung des deutschen Gasfachs“ dazu verpflichtet, Methan-Emissionen stark zu vermindern, und nutzt verstärkt emissionsreduzierende Verfahren. Maßnahmen, wie zum Beispiel der Einsatz von mobilen Verdichtern und mobilen Fackeln, vermeiden das Freisetzen von Methan beim Ausblasen von Leitungen, ebenso wie der Verzicht auf pneumatische Ventile. Durch eine umfassende Modernisierung sind Leckagen und Schäden an Gasleitungen um 90 % zurückgegangen. Insbesondere durch den verstärkten Einsatz von modernen Materialien konnten die Schadenshäufigkeit und somit die Methan-Emissionen reduziert werden [23]. Dadurch wurde der Ausstoß in den vergangenen 20 Jahren um über ein Drittel gesenkt (Bild 5). Im Rahmen einer europäischen Strategie wurden durch den Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. (DVGW) mehrere Forschungsprojekte initiiert, in denen durch konkrete Messungen der ak-

tuelle Stand der Methan-Emissionen in deutschen Transport- und Verteilnetzen ermittelt wird.

Gaswirtschaft in Deutschland

Erdgas ist nach Mineralöl der zweitwichtigste Energieträger in Deutschland und deckt ein Viertel des aktuellen Primärenergiebedarfs. Auch in den kommenden Jahrzehnten wird es einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten müssen. Das Erdgasaufkommen in Deutschland stützt sich weitestgehend auf Importe mit einer diversifizierten Bezugsbasis (Tabelle).

Bezugsquellen für Erdgas

Die inländische Förderung ist rückläufig und im Jahr 2019 auf rund 60 TWh zurückgegangen. 1 721 TWh Erdgas wurden für den Eigenbedarf und den Transit in andere europäische Länder hauptsächlich aus Russland importiert. Weitere Lieferländer waren Norwegen und die Niederlande. Die wichtigsten Versorgungsstränge für russisches Erdgas sind durch die Ostsee über die Nord-Stream-Pipeline und der Transportkorridor über die Ukraine beziehungsweise die Yamal-Leitung über Polen. Durch einen neu verhandelten, russisch-ukrainischen Transitvertrag stehen seit diesem Jahr zusätzliche Transportkapazitäten durch die Ukraine zur Verfügung. Darüber können jährlich 65 Mrd. m³ aus Russland importiert werden, sowohl für die Versorgung in Deutschland als auch den Transit für europäische Verbraucher. Die im Bau befindende Pipeline „Nord Stream 2“ wird die existierenden Transportkapazitäten für russisches Erdgas weiter erhöhen. Allerdings ist davon auszugehen, dass es bei der Inbetriebnahme der Leitung aufgrund aktueller politischer Entwicklungen zu Verzögerungen kommt.

Das Spektrum der Bezugsquellen ist jedoch dynamisch und dabei, sich zu verändern. Die Erdgasförderung in den Niederlanden geht seit 2014 zurück und wird im Jahr 2025 enden. Die bisher aus dem Nachbarland kommenden Mengen müssen in Zukunft durch Importe aus anderen Quellen ersetzt werden, zum Beispiel durch Pipelinegas aus Russland oder in Form von LNG aus verschiedenen Lieferländern. Deutschland hat bisher zwar noch keine eigenen LNG-Importkapazitäten.

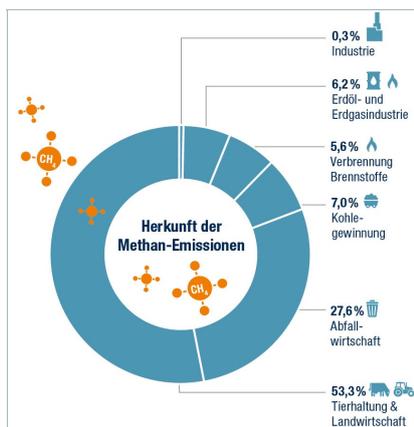


Bild 4 Anteil von Methan an europaweiten, anthropogenen Treibhausgas-Emissionen (2017) und Herkunft der Methan-Emissionen. Bild: DVGW

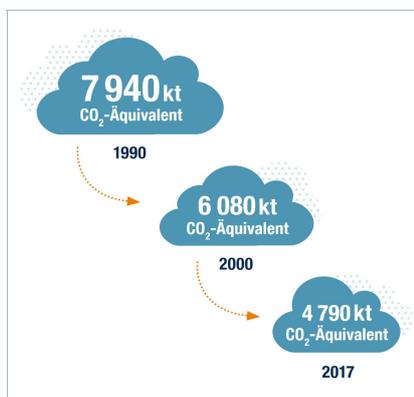


Bild 5 Senkung der Treibhausgas-Emissionen der deutschen Gasindustrie in Kilotonnen CO₂-Äquivalenten. Bild: DVGW

Aktuell befinden sich aber drei Terminalprojekte an den Standorten Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade für den Import und die Einspeisung in das Gastransportnetz in Planung. In Rostock wird ein Projekt für den Import und die Verteilung von LNG für die Nutzung als Kraftstoff in der Schifffahrt und im Schwerlastverkehr auf der Straße geplant. Bei den genannten Projekten steht die Investitionsentscheidung jedoch noch aus.

Erdgasverbrauch in Deutschland

Gasförmige Brennstoffe machen aktuell ein Viertel des deutschen Primärenergieverbrauchs aus [27; 28]. Im Jahr 2019 erreichte der Erdgasverbrauch in Deutschland mit 982 TWh eine neue Rekordmarke und steigerte sich gegenüber dem Vorjahr um 3,3 % [29] (Bild 6). Dies ist im Wesentlichen auf einen verstärkten Einsatz in der Stromerzeugung zurückzuführen. Begünstigt wurde die

Gasnachfrage im Jahr 2019 weiterhin durch niedrige Gaspreise. Der durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) ermittelte Preis für importiertes Erdgas fiel von 2,16 Ct/kWh bis auf einen Tiefststand von 1,25 Ct/kWh zum Ende des Sommers. Der durchschnittliche Preis im Jahr 2019 betrug 1,628 Ct/kWh. Dank des günstigen Angebotes wurden die Speicher mit einem zusätzlichen Volumen von 42,6 TWh fast komplett befüllt.

Die Sektoren mit dem größten Erdgasverbrauch waren im gleichen Zeitraum die Industrie mit einem Anteil von knapp 38 % und Privathaushalte mit 30 % (Bild 7). Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) setzte 12 % ein, und die Fernwärmeversorger bezogen 7 %. Ein vergleichsweise geringer Anteil ist der Mobilität zuzurechnen (0,2 %). Während der Bedarf in diesen Sektoren im Vergleich zum Vorjahr stagnierte, ist der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung deutlich gestiegen und erreichte einen Anteil von 14 % am Jahresverbrauch.

Nicht in der offiziellen Gasstatistik erfasst sind die Mengen an Biomethan, die aufbereitet aus Biogasanlagen in das Gasnetz eingespeist wurden. Diese waren gegenüber dem Vorjahr leicht rückläufig und betragen 9,8 TWh [31]. Davon gingen 8 TWh in Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), und 0,5 TWh gingen jeweils in den Verkehr sowie in den Wärmemarkt (ohne KWK).

Gasinfrastruktur

Die Gasinfrastruktur, bestehend aus Fernleitungs- und Verteilungsnetzen sowie Gasspeichern, ist ein wichtiges Asset der Energiewirtschaft. Darüber hinaus ist Deutschland eine bedeutende Transit-Drehscheibe für Gasmengen, die in den nordeuropäischen und östlichen Fördergebieten gewonnen und in die europäischen Nachbarstaaten transportiert werden.

Gasnetze

Für den Transport von Erdgas steht eine gut ausgebaute Gasinfrastruktur zur Verfügung, die stetig erweitert wird. Die deutschen Gasnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur (BNetzA) für das Jahr 2018 insgesamt 550 700 km gemeldet [31], und vorläufige Angaben für das Jahr

2019 zeigen eine Zunahme um 2 700 km (Bild 8). 38 500 km entfallen hierbei auf die Hochdrucknetze der 16 Fernleitungsnetzbetreiber. Die 708 Verteilnetzbetreiber registrierten eine Leitungslänge von etwa 512 200 km in allen Druckbereichen. Die Gasnetze bedienen damit insgesamt mehr als 14 Millionen Letztverbraucher in Deutschland, von denen 12,8 Millionen Haushaltskunden sind.

Dank des weit verzweigten Netzes ist die Gasversorgung in Deutschland gesichert. Das bestätigt der System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Dieser gibt die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen der Gasversorgung von Letztverbrauchern an und lag im Jahr 2018 bei 0,48 Minuten – deutlich unter dem langjährigen Mittel der letzten zwölf Jahre mit 1,56 Minuten. Das heißt, dass die Kunden über das gesamte Jahr – bis auf 29 Sekunden – ununterbrochen mit Gas versorgt wurden. Zum Vergleich: Im Stromnetz lag der SAIDI im gleichen Zeitraum bei fast 14 Minuten [31].

Damit auch weiterhin die Verbraucher konstant und sicher mit Erdgas versorgt bleiben, investieren die Netzbetreiber jährlich mehrere Milliarden Euro. Im Jahr 2018 waren dies insgesamt 4,3 Mrd. €. Ein Drittel der Investitionen fiel auf die Fernleitungsnetze und zwei Drittel auf die Versorgungsnetze [31]. Für das Jahr 2019 wurde ein etwa gleichbleibendes Volumen von 4,1 Mrd. € vorgesehen, wovon ein wesentlicher Teil auf das Europäische-Gas-Anbindungsleitungs (Eugal)-Projekt entfällt.

Die Entwicklung der Gasnetze – sowohl hinsichtlich der Erneuerung als auch der gestiegenen Effizienz – spiegelt sich ebenso in den Netzentgelten der deutschen Gasnetzbetreiber wider. Diese sind in den vergangenen Jahren entgegen der allgemeinen Inflation etwa auf gleichem

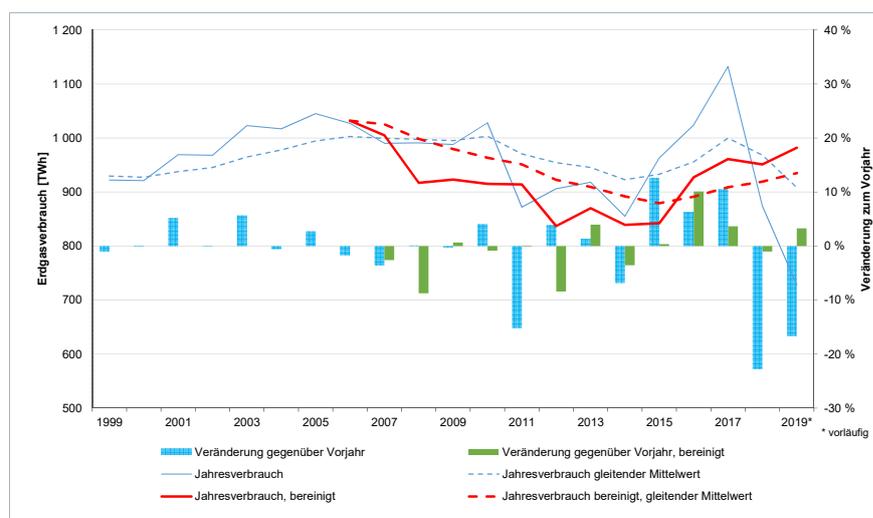


Bild 6 Erdgasverbrauch in Deutschland; um Temperatur, Schalttage und fluktuierenden Brennstoffeinsatz in Kraftwerken bereinigte Daten sowie tatsächliche Liefer- und Verbrauchswerte (Stand 2/2020; eigene Darstellung nach [26; 29; 30]).

Niveau geblieben. Zum Stichtag am 1. April 2019 waren es für Haushaltskunden 1,56 Ct/kWh (netto), bei Gewerbekunden bis 116 MWh 1,26 Ct/kWh und bei Industriekunden 0,32 Ct/kWh. Der Anteil der Netzentgelte am Gaspreis der Haushaltskunden beträgt damit 23 %. Bei Gewerbekunden lag er bei 27 % und bei Industriekunden bei 11 % [31].

Neben der Versorgung der Inlandskunden hat das deutsche Erdgastransportnetz auch eine wesentliche Transitfunktion für den europäischen Erdgasmarkt. Diese hat seit dem Jahr 2018 erheblich zugenommen (Bild 9). Im Jahr 2019 wurde erstmals mehr Gas durch das Netz in Deutschland transportiert, als der inländische Verbrauch dies erfordert hätte. Das bedeutet, dass auch in den Nachbarstaaten der Erdgasbedarf steigt. Deutschland übernimmt damit eine zunehmend wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit Europas. Einen wesentlichen Beitrag

liefert dazu die Nord-Stream-Pipeline mit ihren beiden Anbindungsleitungen in Deutschland – der Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) und der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (Opal). Für die kommenden Jahre wird sogar eine weitere Steigerung erwartet, wenn die Nord Stream 2 und die Eugal in Betrieb genommen werden.

Der weitere Ausbau im Transportnetz Deutschlands wird im Wesentlichen im Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) alle zwei Jahre durch die Ferngasnetzbetreiber (FNB) festgehalten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt. Der neue NEP für den Zeitraum 2020 bis 2030 wird derzeit entwickelt. Hierfür erstellten die FNB bereits im vergangenen Jahr den Szenariorahmen, den die BNetzA im Dezember 2019 bestätigt hat [32]. Die Prognosen berücksichtigen neben der Entwicklung von dezentralen Produktionspotenzialen klimaneutraler Gase auch Fragen der Marktgebietszusammenlegung in 2022. Die Entwicklung der Produktionskapazitäten grüner Gase ist jedoch noch sehr konservativ angesetzt. Ebenso beschäftigt sich der Szenariorahmen mit der Diversifizierung der Erdgasströme aus den europäischen Nachbarländern zum Beispiel durch den Import von LNG. Die Bedarfsprognosen gehen von einem zusätzlichen Bedarf von etwa 37 Mrd. m³/a aus. Dieser soll im Wesentlichen durch die Projekte Nord Stream 2 und Trans-Adria-Pipeline mit Erdgas aus den russisch-asiatischen Fördergebieten sowie durch LNG-Importe gedeckt werden.

	2019 [Mrd. kWh]	2018 [Mrd. kWh]	Veränderung [%]
Förderung Inland ¹⁾	59,5	61,7	-3,5
Importe ²⁾	1 720,6	1 773,2	-3,0
Erdgasaufkommen ²⁾	1 780,1	1 834,9	-3,0
Exporte ²⁾	752,3	861,7	-12,7
Speichersaldo ³⁾	-42,6	-21,9	-
Erdgasverbrauch	985,2	951,3	-3,6

¹⁾ Netto, ohne Abfackelungen; ²⁾ Einschließlich sämtlicher Transitmengen; ³⁾ Negativer Wert: Einspeicherung, Positiver Wert: Ausspeicherung.

Tabelle Erdgasaufkommen und -verbrauch in Deutschland 2018 und 2019 in Mrd. kWh [26].

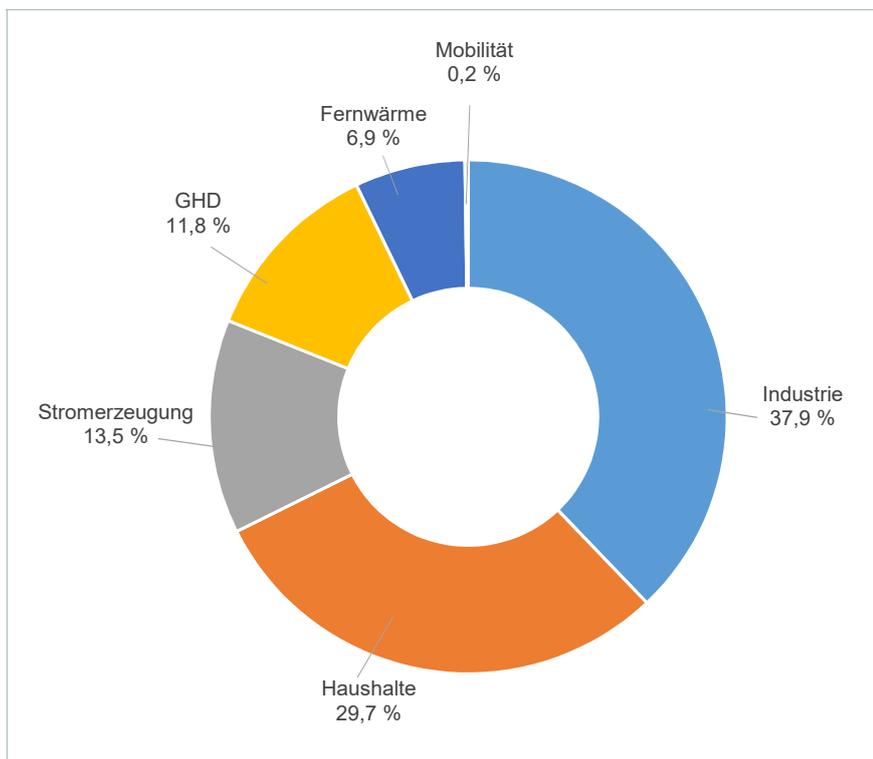


Bild 7 Verteilung des Erdgasverbrauchs nach Sektoren in Deutschland im Jahr 2019 (eigene Darstellung nach [26]).

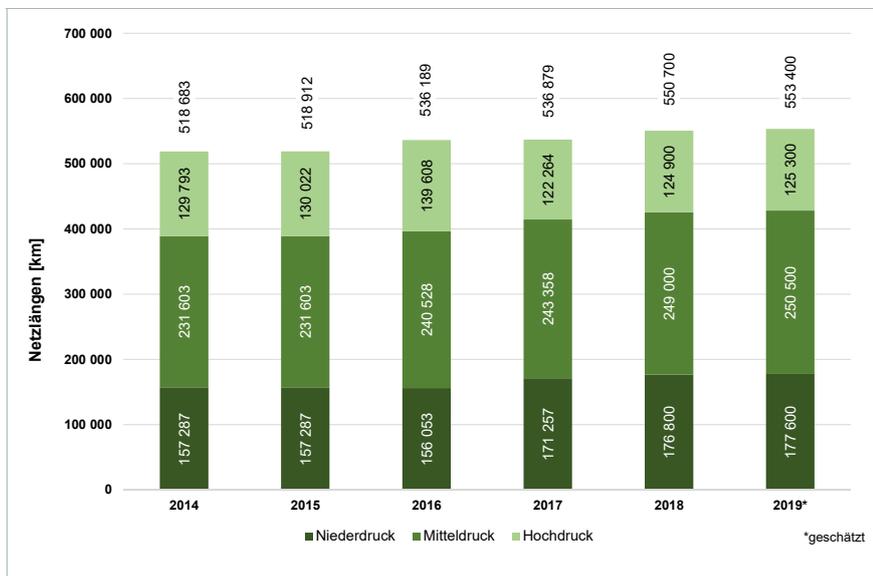


Bild 8 Statistik der Gasnetztlängen nach Druckstufen (eigene Darstellung nach [31]).

Erdgasspeicher

In Deutschland wurden Ende 2019 Untergrundgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 24,4 Mrd. m³ betrieben [33]. Für die kommenden Jahre ist ein Ausbau um weitere 2,7 Mrd. m³ geplant. Die maximale Ausspeiserate aller Speicher beträgt rund 28,2 Mio. m³/h. Hinter den USA, Russland und der Ukrai-

ne verfügt Deutschland damit über die weltweit viertgrößte Speicherinfrastruktur. Das Speicherpotenzial gliedert sich in 16 Porenspeicher mit etwa 9,1 Mrd. m³, die sich hauptsächlich in Süddeutschland befinden, und 32 Kavernenspeicher mit rund 15,2 Mrd. m³, in den nördlichen Bundesländern gelegen (**Bild 10**). Aufgrund des vergleichsweise milden Winters 2018/2019 und der günstigen Gaspreise

während des Sommers 2019 haben die Erdgasspeicher zu Beginn des Winters 2019/2020 ein besonders hohes Füllstandsniveau erreicht (**Bild 11**) [34].

Der wirtschaftliche Betrieb von Speichern gestaltet sich aktuell jedoch schwierig aufgrund der zunehmenden Anforderungen an Flexibilität und der abnehmenden Volatilität des Gaspreises [35]. Dennoch werden Gasspeicher als wichtiges Element der Gasinfrastruktur gesehen, gerade auch – im Kontext der Energiewende – zur saisonalen Speicherung von erneuerbaren Energien über Power-to-Gas (PtG)-Prozesse [36 bis 41]. Wichtige Themen sind insbesondere die Rolle von Gasspeichern hinsichtlich Versorgungssicherheit und Energiekosten sowie die Speicherung von Wasserstoff in Untergrundspeichern. Mit dem Reallabor „Energiepark Bad Lauchstädt“ wird beispielsweise in den nächsten Jahren die praktische Demonstration der Wasserstoffspeicherung in einem Kavernenspeicher erprobt [42].

Flexibilität der Gasinfrastruktur

Die Gasbranche in Deutschland und ihre Infrastruktur ist seit Bestehen immer wieder Veränderungen unterworfen, auf die sie mit angemessenen Maßnahmen und Flexibilität reagieren musste und muss. Eine erste große Umstellung fand Mitte des 20. Jahrhunderts auf damals westdeutschem Gebiet statt, durch die Ablösung von Stadtgas durch Erdgas. Stadtgas bestand, bezogen auf das Gasvolumen, etwa zur Hälfte aus Wasserstoff und nur zu rund 20 % aus Methan – dem Hauptbestandteil des heutigen Erdgases. Bis in die 1970er-Jahre mussten Versorgung und Endgeräte der neuen Gasbeschaffenheit angepasst werden. Nach der Wiedervereinigung wurden wiederum die Gasnetze in Ost- und Westdeutschland miteinander verbunden. In der ostdeutschen Gaswirtschaft gab es bis dahin aber noch mehrere unabhängige Ferngasnetze für Stadt- und Erdgas. Im Laufe der 1990er-Jahre erfolgte deshalb die Umstellung auf 100 % Erdgas. Kurz nach der Jahrtausendwende kam dann ein neues Produkt auf den Markt: Biomethan aus Biogas, das heute in geringen Mengen dem Erdgas beigemischt wird. Aktuell befindet sich die Gasinfrastruktur in Deutschland erneut in einem Umstellungsprozess. Da die Förderung von niederkalorigem Erdgas L (L-Gas) aus deutschen Quellen und der Import

aus niederländischen Quellen stark rückläufig sind, muss die Versorgung auf hochkaloriges Erdgas H (H-Gas) umgestellt werden. Der Prozess startete bereits im Mai 2015 und betrifft insgesamt rund fünf bis sechs Millionen Gasverbrauchsrichtungen in Nord- und Westdeutschland. Diese werden bis 2030 schrittweise an H-Gas angepasst. Infolge des höheren Energiegehalts von H-Gas ist die Anpassung von Geräten im häuslichen, gewerblichen und industriellen Gebrauch notwendig.

Bei der Festlegung der Umstellungsreihenfolge mussten verschiedene Kriterien wie zum Beispiel die Verfügbarkeit der benötigten H-Gas-Transportkapazität, vorhandene Schnittpunkte von H-Gas- und L-Gas-Netzen und Anschlüsse an bestehende H-Gas-Leitungen mit ausreichender Transportkapazität beachtet werden. Darüber hinaus stellt insbesondere die Anpassung der rund fünf Millionen Gas-Verbrauchsgeräte (Industrie, Gewerbe und Haushalt), die in den L-Gas-Gebieten betrieben werden, eine große logistische und fachliche Herausforderung dar.

Im Zeitraum von 2015 bis 2020 wurde die Anzahl der anzupassenden Gasgeräte kontinuierlich gesteigert (**Bild 12**). Bis zum Jahr 2019 wurden 8,5 GWh Leistung umgestellt, was etwa 600 000 angepassten Gasgeräten und Großverbrauchern entspricht. In der Hauptphase von 2021 bis 2026 werden dann bis zu 550 000 Gasgeräte jährlich angepasst. Ab dem Jahr 2027 wird die Anzahl der anzupassenden Gasgeräte wieder zurückgehen.

Gasanwendungen

Gasförmige Energieträger sind die Basis für ein nachhaltiges Energiesystem. Sie sind die Treiber für eine CO₂-arme Energieversorgung in allen Verbrauchssektoren. Denn sie zeichnen sich durch vielseitige Nutzungsmöglichkeiten aus. So ist Erdgas optimal geeignet, Energie zu transportieren, zu speichern und vor Ort bereitzustellen. Durch diese hohe Flexibilität wird es bereits heute in zahlreichen Anwendungen der verschiedensten Sektoren eingesetzt. Der weitaus wichtigste Markt ist weiterhin der Wärmesektor, der von der häuslichen Wärmeversorgung bis hin zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme reicht. Zugleich ist Erdgas auch für die Stromerzeugung und die Chemieindustrie als Rohstoff von Bedeutung. Als kostengünstiger und klima-

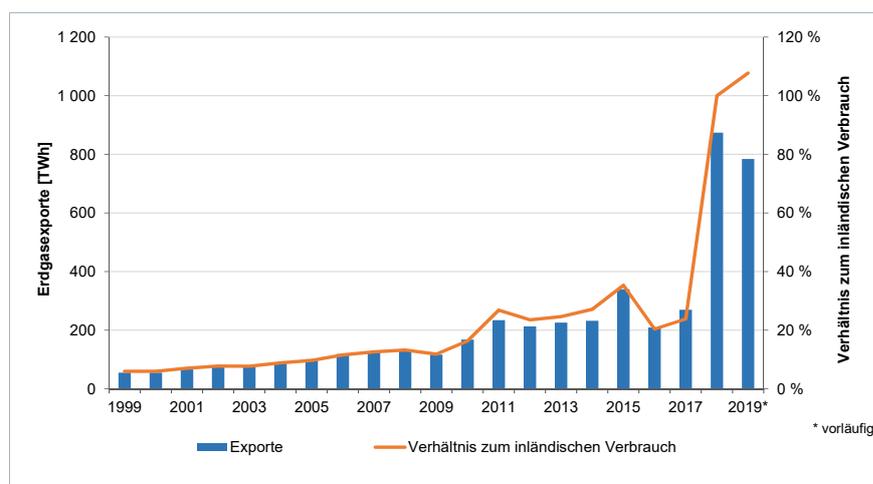


Bild 9 Entwicklung der Transitmengen im deutschen Fernleitungsnetz (Stand 3/2020; eigene Darstellung nach [30]).

freundlicher Treibstoff ist es zudem eine Alternative in der Mobilität.

Wärmemarkt

Der deutsche Endenergiebedarf für Wärme betrug im Jahr 2018 rund 4 788 PJ (1 330 TWh). Es dominieren weiterhin die Sektoren Industrie, GHD und private Haushalte. Die Kältebereitstellung spielt mit rund 64 TWh aktuell eine untergeordnete Rolle. Der Endenergiebedarf in diesem Bereich hat sich in den vergangenen zehn Jahren aber um knapp 27 % gesteigert, sodass zukünftig von einer zunehmenden Bedeutung des Kältemarktes auszugehen ist [44].

Knapp die Hälfte des Endenergiebedarfs im Jahr 2018 lässt sich auf das Beheizen von Räumen zurückführen (**Bild 13**). Die Prozesswärme hatte einen Anteil von 43 % und die Warmwasserbereitstellung von 9 %. Die Einflüsse der Verbrauchssektoren auf die einzelnen Wärmeanwendungen sind sehr unterschiedlich. So werden Raumwärme und Warmwasser durch die privaten Haushalte dominiert, die Prozesswärme hingegen durch die Industrie (**Bild 13** und **Bild 14**).

Erdgas ist der wichtigste Energieträger im Wärmemarkt in Deutschland mit einem Anteil von 45 % am Endenergiebedarf im Jahr 2018 (**Bild 15**). Mineralöl ist zwar mit 15 % der zweitmeist genutzte Energieträger. Sein Anteil geht jedoch seit mehreren Jahren zugunsten der erneuerbaren Energien zurück, die bereits bei 12 % liegen. Der Beitrag von Kohle, Strom und Fernwärme verhält sich seit Jahren annähernd konstant [44].

Die Nutzung erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte hat in den vergangenen Jahrzehnten zum einen stark zugenommen, und zum anderen hat sich die Struktur der einzelnen Energieträger gewandelt. Wurde der Endenergieverbrauch im Jahr 1990 größtenteils durch biogene Festbrennstoffe gedeckt, ging ihr Anteil bis 2018 auf etwa zwei Drittel zurück (**Bild 16**). Der Beitrag der Abfallverwertung lag hingegen annähernd konstant um 8 %. Hinzu gekommen sind insbesondere erneuerbare Gase wie Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas und biogene gasförmige Brennstoffe, sowie die Umweltwärme aus Solar- und Geothermie [44].

Gasheizungsmarkt in Wohngebäuden

Im Heizungsmarkt ist Gas aktuell der wichtigste Energieträger (**Bild 17**). Die Hälfte der Systeme im Wohnungsbestand wird seit langem mit Erdgas, Biogas oder Flüssiggas betrieben [29]. Da bei der Heizungserneuerung oft auch der Energieträger gewechselt wird, sind Heizöl-Systeme im Markt sowohl zugunsten von Fernwärme und Elektro-Wärmepumpen als auch von Erdgas rückläufig [29]. Knapp 530 000 Öl-Heizungen wurden seit 2009 auf Erdgas umgestellt und über 115 000 auf Fernwärme. 117 000 Heizungen wurden zudem von Strom (Nachtspeicher) auf Erdgas umgestellt [45].

Auch im Neubau bilden Erdgasheizungen die größte Gruppe (**Bild 17**). Ihr Anteil ist aber seit längerem rückläufig und betrug im Jahr 2019 noch 37 %. Über ein Viertel der Heizsysteme im Neubau sind Wärmepumpen. Sie sind etwa gleichauf mit der Fernwärme. Stromdirektheizun-

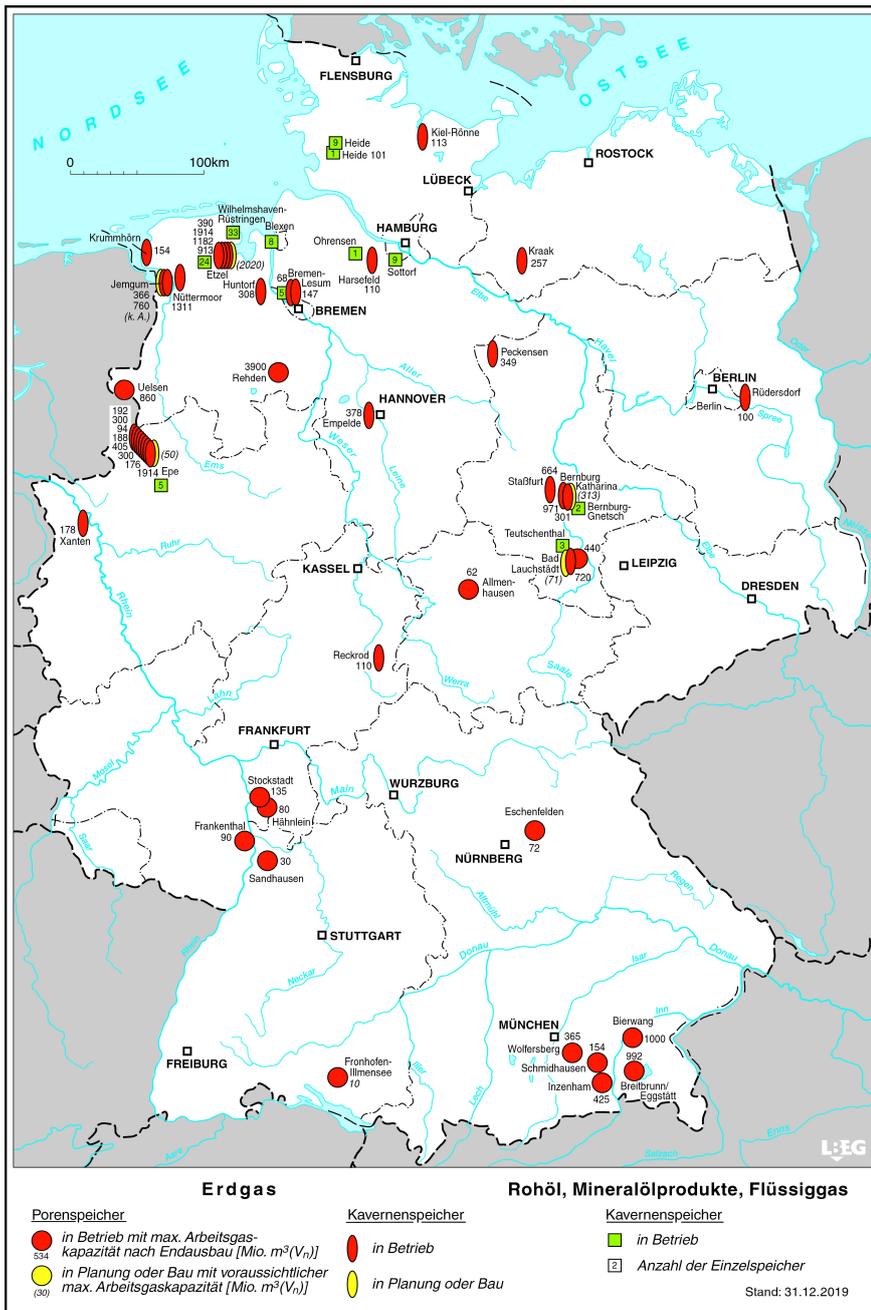


Bild 10 Erdgas-Untertagespeicher in Deutschland. Bild: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG)

gen, Heizöl-, Holz- und Holzpelletsysteme haben im Neubausektor aktuell eine untergeordnete Bedeutung [29].

Aufgrund der hohen Relevanz von Erdgas wird der deutsche Wärmemarkt von der Gas-Brennwerttechnik dominiert, die aktuell einen Marktanteil von fast 70 % erreicht, gefolgt von Wärmepumpen auf dem zweiten Platz. Öl- und Biomasse-Kessel weisen rückläufige Tendenzen auf [46]. Aktuelle Absatzzahlen zu thermischen Solaranlagen liegen noch nicht vor. Branchenexperten erwarten je-

doch einen wachsenden Markt für diese Heizsysteme. Grund dafür sind unter anderem neue Förderanreize, mit denen die Bundesregierung die Energiewende im häuslichen Wärmemarkt voranbringen möchte. So soll der zuletzt langsam fortschreitende Ausbau solarthermischer Systeme wieder gefördert werden. Ein Vorteil dabei ist, dass thermische Solaranlagen nicht nur mit neuen, sondern auch mit bestehenden Gas-Brennwertgeräten gekoppelt werden können und so Versorgungssicherheit und Effi-

zienz mit erneuerbaren Energien kombiniert wird [46; 47].

Auch die Kraft-Wärme-Kopplung im elektrischen Leistungsbereich bis 2 kW zeigt eine positive Marktentwicklung. Hersteller und Branchenverbände sehen zudem besondere Potenziale bei Brennstoffzellen, da sie den Weg in die Wasserstoffwirtschaft ebnen können. Über 9 000 Förderbescheide für stationäre Brennstoffzellen wurden seit Beginn des Technologieeinführungsprogramms 2016 bewilligt [48]. Die Elektrifizierung, die zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und -bedarf und die aktuelle Vergütung für KWK-Strom führen dazu, dass Batterie-Speicher als erweiternde Systemkomponente eingesetzt werden. Mit ihnen kann die Stromeigenversorgung optimiert und das Effizienzpotenzial der KWK optimal genutzt werden [49; 50]. Die Technologiekombination ist im häuslichen Bereich noch neu und ist Bestandteil laufender Forschungsprojekte.

Gas im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Im GHD-Sektor dominieren Erdgas mit einem Anteil von knapp 30 % und Strom mit einem Anteil um 40 % den jährlichen Endenergiebedarf (Bild 18). Der Anteil der erneuerbaren Energien liegt seit mehreren Jahren konstant auf einem Niveau um 28 TWh, wohingegen der Beitrag fester und flüssiger Energieträger sowie der Fernwärme zugunsten von Gas und Strom leicht rückläufig ist [44].

Knapp die Hälfte des Energiebedarfs im GHD-Sektor resultiert aus der Raumwärme (Bild 19). Die Bereitstellung von Warmwasser, Klimakälte, Prozesswärme und -kälte liegt bei einem Anteil von 18 %. Tendenziell ist zwar ein Rückgang des Wärmebedarfs durch die Sanierungsmaßnahmen zu erwarten, jedoch liegen noch ungenutzte Potenziale für Erdgas und erneuerbare Gase in diesem Bereich vor. Insbesondere bieten heizölbasierte Technologien, die im Jahr 2018 noch rund 21 % des gesamten Wärmebedarfes des Sektors deckten, ein hohes Substitutionspotenzial für innovative Gastechnologien. Die Optionen eines solchen Technologie- und Fuel-Switches sind sowohl für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung als auch für die Prozesswärmebereitstellung geeignet. Unter Berücksichtigung der zunehmenden Elektrifizierung kann insbesondere der gekoppelte Prozess

der Strom- und Wärmeerzeugung mit KWK-Systemen oder Brennstoffzellen zur Minderung energiebedingter Emissionen in GHD-Betrieben beitragen [51; 52].

Gas in der Industrie

Sowohl in Deutschland als auch in der EU ist die Industrie der zweitgrößte Endverbrauchssektor für Erdgas und fast gleichauf mit dem Haushalts- und Gewerbesektor. Erdgas ist dort ein zentraler Brenn- und Rohstoff. Primär wird es als Brennstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme in unterschiedlichen Branchen und auf variierenden Temperaturniveaus genutzt (Bild 20). Entsprechend vielseitig und oft hochgradig spezialisiert sind die technischen Lösungen. Die Bandbreite der Anwendungen reicht von Trocknungsprozessen bis hin zu Hochtemperaturprozessen, etwa in der Metall-, Keramik- oder Glasindustrie. Gerade im Hochtemperaturbereich ist der Energiebedarf meist erheblich.

Der zweite zentrale Anwendungsbereich für Erdgas ist die stoffliche Nutzung als Rohstoff. Dies geschieht vor allem in der Chemie-Industrie, aber auch in der Metallindustrie, wo Erdgas zur Erzeugung von Endogas – ein Schutz- und Reaktionsgas für die Metallbearbeitung – eingesetzt wird. Die Chemie-Industrie ist mit etwa 120 TWh der größte Einzelverbraucher von Erdgas in Deutschland, davon wird etwa ein Viertel stofflich genutzt [54], etwa zur Herstellung von Düngemitteln oder Wasserstoff.

Viele der Fragestellungen im Bereich der industriellen Erdgasnutzung haben sich in den letzten Jahren kaum geändert. Der Fokus liegt nach wie vor auf der Steigerung der Energieeffizienz der Fertigungsprozesse, dem Einhalten von Schadstoffgrenzwerten und der Gewährleistung der Produktqualität. Gleichzeitig rücken neue Themen in den Vordergrund, insbesondere im Kontext der Dekarbonisierung. Als große Energieverbraucher werden auch Thermoprozesstechnik und Chemie-Industrie ihren Ausstoß an Treibhausgasen drastisch reduzieren müssen. Lag bis vor kurzem der Fokus vor allem bei der Prozesswärme meist auf einer zunehmenden Elektrifizierung, so wächst immer mehr die Erkenntnis, dass in Zukunft gasförmige Brennstoffe eine zentrale Rolle als Energieträger, aber auch als Rohstoff, in vielen Bereichen der Industrie spielen werden. Die Nutzung von Gas bringt gerade

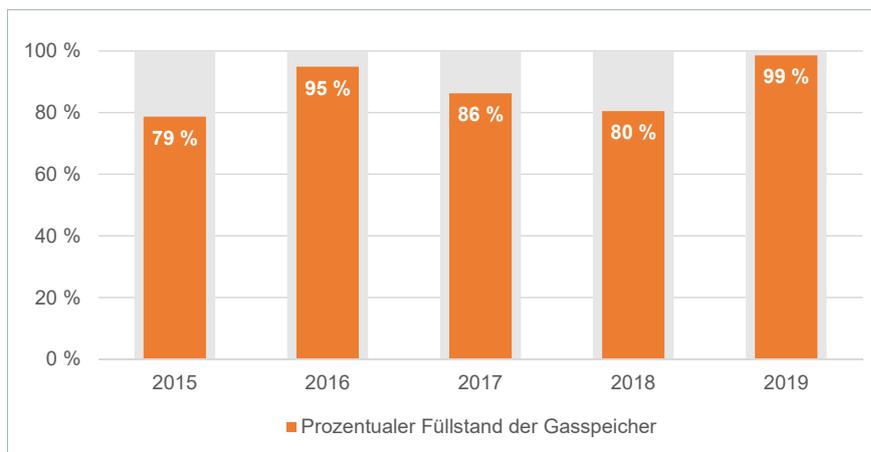


Bild 11 Prozentuale Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher in den Jahren 2015 bis 2019 jeweils zum 5. Oktober (eigene Darstellung nach [34]).

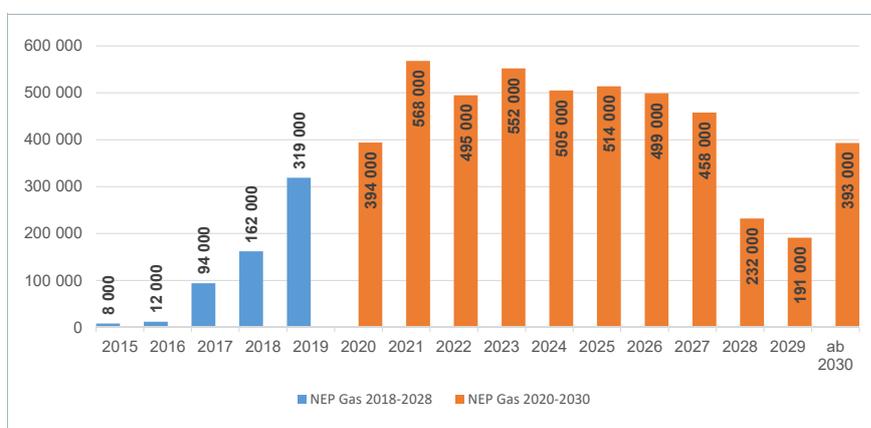


Bild 12 Anzahl jährlich anzupassender Gas-Verbrauchsgерäte (eigene Darstellung nach [43]).

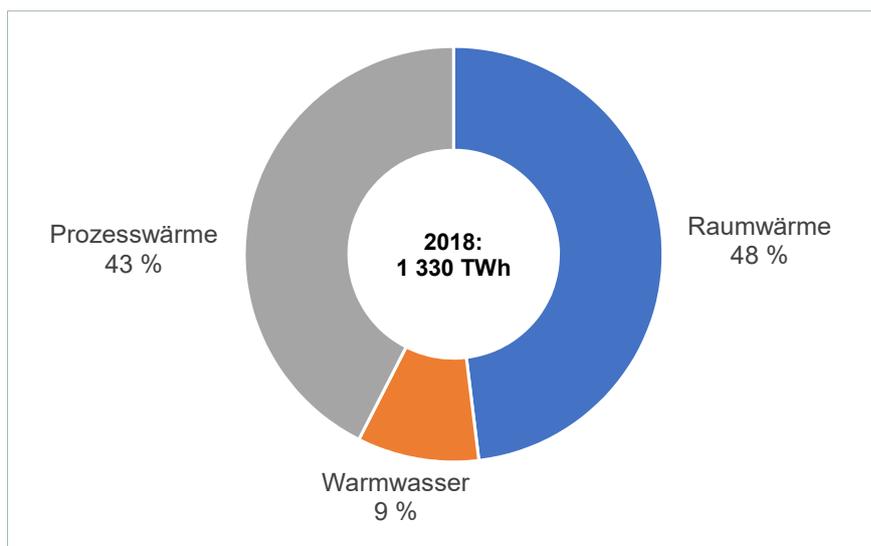


Bild 13 Endenergiebedarf für Wärme nach Anwendungsbereichen im Jahr 2018 (eigene Darstellung nach [44]).

bei Hochtemperaturanwendungen eine Reihe von inhärenten Vorteilen mit sich, vor allem, wenn große Wärmemengen bei hohen Temperaturen bereitgestellt werden

müssen [55]. Wasserstoff wird in diesem Kontext eine große Bedeutung zugeschrieben. Allerdings ist die Verfügbarkeit ausreichender Mengen an CO₂-neutralem

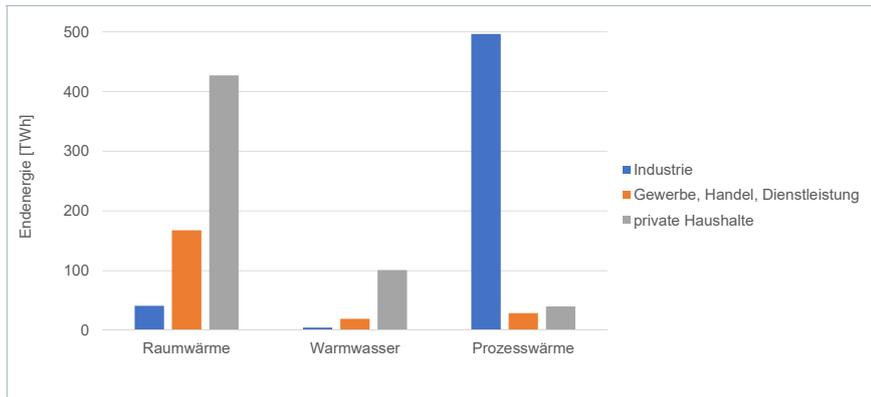


Bild 14 Endenergiebedarf für Wärme nach Anwendungsbereichen und Verbrauchssektoren im Jahr 2018 (eigene Darstellung nach [44]).

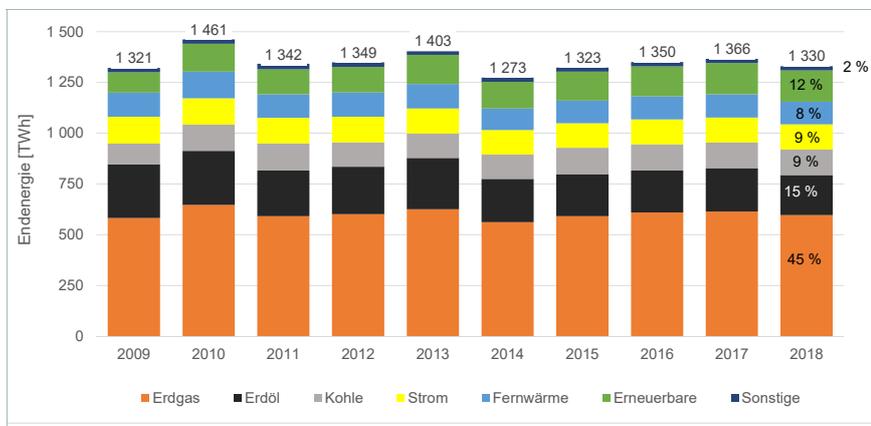


Bild 15 Endenergiebedarf für Wärme nach Energieträgern (eigene Darstellung nach [44]).

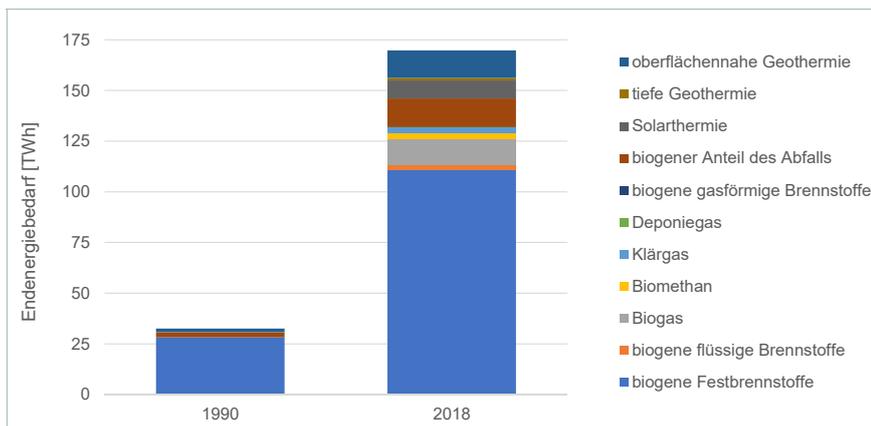


Bild 16 Entwicklung erneuerbarer Energieträger für Wärme und Kälte in den Jahren 1990 und 2018 (eigene Darstellung nach [44]).

oder CO₂-freiem Wasserstoff zu vertretbaren Kosten eine zentrale Herausforderung, zumal für viele Prozesse eine kontinuierliche Energieversorgung unerlässlich ist.

Erdgas in der Stromerzeugung

Mit der Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke bis 2022 sowie der weiteren Stilllegung der Kohlekraftwerke

wird die Bedeutung gasförmiger Energieträger in der Stromerzeugung zunehmen. Der Ausbau der Gaskraftwerke in Deutschland ist daher notwendig. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat im vergangenen Jahr in seinem Dialogprozess „Gas 2030“ die Notwendigkeit zum weiteren Ausbau der Stromerzeugung durch Erdgas bestätigt [56].

Aktuell wird in 51 Kraftwerken, einschließlich solcher mit Wärmeauspeisung oder Gasturbinenanlagen als Vorschaltturbinen, eine installierte Nettoleistung von 29,9 GW (el.) vorgehalten [57]. Dies entspricht 7 % der in Deutschland installierten Stromerzeugungsleistung. Nach Abzug der volatilen Stromerzeuger Wind und Photovoltaik halten Gaskraftwerke jedoch einen Leistungsanteil an den regelbaren Erzeugern von rund 30 %. Im Jahr 2019 betrug der Leistungsanteil der Gaskraftwerke über weite Zeiträume unter 10 GW (el.). Sein Maximum erreichte er am 24. Januar 2019 mit 17 GW (el.).

Die beiden größten Kraftwerke sind die Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen ohne Wärmeauspeisung Knapsack und Emsland. An dritter und vierter Stelle stehen Düsseldorf-Lauswart und Berlin-Mitte, die als GuD-Kraftwerke als KWK-Anlagen in ein Wärmenetz einspeisen [57]. Im Bau befinden sich derzeit fünf Gaskraftwerke mit einer Leistung von 530 MW: in Kiel, Mainz-Wiesbaden, Köln, Berlin-Marzahn und Scholven. In Planung oder bereits im Genehmigungsverfahren sind weitere 27 Gaskraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von insgesamt 9 046 MW [58].

Im Jahr 2019 belegte Erdgas mit einer Bruttostromerzeugung von 91 TWh den dritten Platz unter den primären Energieträgern, gleich nach der Braunkohlen und der Windkraft [29]. Dies entspricht einem Anteil von 15 % und einem Zuwachs um über 10 % im Vergleich zum Vorjahr. In Großkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von über 100 MW betrug die Nettostromerzeugung mit Erdgas 53,01 TWh [57] und erreichte einen Anteil von rund 10 % (Bild 21). Das sind 5,5 TWh mehr als im Vorjahr.

Die Steigerung der gasbasierten Stromerzeugung ging zu Lasten der Steinkohlenkraftwerke, im Wesentlichen verursacht durch den Preisanstieg der CO₂-Zertifikate in den vergangenen zwei Jahren von 10 auf nahezu 29 €/t CO₂. Ausgehend von einer Einsparung von 400 kg CO₂/MWh erzeugten Strom konnten nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) durch den verstärkten Einsatz von Erdgas die CO₂-Emissionen um etwa 22 Mio. t gesenkt werden.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung wird als zentrales Element im Energiesystem benötigt, da mit fortschreitender Energiewende der Anteil des volatilen erneuerbaren Stroms aus Anlagen der Windkraft und Photovoltaik steigt. Außerdem weist die kombinierte Nutzung von Brennstoffen zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeversorgung immer Effizienzvorteile gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung in getrennten Kraftwerken und Heizkessel auf [59]. Als Querschnittstechnologie ist die Kraft-Wärme-Kopplung nicht nur für die Sektorenkopplung von Gas, Strom und Wärme sowie die hocheffiziente Nutzung erneuerbarer Gase prädestiniert. KWK-Systeme sind zudem steuerbar, sodass sie Redundanz und gezielt Flexibilität bereitstellen können.

Diese Vorteile führten nicht zuletzt dazu, dass auch die Bundesregierung beim Kohleausstieg auf den Ausbau der KWK setzt. Mit der Fortschreibung des KWK-Gesetzes wird die Umrüstung von Kohle auf eine flexible und CO₂-arme Stromerzeugung gefördert. Besonders die Weiterentwicklung der klassischen KWK zu einem flexiblen System mit elektrischem Wärmeerzeuger und erneuerbarer Wärmequelle, der „innovativen“ KWK, bietet enorme Potenziale.

KWK-Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in der KWK ist in den vergangenen 15 Jahren um fast die Hälfte gestiegen (Bild 22). Die Entwicklung ist einerseits auf den verstärkten Einsatz von Biomasse und andererseits auf den Zubau und die bessere Auslastung bestehender erdgasbasierter Anlagen zurückzuführen. Die KWK-Stromerzeugung auf Basis von Steinkohle und Mineralölen ist dagegen zurückgegangen. Die elektrische Gesamtleistung der KWK-Anlagen beträgt aktuell 33 GW (el.). Gasbasierte KWK-Anlagen erreichen eine geschätzte Leistung von rund 17 GW (el.).

Im Jahr 2018 erreichte die erzeugte Strommenge rund 115 TWh, davon mehr als die Hälfte auf Gasbasis (Bild 23). Von den Strommengen aus gasbasierten KWK-Anlagen wurden rund 37 TWh in Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung – sprich von Stadtwerken und Fernwärmegesellschaften – sowie in der Objektversorgung von

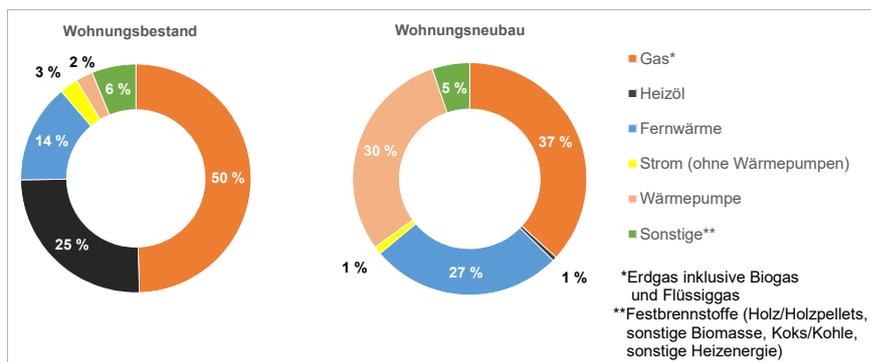


Bild 17 Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand und Wohnungsneubau im Jahr 2019 (eigene Darstellung nach [29]).

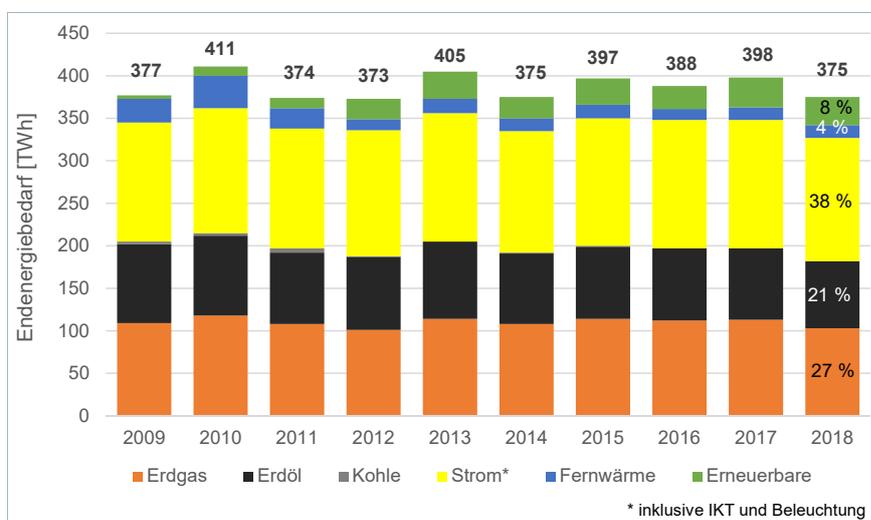


Bild 18 Entwicklung des Endenergiebedarfs des GHD-Sektors nach Energieträgern (eigene Darstellung nach [44]).

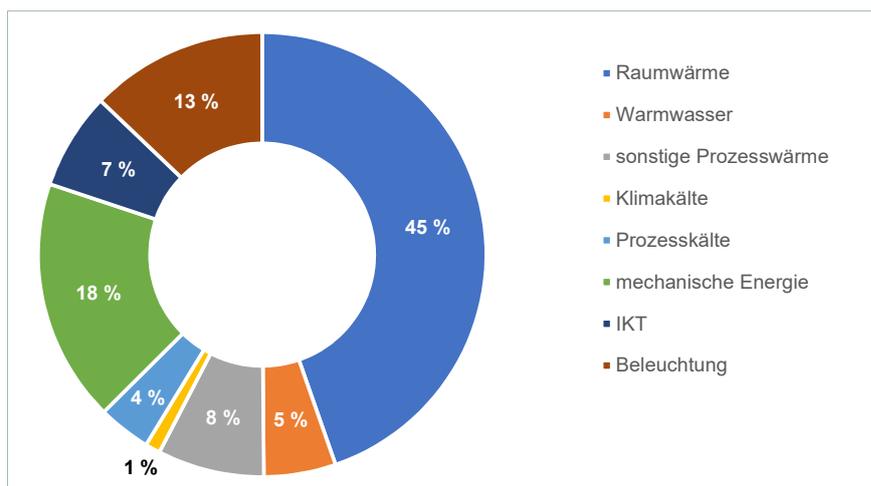


Bild 19 Anteile der Anwendungen am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors im Jahr 2018 (eigene Darstellung nach [44]).

öffentliche Einrichtungen, Wohnanlagen und Schwimmbädern erzeugt. Weitere 26 TWh entstanden in Industriekraftwerken [60]. Im Jahr 2018 lag die KWK-Nettostromerzeugung somit be-

reits über dem Zielwert von 110 TWh für das Jahr 2020, wie es in der Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) zum 1. Januar 2016 festgelegt wurde (Bild 22).

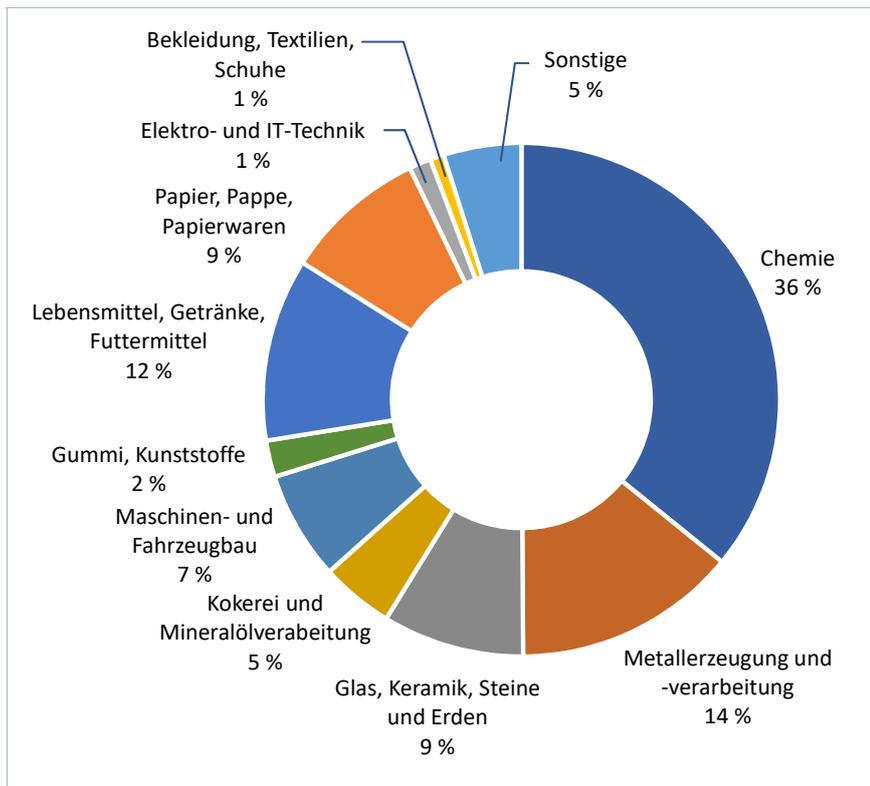


Bild 20 Anteile verschiedener Branchen am industriellen Erdgasverbrauch in Deutschland (eigene Darstellung nach [53]).

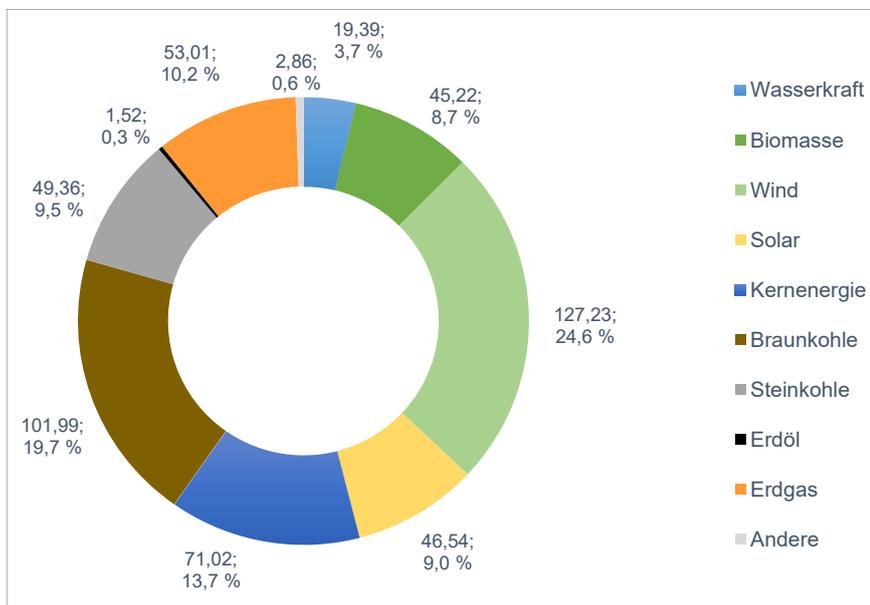


Bild 21 Nettostromerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung (eigene Darstellung nach [57]).

Wärmeerzeugung mit KWK

Bei der KWK-Nettowärmeerzeugung zeigt sich ähnlich wie im Strombereich ein kontinuierlicher Anstieg seit 2003 [60]. Die erzeugte Wärmemenge erreichte im Jahr 2018 etwa 226 TWh, was 17 % des gesamten deutschen Wärmebedarfs

entspricht. Die Wärmemenge, die durch gasförmige Energieträger bereitgestellt wurde, betrug 105 TWh.

Neben den bisherigen Anwendungen ist die KWK auch dafür geeignet, in Wärmenetzen die Energieversorgung von Quartieren mit unterschiedlichen Verbrauchern zu ermöglichen. Quartiere weisen

wegen des räumlichen Zusammenhangs von lokalen Verbrauchern und Erzeugern hohe Kopplungspotenziale bei vergleichsweise geringer Komplexität auf. Entsprechend bestehen auf der Quartiersebene noch ungenutzte Effizienz- und CO₂-Minderungspotenziale [61; 62]. Der Brennstoffzelle wird auf Quartiersebene ebenso ein großes Potenzial zugesprochen. Mit Blick auf die zunehmende Elektrifizierung und die steigende Bedeutung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und Methan weist sie enorme technologische Vorteile auf. Es stehen bereits Anlagen mit elektrischen Leistungen von bis zu mehreren Megawatt zur Verfügung. Internationale Hersteller bieten Phosphorsäure-, Schmelzkarbonat- oder Festoxid-Brennstoffzellen an [63].

Gas-Mobilität in Deutschland

Trotz vieler Bemühungen, den Treibhausgas-Ausstoß zu reduzieren, ist der Mobilitätsbereich noch weit davon entfernt, seine klimapolitischen Ziele zu erreichen. Auch im Jahr 2019 konnten die CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich nicht ausreichend gesenkt werden. Laut Umweltbundesamt sind sie sogar um 1,2 Mio. t gestiegen und erreichten insgesamt 163,5 Mio. t. Dies lag daran, dass die Fahrleistungen auf der Straße weiter ansteigen und vermehrt schwerere Fahrzeuge mit einem hohen Kraftstoffverbrauch gefahren werden.

Neben der strombasierten Mobilität sind auch gasförmige Kraftstoffe eine Alternative, mit der sich CO₂- und Schadstoffemissionen im Verkehr schnell und kosteneffizient reduzieren lassen. Sowohl Strom- also auch Gasmobilität haben Raum im nachhaltigen klimafreundlichen Verkehr der Zukunft. Sie ergänzen sich: Elektromobilität ist gut geeignet für kürzere Strecken besonders im Individualverkehr. Erdgasfahrzeuge haben hingegen größere Reichweiten. Sie können also bei weiten Strecken einen entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz leisten. Die Technik ist verfügbar, praxiserprobt und alltagstauglich. Besonders bei Nutzfahrzeugen wie Lkw oder Bus stellt der Gasantrieb mit Biomethan eine klimaneutrale Alternative dar.

Erdgas als Kraftstoff

Komprimiertes Erdgas (CNG, Compressed Natural Gas) ist als Kraftstoff

für den Personenverkehr und für Nutzfahrzeuge in Deutschland verfügbar. Fünf Hersteller bieten aktuell 22 erdgasbetriebene Pkw-Fahrzeugmodelle an und das CNG-Tankstellennetz in Deutschland ist mit etwa 850 Erdgastankstellen flächendeckend und gut ausgebaut. Ein echter Markthochlauf konnte aber bisher nicht erreicht werden. Denn Fahrzeughersteller setzen einseitig auf die E-Mobilität und treiben die Entwicklung von CNG-Fahrzeugen nicht weiter voran. Die Zahl der Tankstellen ist daher inzwischen wieder rückläufig.

Laut Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) waren zum 1. Januar 2019 rund 96 500 Erdgasfahrzeuge in Deutschland zugelassen, davon 80 826 Pkw, 13 823 Nutzfahrzeuge und Lkw und 1 115 Busse (**Bild 24**). Hinzu kommen weitere Nutzfahrzeuge zum Beispiel in der Müllentsorgung. Bei den Neuzulassungen im Jahr 2019 war der Trend rückläufig. Insgesamt wurden 9 692 Fahrzeuge zugelassen (11 741 Fahrzeuge im Jahr 2018). Der Marktanteil von CNG-Fahrzeugen ist damit weiter gering, obwohl die Gasmobilität aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht eine attraktive Alternative zu herkömmlichen Antriebskonzepten darstellt [64; 65].

Aber gerade im Hinblick auf Umwelt- und Klimaschutz sind Antriebe mit CNG und CBG (Compressed Biogas) schnell umsetzbare Alternativen. Durch den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff lassen sich die CO₂-Emissionen im Vergleich zur Verbrennung von Diesel um etwa ein Viertel reduzieren. Wird Biomethan genutzt, ist eine beinahe CO₂-freie Mobilität möglich. Ein weiterer Vorteil ist, dass der Ausstoß von Stickoxiden bei Erdgas um bis zu 85 % niedriger ist als der Grenzwert für Diesel nach Euro 6. Zudem entstehen beim Verbrennen von Erdgas nahezu kein Ruß oder Feinstaub, und die Lärmemission lässt sich halbieren. Auch im ÖPNV können CO₂- und Schadstoffemissionen mit Gasbussen signifikant gesenkt werden, bei vergleichbaren Kosten zu Dieseln (Bilder 25 und 26) [67 bis 69].

Um das Klimaschutzpotenzial von Erdgas vollumfänglich nutzen zu können, ist eine Technologieoffenheit im regulatorischen Rahmen notwendig, in dem Strom- und Gasmobilität gleichwertig gefördert und anerkannt werden. Positiv ist, dass Erdgas als Kraftstoff bis 2026 steuerlich begünstigt ist. Die unterschied-

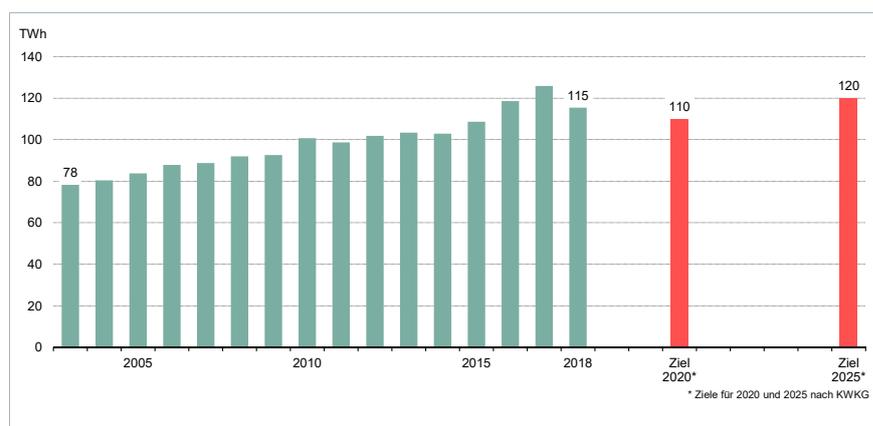


Bild 22 Entwicklung der gesamten KWK-Nettostromerzeugung von 2003 bis 2018 (eigene Darstellung nach [60]).

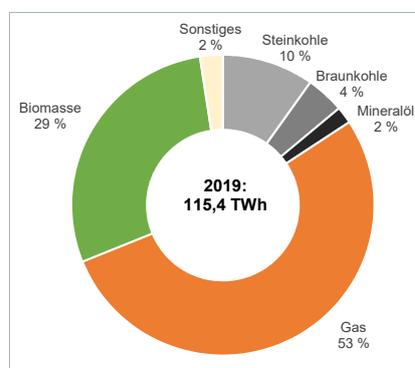


Bild 23 Anteile der Energieträger an der KWK-Nettostromerzeugung im Jahr 2018 (eigene Darstellung nach [60]).

lichen Antriebsarten sollten aber auf Basis des Well-to-Wheel-Ansatzes oder einer LCA-Analyse (Life Cycle Assessment) bewertet und verglichen werden. Denn diese berücksichtigen, die THG-Emissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette eines Kraftstoffes. Auch sollte es zukünftig möglich sein, dass Fahrzeughersteller Biomethan und synthetisches Methan auf die Erfüllung ihrer CO₂-Flottengrenzwerte anrechnen können [70], denn sie sind über die gesamte Wertschöpfungskette klimaneutral. Bei der Produktion von synthetischem Methan wird genau die Menge CO₂ hinzugefügt, die bei der Verbrennung wieder abgegeben wird. Die Erzeugung von CNG und LNG aus erneuerbaren Quellen hat im Vergleich zu alternativen Kraftstoffrouten zudem deutliche Vorteile hinsichtlich Energieeffizienz, Kosten und Umsetzbarkeit [71].

LNG-Antrieb für Nutzfahrzeuge

Für schwere Nutzfahrzeuge bietet sich LNG als Kraftstoff an, der eine drei-

Mal höhere Energiedichte als CNG besitzt, vergleichsweise sauber verbrennt und den Ausstoß von Luftschadstoffen wie Stickstoffdioxid und Feinstaub verringert. Außerdem entstehen bei der motorischen Verbrennung von LNG weniger Treibhausgase als bei herkömmlichen Kraftstoffen. Bei einem Flottentest (Tank-to-Wheel) im Praxisbetrieb eines Logistikunternehmens lagen die CO₂-Emissionen der 20 getesteten LNG-Lkw um etwa 20 % unter denen der Dieselfahrzeuge [72]. Mit Beimischung von Bio- oder synthetischem LNG sind auch noch größere THG-Einsparungen möglich (**Bild 27**).

Eine flächendeckende Nutzung von LNG als Kraftstoff ist nicht nur aus ökologischer Sicht sinnvoll, sondern auch technisch und operativ schnell umsetzbar. Die Technologie für Infrastruktur und Fahrzeuge ist schon verfügbar, und es gibt bereits mehrere Importterminals, über die LNG für den deutschen Markt zur Verfügung gestellt werden kann: in Belgien, in den Niederlanden und in Polen. In Deutschland sind ebenso Terminals an den Standorten Stade, Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Rostock in Planung. Im Jahr 2018 hatte daher das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) ein Förderprogramm aufgesetzt, das die Anschaffung von erdgasbetriebenen Lkw unterstützt. Ein weiterer Anreiz wurde durch die Mautbefreiung von Lkw mit CNG- oder LNG-Antrieb geschaffen. Eine Verlängerung dieser Befreiung wurde vom Verkehrsausschuss des Bundestages empfohlen und ist von Bundestag und Bundesrat im Juni beschlossen worden.

Europaweit sind etwa 5 000 LNG-betriebene Lkw im Einsatz, und der Ausbau

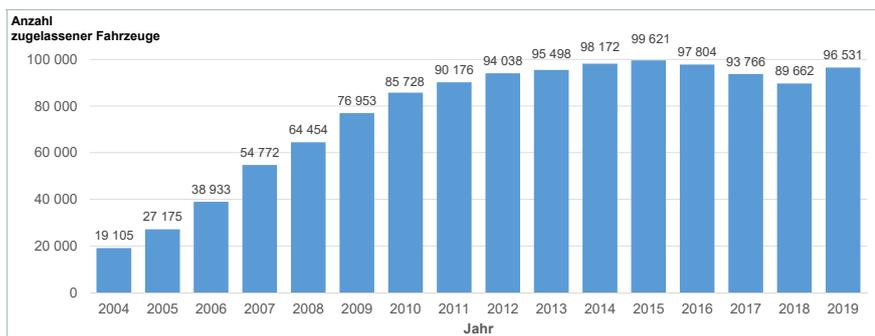


Bild 24 Anzahl der zugelassenen CNG-Fahrzeuge zum 1. Januar des laufenden Jahres laut Kraftfahrtbundesamt (KBA) (eigene Darstellung nach [66]).

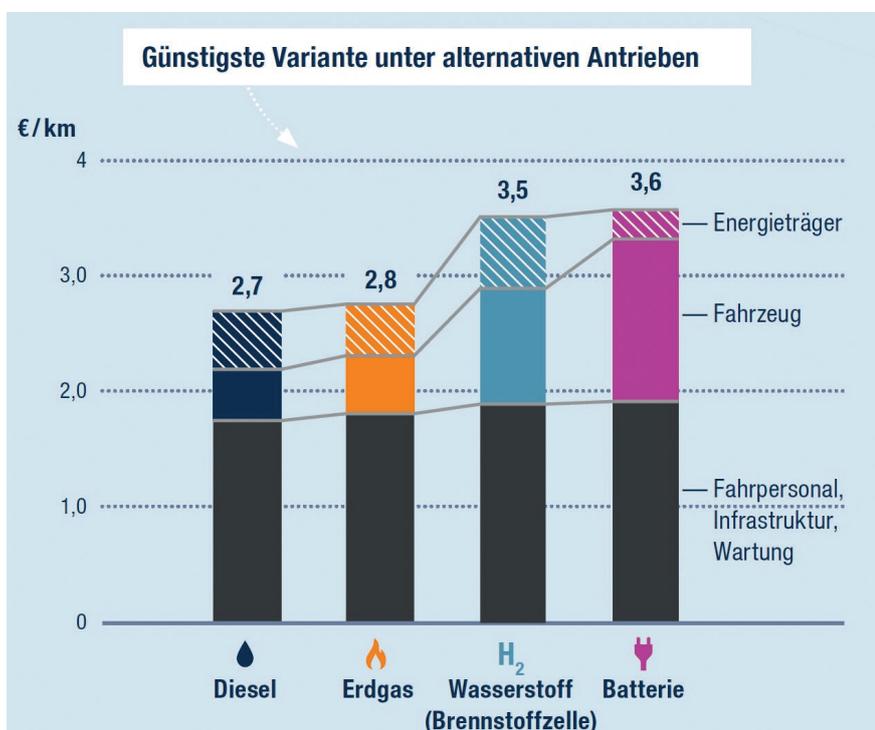


Bild 26 Kostenvergleich verschiedener Antriebskonzepte für Linienbusse anhand von sechs Fahrzeugen mit einer Nutzungsdauer von zwölf Jahren und einer Fahrleistung von 62 100 km pro Bus und Jahr. Bild: DVGW

der dazugehörigen Infrastruktur kommt gut voran. In Deutschland sind aktuell über 20 öffentliche Tankstellen in Betrieb. Energieanbieter planen einen weiteren Ausbau des Tankstellennetzes, um für den Schwerlastverkehr in Deutschland flächendeckend an den Hauptverkehrsadern LNG anbieten zu können.

Ein erstes kommerzielles Projekt mit Bio-LNG wird derzeit von Shell geplant. In den kommenden drei Jahren sollen 35 bis 40 LNG-Tankstellen aufgebaut werden, die bilanziell mit CO₂-neutralem LNG auf Basis von Biomethan aus Gülle und landwirtschaftlichen oder kommunalen Abfällen versorgt werden (**Bild 28**). Hierzu wird dezentral eingespeistes Bio-

methan in einer zentralen Verflüssigungsanlage verflüssigt [74]. Auch für die Schifffahrt wird verflüssigtes Methan aus erneuerbaren Quellen als sinnvolle Kraftstoffalternative gesehen [75].

Gas kann „grün“

Klimaschutz und die notwendige Dekarbonisierung der Energiewelt haben bereits zu einem Umdenken in der Gaswirtschaft geführt. Diese setzt seit einigen Jahren auf die Entwicklung im Bereich der klimafreundlichen Gase. Schon heute können gasförmige Energieträger aus unterschiedlichen Quellen erzeugt werden. Seit Beginn der 1990er-Jahre wird in

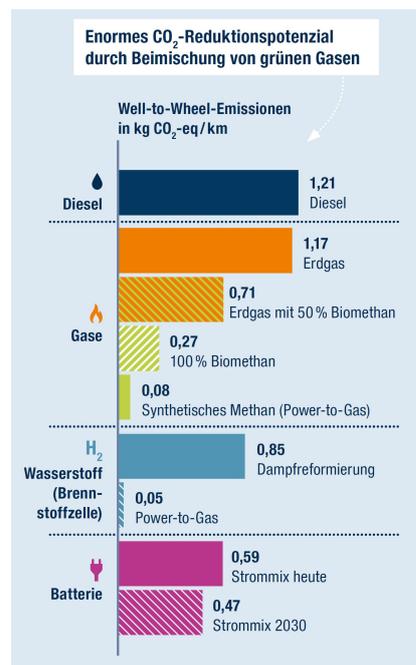


Bild 25 Vergleich der Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Antriebskonzepte für Linienbusse in einer Well-to-Wheel-Betrachtung, die THG-Emissionen der gesamten Wertschöpfungskette eines Kraftstoffs sind berücksichtigt, von der Förderung bis zu seiner Nutzung im Fahrzeugmotor. Bild: DVGW

Deutschland bereits Biogas hergestellt und als Energieträger genutzt. Hinzu gekommen sind nun auch Wasserstoff und synthetische Gase, die über PtG-Prozesse und die Methanisierung erneuerbar erzeugt werden. Weiterhin ist es möglich, CO₂-freien oder „blauen“ Wasserstoff aus Erdgas herzustellen. CO₂ oder Kohlenstoff, die bei den Prozessen entstehen, werden dabei verwertet oder eingelagert. Es steht somit eine vielfältige Familie von Gasen zur Verfügung (**Bild 29**), die den Klimaschutz effektiv vorantreiben kann.

Studien zeigen, dass das Grüngas-Potenzial in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf bis zu 400 TWh ansteigt [76]. Das entspricht ungefähr der Hälfte des aktuellen Gasbedarfs in Deutschland. Aktuell stammt allerdings nur etwa 1 % des deutschen Gasbedarfs aus erneuerbaren Quellen. Neben Biogas werden auch ein geringer Anteil grüner Wasserstoff und synthetisches Methan in das Erdgasnetz eingespeist und transportiert. So gelangen die erneuerbaren Gase über die Erdgasinfrastruktur zum Verbraucher und können CO₂-Emissionen senken – und das in sämtlichen Gasanwendungen von der Stromerzeugung in Gaskraftwerken oder KWK-Anlagen bis hin zur Wärmeerzeugung in Haushalten, Gewerbe

oder Industrie sowie als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen.

Potenzial von Biomethan

In Deutschland werden derzeit 9 523 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 5 228 MW betrieben, von denen der Großteil für die direkte Verstromung am Ort der Erzeugung verwendet wird [78]. Im Jahr 2019 erreichte die Stromerzeugung der Anlagen 29,2 TWh [79]. Diese Zahl wird in der Statistik als Stromerzeugung aus Biomasse aufgeführt und nicht der Kategorie Erdgas zugeschlagen. Es ist dennoch eine Gasanwendung, die als wirtschaftlicher Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung und als ein wesentlicher Bestandteil der Anwendung erneuerbarer Gase betrachtet werden kann.

Während zwischen 2003 und 2011 die Kapazitäten stark zunahmen, sind die Zuwachsraten seit mehreren Jahren relativ gering (**Bild 30**). Durch die im Jahr 2014 in Kraft getretene EEG-Novelle wurden eine jährliche Deckelung von 100 MW für den Neubau von Bioenergieanlagen eingeführt, die Vergütungssätze stark gekürzt und Boni zum Beispiel für die Gasaufbereitung gestrichen. Dadurch kam der Neubau von Biogasanlagen nahezu komplett zum Erliegen. Mit dem EEG aus dem Jahr 2017 wurden Ausschreibungsverfahren für die Erzeugung von elektrischer Energie aus Biomasse eingeführt, wobei der jährliche Zubau auf 150 MW begrenzt ist.

Bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz ist Deutschland inzwischen weltweit führend. Aber auch hier ist kein wesentlicher Ausbau mehr mit den geltenden förderpolitischen Rahmenbedingungen zu erwarten. Speisten im Jahr 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, werden inzwischen 221 Anlagen (davon fünf PtG-Anlagen) betrieben. Laut Monitoring-Bericht 2019 der BNetzA, der neben eingespeistem Biogas auch Wasserstoff und synthetisches Erdgas aus PtG-Anlagen berücksichtigt, lag im Jahr 2018 die Energiemenge an eingespeisten Gasen aus erneuerbaren Quellen bei 10,367 TWh [31]. Dies entspricht einem Anstieg von 12,4 % gegenüber dem Vorjahr – und das obwohl die Kosten für den Anschluss der Biogaseinspeiseanlagen an das Erdgasnetz im Jahr 2018 um 8,4 % höher lagen. Diese sogenannten Wälzkosten sind ins-

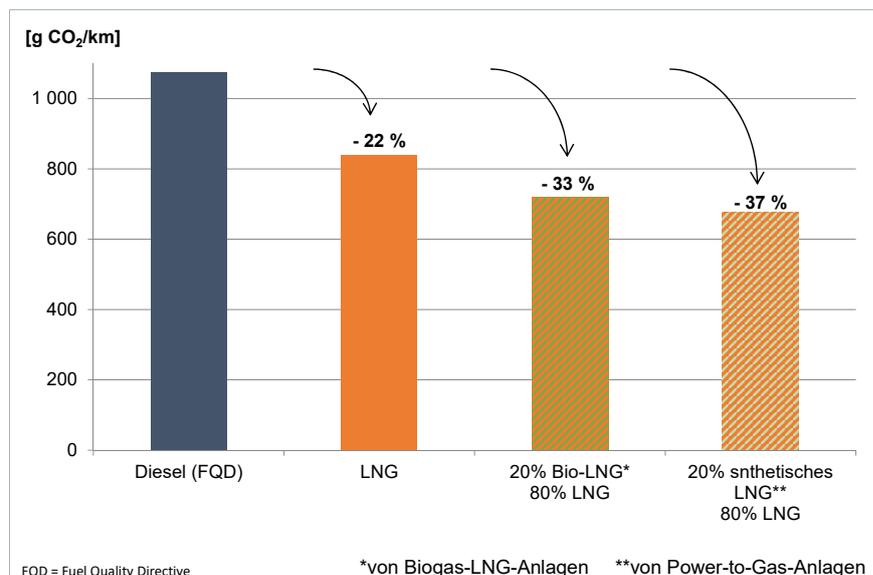


Bild 27 Treibhausgas-Emissionen bei schweren Lkw in Europa bei Nutzung von Diesel und LNG im Vergleich, auch unter Beimischung von Bio-LNG oder synthetischem LNG (eigene Darstellung nach [73]; Anmerkung: Im Einzelfall können sich andere Werte ergeben je nach LNG-Herkunft und -Produktionsverfahren, Tankstellen- und Lkw-Technologie sowie Fahrstrecken der Lkw und Fahrerverhalten).

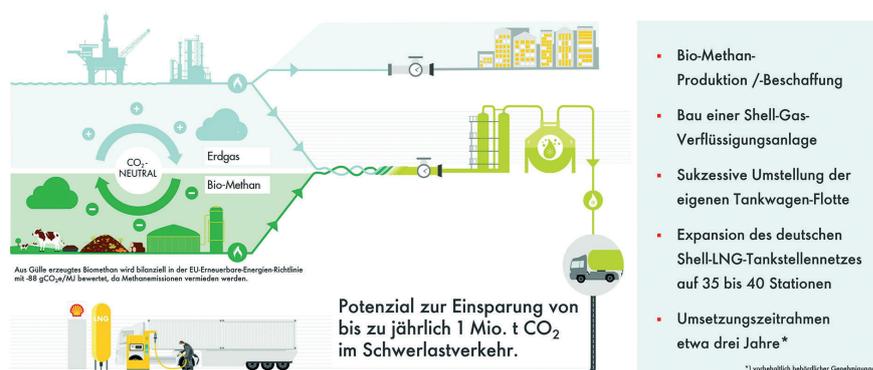


Bild 28 Bio-LNG-Konzept Shell. Bild: Deutsche Shell Holding

gesamt auf 199,5 Mio. € gestiegen; die durchschnittlichen Wälzkosten lagen mit 1,920 Ct/kWh auf ähnlichem Niveau wie in den Vorjahren und machen etwa 30 % des Biomethanpreises aus. Im Vergleich dazu liegen die Entgelte für einen durchschnittlichen Haushaltskunden von Erdgas bei 1,56 Ct/kWh. Das Wachstum setzte sich nach ersten Abschätzungen der Deutschen Energie-Agentur (dena) im Jahr 2019 jedoch nicht fort. Das Einspeisevolumen ging nach Jahren des Anstiegs erstmals zurück und betrug demnach unter 10 TWh [80].

Auf europäischer Ebene gewinnen Biogas und Biomethan allerdings zunehmend an Bedeutung. Im Jahr 2018 wurden in Europa 18 202 Anlagen mit einer elektrischen Leistung von etwa 11 GW betrieben, die insgesamt 63,5 TWh Biogas erzeugten. Davon wurde europaweit rund

ein Fünftel eingespeist [81]. Auch hinsichtlich der Entwicklung von Arbeitsplätzen ist infolge der gesteigerten Produktion von Biogas und erneuerbaren Gasen ein positiver Effekt mit bis zu 850 000 zusätzlichen direkten und weiteren 1,5 Millionen indirekten Arbeitsplätzen in Europa zu erwarten [82].

In Deutschland bestehen, trotz der gebremsten Entwicklung der letzten Jahre, weiterhin gute Optionen für Biogas [9; 83; 84]. Insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung mit KWK-Technologien, der Mobilität und in Zusammenhang mit PtG-Technologien und Systemdienstleistungen für die Versorgung mit elektrischer Energie bestehen weiterhin interessante Möglichkeiten für die Nutzung von Biogas [85 bis 90]. Mit Auslaufen der EEG-Förderung in den nächsten Jahren müssen sich viele Anlagenbetreiber neu

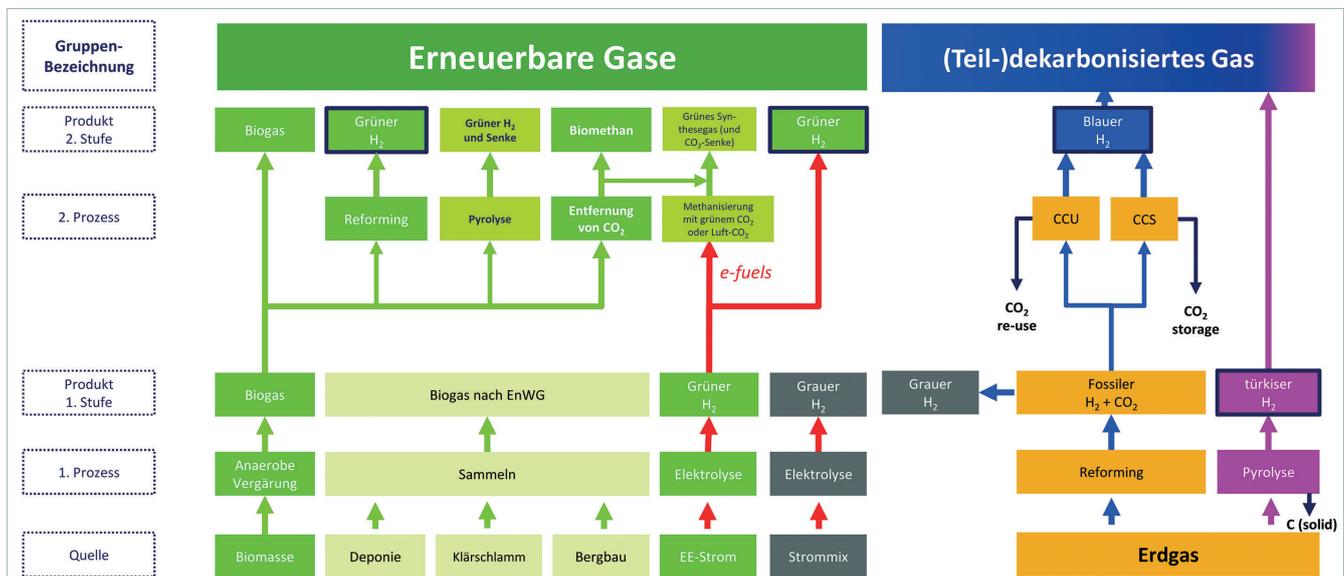


Bild 29 Familie der grünen, klimafreundlichen Gase des DVGW. Bild: DVGW

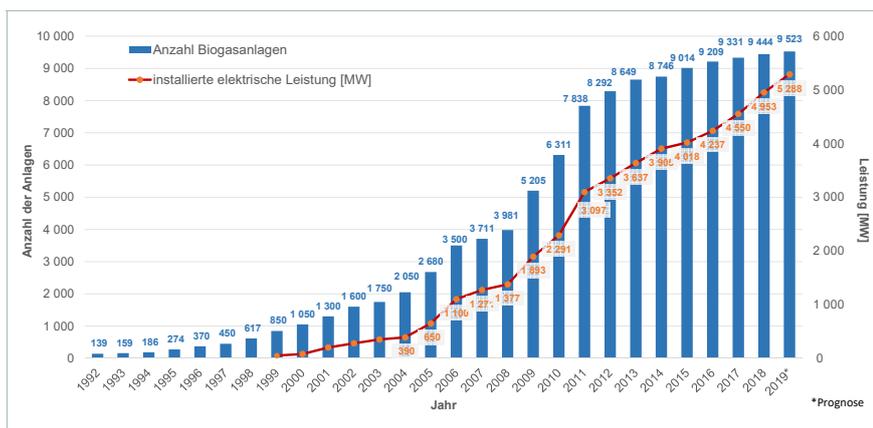


Bild 30 Entwicklung des Bestands von Biogasanlagen (eigene Darstellung nach [78]).

orientieren, um ihre Biogasanlagen wirtschaftlich weiterbetreiben zu können. Eine Möglichkeit besteht darin, die dezentrale Verstromung des Biogases durch eine Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz zu ersetzen. Da die Aufbereitung nur für größere Anlagen wirtschaftlich ist, könnte das Biogas aus kleineren benachbarten Anlagen über Rohgassammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage transportiert und von dort über das Verteilnetz eingespeist werden.

Außerdem ist in Deutschland ein relevantes Potenzial für die Kopplung von Biogas- und PtG-Anlagen vorhanden. Im Rahmen einer DVGW-Studie wurde ein Erzeugungspotenzial bis 2050 von mehr

als 16 Mrd. m³ Biomethan im Jahr identifiziert [91]. Ein weiteres signifikantes und bisher ungenutztes Potenzial an erneuerbaren Gasen liegt in der Erzeugung von synthetischem Methan aus ligninreicher Biomasse wie Holz oder Stroh. Auch bei diesem Erzeugungspfad ist eine PtG-Kopplung vielversprechend, und das jährliche Gesamterzeugungspotenzial liegt 2050 bei 17,4 Mrd. m³ [92; 93]. Berücksichtigt man die verschiedenen Produktionspfade von Biomethan ergibt sich für das Jahr 2050 ein bundesweites Erzeugungspotenzial von knapp 30 Mrd. m³ im Jahr. Dies entspricht etwa einem Drittel des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland [94].

Wasserstoff und synthetisches Methan

Ein Energieträger, der aktuell hoch auf der politischen Agenda steht, ist Wasserstoff – sowohl in Deutschland als auch international. Er wird als eines der vielversprechendsten Gase gesehen, mit dem sich vergleichsweise rasch CO₂-Emissionen mindern lassen – überall dort, wo Energie benötigt wird. Wasserstoff kann so einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten, als Kraftstoff für Autos, Rohstoff für die Industrie oder Brennstoff für Heizungen. Er kann zudem das Speicherproblem der erneuerbaren Energien lösen und bietet eine Chance, die bislang getrennten Sektoren Strom, Wärme und Mobilität zu verbinden (Bild 31).

Power-to-Gas ermöglicht es, grünen Wasserstoff zu erzeugen – mit Wind- und Sonnenenergie, Wasser und Elektrolyse. Das erzeugte Gas lässt sich über lange Zeiträume speichern und mit der vorhandenen Gasinfrastruktur über weite Strecken transportieren. Auf diese Weise können Stromnetze entlastet und stabilisiert werden. So lässt sich über die vorhandene Infrastruktur die Hälfte der deutschen Haushalte mit grünem Gas versorgen. Hier kann der aus erneuerbaren Energien erzeugte Wasserstoff etwa zum klimaneutralen Heizen oder in Brennstoffzellenheizungen rückverstromt werden [95].

Deutschland ist mit aktuell 34 PtG-Anlagen und einer Gesamtleistung von rund 30 MW in Betrieb das Land mit den weltweit meisten Projekten dieser Art (Bild 32). Dabei handelt es sich ausschließlich um Pilot- oder Demonstrationsprojekte in kleinem Maßstab mit Elektrolyse-Leistungen hauptsächlich bis zu 1 MW. Die Anlagen dienen Forschungszwecken für die Weiterentwicklung der Technologie und der Hochskalierung auf den industriellen Maßstab. Bei den etwa 20 geplanten Projekten zeigt sich eine deutliche Tendenz zu systemisch relevanten Leistungen. Rund ein Drittel der geplanten Anlagen soll größer als 10 MW werden; für zwei davon ist sogar eine Leistung von 100 MW geplant. Ihre Gesamtleistung wird das Neunfache der heute installierten Anlagen erreichen.

Die Kosten für PtG-Anlagen sind aktuell zwar noch hoch. Aktuelle Forschungsergebnisse aus dem EU-Projekt Store&Go zeigen aber, dass durch Skaleneffekte und das Durchlaufen der Lernkurve sich die Investitionsausgaben für PtG-Anlagen mit Elektrolyse- und Methanisierungskapazitäten bis zum Jahr 2030 mindestens halbieren können. Die Gesamtgestehungskosten ohne Umlagen für das synthetisch erzeugte Methan können bis zum Jahr 2030 auf rund 10 Ct/kWh absinken [97]. Für die Produktion von Wasserstoff sind Gestehungskosten von 5 bis 8 Ct/kWh erreichbar. Weitere Forschungsprojekte liefern Ergebnisse aus der Praxis, beispielsweise zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasverteilnetz [98] oder zur Entwicklung von reinen Wasserstoffnetzen für die Energieversorgung in urbanen Gebieten [99; 100].

Um die Entwicklung voranzutreiben, startete das BMWi im Februar 2019 den Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“. Ein zentrales Thema der Ausschreibung war die Sektorenkopplung mit Wasserstofftechnologien im großindustriellen Maßstab. Am 18. Juli 2019 wurden die 20 Gewinner verkündet, darunter elf Projekte im Technologiebereich rund um Wasserstoff [101]. Für das gesamte Förderprogramm stellt das BMWi 500 Mio. € zur Verfügung. Die Elektrolyseleistung der geplanten PtG-Anlagen bewegt sich zwischen 10 und 100 MW. Ergänzt werden diese durch Elemente der

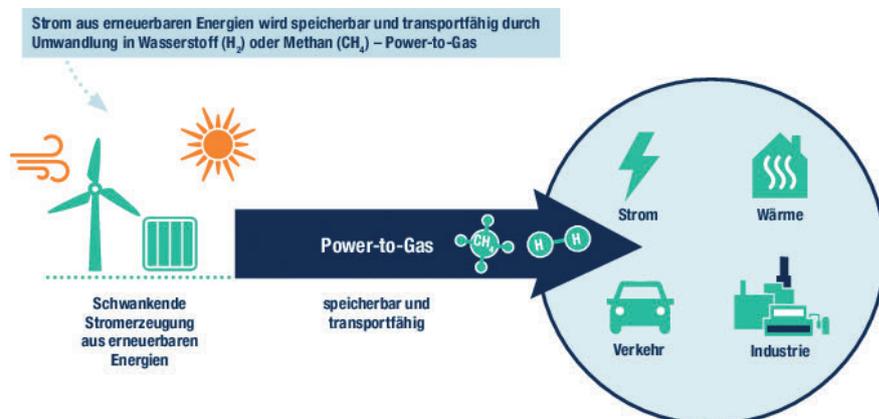


Bild 31 Strom aus erneuerbaren Energien wird speicherbar und transportfähig durch Power-to-Gas, und das Gasnetz wird zu einem grünen Energiespeicher. Bild: DVGW

Gasinfrastruktur wie Kavernenspeicher und umgewidmeten Segmenten von Erdgasnetzen. Schwerpunkt der Versorgungsstrukturen sind zunächst Industrieunternehmen der Chemie oder Metallurgie und die Brennstoffzellen-Mobilität. In den meisten Projekten wird aber auch der Bogen bis zur urbanen Energieversorgung gespannt.

Damit die Technologien zur Marktreife gelangen können und der klimaneutrale Wasserstoff sein Klimaschutzpotenzial voll entfaltet, müssen mit den Reallaboren und Forschungsprojekten auch die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Seitens der Regelschreiber hat der DVGW bereits mit der Anpassung seines technischen Regelwerks begonnen. Zunächst stand die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz mit der Zielmarke 20 % im Fokus. Mit der fortschreitenden Entwicklung wurde jedoch klar, dass alternativ auch Netze mit reinem Wasserstoff in absehbaren Zeiträumen etabliert werden und in das Regelwerk einfließen sollten. Auch die Betreiber der Gasinfrastruktur unterstützen dieses Vorgehen, was sich zum Beispiel im Szenariorahmen des „NEP Gas 2020-2030“ [32] zeigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber betrachten in dieser Zehn-Jahresperspektive zum ersten Mal auch die Auswirkungen geplanter Grüngas-Projekte auf die Netzinfrastruktur. Des Weiteren werden Vorhaben zu Wasserstoff und synthetischem Methan berücksichtigt und mögliche PtG-Kapazitäten – wenn auch konservativ – eingeplant.

Energiepolitische Entwicklungen

Im Laufe des vergangenen Jahres war das Thema Klimaschutz allseits präsent und dominierte streckenweise die Energiepolitik. Durch die Corona-Pandemie verlangsamte sich die politische Arbeit an aktuellen Vorhaben zwar etwas, wie zum Beispiel an der Nationalen Wasserstoffstrategie. Auch die mediale Aufmerksamkeit nahm während mehrerer Wochen deutlich ab. Aber auf europäischer und nationaler Ebene wurden Entscheidungen und Dialogprozesse dennoch weiter vorangetrieben.

Klima- und Energiepolitik in der EU

Mehrere europäische Gesetzesvorhaben mit Relevanz für den Energiesektor konnten Anfang 2019 nach langen und schwierigen Diskussionen zwischen Europäischer Kommission, Europäischem Parlament und dem Europäischen Ministerrat abgeschlossen werden. Darunter fallen die Richtlinien zur Energieeffizienz, zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden [102 bis 104]. Die Mitgliedsstaaten müssen diese noch in diesem und im kommenden Jahr in nationales Recht umsetzen. Dies wird noch Zeit und finanzielle Mittel benötigen. Während der Ist-Zustand geltenden EU-Rechts noch nicht verwirklicht ist, denkt die Europäische Kommission aber bereits ambitioniert über weitere Maßnahmen nach.



Bild 32 Übersichtskarte der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (Stand April 2019). Bild: DVGW

Klimaneutrales Europa – der Green Deal

Am 1. Dezember 2019 hat die neue Europäische Kommission ihre Arbeit angetreten und ist nun für fünf Jahre im Amt. An ihrer Spitze steht Ursula von der Leyen. Gleich zu Beginn ihrer Amtszeit stellte sie ein neues Konzept für einen „European Green Deal“ vor, der neue ambitionierte Ziele für die europäische Klimapolitik setzt:

Bis zum Jahr 2050 soll Europa klimaneutral sein und keine Netto-THG-Emissionen mehr freisetzen. Das Wirtschaftswachstum soll von der Ressourcennutzung abgekoppelt sein. Niemand, so die EU-Kommission, werde zurückgelassen – weder Mensch noch Region.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen sehen die Förderung der Kreislaufwirtschaft und eine effizientere Ressourcennutzung in einer sauberen und kreislauforientier-

ten Wirtschaft vor. Weiterhin zielt der Green Deal auf die Wiederherstellung der Biodiversität und die Bekämpfung der Umweltverschmutzung ab. Alle Wirtschaftssektoren sind aufgefordert, einen aktiven Beitrag zu leisten, in neue umweltfreundliche Technologien zu investieren, mit internationalen Partnern zusammenzuarbeiten und weltweite Umweltnormen zu verbessern. Für den öffentlichen und privaten Verkehr sollen

bis zum Jahr 2025 mindestens eine Million Ladestationen für Elektrofahrzeuge europaweit bereitstehen. Auch andere nachhaltige alternative Kraftstoffe – wie Biokraftstoffe und Wasserstoff – werden insbesondere in der Schifffahrt und dem Schwerlastverkehr verstärkt gefördert. Im Gebäudesektor setzt die Kommission wiederum auf Sanierung und eine gesteigerte Energieeffizienz, und der Energiesektor soll dekarbonisiert werden.

Um das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 rechtlich verbindlich festzuschreiben, hat die Kommission am 4. März 2020 den Vorschlag für ein EU-Klimaschutzgesetz vorgelegt. Der Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens zwischen Kommission, Europäischem Parlament und Ministerrat ist noch für dieses Jahr vorgesehen. Es bildet den Rahmen für eine ganze Reihe weiterer EU-Gesetze, die dann die Erreichung der Klimaschutzziele konkret sicherstellen sollen.

Allianz für sauberen Wasserstoff

Im Rahmen des Green Deal hat die Europäische Kommission einen Plan für eine grüne und digitale Industrie in Europa vorgestellt. Diese Strategie zielt darauf ab, die globale Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu erhalten und gleichzeitig ein klimaneutrales Europa bis 2050 zu schaffen. Demnach sollte die Industrie in Europa die weltweite Führung in Sachen Klimaschutz und Digitalisierung übernehmen. Dazu ist es notwendig, die gleichen Wettbewerbsbedingungen in der EU und weltweit zu schaffen und zu erhalten. Zu den geplanten Maßnahmen gehört unter anderem die Gründung einer Allianz für sauberen Wasserstoff, um so die energieintensiven Industriezweige zu dekarbonisieren – vor allem die Zement- und Stahlindustrie, die etwa ein Sechstel der aktuellen CO₂-Emissionen in Europa ausmachen.

Schon vor der aktuellen Corona-Pandemie haben sich einige Mitgliedsstaaten wegen unabsehbarer finanzieller Folgen kritisch zum „Europäischen Grünen Deal“ und all seinen geplanten Folgeregulungen geäußert. Die Krise, verursacht durch die Ausbreitung des Corona-Virus, wird die finanziellen Belastungen der EU und ihrer

Mitglieder noch weiter erhöhen. Es bleibt also abzuwarten, wie sich in Zeiten knapper finanzieller Ressourcen solch ambitionierte Klimaschutzziele behaupten können.

Entwicklungen in Deutschland

Im aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung findet sich ein deutliches Bekenntnis zu den international vereinbarten und somit verbindlichen Klimazielen, Maßnahmen und Gesetzen. Die Vereinbarung setzt das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion bis 2030 auf 65 % zu erhöhen. Zudem soll das Konzept der „Efficiency First“ als Leitgedanke der Sektorenkopplung verankert werden. Neu ist allerdings, dass sich die amtierende Regierung – nach einer langen Phase der Diskussionen um ein ausschließlich strombasiertes Energiesystem der Zukunft – implizit zum Energieträger Gas und den damit verbundenen Infrastrukturen und Anwendungen bekennt. Gasinfrastrukturen sollen energiewendetauglich geplant und verknüpft werden.

Klimaschutzgesetz

Im Dezember 2019 verabschiedete die Bundesregierung ihr Klimaschutzgesetz (KSG), das erstmals verbindliche Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen in Deutschland festlegt. Bis zum Jahr 2020 sollen demnach die THG-Emissionen um mindestens 35 % und bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % (jeweils gegenüber dem Jahr 1990) gesenkt werden. Vorgeesehen sind zulässige Jahresemissionsmengen für die verschiedenen Sektoren [105]. Die jeweiligen Bundesministerien sind für die Einhaltung der Sektorenziele und das Monitoring verantwortlich und müssen bei Überschreitungen ein Sofortprogramm vorlegen. In allen Anwendungsbereichen bieten klimafreundliche Gase viele Möglichkeiten, denn sie senken schnell und effektiv den Ausstoß von Treibhausgasen. Im Verkehrssektor bleibt die E-Mobilität aus politischer Sicht zwar der Schwerpunkt, aber emissionsarme Antriebe – darunter auch gasbetriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge – haben durch die Sektorenziele nun die Chance,

nahezu gleichberechtigt behandelt zu werden.

Kohleausstieg und Emissionshandel

Parallel zum Klimaschutzgesetz arbeitete die Regierung am vereinbarten Kohleausstieg. Basierend auf den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, die bereits Ende Januar 2019 der Bundesregierung ihre Vorschläge vorgelegt hatte [106], wurden im Laufe des Jahres bereits konkrete Gesetze beschlossen. Das Kohleausstiegsgesetz besagt, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke im Zeitraum von 2018 bis 2022 schrittweise stillgelegt oder über das KWK-Gesetz umgerüstet werden sollen. Ende 2038 ist dann das Aus für die Kohleverstromung. Insgesamt soll in der Stromerzeugung und der Netzreserve von Kohle auf Erdgas „geswitcht“ werden, was den Gasbedarf in Deutschland in den nächsten Jahren erheblich erhöhen dürfte. Bundestag und Bundesrat haben dem Gesetz zum Kohleausstieg bereits zugestimmt.

In diesem Zusammenhang wurde auch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) auf den Weg gebracht. Die Bundesregierung wird ab dem Jahr 2021 eine CO₂-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr einführen. Über einen nationalen CO₂-Emissionshandel erhält der Ausstoß von Treibhausgasen beim Heizen und Autofahren einen Preis. Bund und Länder einigten sich im Vermittlungsausschuss darauf, den CO₂-Preis ab Januar 2021 auf zunächst 25 €/t festzulegen. Danach steigt der Preis schrittweise bis zu 55 €/t im Jahr 2025 an. Für das Jahr 2026 soll ein Preiskorridor von mindestens 55 und höchstens 65 €/t gelten.

Gas als dritte Säule der Energiewende

Das Jahr 2019 war von einigen politischen Grundsatzentscheidungen pro Gas geprägt. Am 9. Oktober 2019 legte Bundesminister Altmaier den Bericht „Gas 2030 – eine erste Bilanz“ vor. Darin wird erstmals seit Beginn der Energiewende in Deutschland die Sicht des Ministeriums auf den Energieträger Gas, seine Infrastrukturen und Anwendungen dargelegt

[56]. Gas wird als dritte Säule der Energiewende bezeichnet, die gleichwertig neben den Säulen „Erneuerbare Energien“ und „Effizienz“ steht. Dieses Bekenntnis ist jedoch an Bedingungen gekoppelt, die im Wesentlichen eine zunehmende Dekarbonisierung und Klimaneutralität bis 2050 verlangen.

21 Handlungsbedarfe und Empfehlungen hat das Ministerium identifiziert. Viele davon sollen in weiteren Stakeholder-Prozessen vertieft beziehungsweise konkretisiert und schließlich in Gesetzesvorhaben umgesetzt werden. Einiges wird voraussichtlich in der jetzigen Legislaturperiode angegangen, manches aber erst nach 2021 auf die Tagesordnung gelangen. Der Bericht erkennt unter anderem auch die Potenziale von Wasserstoff in Sachen Klimaschutz und empfiehlt die Erarbeitung einer Nationalen Wasserstoffstrategie

Nationale Wasserstoffstrategie – klare Wirtschaftspolitik

Ende 2019 begannen die Arbeiten an einer Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS). Über 30 konkrete Maßnahmen sollen Wasserstoff und die damit verbundenen Technologien vor allem im industriepolitischen Kontext voranbringen [107]. Im Kern trägt die Strategie somit eine wirtschaftspolitische Handschrift.

Für den Standort Deutschland birgt Wasserstoff große Chancen. Die deutsche Wirtschaft ist bereits heute internationaler Vorreiter bei der Entwicklung und dem Export von Wasserstoff- und Power-to-X-Technologien. Um diese Rolle auch weiterhin zu behaupten, sollte auf Forschung und Innovation gesetzt werden. Die Herstellung der Komponenten für die Erzeugung, Nutzung und Versorgung von Wasserstoff kann zur regionalen Wertschöpfung beitragen, und die in diesen Bereichen tätigen Unternehmen werden gestärkt. Wasserstoff steht so für wirtschaftliches Wachstum und die Schaffung von zukunftsfähigen Arbeitsplätzen in Deutschland. Die industriepolitischen Chancen sind dabei umso größer, je eher Deutschland in die Wasserstoff-Produktion und -nutzung einsteigt.

Ein Großteil des zukünftigen Gasbedarfs in Deutschland könnte zwar durch heimische Grüngaserzeugung bis zum Jahr 2050 gedeckt werden [76].

Mittel- und langfristig wird die Versorgung aber auf Importe von CO₂-freiem Wasserstoff in größerem Umfang angewiesen sein. Denn aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien und der offenen Frage der Akzeptanz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Deutschland sind der heimischen Produktion von „grünem“ Wasserstoff Grenzen gesetzt. Eine Wasserstoffstrategie sollte daher jede Technologie berücksichtigen, die sich dazu eignet, klimafreundliche Synthesegase zu erzeugen – auch teilweise dekarbonisierter oder „blauer“ Wasserstoff.

Ausblick und Forschungsschwerpunkte der Gaswirtschaft

Im Jahr 2019 konnte die Gaswirtschaft in vielen Bereichen ihren Beitrag zum Klimaschutz und zum Gelingen der Energiewende deutlich machen und weiter verankern. Der Energieträger Gas wird in den kommenden Jahrzehnten ein elementarer Teil des Energiesystems sein und neue Versorgungsaufgaben übernehmen. Erdgas, biogene und synthetische Gase sowie Wasserstoff werden helfen, die Gesellschaft und die Wirtschaft der Zukunft klimaneutral zu gestalten.

Mit den getroffenen Regelungen zum Kohleausstieg werden Gaskraftwerke verstärkt zum Einsatz kommen und die Umstellung von kohlegefeuerten zentralen KWK-Anlagen auf Erdgas vorangetrieben. Auch in der Industrie wird Erdgas stärker eingesetzt werden. In dem Ende 2019 genehmigten Netzentwicklungsplan sind diese Entwicklungen aufgenommen. Erdgas-Importe werden in den nächsten Jahren weiterhin hauptsächlich aus Russland und Norwegen stammen. Aufgrund der geplanten LNG-Infrastruktur und -Terminals in Norddeutschland und des internationalen Zubaus von LNG-Kapazitäten werden sich die Importstrukturen jedoch diversifizieren und neue Bezugsquellen hinzukommen. Der Gas-2030-Prozess des BMWi hat dazu den notwendigen Rahmen gegeben.

Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie werden die Grundzüge gelegt, Wasserstoff in allen Sektoren des Energiesystems deutlich stärker zu integrieren. In diesem Kontext hat der DVGW Arbeiten zur Legaldefinition von klimaneutralem Wasserstoff initiiert. Diese sollte technologie-

offen ausgestaltet werden, sodass eine große Bandbreite von Verfahren der Wasserstofferzeugung genutzt werden können. Denn in den nächsten Entwicklungsschritten wird es darauf ankommen, hinreichende Mengen Wasserstoff für die verschiedenen Sektoren zur Verfügung zu haben. Die Gaswirtschaft hat im Jahr 2019 die Konzeption eines zum Erdgasnetz parallelen Wasserstoffnetzes für Deutschland vorgelegt. Dieses Netz verbindet die wesentlichen Verbrauchssektoren in den Regionen Deutschlands. Die Anpassung der Regelwerke wurde fortgeführt, um technische Maßgaben für die Umstellung von Erdgasinfrastrukturen und Anwendungen auf Wasserstoff abzusichern sowie Beimischquoten von Wasserstoff zum Erdgas erhöhen zu können.

Die Bestrebungen in Sachen Klimaschutz und die damit verbundenen Herausforderungen werden perspektivisch dazu führen, dass sich die Gasbranche weiter mit grundlegenden Veränderungen auseinandersetzen muss. Effiziente Energiesysteme, erneuerbare Gase und intelligente Netze werden zunehmend auf der Agenda stehen. Schon jetzt wird an einer Vielzahl von Themen geforscht, die hierauf einzahlen. Aber es sind weitere Entwicklungsarbeiten und Innovationen notwendig.

Die Forschungsarbeiten der Gaswirtschaft haben sich bisher stark auf technologische und systemanalytische Themenstellungen bezogen. Damit wurden der systemische und wirtschaftliche Nutzen von Gasen in einem zunehmend klimaneutralen Energiesystem aufgezeigt. Mit dem Dialogprozess „Gas 2030“ des BMWi und der Nationalen Wasserstoffstrategie liegen Zwischenerfolge vor. Daher hat die Gaswirtschaft im Jahr 2019 verstärkt Initiativen in Form von Demonstrationsprojekten und Reallaboren begonnen. So wird beispielsweise eine Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff zum Erdgas in einem Regionalnetz mit mehreren Hundert Gasgeräten in Sachsen-Anhalt untersucht [98]. PtG-Projekte im 100-MW-Bereich sind onshore in Niedersachsen und offshore in der Nordsee im Aufbau. Die großtechnische klimaneutrale Erzeugung von Wasserstoff im Gigawattbereich hat ein norwegisch-deutsches Konsortium für Nordrhein-Westfalen angekündigt.

Die Forschungsaktivitäten auf der Industrie- und Seite sind ebenso vielfältig. Im

Bereich der Elektrolyse-Technologie für Power-to-Gas sind deutliche Upscaling-Entwicklungen bei den Herstellern erkennbar. Im Heizgerätesektor werden bestehende Brennersysteme für höhere Wasserstoffgehalte im Erdgas sowie für reinen Wasserstoff entwickelt. Hier unterstützen neu gestartete europäische Forschungsverbände im Rahmen der EU-Programme diese Initiativen. Neue Verfahren der Wasserstoffherzeugung über Pyrolyse [108], das Auftrennen von Methan in Wasserstoff und elementaren Kohlenstoff, werden in der Forschung forciert.

Im Mobilitätssektor gewinnen Brennstoffzellenantriebe über den Pkw- und Bus-Sektor hinaus an Bedeutung. Diverse Projekte forcieren den Einsatz von Brennstoffzellen in Lkw und in Zügen. Die heute noch hohen Kosten von Brennstoffzellenfahrzeugen werden durch Skaleneffekte deutlich sinken. Das Wasserstofftankstellennetz in Deutschland umfasst derzeit rund 80 Anlagen, wird in den nächsten Jahren aber auf 400 anwachsen. Darüber hinaus wird weiterhin die Defossilisierung klassischer Verbrennungsmotoren vorangetrieben, insbesondere in Bezug auf die Weiterentwicklung von LNG-Antriebe für den Schwerlastverkehr und die Produktion

von Bio-LNG. Gaswirtschaft und Motorenhersteller arbeiten hier beispielsweise über den DVGW und die Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. (FVV) zusammen.

Mithilfe der zahlreichen und diversen Forschungsinitiativen wird der Energieträger Gas seinen Platz im zukünftigen Energiesystem Deutschlands haben: Kurz- und mittelfristig wird Erdgas zunehmend Kohle und Mineralöl ersetzen. Parallel wird der Anteil erneuerbarer Gase sukzessive erhöht und Wasserstoff kommt zunehmend zum Einsatz. Durch das intelligente Zusammenschalten des Gas- und Stromsektors wird das Gesamtenergiesystem im letzten Schritt optimiert und effizient verknüpft. Die Zwei-Energieträger-Welt befindet sich also bereits in „greifbarer“ Zukunft. ■

Literatur

Die Literaturstellen zu dieser Jahresübersicht sind auf www.eBWK.de über den Menüpunkt „Literaturverzeichnisse“ abrufbar.



Dr.
Stefanie Schwarz

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW
schwarz@dvgw.de

Bild: DVGW

Dr.
Volker Bartsch

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW

Dr.
Dietrich Gerstein

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW

Frank Gröschl

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW

Dr.
Uwe Wetzel

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW

Dr.
Frank Graf

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Dr.
Rolf Albus

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Frank Burmeister

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Nadine Lucke

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Dr.
Jörg Leicher

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Prof. Dr.
Hartmut Krause

DBI Gasttechnologisches Institut und TU Bergakademie Freiberg

Jürgen Stefan Kukuk

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.