

Dialogprozess Gas 2030

Hintergrundpapier

Berlin, 08.10.2019

Impressum

Autoren

Hauptbearbeiter:

Christoph Jugel, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
jugel@dena.de, 030/66777-757

Bearbeiter:

Carsten Bamberg, Matthias Edel, Dietmar Gründig, Christian Massow, Michael Müller,
Max Schenkluhn, Stefan Siegemund, Hannes Seidl, Jeannette Uhlig, Deutsche Energie-Agentur
GmbH (dena);
Jens Hobohm, Sebastian Lübbbers, Friedrich Seefeldt, Nils Thamling, Prognos AG
Carsten Petersdorff, Kjell Bettgenhäuser, Jan Grözinger, Navigant Consulting

Reviewer:

Dr. Volker Breisig, Christian Linden, Daniel Beshah, PricewaterhouseCoopers

Auftraggeber

Ulrich Benterbusch, BMWi, Abt. II, UA IIB



Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Hinweis zum Hintergrundpapier | 5 |
| 1 Rahmenbedingungen | 6 |
| 1.1 Energiepolitischer Rahmen in Deutschland..... | 6 |
| 1.2 Sonstige Rahmendaten | 9 |
| 1.3 Internationale Entwicklungen..... | 10 |
| 1.4 Bedeutung von Gasen in Energieszenarien..... | 14 |
| 2 Herkunft und Erzeugung..... | 16 |
| 2.1 Klassifizierung und Terminologie von Gasen..... | 16 |
| 2.2 Fossiles Erdgas..... | 17 |
| 2.2.1 Aufkommen und Verwendung als Methan und Wasserstoff..... | 17 |
| 2.2.2 Ausblick..... | 20 |
| 2.2.3 Herausforderungen und Handlungsfelder..... | 22 |
| 2.3 Erneuerbare Gase | 23 |
| 2.3.1 Status quo | 23 |
| 2.3.2 Ausblick – Nutzungsperspektiven erneuerbarer Gase | 27 |
| 2.3.3 Herausforderungen und Handlungsfelder..... | 31 |
| 2.4 Dekarbonisierte Gase | 34 |
| 3 Infrastrukturen | 35 |
| 3.1 Status quo | 35 |
| 3.2 Ausblick..... | 37 |
| 3.3 Herausforderungen..... | 40 |
| 4 Verwendung | 42 |
| 4.1 Gebäude..... | 42 |

| | | |
|------------|--|------------|
| 4.1.1 | Status..... | 42 |
| 4.1.2 | Ausblick..... | 46 |
| 4.1.3 | Herausforderungen und Handlungsfelder..... | 49 |
| 4.2 | Verkehr..... | 52 |
| 4.2.1 | Status..... | 52 |
| 4.2.2 | Ausblick..... | 61 |
| 4.2.3 | Herausforderungen und Handlungsfelder..... | 67 |
| 4.3 | Industrie..... | 69 |
| 4.3.1 | Status..... | 69 |
| 4.3.2 | Ausblick..... | 72 |
| 4.3.3 | Herausforderungen und Handlungsfelder..... | 78 |
| 4.4 | Strom | 79 |
| 4.4.1 | Status..... | 79 |
| 4.4.2 | Ausblick..... | 81 |
| 4.4.3 | Herausforderungen und Handlungsfelder..... | 83 |
| 5 | Anhang..... | 84 |
| 6 | Literaturverzeichnis..... | 97 |
| 7 | Abbildungsverzeichnis | 111 |

Hinweis zum Hintergrundpapier

Dieses Papier wurde ursprünglich als Inputpapier für den Dialogprozess Gas 2030 verfasst. Es stellt Informationen und Daten zu den Leitfragen des Fragenkatalogs zur Verfügung und diente als Diskussionsgrundlage für die Arbeit in den Arbeitsgruppen. Es wurde im Verlauf des Dialogprozesses um Erkenntnisse der Arbeitsgruppen und Inputs der Stakeholder kontinuierlich ergänzt und ist nun als Hintergrundpapier Anlage des Berichts „Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz“ des BMWi.

Für die Bearbeitung des Hintergrundpapiers hat sich folgende Aufteilung ergeben. Die dena war hauptverantwortlich für die Koordination des Prozesses, inhaltlich war sie federführend für das Kapitel Rahmenbedingungen und im Teil Verwendung für die Kapitel zu Gebäude, Mobilität, Industrie und Strom. Prognos hat sich hauptsächlich mit der Herkunft, der Erzeugung und der Infrastruktur des fossilen Gases auseinandergesetzt, Navigant war Hauptverantwortlicher für das Thema synthetische Gase und PWC hat u.a. den Review des Hintergrundpapiers durchgeführt.

1 Rahmenbedingungen

1.1 Energiepolitischer Rahmen in Deutschland

Dekarbonisierungsziele/ Zielkorridor

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, seine nationalen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Gleichzeitig zählt Deutschland zu den Unterzeichnern des Abkommens von Paris, welches darauf abzielt, die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, möglichst auf 1,5 °C.

Seit dem Jahr 2010 gilt in Deutschland das Energiekonzept "Deutschlands Weg zu einer bezahlbaren, zuverlässigen und umweltschonenden Energieversorgung", welches u.a. Ziele für die Dekarbonisierung des Gesamtsystems setzt (BMWi, 2016). Darüber hinaus wurden im Klimaschutzplan 2050 sektorale Ziele für 2030 definiert (BMU, 2016).

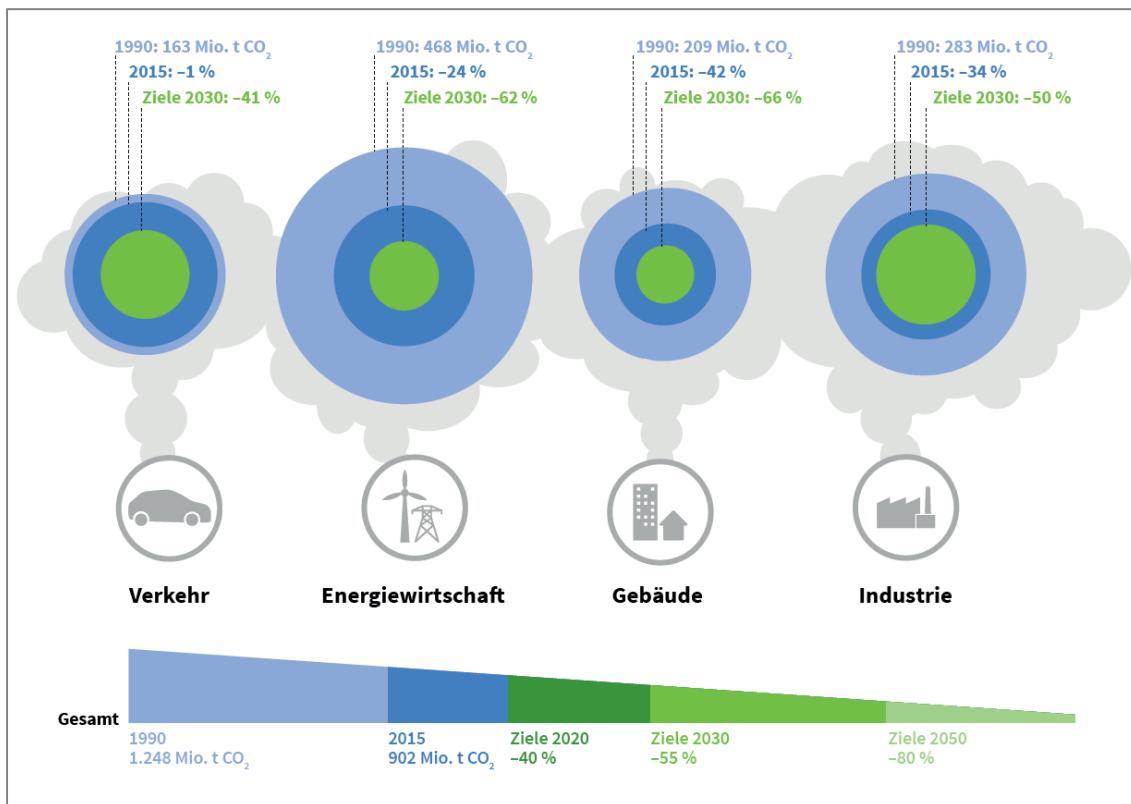


Abb. 1: CO₂-Emissionen und Klimaschutzziele in Deutschland nach Sektoren – Zielwert für 2050 ist ein Mindestwert (Ziel: -80 % bis -95 %) (dena, 2017)

Elementarer Teil der Fortschreibung des Energiekonzepts ist der Beschluss der Bundesregierung vom Mai 2011 zur schrittweisen Abschaltung aller Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022. Die Beschlüsse der Strukturwandelkommission vom Herbst 2018 zum Ausstieg aus der Kohleverstromung sollen bis spätestens 2038 umgesetzt werden.

Verbindlicher Zielkorridor der EU

Die EU-KOM hat am 30. November 2016 ein Paket von Maßnahmen (Winterpackage) vorgestellt, mit denen dafür gesorgt werden soll, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union trotz der Veränderungen, die sich durch den Übergang zu umweltfreundlicher Energie für die globalen Energiemärkte ergeben werden, erhalten bleibt. Die Vorschläge umfassen die Bereiche Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Gestaltung des Strommarktes, Sicherheit der Stromversorgung und Steuerung der Energieunion. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgt in einzelnen Richtlinien, auch zum Gasmarkt. Im Rahmen des Gaspakets hat die DG Energie eine Reihe von Studien vergeben u.a. zur Rolle der transeuropäischen Gasinfrastruktur, zu Sektorkopplung, zum regulatorischen Rahmen für LNG-Terminals und zu technologischen Innovation und Gasen in den Verbrauchssektoren.

Um Fragen im Zusammenhang mit der Schaffung des Erdgasbinnenmarktes zu erörtern, wurde das „Madrid Forum“ eingerichtet. Es befasst sich u.a. mit der Umsetzung der Netzkodizes und dem grenzüberschreitenden Gashandel, insbesondere mit der Zuweisung und Verwaltung der knappen Interkonnektorenkapazitäten und anderen technischen und kommerziellen Hindernissen für die Schaffung eines voll funktionsfähigen Erdgasbinnenmarktes. Das 31. Madrider Forum behandelte die Rolle von Gas bei der Dekarbonisierung des Energiesektors und die daraus resultierenden Herausforderungen (European Gas Regulatory Forum, 2018). Zur Vorbereitung des Gaspackage wurden an Mitgliedsländer und Stakeholder Aufgaben verteilt, u.a. zu den Themen Terminologie, Gasqualität, Standardisierung, Herkunftsachweise, Potentiale von CCS und CCU, Gasspeicher, Integrierte Netzplanung, Entwicklung der Infrastruktur und Regulierung.

Gaswirtschaftliche Regulierung auf EU-Ebene

Die Kompetenzen für Energiepolitik in der EU sind zwischen den Mitgliedsstaaten und der Union aufgeteilt. Im Vertrag von Lissabon aus dem Jahr 2009 werden in Artikel 194 die Ziele der Energiepolitik der EU definiert. Hierzu zählen die Funktionsfähigkeit des Marktes, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz / Energieeinsparungen sowie die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und die Förderung der Interkonnektion der Energienetze. Die Mitgliedstaaten selbst entscheiden über Politiken, die ihren Energiemix betreffen und können transnationale Infrastrukturprojekte anstoßen bzw. sich daran beteiligen (Prognos; Ecologic, 2018).

Die Europäische Kommission hat in den Jahren 1998, 2003 und 2009 Verordnungen und Richtlinien zu Energiethemen erlassen. Diese sogenannten „Energy Packages“ zielen auf die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und die Vollendung des Binnenmarktes. Im Hinblick auf Erdgas spielt besonders das Dritte Energiepaket (2009) eine tragende Rolle. In diesem Paket ist das Unbundling von Produktion und Transport und die Einrichtung eines europäischen Netzwerks der Netzbetreiber (ENTSOG) sowie von ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) geregelt (Prognos; Ecologic, 2018).

Infolge des dritten Energiepakets wurde die Verordnung 994/2010 erlassen, in der Bestimmungen zu Gasversorgungssicherheit geregelt werden. Sie enthält Maßnahmen zur Vorbeugung gegen bzw. Aktionen im Falle von Versorgungsunterbrechungen. Die Regelungen betrafen etwa Grenzübergangs kapazitäten, die seit Dezember 2013 bidirektional betrieben werden müssen müssen (Reverse-Flow) und alle nationalen Netze müssen auch an außergewöhnlich kalten Tagen noch bei Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur sicher betrieben werden können (Prognos; Ecologic, 2018).

Im April 2013 billigten das Europäische Parlament und der Rat die Verordnung 347/2013 über die Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur. Das Ziel dieser Verordnung ist die schnellere Entwicklung der transeuropäischen Infrastruktur durch die Identifizierung geeigneter Projekte gemeinsamen Interesses ("PCI"). Die Zulassungskriterien für PCI wurden definiert und die Allokation finanzieller Ressourcen aus der "Connecting Europe" Fazilität (CEF) festgelegt (Verordnung 1316/2013) (Prognos; Ecologic, 2018).

Im Jahr 2017 erfolgte eine Aktualisierung der Verordnung zur Gasversorgungssicherheit. Die Verordnung führte das Konzept der solidarischen Gaslieferungen ein.

Aktuell wurden infolge der Debatte um den Bau der Erdgaspipeline "Nord Stream 2" neue Gasmarktvorschriften diskutiert. In Umsetzung der einschlägigen europäischen Gasrichtlinie werden die nationalen Gesetzesvorgaben anzupassen sein.

Implementierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II im Kontext Gas

Die RED II (EU, 2018) muss bis 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Im Themenfeld Gas ergeben sich daraus folgende mögliche Anpassungen in den entsprechenden Gesetzen und Verordnungen (dena, 2019b):

- BImSchG: THG-Quotenziele anpassen
- 37. BImSchV: Strombezug für PtG-Anlagen, Nachweisregelungen für Grünstrom
- 38. BImSchV: Unterquoten für fortschrittliche Kraftstoffe und Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen, Mehrfachanrechnung E-Mobilität und Schienenverkehr, H₂-Anrechnung auf Unterquote, Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse
- 10. BImSchV: Kraftstoffqualität für Wasserstoff, Anpassung der Beimischungsquoten
- Energiesteuergesetz: Anrechnung von Biokraftstoffen auf die Schifffahrt (Besteuerung von Kraftstoffen in der Schifffahrt)
- Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Nachhaltigkeit der Einsatzstoffe
- Gasnetzzugangsverordnung

Ein Schwerpunkt in der Umsetzung der RED II auf nationaler Ebene wird die Einführung von Herkunftsnnachweisen für Gase sein. Die damit verbundenen Fragen sind die Klassifizierung und Standardisierung, die Ausgestaltung eines Handelssystems, die Kompatibilität mit den bestehenden Handelsystemen für Strom und Biogase und mit den Systemen anderer Staaten und insbesondere eine mögliche Nachhaltigkeitskomponente mit dezidierten Qualitätsanforderungen für die verschiedenen Gasarten.

1.2 Sonstige Rahmendaten

Volkswirtschaftliche Bedeutung von Gas

Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch liegt bei 23,7 % (3.230 PJ). Biogas hat einen Anteil von ca. 0,9 % (120 PJ) (BMWi, 2019a).

Beschäftigung und wirtschaftliche Bedeutung

In der Gasversorgung sind rd. 33.500 Personen beschäftigt. Der Gashandel ist eine wichtige Einnahmequelle für die Stadtwerke und die überregionalen Gasversorger und ein wichtiges Element des Außenhandels (Statista, 2019).

Klimaverträglichkeit

Der Erdgasverbrauch (inkl. Grubengas) war im Jahr 2017 für rund ein Viertel der energiebedingten CO₂-Emissionen Deutschlands verantwortlich - für 176,2 Mt. Der Emissionsfaktor für Erdgas beträgt 55,9 tCO₂/TJ (UBA, 2016, S. 46f).

Verwendung und Verbrauchsstrukturen

Der Endenergieverbrauch wird zu 26 % mit Erdgas gedeckt. Davon werden jeweils ca. 40 % in den Sektoren Industrie und Haushalte eingesetzt, 20 % kommen im Sektor GHD zum Einsatz. Der Verkehr spielt eine untergeordnete Rolle (vgl. Abb. 1). Über die Hälfte des Erdgases (54 %) wird für die Raumwärme eingesetzt (vgl. Abb. 3). (BMWi, 2019a).

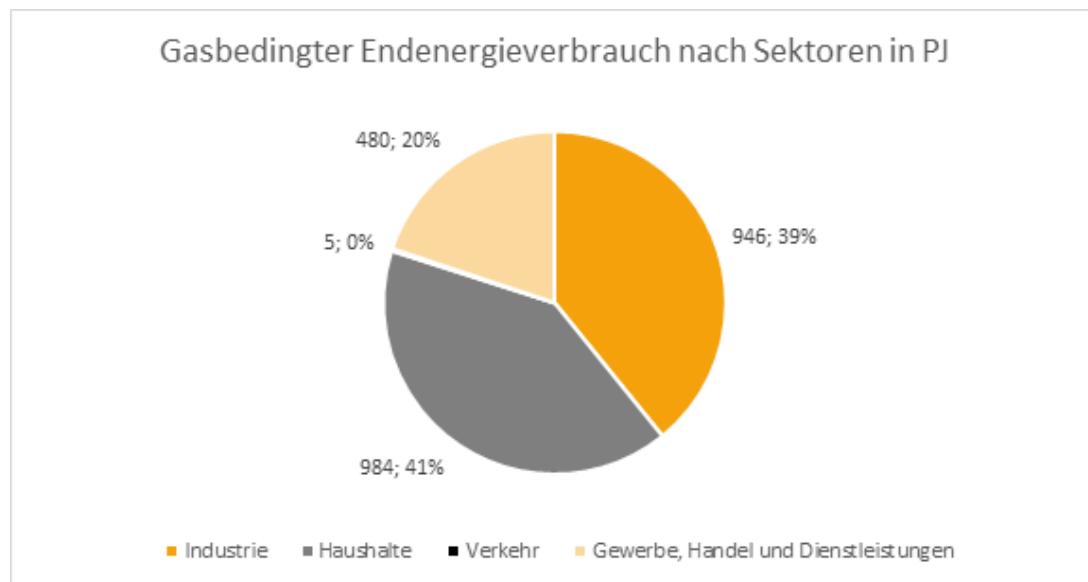


Abb. 2: Gasbedingter Endenergieverbrauch nach Sektoren 2017 (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a, S. Blatt 6a))

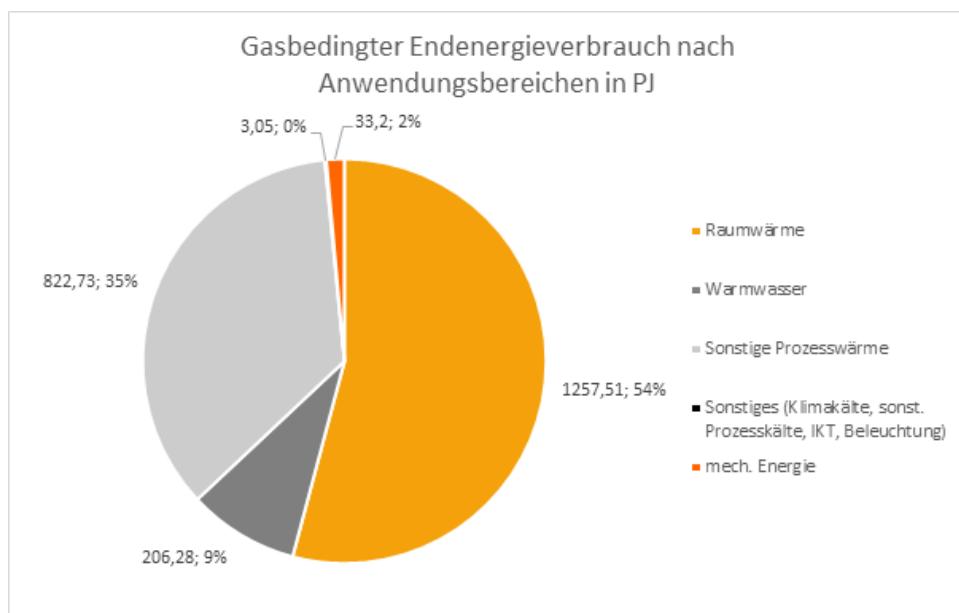


Abb. 3: Gasbedingter Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen 2017(Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus: (BMWi, 2019a, S. Blatt 6a))

1.3 Internationale Entwicklungen

International erhält insbesondere der Energieträger Wasserstoff derzeit große Aufmerksamkeit. Einige Staaten haben sich Wasserstoffstrategien gegeben (u.a. Island, Japan, Frankreich) oder den Aufbau einer Wasserstoff-Industrie geplant (z.B. China im Fünfjahresplan 2016 bis 2020). Die Motivationen sind z.T. sehr unterschiedlich: Dekarbonisierung, Diversifizierung, Versorgungssicherheit, lokale Emissionsminderung, Nutzung heimischer Ressourcen, industriepolitische Erwägungen. Die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen wurde in den letzten Jahren vorrangig in Deutschland verfolgt. Zunehmend zeichnet sich jedoch auch eine internationale Nachfrage ab (dena, 2017).

Zudem wird im Zusammenhang mit Erdgas das Thema Carbon Capture and Storage (CCS) derzeit insbesondere in Europa umfangreich diskutiert und zahlreiche Projekte entwickelt, sowohl im Zusammenhang mit der Produktion von „blauem Wasserstoff“ aus Erdgas mit einer CO₂-Abscheidung bei der Dampfreformierung (pre-combustion) als auch mit der CO₂-Abscheidung bei der Erdgas-Verbrennung an der Emissionsquelle (post-combustion). Darüber hinaus werden von verschiedenen Akteuren, u.a. in Norwegen und Russland derzeit weitere Verfahren zur Herstellung von CO₂- neutralem Wasserstoff aus der Methanpyrolyse entwickelt. (Lohmann, 2018)

Frankreich

Frankreichs ehemaliger Umweltminister Nicolas Hulot hat 2018 einen Strategieplan vorgelegt, der das Land zu einem Marktführer in Sachen Wasserstoff-Technik machen soll, in allen Ebenen der französischen Wirtschaft (Gouvernement.fr, 2018).

Ca. 100 Millionen Euro sollen ab 2019 dafür bereitgestellt werden. Die französische Agentur für Umwelt und Energiemanagement (ADEME) wird die Finanzierung und Koordinierung der Projekte übernehmen. Der Plan sieht zunächst einen Aufbau von derzeit ca. 20 Wasserstoff-Tankstellen auf 100

Stationen bis 2023 vor. Das soll bis 2023 den Einsatz von zunächst 5.000 mit Wasserstoff betriebenen leichten Nutzfahrzeugen sowie 200 schweren Nutzfahrzeugen wie Bussen, Lkw und Schiffen ermöglichen. Bis 2028 sollen es 400 bis 1.000 H₂-Stationen werden. 20.000 bis 50.000 leichte und 800 bis 2.000 schwere Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge sollen bis dahin unterwegs sein. Erste Power-to-Gas-Projekte zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs aus erneuerbarem Strom wurden bereits ins Leben gerufen. (AFHYPAC, 2018)

Japan

Japan verfolgt seit Fukushima eine Strategie für eine sichere, unabhängige, effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Teil davon ist die im Dezember 2016 verabschiedete nationale Wasserstoffstrategie, die bis 2050 CO₂-freien Wasserstoff verfügbar und bezahlbar (Kosten-Parität mit fossilen Energieträgern) machen soll. Hierfür fördert die japanische Regierung und auch regionale Regierungen (z.B. das Tokyo Metropolitan Government), Unternehmen und Projekte zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff. Der erste Meilenstein ist die Demonstration eines wasserstoffbasierten Energiesystems bei den Olympischen Sommerspielen 2020, wo das olympische Dorf konsequent mit Wasserstoff (Hausenergie und Mobilität) versorgt werden soll. Damit will man auch Industrieunternehmen wie Toyota, Mitsubishi, Kawasaki u.a. fördern. Da Japan nur wenig eigene Energieressourcen hat und der Ausbau der erneuerbaren Energien nur langsam voranschreitet, ist kurz- und mittelfristig der Import von Wasserstoff geplant. Hierfür sollen fossile Quellen (Australien, Brunei, Saudi-Arabien) und erneuerbare Quellen (Norwegen) genutzt werden. Der Transport des H₂ soll in flüssiger Form (LOHC, Liquid organic hydrogen carrier) mit Tankschiffen erfolgen. Die entsprechenden Technologien werden von zahlreichen japanischen Unternehmen entwickelt. Erste Schiffe sollen 2020 zwischen Norwegen und Japan verkehren. (METI, 2019)

Niederlande

Das Gasfeld Groningen ist Europas größtes Gasfeld, welches in der Vergangenheit zu mehr als 50 % der gesamten Gasförderung in den Niederlanden beigetragen hat. Die Produktion in Groningen wurde für das Gasjahr 2018/19 auf rd. 19,4 Mrd. m³ begrenzt. Ende 2018 wurde angekündigt, dass die jährliche Produktion ab 2023 auf < 5 Mrd. m³ reduziert werden soll. Im September 2019 hat der Wirtschaftsminister mitgeteilt, dass die komplette Schließung des Feldes 2026 erfolgen könnte. Die Obergrenze für das Gasjahr 2019/2020 liegt nun bei 11,8 Mrd. m³. Die Niederlande, als traditioneller Nettoexporteur von Gas, wurde somit 2018 erstmalig (seit Beginn der Förderung in Groningen) Nettoimporteur von Gas (vgl. Abb. 4). (ARGE EGU, 2018; ARGE EGU, 2019a; ARGE EGU, 2019b)

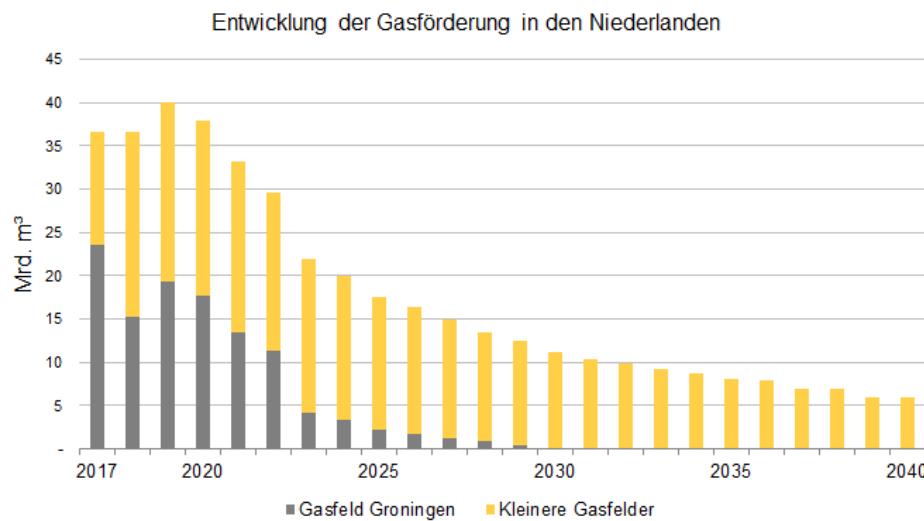


Abb. 4: Entwicklung der Gasförderung in den Niederlanden in Mrd. m³ von 2017 – 2040 (gasunie, 2017)

Der Niederländische Gasinfrastrukturbetreiber Gasunie verfolgt seit 2017 eine Langfriststrategie zur Dekarbonisierung der Energieversorgung. Herzstück ist eine umfangreiche Wasserstoffstrategie, die u.a. die Errichtung bzw. Ausweitung von industriellen Wasserstoffnetzen bis 2030 vorsieht. Bis 2050 soll ein Wasserstoff-Knotenpunkt mit einer treibhausgasneutralen Energieversorgung basierend auf Strom aus Wind und PV umgesetzt werden. Parallel soll Wasserstoff „grüner“ werden, d.h. es soll eine Umstellung auf „blauen Wasserstoff“ bis 2030 (Erdgasreformierung + CCS) und danach die Umstellung auf grünen Wasserstoff erfolgen. (gasunie, 2019)

Norwegen

Die Gasförderung in Norwegen wird sich in den nächsten Jahren auf einem relativ hohen Niveau bewegen. Dies wird durch die von der norwegischen Regierung genehmigte Erhöhung der Gasförderung aus dem Troll-Gasfeld sowie dem Start der Produktion im Aasta-Hasteen-Feld 2018 bedingt. Der inländische Gasverbrauch ist in Norwegen vergleichsweise gering, sodass der Großteil des geförderten Gases via Pipelines in die EU exportiert wird, ca. 5 % des norwegischen Gases wird in LNG umgewandelt und verschifft

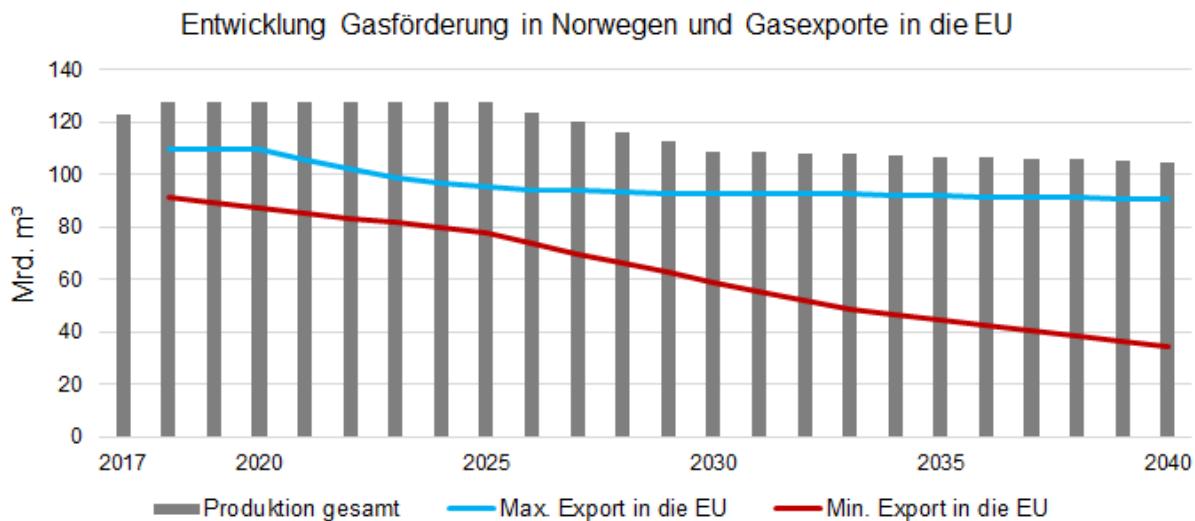


Abb. 5: Entwicklung der Gasförderung in Norwegen und der Gasexporte in die EU in Mrd. m³ von 2017 – 2040 (ENTSOG, 2018; BP, 2018)

Norwegen wird zukünftig auch Exporteur für erneuerbaren Wasserstoff und andere strombasierte Energieträger sein. Hierfür sollen u.a. die großen Wasser- und Windkraftpotenziale genutzt werden. Eine erste 20-MW-Elektrolyseanlage zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen (e-fuels) soll 2021 in Betrieb gehen (Sunfire, 2017). Wasserstoff soll u.a. nach Japan exportiert werden. Darüber hinaus plant der norwegische Verband für Wasserstoff (NHF) vor dem Hintergrund der per Gesetz ab 2025 verbotenen Verbrennungsmotoren bis 2023 mindestens 1.000 mit Wasserstoff betriebene Lkw in Norwegen fahren zu lassen (Verkehrsrundschau, 2018).

Darüber hinaus entwickelt der Energiekonzern Equinor derzeit ein groß angelegtes CCS-Projekt (Carbon Capture and Storage) zur Speicherung von CO₂ in ehemaligen Gasförderstätten vor der norwegischen Küste. Das CO₂ soll aus den Emissionen von Industrieanlagen (z.B. Müllverbrennungsanlagen) abgeschieden, komprimiert und per Schiff zum Offshore-Speicher verfrachtet werden. Aktuell untersuchen Studien die Kosten des Vorhabens. Eine Investitionsentscheidung wird 2020/2021 erwartet. (Asendorpf , 2018; Gassnova, 2019)

UK

Die britische Stadt Leeds plant derzeit die vollständige Umstellung der Wärmeversorgung und damit eines ganzen Verteilnetzes auf „blauen“ Wasserstoff. Der Wasserstoff soll per Dampfreformierung erzeugt und das CO₂ im Prozess abgeschieden und eingelagert werden (CCS). Derzeit werden noch verschiedene Herausforderungen hinsichtlich Kosten, Umweltverträglichkeit, Effizienz und Akzeptanz für CCS diskutiert. (Northern Gas Networks, 2018)

1.4 Bedeutung von Gasen in Energieszenarien

Mittlerweile existiert eine Reihe von Studien und Untersuchungen, die die deutschen Klimaschutzziele in Szenarien abbilden. Meist wird analysiert, auf welchem Weg die Reduktion der THG-Emissionen von 80 % bzw. 95 % bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann. Häufig wird aus Vergleichsgründen ein Referenzszenario mitgeführt, auch um Mehrkosten gegenüber einer Entwicklung mit einem nur geringen klimapolitischen Ambitionsniveau abzubilden. Einige Szenarien legen einen thematischen Schwerpunkt bzw. folgen einer „Szenarienphilosophie“ (ESYS, 2019).

Hinsichtlich des zukünftig erwarteten deutschen Gasbedarfs zeigen sich teilweise deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Studien bzw. Energieszenarien. Die erheblichen Bandbreiten können u.a. auf unterschiedliche methodische Ansätze, das Szenariodesign, Kosten- und Brennstoffpreisannahmen sowie Annahmen bei weiteren Rahmenbedingungen wie Biomassepotenziale, Rolle von CCS etc. zurückgeführt werden (ESYS, 2019)

Die nachfolgende Darstellung wertet beispielhaft aktuelle Studien mit entsprechenden Zielszenarien im Hinblick auf den Beitrag von Erdgas für die deutsche Energieversorgung aus. Dabei wurden Zielszenarien, die eine 80 %ige THG-Reduktion unterstellen solchen mit einer 95 %igen THG Reduktion gegenübergestellt (dena, 2018c) (BCG; Prognos, 2018) (MWV, 2018) (Oeko, 2018) (BMWi, 2017).

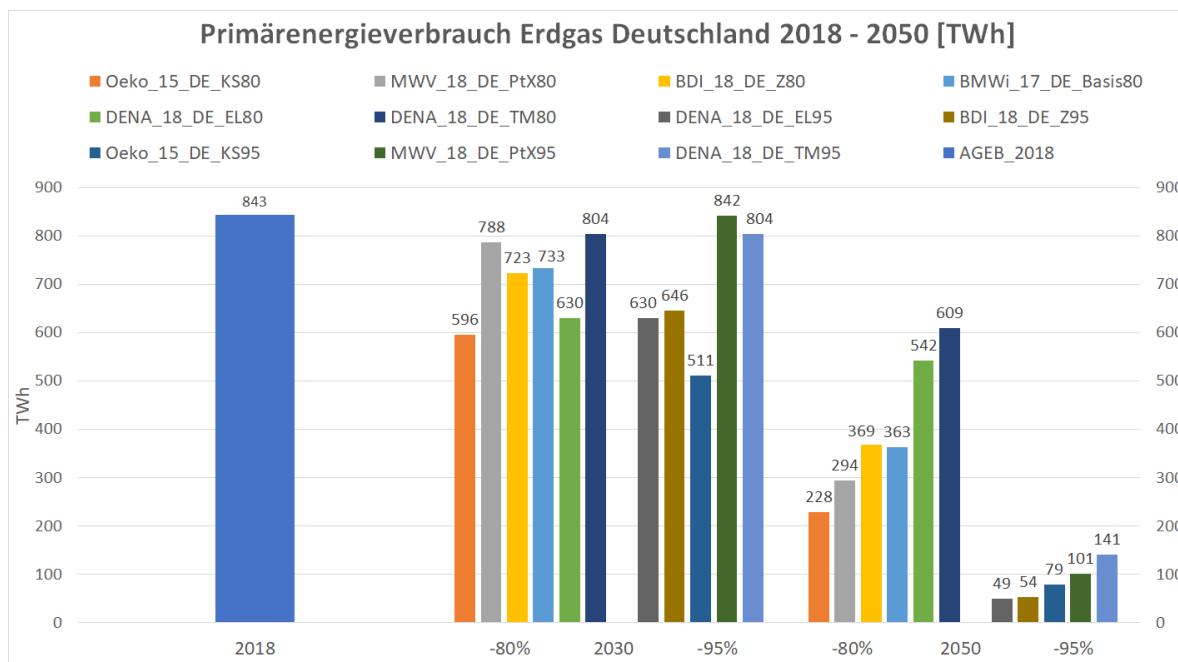


Abb. 6: Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs Erdgas in unterschiedlichen Zielszenarien in TWh von 2018 - 2050 (Quelle: Prognos – Eigene Darstellung 2019)

Es zeigt sich, dass bis zum Jahr 2030 je nach Szenario eine Stagnation oder ein Rückgang des fossilen Gasverbrauchs im Primärenergiebedarf um bis zu 40 % im Vergleich zu 2018 erwartet wird. „80er“ und „95er“ Szenarien liegen noch relativ dicht beieinander. Im Jahr 2050 ist der Korridor der erwarteten Ergebnisse hingegen sehr groß. Naturgemäß spielt Erdgas in Szenarien mit THG-Reduktion um

95 % nur noch eine kleine Rolle. Die Menge an Erdgas im Primärenergieverbrauch nimmt um bis zu 94% im Vergleich zu 2018 ab. In den Szenarien mit 80 % THG-Reduktion zeigt sich ein größerer Fächer: Der Erdgasbedarf geht in diesen Zielszenarien um 28 bis 73 % zurück.

2 Herkunft und Erzeugung

2.1 Klassifizierung und Terminologie von Gasen

Im Madrid-Forum wurde im Oktober 2018 an die sieben europäischen Gasverbände CEDEC, EBA, Enstog, Eurogas, Geode, GIE und Hydrogen Europe der Arbeitsauftrag gegeben, eine einheitliche Terminologie für den Gasbereich zu erarbeiten. Im Juni 2019 wurde ein erster Vorschlag der Verbände vorgestellt, welcher vier Kategorien von Gasen vorsieht (CEDEC et al., 2019):

- renewable gases – aus EE-Strom und/ oder Biomasse
- decarbonised gases – mehr als 90 % dekarbonisiert im Vergleich zu Erdgas
- low-carbon gases – mehr als 60 % dekarbonisiert im Vergleich zu Erdgas
- fossil gases/natural gas

Die Erzeugungspfade der verschiedenen Gase werden den Kategorien entsprechend zugeordnet und sollen zukünftig Klarheit bei der Verwendung der Begriffe geben, aber auch die Basis für die Einführung von Herkunftsnnachweisen für Gase und Nachhaltigkeitskriterien bilden.

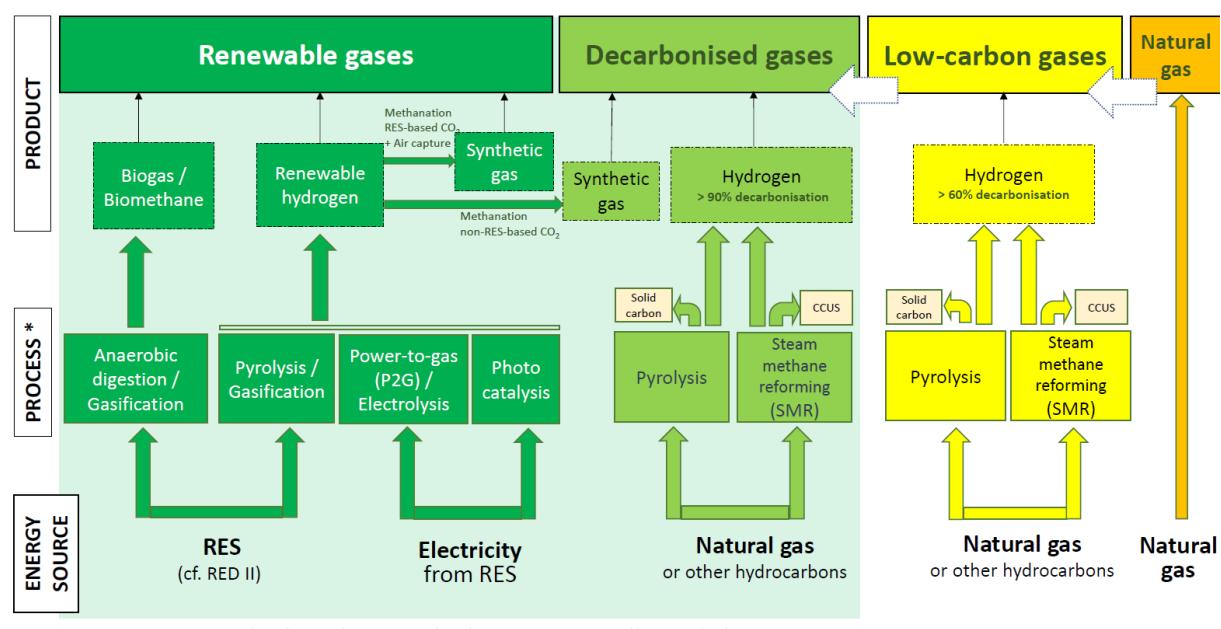


Abb. 7: Vorschlag der europäischen Gasverbände zur Klassifizierung von Gasen und die Zuordnung der Erzeugungspfade (CEDEC et al., 2019)

2.2 Fossiles Erdgas

2.2.1 Aufkommen und Verwendung als Methan und Wasserstoff

Deutschlands Energieversorgung beruht zu ca. einem Viertel auf Gasen, fossile Gase trugen im Jahr 2017 24 % zum Primärenergieverbrauch bei. Der Primärenergieverbrauch von Erdgas (inkl. Erdölgas) lag 2017 bei 3.230 PJ. Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ging der Gasverbrauch im Jahr 2018 um 7,3 % zurück (BDEW, 2019d).

Die Verwendung wird klar dominiert von Erdgas (Methan), weitere fossile Gase sind z.B. Erdölgas und das zu den Mineralölprodukten zählende Flüssiggas (LPG). Daneben werden im geringeren Umfang weitere Gase wie Raffineriegas, Kokereigas und Gichtgas eingesetzt, die meist direkt mit industriellen Produktionsprozessen verbunden sind (BMWi, 2019a). Die nachfolgenden Angaben und Informationen konzentrieren sich auf Erdgas. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Gasaufkommen und die Gasverwendung des Jahres 2017.

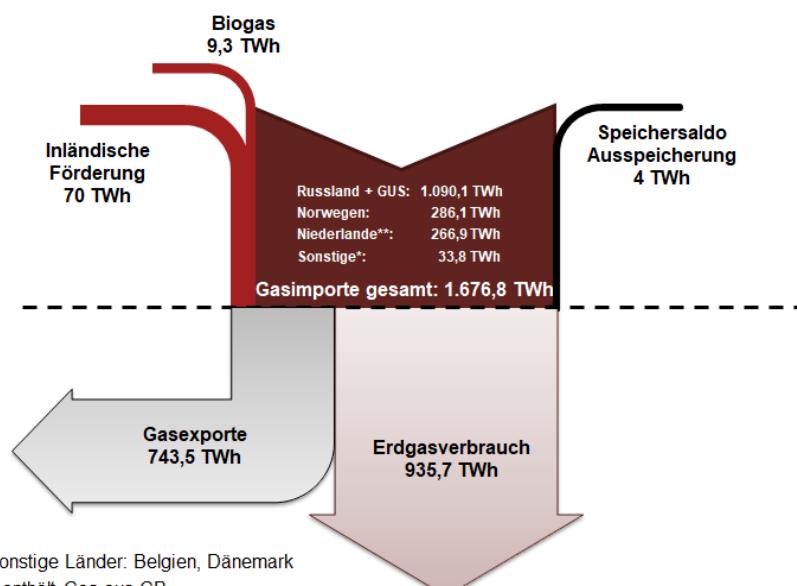


Abb. 8: Aufkommen und Verwendung in deutschen Gasnetzen¹ (BNetzA; BKartA, 2018)

Deutschland fördert noch etwa 8 % seines Erdgasverbrauchs selbst und importiert somit etwa 92 %. Der größte Lieferant für Erdgas ist Russland, der Anteil der Niederlande geht hingegen sukzessive zurück, während die norwegischen Lieferungen derzeit konstant sind.

Die Treibhausgaswirkung von Erdgas ist – je nach Herkunft und Gewinnungsart – unterschiedlich. Grund hierfür sind Methanemissionen beim Upstream. Nachfolgende Abbildung zeigt die Treibhausgasemissionen von importiertem Erdgas, die allein durch Förderung und Transport entstehen.

¹ Bei der Erfassung der Importe aus Russland + GUS kam es zu Doppelerfassungen. Die Angeben werden derzeit durch das Monitoringreferat der BNetzA verifiziert.

Unter der Annahme eines Treibhausgaspotenzialfaktors (GWP, 100 Jahre) von 25 entstehen bei der Förderung und dem Import von gefracktem LNG-Gas aus den USA damit rund 24 g CO₂-eq/MJ sowie bei vollständiger Verbrennung des Gases weitere 56 g CO₂-eq/MJ für die Nutzung. Die Gesamtemissionen betragen somit 286 g CO₂-eq/kWh. Zusätzlich entstehen weitere Treibhausgasemissionen, z.B. durch die unvollständige Verbrennung in Erdgasmotoren (Methanschlupf). Das Umweltbundesamt rechnet im Nationalen Inventarbericht mit rund 30 g CO₂ eq/kWh.

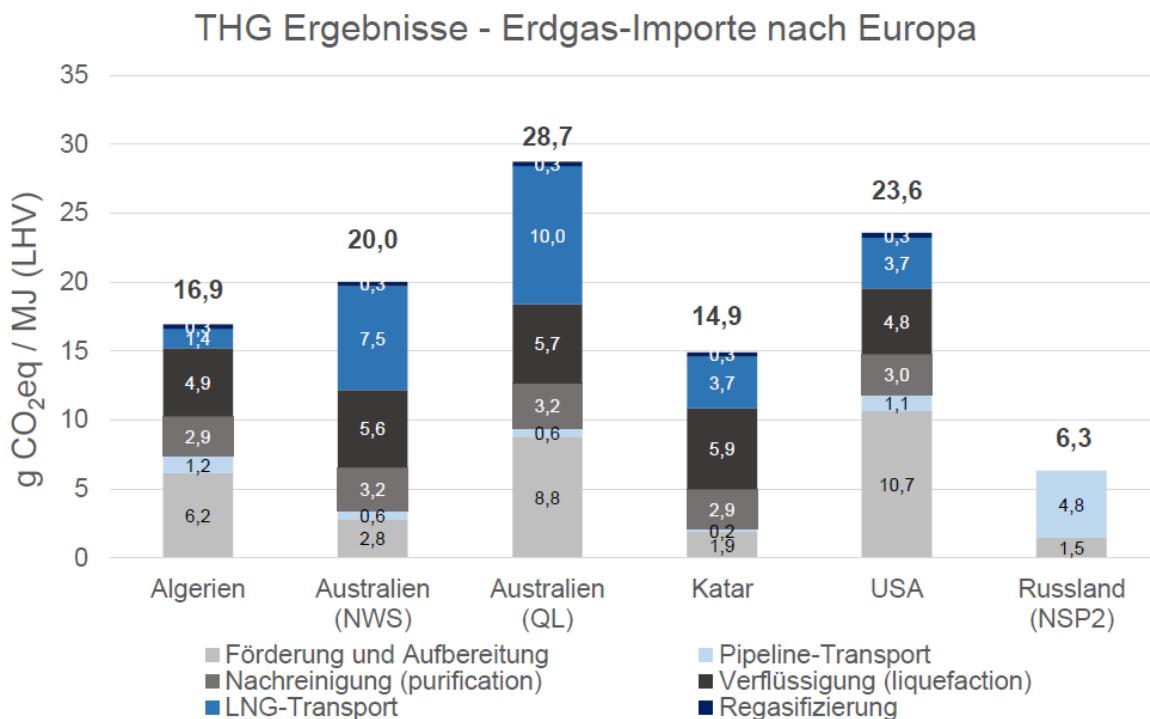


Abb. 9: THG-Emissionen der Gewinnung von Erdgas nach Herkunft (ohne Nutzung). Im hier dargestellten „Basisszenario“ wurden die Parameter und Daten so gewählt, dass sie jeweils zum festgelegten technischen, geographischen und branchenspezifischen Rahmen passen. Die Berechnungen basieren auf einen GWP von 25 (IPPC 2007). Aktuelle Untersuchungen gehen von Faktor 28 aus (IPPC 2013) – bezogen auf eine Lebensdauer von 100 Jahren. (Thinkstep, 2017)

Hinsichtlich der Emission von anderen Luftschadstoffen schneidet Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen erheblich besser ab. Ein Beispiel hierfür sind Stickoxyde und Feinstaub.

Die Sicherheit der Gasversorgung in Deutschland ist hoch. Unfälle an Gasleitungen sind nach Angaben des DVGW seit 1980 um fast 90 % zurückgegangen. Seit dem Jahr 2000 liegt die Unfallrate sofort meldepflichtiger Ereignisse bei unter 0,1 Unfällen je 1000 km Rohrnetz. Meist sind Unfälle verursacht durch Fremdeinwirkungen, z.B. durch Bauarbeiten. (DVGW, 2018)

Die Versorgungssicherheit, d.h. Ausfälle der Gasversorgung bei Kunden werden von der Bundesnetzagentur gemessen. Sie lagen im Mittel über alle Letztverbraucher im Jahr 2017 bei rd. 1 Minute („SAIDI-Wert“). Im internationalen Vergleich ist somit die Sicherheit sowohl im Hinblick auf Versorgungsunterbrechungen wie auch auf Unfälle sehr hoch. (BNetzA; BKartA, 2018)

Das Preisniveau in Mitteleuropa liegt – weltweit betrachtet – etwa im Mittelfeld. In der nachfolgenden Darstellung (Abb. 10: wird deutlich, dass die mitteleuropäischen Preise sich seit 2013 eng angeglichen haben, was auf einen funktionierenden Binnenmarkt schließen lässt. Dass das Preisniveau in den USA etwa um 50 % unter dem in Europa liegt, wirft die Frage auf, ob US-amerikanisches Gas in Europa Pipelinegas verdrängen kann. Hierbei ist zu bedenken, dass Verflüssigung, Transport und Regasifizierung zusammen etwa 3-4 \$ / mmBTU kosten. Hinzu kommt der Transport vom nächstgelegenen LNG-Terminal zur deutschen Grenze (BP, 2018).

Die Erfahrung mit der Nutzung von LNG in anderen Ländern zeigen, dass allein die Möglichkeit, Gas aus einer anderen Quelle zu beziehen, zu einer Absenkung des Preisniveaus führen kann. Die Verfügbarkeit von LNG begrenzt somit das Risiko stark steigender Preise bzw. der Abkopplung von Gaspreisen vom Weltmarkt. Die niedrige Auslastung der europäischen LNG-Importterminals zeigt aber auch, dass diese mehr dazu genutzt werden, gezielt niedrige Preise auf dem Weltmarkt zu nutzen als dazu, die Beschaffung grundsätzlich neu aufzusetzen. Da Deutschland ohnehin gut an die internationalen Gasnetze angebunden ist, dürften sich nach Einschätzung der Autoren „Preiseffekte nach unten“ in Grenzen halten, wenn LNG Terminals errichtet würden. Zumindest temporär können aber durch den zunehmenden Wettbewerb niedrigere Preise entstehen. Die Möglichkeit, LNG vom Weltmarkt zu beziehen, besteht bereits heute (u.a. über Rotterdam) (Prognos, 2017).

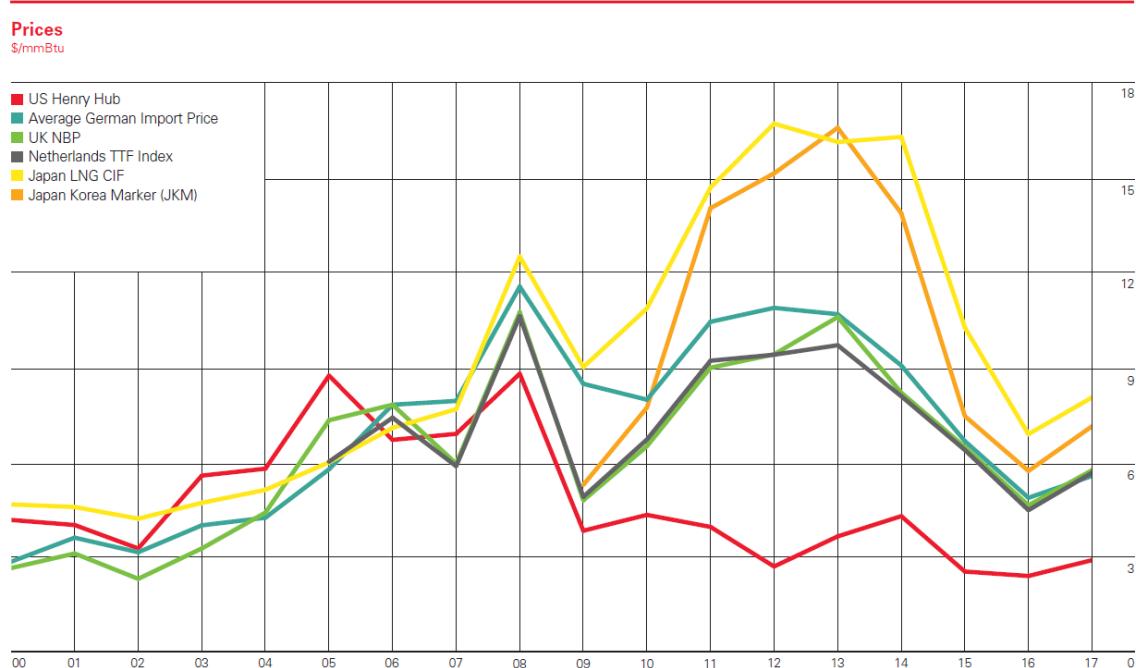


Abb. 10: Entwicklung internationaler Gaspreise 2000 bis 2017 (in \$/mmBtu) (BP, 2018)

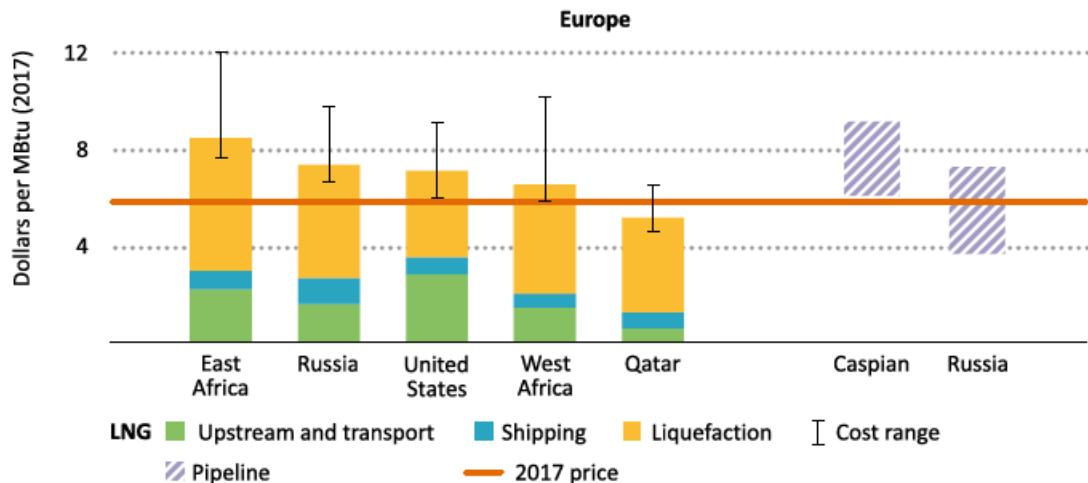


Abb. 11: Indikation „Kosten frei Lieferpunkt“ für Europa nach Herkunftsregionen (IEA, 2018)

2.2.2 Ausblick

Der seit dem Jahr 2012 bis 2018 leicht gestiegene Gasbedarf in Deutschland wird in den nächsten Jahren von gegenläufigen Treibern determiniert: Einerseits von Einsparungen in den Wärmemärkten durch Effizienzgewinne, andererseits von vermehrten Anschlüssen ans Gasnetz und Veränderungen in der Stromerzeugung. So könnte der Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung zumindest temporär zu einer Zunahme des Gasbedarfs führen. Langfristig wird der Verbrauch an fossilen Gasen aufgrund der Klimaziele zurückgehen müssen (IPCC, 2014).

Anders als die jährlich insgesamt benötigte Energiemenge nimmt die Spitzenlast insbesondere in Teilen Süddeutschlands derzeit insgesamt noch zu. Hierfür sind unter anderem neue Kraftwerke, aber auch der Bedarf in den Netzgebieten der nachgelagerten Netzbetreiber (wie Stadtwerke) ursächlich. Da in den nächsten Jahren verstärkt auf Gas als Energieträger der Stromerzeugung gesetzt wird, muss auch hierfür mehr Leistung in den Netzen zur Verfügung gestellt werden – auch wenn die Kraftwerke „nur“ als Reserve dienen sollten. Der Netzentwicklungsplan Gas 2018 – 2028 nennt 10 Neubaugaskraftwerke mit einer gesamten Ausspeiseleistung von rd. 14,3 Gigawattstunden je Stunde. Zum Vergleich: Der Leistungsbedarf im H-Gasnetz lag im Jahr 2017/2018 bei 339 GWh/h. Perspektivisch gehen aber auch Gaskraftwerke außer Betrieb. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Leistungsbedarf in Deutschland im H-Gasgebiet. Der starke Anstieg des Leistungsbedarfs an Grenzübergangspunkten beruht vor allem auf der Ausspeisung der EUGAL ins tschechische Netz (NEP, 2018).

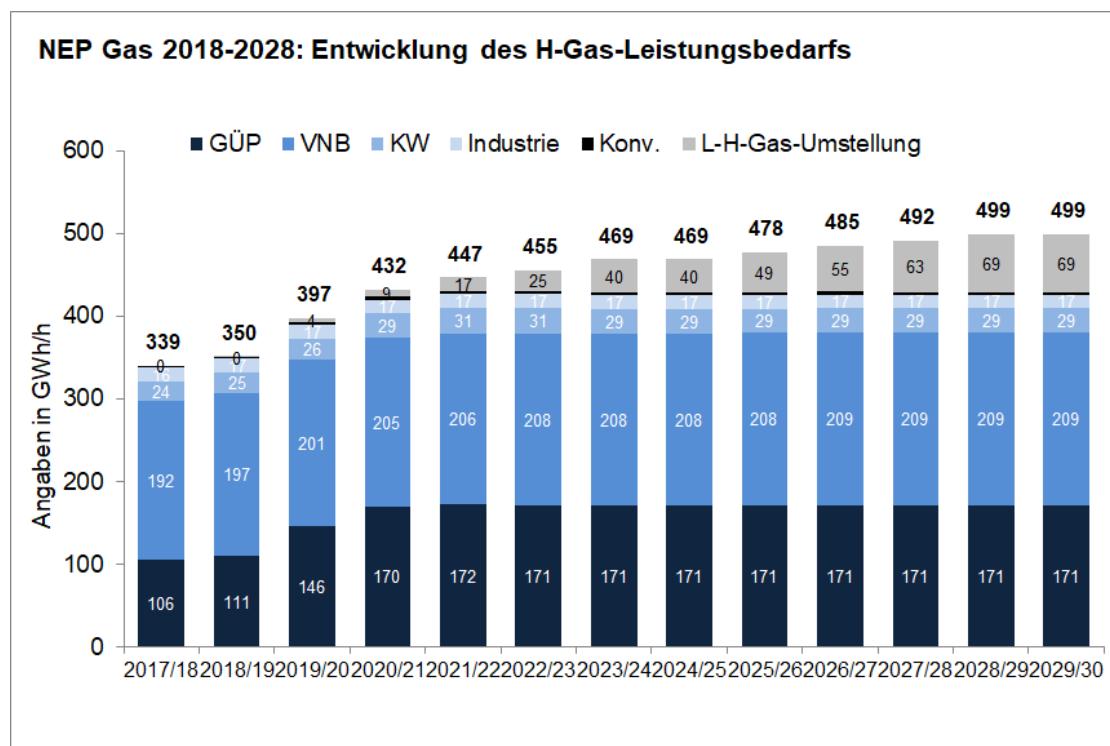


Abb. 12: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs gemäß Entwurf Netzentwicklungsplan 2018 – 2028 (FNB, 2017) GÜP: Grenzübergangspunkte, VNB: Verteilnetzbetreiber, KW: Kraftwerke, Konv.: Konvertierung.

Künftig wird die Bedeutung der Niederlande als Lieferant stark zurückgehen, da dort aufgrund der Erdbebenproblematik im Raum Groningen ein schneller Förderrückgang beschlossen wurde. Bereits ab 1. Oktober 2029 sollen die L-Gas-Lieferungen aus den Niederlanden auf null zurückgeführt sein. Auch die deutsche Gasförderung ist stark rückläufig. Bis 2029 sind die wegfallenden Mengen niederkalorischen L-Gases durch H-Gas anderer Provenienz oder durch andere Gase zu ersetzen. Hierfür kommen vor allem Russland (überwiegend Pipelinegas) und der Weltmarkt (LNG) in Frage (Prognos, 2017).

Da die Lieferungen über westliche Grenzübergangspunkte immer weiter zurückgehen, gewinnen die östlichen Übergangspunkte im Zeitraum bis 2030 an Bedeutung. Zudem wird die Transitfunktion des deutschen Gasnetzes in Richtung Tschechische Republik sowie Frankreich und Schweiz/Italien zunehmen (Prognos, 2017).

Es wird damit gerechnet, dass Erdgas seine Wettbewerbsposition im Vergleich mit anderen fossilen Energieträgern zunächst mindestens halten kann. Allerdings konkurriert es in den Wärmemärkten zunehmend mit der elektrischen Wärmepumpe, die bereits heute geringere THG-Emissionen verursacht als Erdgas-Brennwertkessel; mit weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energieträger im deutschen Strommix und verbesserter Anlageneffizienz wird dieser Vorteil künftig noch deutlicher ausfallen (Fraunhofer IPB, 2017) (UBA, 2019b).

Da der CO₂-Emissionsfaktor von importiertem LNG deutlich über dem von Pipelinegas liegt, verschlechtert sich die Umweltverträglichkeit von fossilem Erdgas mit steigenden LNG-Anteilen, sofern

die Vorkette mitberücksichtigt wird. Die für die Ziele maßgebliche inländische CO₂-Bilanz berücksichtigt allerdings keine Vorketten-Emissionen (diese würden im Falle von LNG-Importen aus den USA den USA angelastet). Mit Blick auf die Zielerreichung in Deutschland wäre somit die Herkunft des Erdgases unerheblich (WEO, 2018).

Ob die Sicherheit der Gasversorgung durch die Beimischung erneuerbarer Gase (insbesondere Wasserstoff) tangiert wird, kann noch nicht abschließend beantwortet werden. Es ist aber davon auszugehen, dass durch entsprechende technische Regelwerke auch Mischgase sicher genutzt werden könnten. Da sich durch die Einspeisung von Wasserstoff die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches ändern, ergäben sich Auswirkungen auf bestimmte Gasanwendungen, die möglicherweise umgerüstet werden müssten (FNB Gas, 2017).

2.2.3 Herausforderungen und Handlungsfelder

Die Herausforderungen im Bereich der fossilen Gase sind im Kapitel Ausblick bereits angedeutet: Durch die Veränderung der Quellenlage muss kurz- bis mittelfristig mehr Gas aus dem Osten bzw. vom LNG Weltmarkt bezogen werden. Hierzu sind Leitungsprojekte im Bau (z.B. die EUGAL), um zusätzliche Mengen aus der - ebenfalls noch im Bau befindlichen - Nord Stream 2 in das europäische Verbundsystem einspeisen zu können. Da die Kosten für eine Bereitstellung von russischem Erdgas per Pipeline auch nach Erschließung zusätzlicher Quellen niedriger ausfallen dürften als bei LNG, ist davon auszugehen, dass LNG aus den USA in der EU zwar Marktanteile erreichen kann, russisches Pipelinegas in Deutschland jedoch nicht verdrängen wird. Deutschland hat in der LNG-Konferenz im Februar 2019 zugesagt, die regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Importterminals anzupassen. Die erforderlichen Leitungen zwischen den LNG-Terminals und dem Fernleitungsnetz sollen von den Fernleitungsnetzbetreibern errichtet werden. Ob vor dem Hintergrund der Wettbewerbsposition von LNG Investoren bereit sind, die im Dialog mit den US-amerikanischen Handelspartnern erwogenen LNG-Importterminals tatsächlich zu bauen, wird sich zeigen müssen (BMWi, 2019a).

Auf die steigende Last bis vsl. 2023 und darüber hinaus ist bereits hingewiesen worden. Allerdings darf diese Entwicklung nicht darüber hinwegtäuschen, dass die verkauften Gasmengen tendenziell zurückgehen. Dies hat Folgen für die wirtschaftliche Bedeutung der Gasindustrie, da bei sinkenden Mengen – ceteris paribus - Umsätze schrumpfen.

Die L-H-Gasumstellung ist auf einem guten Weg. Knapp 5 Millionen bisher mit L-Gas betriebene Geräte wie Gasherde, Gasthermen und Heizungen müssen umgerüstet werden. Laut BNetzA sind inzwischen auch größere Netzbetreiber wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen mitten im Umstellungsprozess auf H-Gas (NEP, 2018).

Langfristig werden die Ziele zur Verminderung der Treibhausgasemissionen dazu führen, dass fossiles Gas eine immer kleiner werdende Rolle einnimmt und sukzessive durch treibhausgasneutrale und erneuerbare Gase substituiert wird. Insbesondere bei Szenarien, die eine Reduktion der THG-Emissionen um 95 % (oder mehr) vorsehen, dürfen fossile Brennstoffe ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung oder ohne zumindest bilanzielle Kompensation im Jahr 2050 nicht mehr eingesetzt werden (IPCC, 2014).

2.3 Erneuerbare Gase

Erneuerbare Gase decken heute lediglich rund 1 % des nationalen Gasbedarfs. Es gibt eine Vielzahl an unterschiedlichen Quellen und Technologien zur Herstellung von erneuerbaren und kohlenstofffreien Gasen, um den Anteil erneuerbarer Gase zukünftig um ein Vielfaches zu erhöhen. Das zukünftige Potenzial erneuerbarer Gase hängt insbesondere von den Erzeugungskosten, der Umweltverträglichkeit und Verfügbarkeit der zur Erzeugung eingesetzten Ressourcen (Biomasse, Strom und Wasser sowie ggf. Kohlenstoff für die Methanisierung und weitere synthetische Energieträger) sowie von den verfügbaren Infrastrukturen ab.

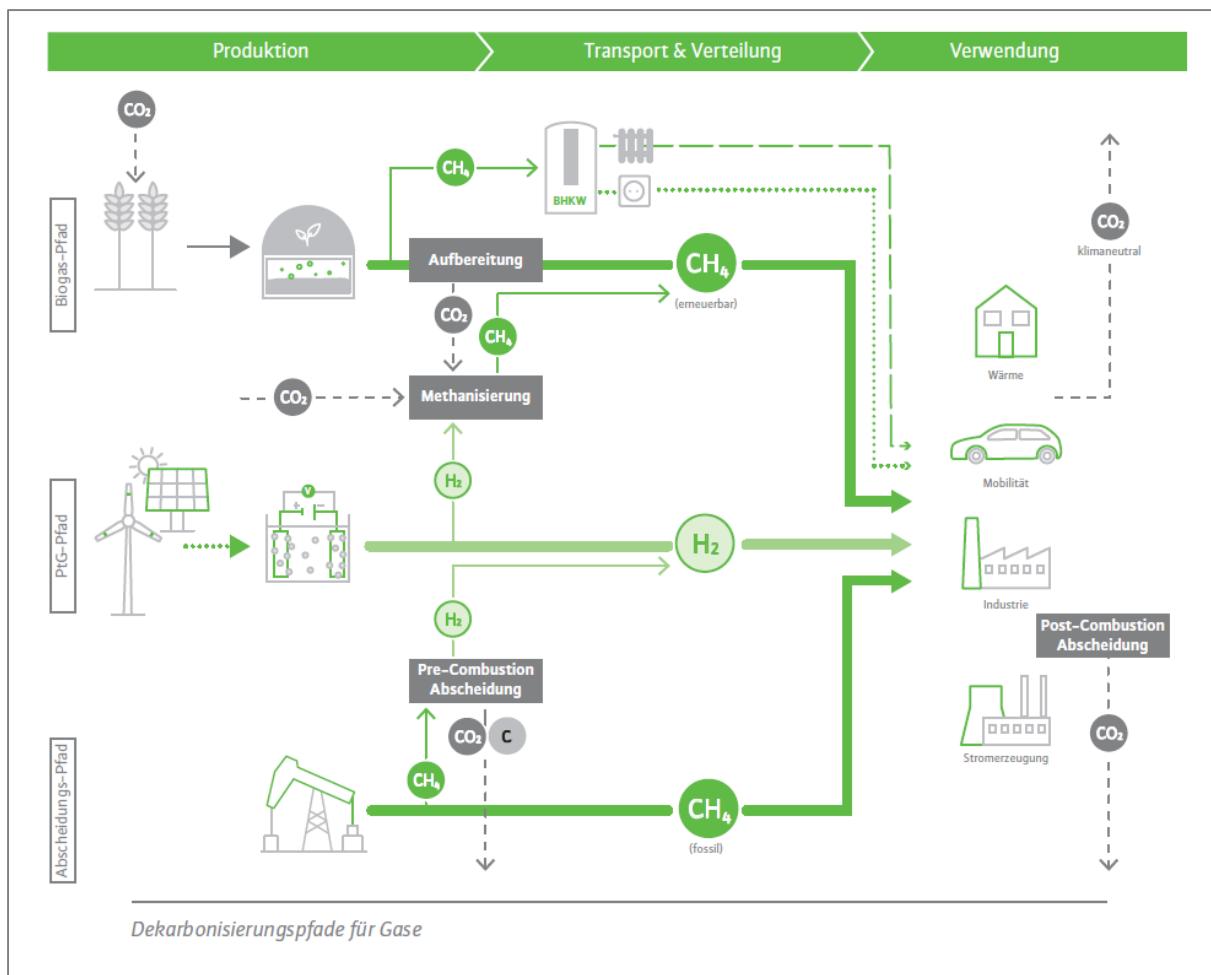


Abb. 13: Systematisierung erneuerbarer und klimaneutraler Gase und deren Erzeugung, Verteilung und Nutzung (BDEW, 2019e)

2.3.1 Status quo

Biogas und Biomethan

Jährlich werden zurzeit in Deutschland etwa 96 bis 106 TWh_{HS} Biogas aus Energiepflanzen, tierischen Exkrementen, kommunalen Reststoffen, industriellen Rest- und Abfallstoffen und in geringem Maße

Stroh erzeugt. Hiervon werden ca. 10 % (rund 10 TWh_{HS}) zu Biomethan aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist. Anfang 2019 waren 213 Biogas-Einspeiseanlagen mit einer Einspeisekapazität von 132.634 Nm³/h in Betrieb (dena, 2019c). Das restliche Biogas wird in ca. 8.500 Biogasanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung nach dem Erneuerbare Energie-Gesetz (EEG) eingesetzt. Die Stromerzeugung aus Biogas betrug 29 TWh_{el} in 2017 (BMWi, 2018b). Bis 2030 läuft für den Großteil der Biogasanlagen die EEG-Vergütung aus. Es werden alternative Konzepte für Biogasanlagen diskutiert, die einen ökonomischen und ökologischen Folgebetrieb ermöglichen könnten. In Abhängigkeit von der lokalen Abwärmenutzung (<50 %) und der Anlagengröße (>400 kW_{el}) besitzen ca. 2000 Biogasanlagen gute Voraussetzungen, um die Biogasanlagen mit einer Gasaufbereitung zu ergänzen. Das entspricht ca. 44 % der aktuellen Biogasproduktion. (Fraunhofer IEE/DBFZ/DBI/dena, 2019)

Anlagen, die nach dem thermochemischen Verfahren aus fester Biomasse erneuerbares Gas in Erdgasqualität erzeugen, gibt es im industriellen Maßstab in Deutschland nicht.

Die **Erzeugungskosten** von Biomethan hängen wesentlich von den eingesetzten Rohstoffen, der installierten Leistung, der Aufbereitungstechnologie und den Netzanschlusskosten ab. Insbesondere muss zwischen solchen Rohstoffen unterschieden werden, für die die Anlagenbetreiber Entgelte erhalten, und solchen, für die in der Landwirtschaft üblichen Marktpreise aufgebracht werden müssen. Die Erzeugungskosten von Biomethan, das in das Gasnetz eingespeist wird, liegen zwischen 6,7-8,6 ct/kWh_{HS}. Zukünftig sind Kostensenkungspotenziale zu erwarten, wenn für die Entsorgung von Abfall und Reststoffen höhere Erlöse erzielt werden, Skaleneffekte durch die Kombination mit PtG-Anlagen erreicht werden, die Nutzung des erneuerbaren CO₂ in Wert gesetzt wird und die Gasausbeute z. B. durch Verbesserung der Biologie erhöht wird. (dena, 2018b)

Die **Umweltverträglichkeit** von Biomethan hängt stark davon ab, wo Biomasse angebaut wird, welche Anbau- und Ernteverfahrenen für die Biomassegewinnung angewendet werden, und ob es sich um Gülle, Abfall oder landwirtschaftliche Reststoffe handelt. Die Neufassung der Erneuerbaren Energien Richtlinie vom 18.12.2018 (EU, 2018) definiert für die energetische Nutzung von Biomasse verbindliche Nachhaltigkeitsstandards entlang der Wertschöpfungskette:

- Erhalt der Bodenqualität (bspw. Entnahme von landwirtschaftlichen Reststoffen wie Stroh)
- Schutz von bestimmten Flächen (bspw. Grünland, Feuchtgebiete und Standorte mit hoher biologischer Vielfalt)
- THG-Minderung in Abhängigkeit von Anwendungsbereich und Inbetriebnahme der Produktions- bzw. Konversionsanlage

Die Einhaltung dieser Nachhaltigkeitsanforderungen ist für Biomethan und Biogas zwingend, wenn diese zur Anrechnung auf die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien im Verkehr eingesetzt werden. Beim Einsatz zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung sind diese Nachhaltigkeitsanforderungen einzuhalten, wenn die Strom- und Wärmeerzeuger eine installierte Feuerungswärmeleistung von mehr als 2 MW haben und nach 2020 erstmalig den Betrieb mit Biomethan oder Biogas aufnehmen. Die mindestens zu erzielende THG-Minderung liegt je nach Anwendungsbereich und erstmaliger Inbetriebnahme der Konversionsanlage zwischen 60 % und 80 % gegenüber dem fossilen Referenzwert (EU, 2018).

Demnach kann der Einsatz von Gülle zu den höchsten THG-Einsparungen führen, da mit einer praxisüblichen Lagerung und Ausbringung von Gülle Methanemissionen einhergehen, die durch die Vergärung vermieden und energetisch genutzt werden können. Beim Einsatz von Bioabfällen sind ebenfalls relativ hohe THG-Minderungen erzielbar, Mais schafft die Grenzwerte in der Monovergärung nur bei neuestem Stand der Technik. Eine Co-Vergärung von Mais und Gülle verbessert die THG-Minderung bereits bei geringfügigen Güllebeimischung signifikant (EU, 2018).

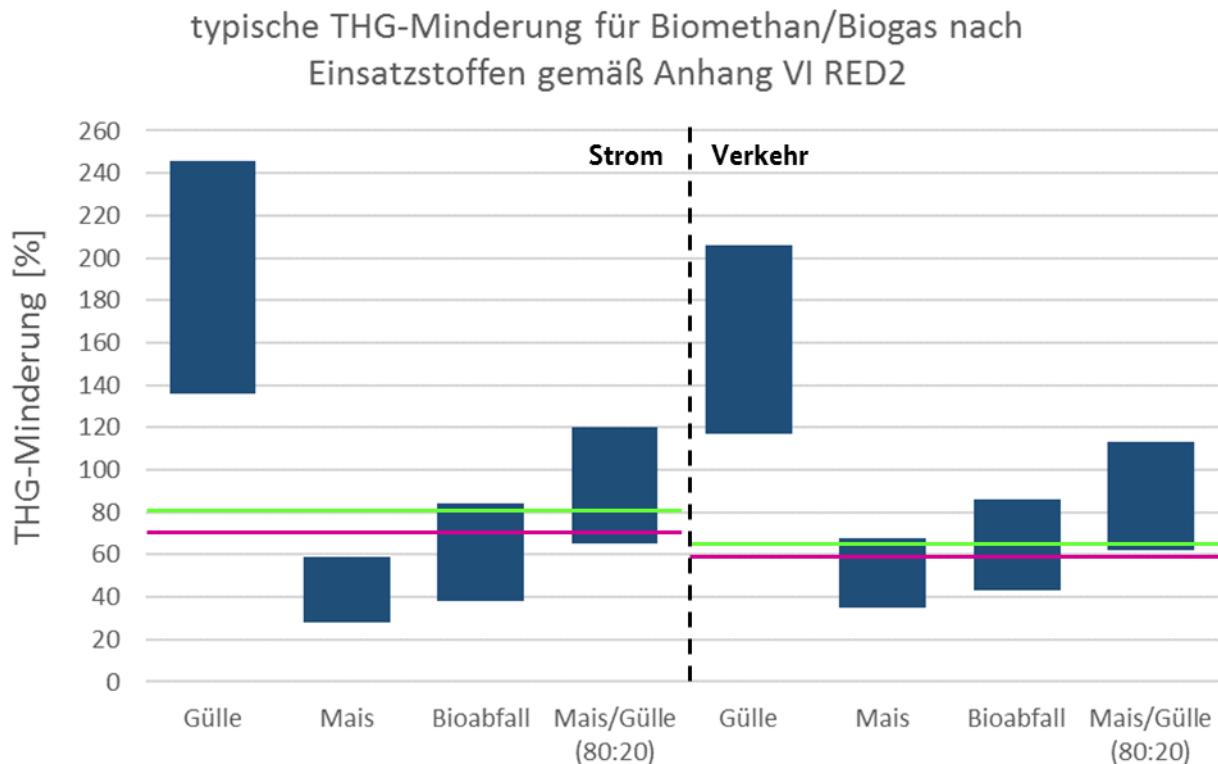


Abb. 14: Typische THG-Minderung von Biomethan und Biogas für verschiedene Einsatzstoffe und Anwendungsbereiche (EU, 2018)

Power-to-Gas (PtG) - Erzeugung strombasierter Gase

Synthetische Gase können über verschiedenen Verfahren und Technologien erzeugt werden. Grundlage des Power-to-Gas-Verfahrens ist die Wasserelektrolyse mit Strom. In Deutschland spielt die Verwendung von erneuerbarem Strom (Direktbezug oder bilanziell) für Power-to-Gas eine besondere Rolle, einerseits als Dekarbonisierungsoption von Gasanwendungen andererseits als Maßnahme zur Integration erneuerbarer Energien.

In Deutschland wird das Power-to-Gas (PtG)-Verfahren aktuell in etwa 25 Forschungs- und Pilotprojekten erprobt. Weitere ca. 30 Projekte sind in Planung. An den meisten Standorten wird per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und danach genutzt oder ins Gasnetz eingespeist, an einigen Standorten wird der Wasserstoff unter Verwendung von CO₂ zu Methan weiterverarbeitet. Die installierte Leistung beträgt knapp 25 MW_{el} (dena, 2019e). Die aktuell produzierte Menge an strombasierten Gasen ist für

die Energieversorgung nicht relevant. Aufgrund der geringen Produktionskapazitäten und des Pilot- bzw. Demonstrationscharakters der meisten Projekte, die oft nur zeitweise oder zu bestimmten Stunden betrieben werden (dena, 2017).

Power to Gas: Stand der Technik und Perspektiven

| IST-SITUATION | ELEKTROLYSE | | | METHANISIERUNG | |
|----------------------------|--|--|---|---|---|
| | Alkalische Elektrolyse | PEM-Elektrolyse | Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) | Katalytische Methanisierung | Biologische Methanisierung |
| Technology Readiness Level | 9 | 8 | 6 | 8 | 7 |
| Vorteile | kostengünstig (große Anlagen), langjährige Erfahrung | kompakte Bauweise, bessere Dynamik, gute Skalierbarkeit, keine Korrosion | bei Nutzung der Abwärme effizienter und kostengünstiger | gute Skalierbarkeit, hochwertige Abwärme | robust, flexibel, schnelle Reaktionszeit |
| Herausforderungen | Laugen, Kaltstart- und Teillastverhalten | teure Werkstoffe, Materialanforderungen | Prozess bei hoher Temperatur | teure Werkstoffe, geringe Flexibilität, Reinheit der Eingangsgase | biologisches System, bisher noch keine Multi-MW-Anlage realisiert |
| Wirkungsgrad | 62 – 82 % | 65 – 82 % | 65 – 85 % | 77 – 83 % | 77 – 80 % |
| Investitionen | 800 – 1.500 €/kW | 900 – 1.850 €/kW | 2.200 – 6.500 €/kW | 400 – 1.230 €/kW | 400 – 1.980 €/kW |

Abb. 15: Technische und wirtschaftliche Parameter verschiedener Elektrolysetechnologien und Methanisierungsverfahren heute und perspektivisch in 2050 (dena, 2017)

Aktuell ist eine Substitution von fossilem Wasserstoff durch strombasierten Wasserstoff nicht wirtschaftlich, da dieser durch hohe Investitions- und Gestehungskosten gekennzeichnet ist. Zudem erschwert das aktuelle System von Abgaben und Umlagen die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern. Eine deutliche Senkung der Produktionskosten kann einerseits durch niedrigere Stromgestehungskosten vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und andererseits durch Kostensenkungspotenziale mit Blick auf Skalierung und Markthochlauf der Technologien erreicht werden.

Die in der Literatur angegebenen **Investitionskosten** der Elektrolyseure und der Anlagen zur Methanisierung weisen große Bandbreiten auf (vgl. Abb. 15), was u.a. auf die unterschiedlichen Anlagengrößen und die verwendeten Technologien zurückzuführen ist.

Auch die **Produktionskosten** für strombasierten Wasserstoff weisen eine erhebliche Bandbreite, zwischen 7,2 ct/ kWh und 21,5 ct / kWh auf (Navigant, 2019a)². Die Schwankungen ergeben sich hauptsächlich aus den CAPEX der Elektrolyseure, den Stromkosten und den Vollaststunden. Es wird erwartet, dass diese Kosten bis 2050 nahezu halbiert werden können.

² Basierend auf folgenden Quellen:

- Agora 2018; Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018: *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*)
- Asset 2018; De Vita, Alessia; Capros, Pantelis; Evangelopoulou, Stavroula; Kannavou, Maria; Siskos, Pelopidas; Zazias, Georgios; Boeve, Sil; Bons, Marian; Winkel, Rob, Cihlar, Jan; De Vos, Louise; Leemput, Niels; Mandatova, Pavla: *Sectoral integration – long term perspective in the EU Energy System*
- CE Delft 2018; Hers, Sebsatiaan; Scholten, Thijs; van der Veen, Reinier; van de Water, Stefanie; Leguijt, Cor: *Waterstofroutes Nederland – Blauw, groen en import*
- Dena (2016); Schenuit, Carolin; Heuke, Reemt; Paschke, Jan: *Potenzialatlas Power to Gas – Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*
- Energy Brainpool 2018; Hunke, F.: *Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase Erneuerbaren Ursprungs*
- Hinico (2017); *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications*
- InnovationBoard (2017); van Wijk, Ad: *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands*

Die Treibhausgasbilanz strombasierter Gase hängt direkt von den Emissionen des verwendeten Stroms (bei Netzbezug des Strommixes) ab. Die dem Strom zurechenbaren Treibhausgasemissionen lagen 2016 bei 146 g CO₂äq./MJ, während komprimierter Wasserstoff aus Erdgas einen Wert von 104,3 g CO₂äq./MJ aufwies (ENCON.Europe, 2018).

Um strombasierte Gase auf die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien gemäß RED II anrechnen zu können, müssen diese ab 2021 mindestens eine THG-Minderung von 70 % gegenüber dem fossilen Referenzwert aufweisen. Die zur Herstellung der strombasierten Gase eingesetzte Elektrizität muss dabei nachweislich

- aus einer Anlage stammen, die gleichzeitig oder nach der Anlage zur Erzeugung gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe den Betrieb aufgenommen hat und erneuerbare Elektrizität erzeugt und nicht an das Stromnetz angeschlossen ist oder aber die Elektrizität aus dem Stromnetz nachweislich nicht für die Erzeugung der strombasierten Kraftstoffe verwendet
- in vollem Umfang aus erneuerbaren Energiequellen produziert worden sein und die erneuerbare Eigenschaft nicht bereits in einem anderen Endverbrauchssektor geltend gemacht wurde.

Bis zum 31.12.2021 erlässt die Europäische Kommission einen delegierten Rechtsakt mit detaillierten Vorschriften zur Einhaltung dieser Vorgaben für strombasierte gasförmige und flüssige Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (EU, 2018).

2.3.2 Ausblick – Nutzungsperspektiven erneuerbarer Gase

Biogas und Biomethan

Die in verschiedenen Studien ermittelte Bandbreite der Biogaspotenziale für die anaerobe Vergärung liegt grob zwischen 100 - 200 TWh/a in 2030 – 2050. Der große Unterschied ist vor allem auf den Anbau von Energiepflanzen zurückzuführen, bei dem die Annahmen von einer vollständigen Abkehr von Energiepflanzen über eine gleichbleibende Anbaufläche bis zu einer Verdopplung der Anbauflächen stark abweichen. Alternativen zum Mais wurden lediglich in einer Studie in Form von Winterpflanzen und der Durchwachsenen Silphie betrachtet. Die Annahmen zur Mobilisierung von kommunalen und industriellen Abfall- und Reststoffen gehen ebenfalls auseinander, da die Wirtschaftlichkeit und die Zu-rechnung zu konkurrierende Anwendungen unterschiedlich bewertet werden. (Ecofys, 2018)

Die Wirtschaftlichkeit zur Mobilisierung von Rest- und Abfallstoffen könnte sich zukünftig durch die nationale Umsetzung der RED II verbessern. Durch die Veränderung der Berechnungsmethodik verbessert sich die THG-Minderung von Gülle sowie Mais-Gülle-Gemischen signifikant und erhöht damit die Erlös möglichkeiten von Biomethan und verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG) im Rahmen der THG-Minderungsquote. Des Weiteren verpflichtet die RED II die Mitgliedsstaaten dazu, den Anteil fortschrittlicher Kraftstoffe im Straßenverkehr auf 1,75 % im Jahr 2030 zu erhöhen. Die zur Herstellung von fortschrittlichen Kraftstoffen geeigneten Substrate wie Stroh, Bioabfälle und Gülle werden derzeit weit

- Navigant (2017); Cihlar, Jan; Blok, Kornelis: GREEN HYDROGEN – Can low-cost renewable electricity bring us closer to a carbon neutral fuel?
- Navigant Research 2018: Own market intelligence (unpublished)
- Navigant 2019, "Gas for Climate. How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way".

überwiegend anaerob zu Biogas oder Biomethan vergoren, wodurch Biomethan und Bio-LNG zur Erfüllung dieser Quotenverpflichtung bis 2030 ein Potenzial von ca. 4 – 8 TWh zugeschrieben wird (dena, 2019d). Die Potenziale von holzartiger Biomasse für die thermochemische Erzeugung von Biomethan werden nur vereinzelt betrachtet. Wenn allerdings die Konkurrenz zur existierenden energetischen und stofflichen Holznutzung gelöst und wirtschaftliche Anlagenkonzepte entwickelt werden, stellt holzartige Biomasse in Zukunft ein signifikantes Potenzial (71 TWh/a) zur Erzeugung von Biomethan dar (Ecofys, 2018).

Der Import von Biomethan über das Gasnetz oder in verflüssigter Form via LNG-Infrastruktur stellt eine weitere Option dar, wird aber derzeit in der Regel in Potenzialanalysen nicht betrachtet.

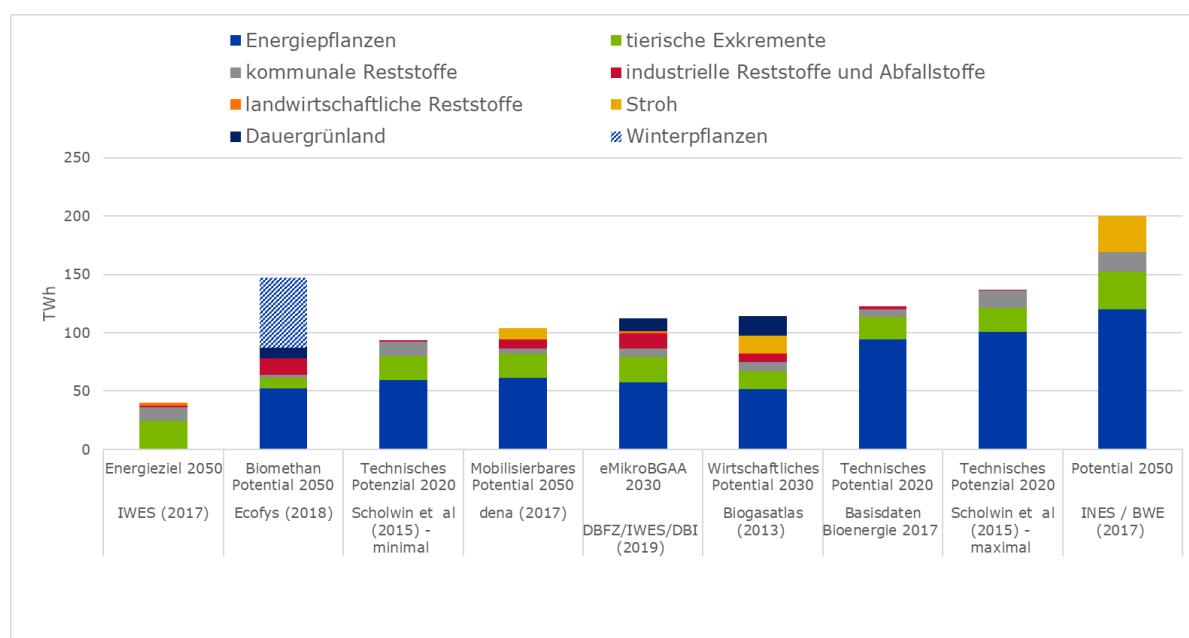


Abb. 16: Vergleich von Biogaspotenzialen (anaerobe Vergärung) (Navigant, 2019b) auf Basis von (Ecofys, 2018)

Strombasierte Gase

Das Potential strombasierter Gase aus Elektrolyse hängt von den Randbedingungen der Modellierung ab. Eine detaillierte Auswertung verschiedener Studien zeigt, dass es eine große Bandbreite an angenommenen Zubau EE-Anlagen gibt, wobei sich ein gewisser Bereich eingrenzen lässt. Die Metaanalyse der untersuchten Studien zeigt, dass einige Studien die EE-Anlagen entlang des modellierten Strombedarfes ausbauen, während andere Studien von Potentialgrenzen ausgehen, d.h. der Zubau ist nach oben limitiert durch verfügbare Dach- und Freiflächen für PV und durch eine begrenzte Anzahl geeigneter Standorte für on- und offshore Windanlagen. Die Bandbreite des Zubaus den die meisten Studien annehmen liegt im Bereich: PV: 170 – 190 GW, Wind onshore: 170-190 GW, Wind offhsore: 30-50 GW. Damit ergibt sich insgesamt eine installierte Leistung für die drei EE-Technologien PV, Wind onshore und Wind offshore von 370 bis 430 GW. Daraus ergibt sich eine ungefähre Stromerzeugung in 2050 durch EE in Höhe von 720 bis 870 TWh (vgl. Abb. 17). (Ecofys, 2018)

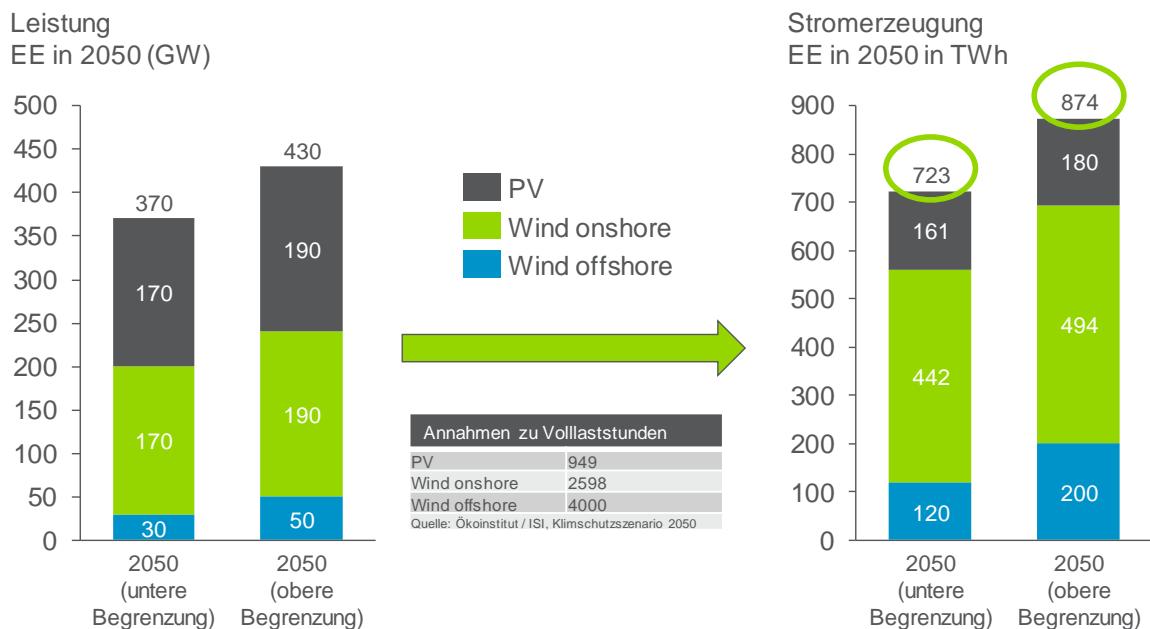


Abb. 17: Leistung & Stromerzeugung aus EE in 2050 (Ecofys, 2018)

Der direkte Strombedarf (ohne Strombedarf für PtX) in 2050 hängt erheblich von den Annahmen bei der sonstigen Stromnachfrage ab. Eine Metaanalyse verschiedener Studien zeigt, dass in 2050 ein direkter Strombedarf (ohne Bedarf für die Produktion von PtX) von ungefähr 600 TWh erwartet wird; dies liegt auch im Bereich des BMWi Basisszenarios. Damit stünden 120 bis 270 TWh für die Produktion von strombasiertem Gas zur Verfügung (ohne Importe). Unter diesen Voraussetzungen könnte ungefähr 100 - 220 TWh Wasserstoff bzw. 70 - 160 TWh Methan bei einer angenommenen durchschnittlichen Effizienz von 80 % (Elektrolyse) bzw. von 60 % für die Methanisierung produziert werden (Ecofys, 2018). Dies ist eine theoretisch errechnete Bandbreite, die stark von den Annahmen des Potentials und des sonstigen Strombedarfs abhängt.

Als weitere Quelle kommen Importe von erneuerbaren Gasen in Frage. Dabei ist zu erwarten, dass der Import aus sonnen- oder windreichen Regionen zu Preisvorteilen führen wird, obwohl vergleichsweise höhere Transportkosten anfallen würden. Zusätzlich kann der Import erneuerbarer Gase zur Diversifizierung und damit erhöhter Versorgungssicherheit beitragen. In Überlegungen zu Importen müssen ökonomische, ökologische und politische Abwägungen einfließen. (Ecofys, 2018)

Die prognostizierten **Produktionskosten** von Wasserstoff unterliegen einer großen Bandbreite. Die wichtigsten Treiber für die Produktionskosten von Wasserstoff sind die folgenden vier Parameter.

1) CAPEX (Investitionskosten) für die Elektrolyseanlage, 2) Kosten für Strom, 3) Vollaststunden und 4) Wirkungsgrad der Elektrolyse. In diesem Fall werden Konversion, Speicherung, Transport und Verteilung ausgeklammert. Der CAPEX des Elektrolyseurs ist die dominante Größe für den CAPEX der Anlage. Ausgehend von aktuellen Kosten hängen mögliche Kostenreduktionen von diversen Faktoren ab. Erhebliche Kostensenkungen werden v.a. durch Skalen- und Volumeneffekte erwartet. Es gibt hohe Unsicherheiten und die Bandbreite in unterschiedlichen Studien ist hoch. Für 2030 werden in Studien Kosten zwischen 1.650 EUR/kW angenommen, die sich bis 2040 auf ca. 800 EUR/ kW verringern (PEM, Alkaline Systeme), während Hochtemperaturelektrolyseanlagen am kapitalintensivsten

bleiben. (Prognos, 2019). Es wird erwartet, dass die größten Kostendegressionen maßgeblich von der Industrialisierung der Produktion und Kapazitätserweiterungen getrieben werden. Bis 2050 wird insbesondere bei den Elektrolyseuren eine hohe Lernrate und daraus folgend eine hohe Kostendegression von bis zu 60 % erwartet (Abb. 18).

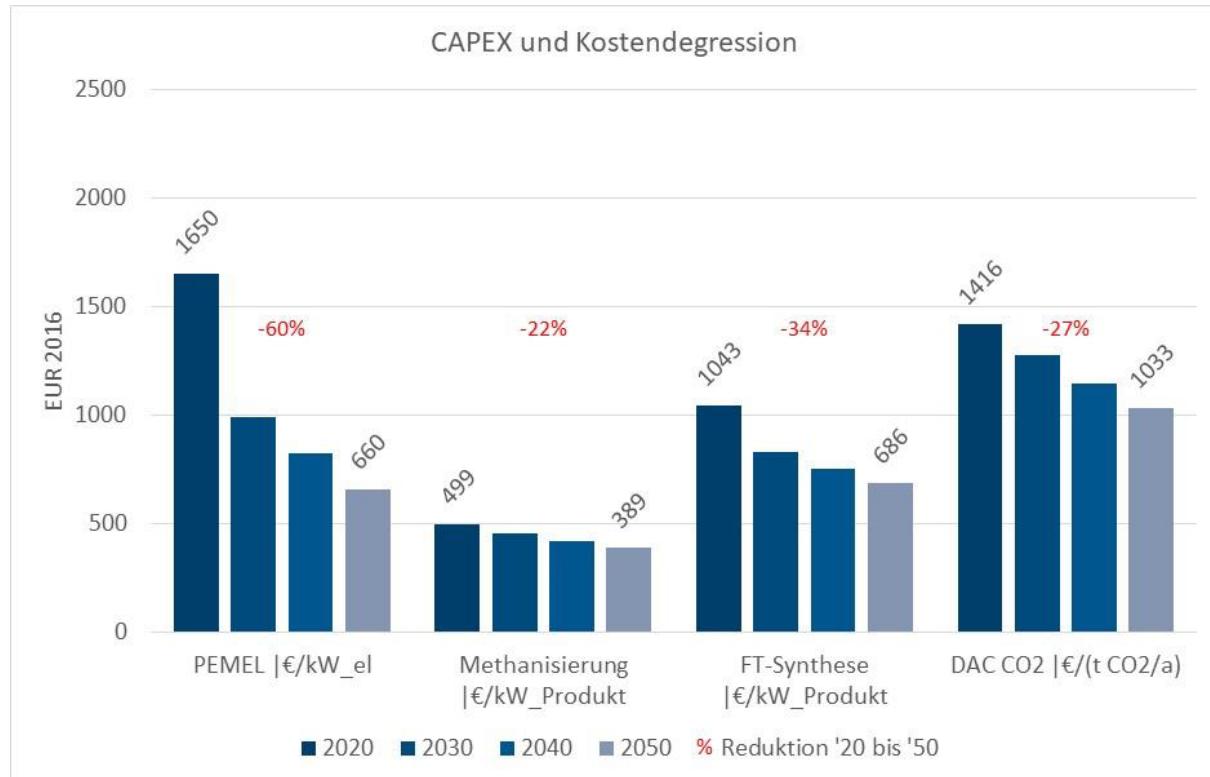


Abb. 18: Entwicklung der Investitionsausgaben für verschiedene Technologien zur Erzeugung strombasierter Energieträger (Prognos, 2019)

Die Vollaststunden haben einen direkten Einfluss auf die Kosten des erzeugten Wasserstoffs. Sie hängen stark von der beabsichtigten Nutzung der Anlage ab, z.B. Produktion oder Stabilisierung des Stromsystems. Die Stromkosten sind eine wichtige Einflussgröße, die sich bspw. durch Änderungen hinsichtlich der Regelungen des EEG oder durch eine mögliche Honorierung der Flexibilität von Power-to-Gas-Anlagen zukünftig wesentlich ändern könnte.

2030 sind die Wirkungsgrade der Systeme im Bereich von 64 - 75 % (für Alkaline oder PEM Systems) während der Wirkungsgrad des SOEC Systems bei über 80 % liegen dürfte. Es wird erwartet, dass sich 2040 und 2050 die Wirkungsgrade von PEM und SOEC Systemen weiter verbessern auf ungefähr 75 – 80 % bzw. ungefähr 90 % (AEE, 2018). Die Bereitstellungskosten für Wasserstoff beim Endverbraucher liegen dabei für inländisch produzierten Wasserstoff 2020 bei ca. 26 ct/kWh, bzw. bei 21 ct/kWh für die Erzeugung von Wasserstoff in der Region Mittlerer Osten und Nordafrika (MENA) (Abb: 19). Diese Bereitstellungskosten unterliegen einer Kostendegression und sinken bis 2050 auf ca. 14 ct/kWh (MENA-Region), bzw. ca. 12 ct/kWh (Erzeugung in Deutschland). Die zugrundeliegenden Annahmen dabei sind: Unterschiedliche Strombezugskosten, eine sinkende EEG Umlage bis 2030 sowie unterschiedliche Transportkosten und WACC (Prognos, 2019).

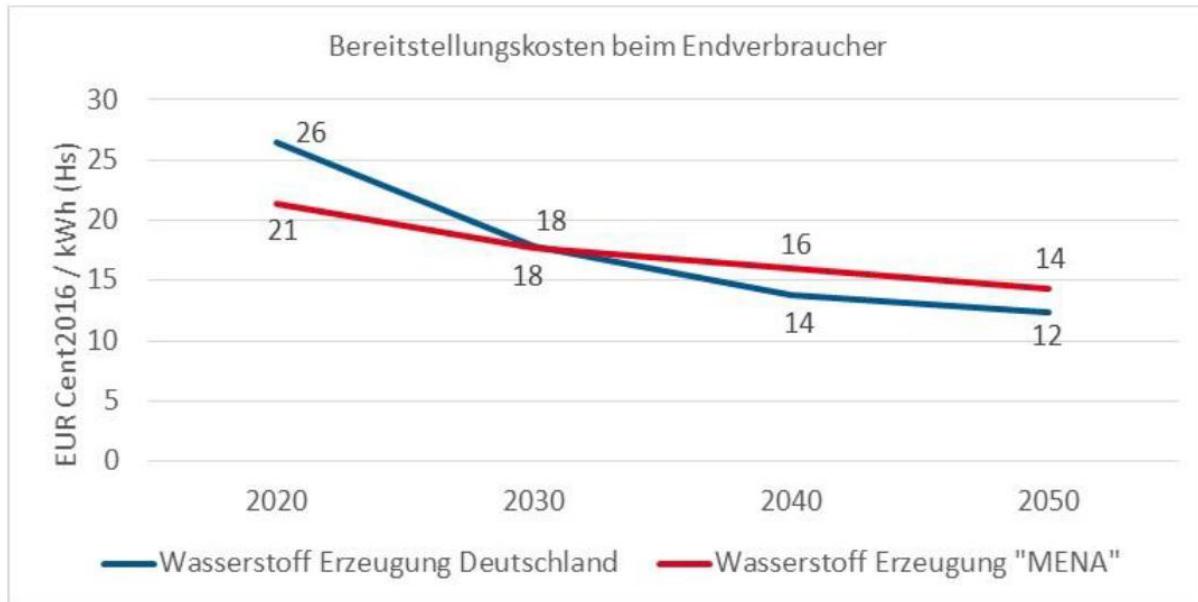


Abb: 19: Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffproduktionskosten in Deutschland und in der MENA-Region bis 2050 (Prognos, 2019)

2.3.3 Herausforderungen und Handlungsfelder

Auslaufen der EEG-Vergütung für bestehende Biogas- und Biomethan-BHKW

Die Erzeugung und Nutzung von Biogas und Biomethan gehen in Deutschland weit überwiegend auf die Förderung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zurück. Die Förderung wird über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährleistet, sodass die ersten Biogas- und Biogaseinspeiseanlagen ab 2020 auf diese Vergütung verzichten müssen. Aufgrund der vergleichsweise hohen Betriebskosten ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb dieser Anlagen in der Regel nicht ohne neue Erlös- und Vermarktungsmöglichkeiten möglich. In der Folge könnte die Anzahl der Biogas- und Biomethan-BHKW von heute mehr als 5.000 auf wenige hundert Anlagen Mitte der 2030er Jahre zurückgehen (DBFZ, 2017).

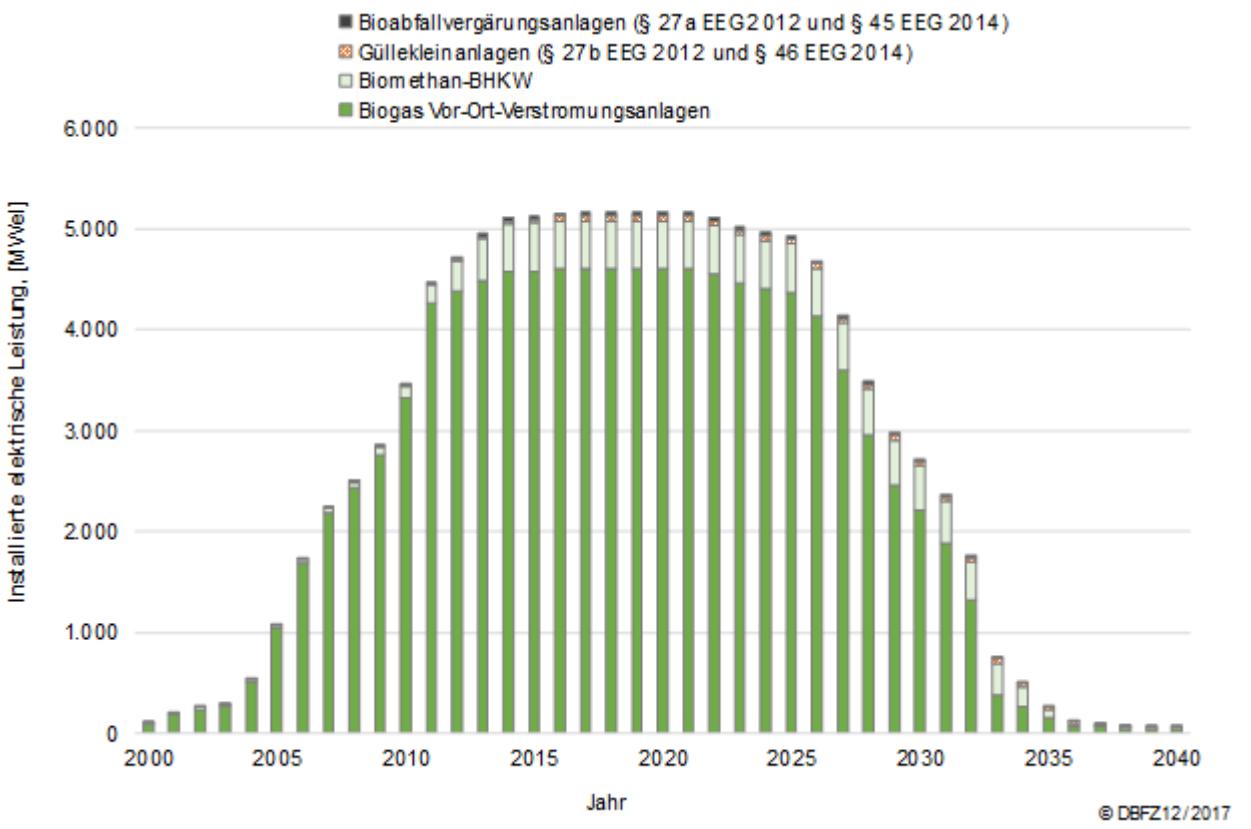


Abb. 20: Entwicklung der installierten Anlagenleistung bestehender Biogasanlagen im Falle des Auslaufens der EEG-Förderung nach 20 Jahren ohne Anschlussförderung. Auswertungen der Datenbasis BNetzA 2016 mit Bestandsentwicklung bis 2016 und ohne Zubau ab 2017 (DBFZ, 2017)

Die Erzeugung und Verwendung von Biogas gesamtwirtschaftlich optimieren

Mit der aktuell in Deutschland zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung erzeugten Biogasmenge könnten durch eine Aufbereitung auf Erdgasqualität knapp 10 % des deutschen Gasbedarfes gedeckt werden. Mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung bietet sich eine Chance, Biogas- und Biomethananlagen für unterschiedliche Anwendungsbereiche und Dienstleistungen zu optimieren. Die Ausgangsvoraussetzungen sind je nach Anlagen- und Substratkonzzept unterschiedlich. Folgende Konzepte und Anwendungsbereiche sind derzeit in der Diskussion (Fraunhofer IEE/DBFZ/DBI/dena, 2019; Rostek, 2019):

- Gölle(klein)anlagen: Vermeidung von Methanemissionen aus der Viehhaltung sowie Nährstoffmanagement
- Umrüstung von Biogasanlagen zu Biogaseinspeiseanlagen: konventionelle Gasanwendungen (THG-Quote im Verkehrssektor, Wärmeversorgung sowie KWK-Anwendungen), Produktion von Dünger, Bereitstellung von CO₂ für die Methanisierung, Abfallentsorgung
- Landwirtschaftliche Biogasanlagen: KWK-Anwendungen für Nahwärmenetze, Produktion von Dünger, Kraftstoff für landwirtschaftliche Anwendungen, Anlagenflexibilisierung zur Bereitstellung gesicherter Leistung

- Ergänzung von Biogaseinspeiseanlagen um einen Elektrolyseur: Erhöhung der Anlagenkapazität und Nutzung von biogenem CO₂

Anwendungsfelder für erneuerbare Gase

Es ist heute noch nicht absehbar, in welchem Umfang und in welchen Anwendungsbereichen zukünftig erneuerbare Gase eingesetzt werden. Da sich die erforderlichen Gasqualitäten (H₂, Methan, verflüssigtes Methan und Rohbiogas) je nach Anwendungsbereich stark unterscheiden können, sind für eine zielgerichtete Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und der Gasinfrastruktur Leitplanken und Kriterien zu entwickeln. Mögliche Kriterien für die Identifikation geeigneter Anwendungsbereiche sind die Verfügbarkeit von Alternativen, Kosteneffizienz, energiewirtschaftliche Aspekte sowie das THG-Vermeidungspotenzial und die Vermeidung lokaler Emissionen (NO_x, SO₂, PM). (DBFZ, 2017)

Umsetzung der RED II

Die nationale Umsetzung der RED II muss bis Mitte 2021 erfolgt sein. Für die Marktentwicklung erneuerbarer Gase ist dabei entscheidend, wie die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien und fortschrittlicher Kraftstoffe im Verkehrssektor in nationales Recht überführt werden. Dabei ist offen, ob und wie die THG-Minderungsquote bis 2030 fortgeführt wird. Weiterhin ist nicht klar, ob die in der RED II definierten Nachhaltigkeitsanforderungen für gasförmige Biomasse auch für Anlagen verpflichtend werden, deren Anlagenleistung geringer als 2 MW Feuerungswärmeleistung ist.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen für strombasierte gasförmige und flüssige Kraftstoffe müssen bis Ende 2021 von der Europäischen Kommission konkretisiert werden, sodass heute noch nicht abschließend geklärt ist, welche Anlagenkonzepte die Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen können.

Anforderungen für die Erzeugung von erneuerbaren, kohlenstofffreien Gasen definieren

Bei Biomasse existiert bereits eine Vielzahl an Kriterien und Zertifizierungssystemen, welche die Anforderungen an die Nachhaltigkeit festlegen. Verfahren zur Erzeugung von erneuerbaren und kohlenstofffreien synthetischen Gasen unterscheiden sich hinsichtlich der Treibhausgasminderung und der Nachhaltigkeit der zur Erzeugung eingesetzten Ressourcen (CO₂, Wasser, Strom). Für eine Nachhaltigkeitsbewertung von synthetisch erzeugten Gasen sind zukünftig Kriterien zu entwickeln, welche insbesondere die Stromquelle, die CO₂-Quelle und auch die Speicherung/Verwendung von CO₂ bei einer Abscheidung festlegen und Anforderungen an die Nachweise definieren. Bis zum 31.12.2021 muss die Europäische Kommissionen entsprechende Vorschriften erlassen.

Technologie PtG weiterentwickeln und Markthochlauf initiieren (Kostendegression sowie Leistung und Effizienz)

Zur Erreichung von 95 % Treibhausgasminderung in 2050 wird bereits zuvor die Entwicklung der Technologien für strombasierte Brennstoffe benötigt. Damit die erforderliche Kostendegression und Effizienzsteigerungen erzielt werden können und die Systemintegration gelingt, müssen Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden. Ferner ist ein Markthochlauf zu diskutieren, der die notwendige Technologieentwicklung erlaubt.

Für den bis 2050 erwarteten Bedarf an synthetischen erneuerbaren Energieträgern dürfte der Import sehr bedeutsam sein. Es sind daher frühzeitig internationale Pilotprojekte zu entwickeln und die Rahmenbedingungen für europäische und globale Märkte für synthetische Gase (Kraftstoffe) zu schaffen.

2.4 Dekarbonisierte Gase

Als dekarbonisierte Gase werden gemäß des Vorschlags der europäische Gasverbände Gase bezeichnet, die bis zu 90 % geringere Treibhausgasemissionen aufweisen als Erdgas (siehe 2.1).

Derzeit wird von einem großen Potential für die Dekarbonisierung an der Quelle ausgegangen. Bei der Erzeugung von sogenanntem „blauem Wasserstoff“ wird bei der Dampfreformierung aus Erdgas CO₂ abgeschieden. Würden beispielsweise 10 % des importierten russischen und norwegischen Erdgases an der Quelle dekarbonisiert werden, ergäbe sich ein Potential von 61 TWh (insgesamt 610 TWh). Dies resultiert in einer Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe von 12,3 Mio. t³ oder Senkung um 2,3 % Gesamtemissionen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

Derzeit werden verschiedene neue Verfahren zur Herstellung von dekarbonisiertem Wasserstoff entwickelt. Diese befinden sich größtenteils noch im Versuchsstadium, zeigen jedoch erste Erfolge (Zukunft Erdgas, 2018a). Insbesondere die Pyrolyse von Erdgas, d.h. die Aufspaltung von Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff (Karbonpulver) bietet ein großes Entwicklungspotenzial und könnte Wasserstoff in großem Maßstab und zu Kosten, die unterhalb des Elektrolyse-Wasserstoffs liegen, für die Industrie bereitstellen. Bei der Weiterentwicklung sind insbesondere die Integration in bestehende Produktionsprozesse und Verfahren sowie die Skalierung der Technologie von Bedeutung.

³ CO₂-Faktor Erdgas: 201 g/kWh

3 Infrastrukturen

3.1 Status quo

Die deutschen **Gasnetze** bestehen aus ca. 40.000 km Transportnetzen („Fernleitungsnetze“) und mehr als 470.000 km Verteilnetzen. Es gab am 31.12.2017 16 Fernleitungsnetzbetreiber und ca. 700 Verteilnetzbetreiber. Insgesamt existieren ca. 110 Grenzübergangspunkte, wobei bei dieser Zählung jede Leitung und jeder Entry- und Exitpunkte gesondert berücksichtigt wurde. Gaswirtschaftlich ist Deutschland mit allen geografischen Nachbarn und über Nord Stream mit Russland verbunden.

Die deutsche Gasinfrastruktur verfügt über ca. 50 **Speicher**, die rd. 24 Mrd. m³ Gas (ca. 930 PJ) aufnehmen können. Sie sind über ganz Deutschland verteilt. Setzt man diese Menge zu dem Gasverbrauch des Jahres 2017 ins Verhältnis, so ergibt sich eine rechnerische Reichweite von 3 - 4 Monaten. Bei hohem Verbrauch – z.B. während einer Kältewelle – wäre die Reichweite allerdings geringer. Zudem werden die Speicher zyklisch gefüllt und geleert. Am 1. November 2018 waren die deutschen Gasspeicher zu rd. 87 % gefüllt (BNetzA; BKartA, 2018). Im Gegensatz zur Strominfrastruktur sind die Gasspeicher in der Lage, saisonale Schwankungen des Energiebedarfs auszugleichen.

Übersicht Gasspeicherkapazitäten

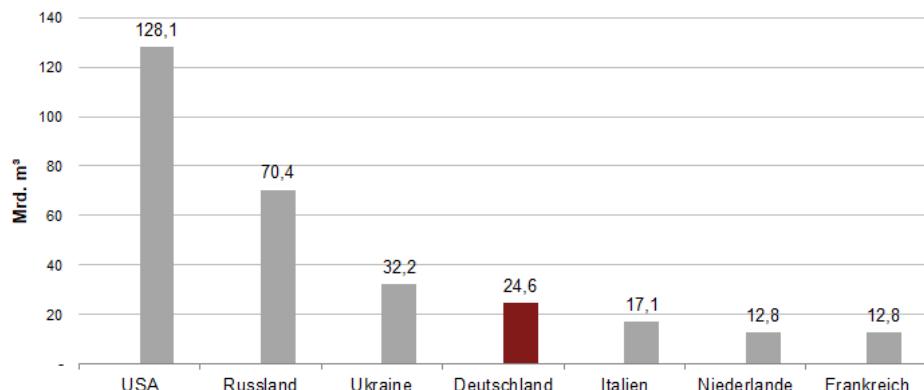


Abb. 21: Übersicht weltweiter Gasspeicherkapazitäten in Mrd. m³ (Gas Infrastructure Europe, 2018)

Die Infrastruktur an der Schnittstelle zu den **Kunden** besteht vor allem in den Gasanschlüssen, die z.B. private Haushalte oder Betriebe mit Gas für Beheizungs- oder Produktionszwecke versorgen. Rd. 31 Mio. Personen (38 %) leben in Privathaushalten mit Gasanschluss. Eine Gasversorgung existiert meist in städtischen und verdichteten Räumen, während im ländlichen Raum, insbesondere in Süddeutschland, örtlich kein Gasnetz vorhanden ist. Es gibt rd. 900 Erdgastankstellen, d.h. ca. 6 % der deutschen Tankstellen bieten auch Erdgas an. Die Zahl der Tankstellen für Flüssiggas ist hingegen deutlich höher. (DVGW, 2017) (DVFG, 2019a).

Die Erdgas-Infrastruktur wird teilweise bereits heute für **erneuerbare Gase** mit genutzt. So wurden aus 190 Anlagen im Jahr 2017 rd. 33 PJ Biomethan mit Erdgasqualität in das Gasnetz eingespeist.

Auch erste Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff speisen in das Gasnetz ein. Wasserstoff kann jedoch aktuell nur anteilig ins Erdgasnetz eingespeist werden. Nach heutigen Vorschriften ist eine Höchstgrenze von 10 % vorgegeben (FNB Gas, 2017).

Bereits seit 1938 gibt es in Deutschland **Wasserstoff-Leitungen**. Heute betreibt Linde insgesamt 100 km Wasserstoff-Pipelinennetz (Leuna). Die AIR LIQUIDE Deutschland GmbH betreibt im Rhein-Ruhr-Gebiet das größte Wasserstoffnetz in Deutschland. Die Pipeline erstreckt sich über 240 km und beliefert Großabnehmer in dieser Region. Der Wasserstofftransport steht im Zusammenhang mit dem stofflichen Bedarf der chemischen Industrie. (Linde, 2019).

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 dargestellt wurde, wird ein erheblicher Teil des deutschen Gasaufkommens wieder exportiert. Deutschland hat eine wichtige Transitrolle für Lieferungen von Osteuropa bzw. Russland in Richtung Westen, aber auch zu östlichen Nachbarn (Tschechische Republik). Diese Rolle wird tendenziell wichtiger, was auch an den gestiegenen Exporten Russlands in Richtung Westen deutlich wird (Prognos, 2017).

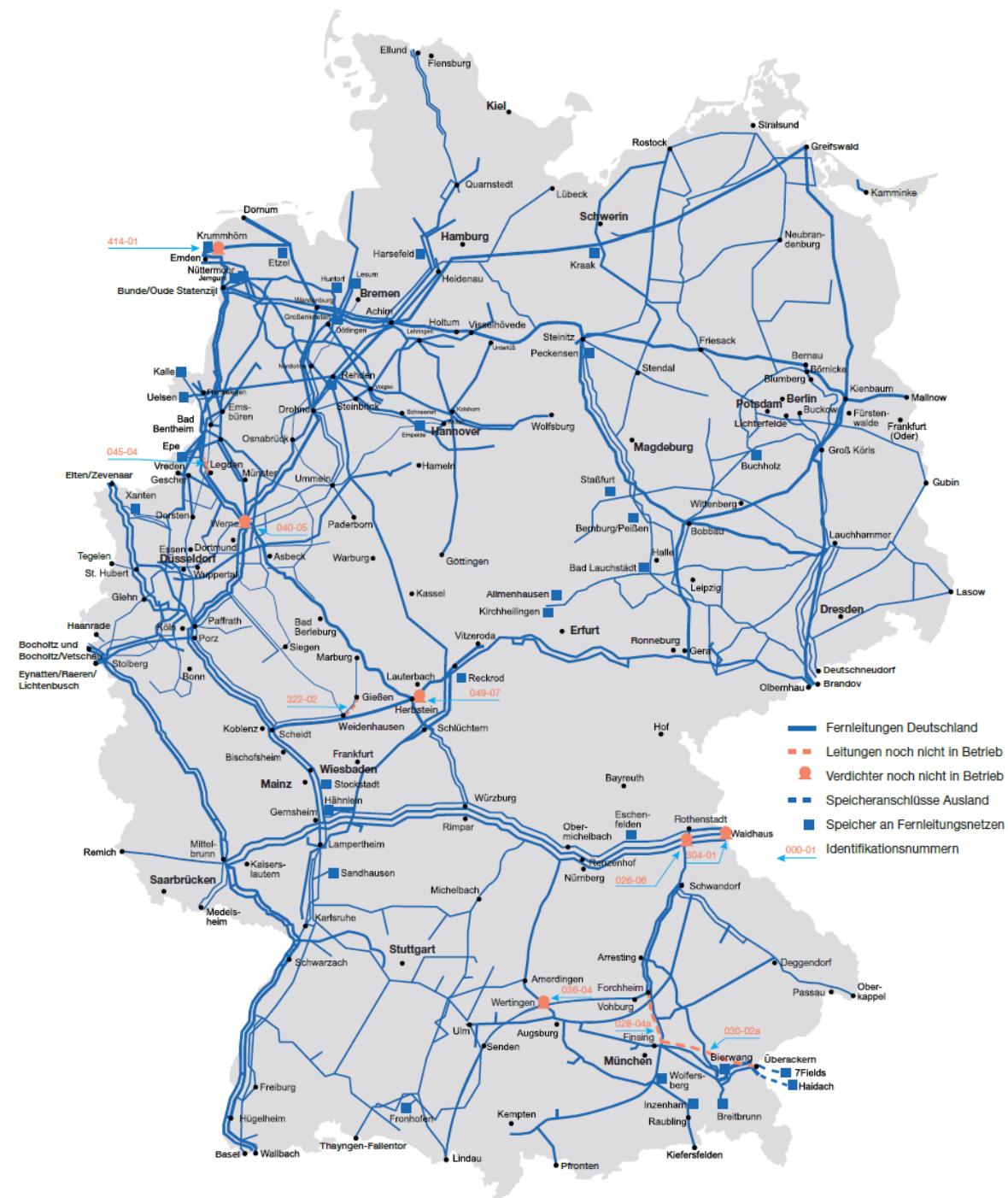


Abb. 22: Fernleitungsnetze in Deutschland (Startnetz) zum 31.12.2017 (FNB, 2017)

3.2 Ausblick

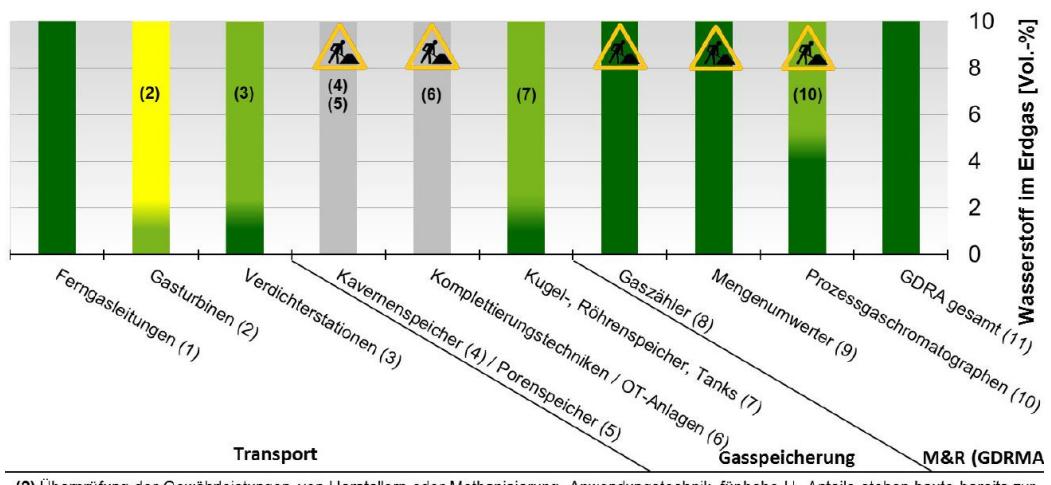
Der Ausbau der Gasinfrastruktur folgt einem revolvierenden, mehrstufigen Netzentwicklungsplan. Zunächst wird jeweils ein Szenariorahmen entwickelt. Anschließend wird alle zwei Jahre der eigentliche Netzentwicklungsplan (NEP) erstellt. Die Bundesnetzagentur ist die maßgebliche Genehmigungsbehörde für die Fernleitungsnetzbetreiber. Damit folgt der Planungsablauf den europäischen Vorgaben.

Treiber des Gasnetzausbau können unterteilt werden in nachfrageseitige (z.B. Mehrbedarf in Teilen Süddeutschlands) und angebotsseitige Faktoren (z.B. Verschiebung der Herkunft des Gases aufgrund von Änderungen bei Gasquellen). Daneben dienen Netzausbaumaßnahmen der Steigerung der Versorgungssicherheit oder der Stärkung des Binnenmarktes. Der aktuelle Entwurf des NEP 2018 kommt zu folgendem Fazit: „Für die Anforderungen des Jahres 2029 sind der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von rund 1.390 km und die Schaffung zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von rund 499 MW erforderlich. Die Investitionskosten für die kommenden zehn Jahre belaufen sich somit auf rund 7,0 Mrd. Euro inkl. GDRM-Anlagen (FNB, 2017).

Bereits im NEP 2012 wurde die Möglichkeit der **Einspeisung erneuerbarer Gase** (insbesondere Wasserstoff) in die deutschen Gasnetze untersucht. Dabei ergaben sich folgende vorläufigen Erkenntnisse (NEP, 2012):

- Eingespeister Wasserstoff verteilt sich über das gesamte deutsche Fernleitungsnetz (besonders bei geringer bis mittlerer Netzbelaufung)
- Mit steigender Entfernung vom Einspeisepunkt verdünnt sich die Wasserstoffkonzentration, allerdings kann es bei Einspeisung in Norddeutschland selbst in Süddeutschland zu Konzentrationen von mehr als 30 % der ursprünglichen Wasserstoffkonzentration kommen, abhängig vom Durchfluss und der Flussrichtung des Gases.
- Das deutsche Gasnetz ist in der Lage, Wasserstoff zu transportieren. Anpassungsinvestitionen entstehen im moderaten Umfang in der Gasinfrastruktur und in höherem Umfang bei Kundenanlagen.
- Eine Wasserstoffeinspeisung nur für nationale Zwecke dürfte wegen der Durchmischung nicht möglich sein. Internationale Absprachen sind notwendig. Insellösungen sind aber vorstellbar, wenn die entsprechenden Teilnetze physikalisch vom Erdgas-Verbundsystem getrennt sind.
- Die Einspeisung von synthetischem Methan ist unproblematisch und kann in beliebiger Höhe erfolgen, ohne Investitionen in die Gasinfrastruktur auszulösen.

Die Aufnahmefähigkeit heutiger Gasnetze für Wasserstoff und die Wasserstoffverträglichkeit der verschiedenen Netzkomponenten, Anlagen und Endgeräte hat der DVGW differenziert untersucht und festgestellt, dass zum Teil eine Beimischung größerer Mengen von Wasserstoff in Verteilnetzen möglich ist. Kritische Anlagen und Verbraucher sind Gasturbinen und Erdgastanks, die nur eine geringe Wasserstofftoleranz aufweisen (DVGW, 2014a).



(2) Überprüfung der Gewährleistungen von Herstellern oder Methanisierung, Anwendungstechnik für hohe H₂-Anteile stehen heute bereits zur Verfügung, Überprüfung von Gasturbinen im Bestand hinsichtlich Temperaturbelastung, Emissionen und thermakustischen Schwingungen

(3) Prüfung der Höchstlastsituation im Gasnetz, Quantifizierung von Anpassungsmaßnahmen, Prüfung der Strömungskustik

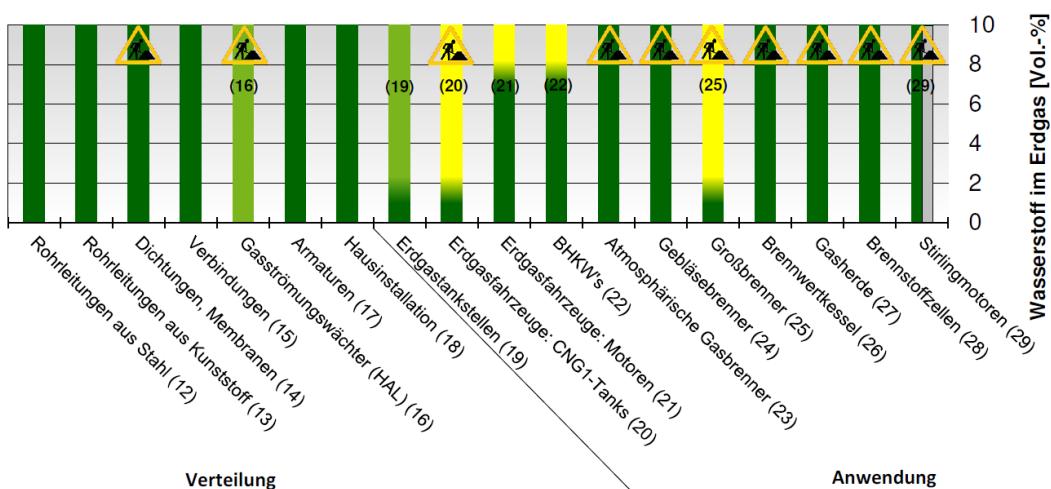
(4) / (5) / (6) Biochemische, technische und standortspezifische Einzelprüfung [RAG-Projekt Underground Sun Storage]

(7) Prüfung der Altbestände

(10) bis 5 Vol.-% H₂ eichfähig messbar, PGC's mit höherer eichamittlerer Messung befinden sich in der Zulassung [DVGW-Projekt G3-02-12]



Abb. 23: Überblicksmatrix H₂-Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Speicher, Mess- und Regelanlagen (DVGW, 2014)



(16) Überprüfung der Funktionsfähigkeit [DVGW-Projekt in Anbahnung]

(19) Funktionsfähigkeit von Kompressoren und Flaschenspeicher, Anpassung der Prüfvorschriften und Fristen

(20) Technische und regulatorische Überprüfung [DVGW-Projekt in Anbahnung]

(21) / (22) Modifikationen an Steuerung und Motoreinstellung, Anpassungsmaßnahmen bekannt [Anwendungen > 8 Vol.-% H₂ vorhanden]

(25) Kompensation / Überwachung von Gasbeschaffenheitschwankungen [GERG-Projekt Domhydro, DVGW-Projekt Hygrid, DVGW-Projekt G1-06-10]

(29) weitere Untersuchungen notwendig, teilweise keine Funktion [GERG-Projekt Domhydro, DVGW-Projekt G1-06-10]

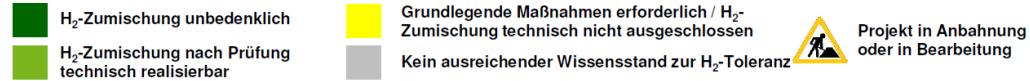


Abb. 24: Überblicksmatrix H₂-Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung (DVGW, 2014)

Die beiden deutschen **Gasmarktgebiete NCG** und **GASPOOL** werden voraussichtlich zum 1.10.2021 zusammengelegt. Ab diesem Stichtag wird es dann einen einheitlichen deutschen Handelsplatz für

Gas geben – mit positiven Folgen für die Liquidität an diesem Markt. Nach Angaben der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber wird damit gerechnet, dass der neue deutsche Handelspunkt einer der attraktivsten und zukünftig liquidesten Gashandelsplätze Europas wird. Hierin liegen wirtschaftliche Chancen für die deutsche Gasindustrie. Ob der neue gemeinsame Marktraum die gleichen Transportkapazitäten bieten kann wie bisher die beiden einzelnen Marktgebiete, ist noch offen. Hierüber befinden sich BNetzA und Fernleitungsnetzbetreiber im Dialog. Möglicherweise werden marktbasierter Instrumente nötig oder ein Ausbau der Netze, um Engpässe zu vermeiden.



Abb. 25: Gasmarktgebiete NCG und GASPOOL (FNB, 2019)

3.3 Herausforderungen

Das Ziel des deutschen Energiekonzepts, den Energieverbrauch zu reduzieren, steht in einem gewissen Widerspruch zur **Zunahme der Spitzenlast** in Teilen des deutschen Gasnetzes. Da die Zahl der Gaskunden immer noch zunimmt, steigt auch noch die Last, während durch Einsparungen im Gebäudebestand der Jahresbedarf stagniert oder – wie zuletzt im Jahr 2018 – zurückgeht. Es stellt sich die Frage, ob angesichts von Abschreibungsdauern von bis zu 55 Jahren heute noch eine Infrastruktur ausgebaut werden soll, die künftig nicht mehr im gleichen Umfang benötigt werden könnte. Es ist zu klären, ob es Möglichkeiten gibt, die erwartete Spitzenlast ohne Ausbau der Infrastruktur bereitzustellen.

Auf lange Sicht stellt sich die Frage, in welchem Umfang die Gasinfrastruktur zukünftig genutzt wird. Alle betrachteten Szenarien gehen davon aus, dass der Gasbedarf künftig kleiner wird. Die jährlichen Kosten der Infrastruktur sind dann auf weniger „Kubikmeter“ zu verteilen – mit entsprechenden Folgen für die Netzentgelte. Diese Kosten sind von den Netzkunden zu tragen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind dabei die Kosten für bereits getätigte Investitionen aber nicht mehr entscheidungsrelevant, da dies versunkene Kosten darstellen.

Sollten in Deutschland **LNG Terminals** errichtet werden, wären diese an das deutsche Fernleitungsnetz anzuschließen. Welche Folgeinvestitionen notwendig würden, um die Transportkapazität in den Netzen auf das notwendige Maß zu erhöhen, kann derzeit nicht beziffert werden. LNG bietet die Möglichkeit, die Gasherkunft zu diversifizieren, da auf diesem Weg auch bspw. amerikanisches, katarisches oder australisches Gas in Europa eingesetzt werden könnte. Wie aber oben dargestellt, hat Pipelinegas aus Russland Kosten- und damit Wettbewerbsvorteile. LNG Terminals könnten aber dazu führen, das Preisniveau in Mitteleuropa noch weiter zu stabilisieren, bzw. nach oben zu deckeln.

Wie bereits gezeigt wurde, gehen die meisten Szenarien von einer zunehmenden Durchdringung des Gassystems mit erneuerbaren Gasen aus. Während synthetische Gase mit Erdgasqualität keine Anpassungen in den Gasnetzen erforderlich machen, stellen sich hinsichtlich der Integration von Wasserstoff in die bestehende Gasinfrastruktur diverse Fragen, z.B.:

- Welche technologischen Schritte wären notwendig, um die H₂-Toleranz des Gassystems auf über 10 % zu erhöhen?
- An welchen Stellen sind Insellösungen für Wasserstoff sinnvoll?
- Gibt es No-regret-Anpassungsmaßnahmen im Gasnetz zur Integration erneuerbarer Gase?
- Welche internationalen Abstimmungen sind im Hinblick auf die Infrastruktur für eine deutsche Strategie für erneuerbare Gase zu erzielen?

4 Verwendung

4.1 Gebäude

4.1.1 Status

Zur Erreichung der Klimaziele spielt der Gebäudesektor eine zentrale Rolle. Um die klimapolitische Zielsetzung des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 zu erreichen, ist es notwendig sowohl die Energieeffizienz in Gebäuden zu steigern als auch klimafreundliche Energieträger bereitzustellen. Gegenüber dem Jahr 2008 wird auch im Gebäudesektor eine Reduktion von 80 bis 95 % der THG-Emissionen angestrebt, wobei die möglichst technologieoffene Herangehensweise beibehalten wird. Dies gilt im Hinblick auf die Art der erneuerbaren Energien (Synthetische Gase, Biogase /-methan, Umwelt- oder Abwärme, Biomasse u. a.) als auch der Systeme zur Wärme- und Stromerzeugung bzw. -verteilung.

Nachfolgend werden Daten aus dem Gebäudesektor zusammengestellt, die Einfluss auf die Ausgestaltung der Transformationspfade haben. Hierbei liegt besonderer Schwerpunkt auf Fragen der Versorgung mit gasförmigen Energieträgern. Auch werden Studien und deren wesentliche Unterscheidungsmerkmale ausgewertet (Diskussion dazu im Kapitel 4.1.2 Ausblick).

Struktur des Gebäudebestandes

Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH/ZFH) stellen mit 15,6 von insgesamt 19 Millionen Wohngebäuden die zahlenmäßig größte Gruppe innerhalb des Gebäudesektors dar. In den 3,2 Millionen Mehrfamilienhäusern (MFH) befinden sich mit rund 21 Millionen reichlich 50 % der Wohnungen. Nichtwohngebäude stellen mit knapp 3 Millionen Gebäuden die zahlenmäßig kleinste Gruppe. (dena, 2018a)

Die Verteilung des Bestands zeigt, dass fast 2/3 der Wohngebäude älter sind als 40 Jahre und damit ohne verpflichtende Berücksichtigung von energetischen Energieeffizienzstandards errichtet wurden. Hiervon wiederum stammen 60 % aus den Jahren 1949 bis 1978, in dem darauffolgenden Zeitraum bis 1995 wurden gut 3,6 Millionen Wohngebäude erbaut. Der Anteil der noch jüngeren Gebäude beläuft sich auf 16 % des Bestandes. (BMWi, 2015)

Eigentum, Miete und Nutzung des Gebäudebestandes

43 % der rund 40 Millionen Wohneinheiten in Deutschland wurden im Jahr 2011 von den Eigentümern selbst genutzt, 52 % wurden vermietet und etwa 5 % waren unbewohnt bzw. nicht dauerhaft bewohnt. 81 % der von Eigentümern bewohnten Wohneinheiten liegen in Ein- und Zweifamilienhäusern, 19 % sind selbst genutzte Eigentumswohnungen in Mehrfamilienhäusern. Bei vermieteten Wohneinheiten ist das Verhältnis umgekehrt: 80 % der Mieterhaushalte befinden sich in Mehrfamilienhäusern, nur 20 % in Ein- und Zweifamilienhäusern – davon 2/3 in Zweifamilienhäusern. (dena, 2016)

Etwa 80 % aller Wohneinheiten sind Eigentum von Privatpersonen, die im Besitz des gesamten Hauses oder einzelner Wohneinheiten (Wohnungseigentümergemeinschaften) sind. Fast 20 % der Wohneinheiten gehören Wohnungsgenossenschaften, der öffentlichen Hand oder privaten Unternehmen. Über die Hälfte (55 %) der Wohneinheiten in Eigentümergemeinschaften sind vermietet. Bei den

Privatpersonen mit Wohneigentum beträgt der Vermietungsanteil knapp 39 %. Deutlich über 90 % der Wohneinheiten von Wohnungsgenossenschaften, der öffentlichen Hand oder privaten Unternehmen sind vermietet, ca. 5 – 8 % leerstehend. Der Leerstand bei den Wohneinheiten der öffentlichen Hand ist mit über 8 % am höchsten und damit doppelt so hoch wie bei Privatpersonen mit rund 4 % (siehe Abb. 52 im Anhang). (dena, 2016)

Der Nichtwohngebäudebestand ist sehr heterogen und nicht gut erfasst. Aus diesem Grund können hier keine Daten zu Eigentum und Nutzung dargestellt werden.

Endenergiebedarf von Gebäuden

Der gebäuderelevante Endenergieverbrauch bezifferte sich 2017 auf 842 TWh, wovon für Raumwärme mit 657 TWh (78 %) der Großteil aufgebracht wird, gefolgt von Warmwasser (14 %) und Beleuchtung (7 %) (siehe Abb. 53 im Anhang). (BMWi, 2019a)

EFH und ZFH haben mit 39 % den größten Anteil am Endenergieverbrauch in Gebäuden, da sie im Vergleich zu Mehrfamilienhäusern größere Wohnflächen je Wohneinheit und höhere quadratmeterbezogene Energieverbräuche aufweisen. MFH machen mit 24 % den kleinsten Anteil am Gebäudeenergieverbrauch aus. NWG tragen aufgrund ihrer großen Fläche je Gebäude und der hohen quadratmeterbezogenen Verbräuche mit 37 % maßgeblich zum Gesamtgebäudeenergieverbrauch bei. (dena, 2018a)

Laut des Gebäudereports (dena, 2016) haben Neubauten im Durchschnitt einen Endenergiebedarfskennwert für Raumwärme und Warmwasser von jährlich ca. 45 – 55 kWh/m². Ein Großteil der Neubauten wird deutlich besser gebaut, als es der Mindeststandard nach EnEV erfordert. Wesentlicher Treiber dafür ist die Förderung des BMWi bei der KfW (Effizienzhaus Förderung). Bei Altbauten ist die Bandbreite wesentlich größer: Vorkriegsgebäude haben einen durchschnittlichen Jahresbedarf von ca. 170 kWh/m² (große MFH) bis ca. 250 kWh/m² (EFH). Mit der Einführung der 1. Wärmeschutzverordnung (1977) und den darauffolgenden Verschärfungen der Anforderungen an neue Gebäude wurden niedrigere Endenergiebedarfskennwerte realisiert. (dena, 2016)

Bezogen auf den Endenergiebedarf sind im Schnitt etwas mehr als 10 % des heutigen Wohngebäudebestands so energieeffizient wie ein Neubau nach EnEV₂₀₀₉ Standard (entspricht rund 60 bis 70 kWh/(m²a)). Auch dieser Anteil bereits hochwertig sanierter Gebäude ist im Wesentlichen der BMWi-Förderung von Einzelmaßnahmen, EE-Anlagen und Effizienzhäusern im Gebäudebestand geschuldet. Insgesamt hatten in 2016 aber noch ungefähr 50 % der Gebäude einen Energiebedarf von bis zu 185 kWh/(m²a), die anderen 50 % lagen noch weit über diesem Wert.

Die folgende Tabelle illustriert die durchschnittlichen Energiebedarfswerte differenziert nach Baualtersklassen

Tabelle 1: Übersicht Baualtersklasse und Energiebedarf Wohngebäude (dena, 2016)

| | Bis 1918 | 1919-1948 | 1949-1978 | 1979-1990 | 1991-2000 | 2001-2004 | 2005-2008 | Ab 2009 |
|----------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| kWh/m ² a | 225 | 230 | 205 | 165 | 125 | 99 | 70 | 50 |

Weitere Informationen zur Verteilung von Energieverbrauchskennwerten im Wohngebäudebestand können der Anlage entnommen werden (siehe Abb. 54).

Die historische Entwicklung des Wärmebedarfs zeigt, dass der Endenergieverbrauch sehr langsam zurückgeht, wobei der stärkste Rückgang beim Energieträger Öl zu verzeichnen ist. Zugemessen hat insbesondere der relative Anteil von Gas und die Nutzung Erneuerbarer Energien.

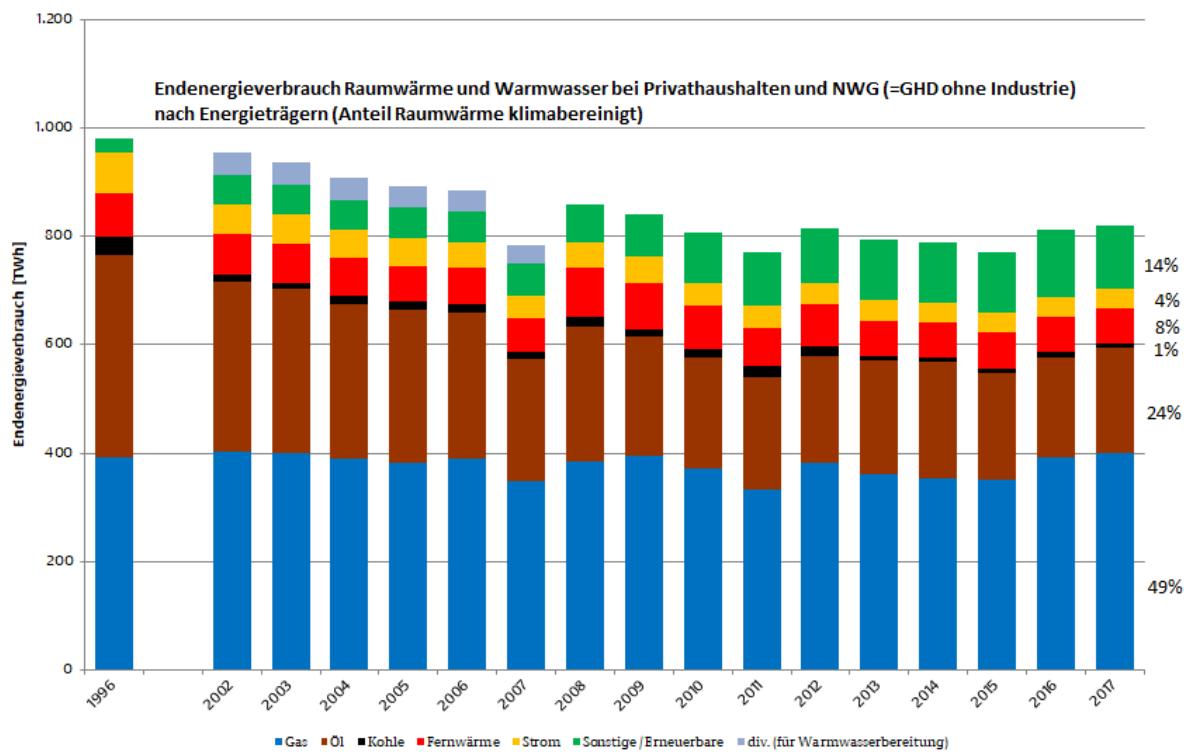


Abb. 26: Endenergieverbrauch Raumwärme und Warmwasser bei Privathaushalten und NWG (=GHD ohne Industrie) nach Energieträgern (Anteil Raumwärme klimabereinigt) (BMWi, 2019a; RWI, 2019)

Versorgungsstruktur / Relevanz von Gas

Derzeit spielt Gas bei der Beheizung des Gebäudebestandes mit einem Anteil von fast 50 % (knapp 400 TWh/a) die dominante Rolle, gefolgt von Öl (24 %) und Fernwärme (8 %). Von dem Gasvolumen entfielen im Jahr 2017 etwa 270 TWh auf den Verbrauch in Wohngebäuden und 130 TWh auf den Verbrauch in Nichtwohngebäuden. Das in Wohngebäuden eingesetzte Gas wird zu gut 80 % für Raumwärme, zu knapp 20 % für die Warmwasserbereitung und zu weniger als 1 % zum Kochen eingesetzt (BMWi, 2019a; RWI, 2019). Laut Zahlen des BDEW aus dem Jahr 2015 wird in 5,4 % der Wohnungen mit einem Gasherd gekocht (BDEW, 2015). Im GHD-Sektor werden 85 % des Gases für Raumwärme genutzt, knapp 5 % für die Warmwasserbereitung und etwa 10 % für Prozesswärme (AGEB, 2019a). Im Jahr 2017 wurden im Sektor der privaten Haushalte etwa 1,5 TWh und im GHD-Sektor etwa 15 TWh Klär- und Biogas eingesetzt (AGEB, 2018). Die Verwendungszwecke und Einsatzorte sind in der Satellitenbilanz nicht erfasst. Zu synthetischen Brennstoffen liegen keine statistischen Daten vor. Das Gas für Raumwärme und Warmwasserbereitung wird nahezu ausschließlich in Heizkesseln genutzt. BHKW und Brennstoffzellen haben einen geringen Marktanteil von unter 1 % und werden vorwiegend in großen MFH und Gewerbeimmobilien eingesetzt.

Der Gasverbrauch für die Raumwärme entfällt überwiegend auf die Monate der **Heizperiode** (1. Oktober bis 30. April). Der Verbrauch für die Warmwasserbereitung und Prozessenergien (GHD) ist keinen ausgeprägten saisonalen Schwankungen unterworfen.

Von den **neu abgesetzten Heizungsanlagen** (für Neubau und Bestand) wurden in 2017 laut dena-Gebäudereport über drei Viertel mit Gas betrieben, was die zunehmende Verdrängung von ölbefeuerten Anlagen aus dem Markt verdeutlicht. Rund 10 % der neuen Wärmeerzeuger verwenden weiterhin ineffiziente Niedertemperaturtechnik. Der jährliche Absatz von elektrischen Wärmepumpen ist mittlerweile auf einen Marktanteil von 10 % gestiegen. Der Anteil von Biomasseheizungen ist hingegen relativ gering und liegt bei rund 4 %. Diese Zahlen beziehen sich auf die gesamten Absatzzahlen (siehe Abb. 55). (dena, 2018a)

Betrachtet man die **Beheizungsstruktur ausschließlich im Neubau** ist – gemessen an den Wohnungen – der Gasanteil mittlerweile unter 40 % gesunken. Wärmepumpen machen 31 % und Fernwärme 24 % der Heizungssysteme aus (siehe Abb. 56 im Anhang) (BDEW, 2019a). Bezieht man die Zahlen auf die Gebäude, so beträgt der Gasanteil rund 41 % und der Anteil der Wärmepumpen rund 44 % (Destatis, 2018).

Die **Altersstruktur von Heizungsanlagen** weist auf einen erheblichen Erneuerungsbedarf hin, insbesondere bei Heizungsanlagen mit Baujahr vor 1988/1990. Es betrifft aber auch jene mit Baujahr bis 1997, die zum Untersuchungszeitpunkt (2016) zusammen mehr als 58 Prozent ausmachten. Die Aussage und nachfolgende Tabelle beziehen sich nur auf die wiederkehrend nach der 1. BlmSchV überwachten Anlagen. Für Brennwertfeuerstätten und weitere Heizungs-/Warmwasserbereitungsanlagen liegen keine differenzierten Angaben zur Altersstruktur vor.

Tabelle 2: Altersstruktur von Heizungsanlagen (Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks, 2016)

| Messpflichtige Feuerungsanlagen | Bis 31.12.1978 | Bis 31.12.1982 | Bis 30.09.1988/ 02.10.1990 | Bis 31.12.1997 | Bis 31.12.2015 | Bis 31.12.2016 | Summe |
|---------------------------------|----------------|----------------|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| Gas | 64.100 | 123.500 | 622.500 | 3.608.800 | 3.330.500 | 55.400 | 7.804.800 |
| Öl | 197.900 | 168.200 | 582.100 | 2.212.500 | 1.902.200 | 7.600 | 5.070.500 |

Beim Austausch von Ölkkesseln ist die vorhandene Versorgungsinfrastruktur zu berücksichtigen: während Gas in dicht besiedelten Gebieten nahezu flächendeckend vorhanden ist und Wärmenetze insbesondere in vielen Städten vorhanden sind (insgesamt mehr als 1400 Netze, (AGFW, 2018), musste in ländlichen Gebieten bisher hauptsächlich entweder weiter auf Öl, biogene Brennstoffe, Flüssiggas oder Strom zurückgegriffen werden. Inzwischen gibt es jedoch auch in ländlichen Räumen mit hoher Wärmebedarfsdichte einzelne Wärmenetze (inkl. kalter Nahwärme).

Preise

Laut BMWi Energiedaten schwankten die Haushaltspreise für Erdgas (inkl. Mehrwertsteuer) in den letzten Jahren zwischen 6,5 und 7,5 Cent/kWh (bei einer Abgabemenge von 1600 kWh pro Monat inkl.

Anschluss- und Messkosten sowie aller Steuern und Abgaben, bereinigt um den Lebenshaltungskostenindex (2017=100)) (BMWi, 2018a). Ohne Anschluss- und Messkosten liegen die Preise bei ca. 5,8 - 6,8 Cent/kWh. Die Preise für kleine GHD-Abnahmefälle bis etwa 50 MWh/a liegen auf vergleichbarem Niveau, während größere Abnahmen im Bereich der Preise im industriellen Sektor liegen (vgl. Gaspreisstatistik der EU (eurostat, 2019a)).

4.1.2 Ausblick

Der *Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie* definiert einen "Fahrplan für einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand". Dabei soll bis 2030 die Minderung von Treibhausgasen im Gebäudesektor 66 - 67 % (gegenüber 1990) betragen und bis 2050 der Gebäudebestand weitgehend klimaneutral sein. Dafür sind anspruchsvolle Neubaustandards, langfristige Sanierungsstrategien für den Gebäudebestand wie auch die schrittweise Abkehr von fossil befeuerten Heizungssystemen Voraussetzung.

Optionen zur Erreichung der Klimaneutralität

Es gibt verschiedene Optionen und Pfade um die klimapolitischen Ziele zu erreichen. Allen gemein ist, dass ausschließlich die Kombination von Reduktion der Wärmenachfrage (Energieeffizienz) und Einsatz erneuerbarer Energien bei der WärmeverSORGUNG zur Zielerreichung führt.

Energieeffizienz

Ein hohes Maß an Energieeffizienz entlastet dabei die begrenzten erneuerbaren Energien und derzeit noch mit hohen Kosten der Dekarbonisierung verbundenen anderen Energieträger – einer der Gründe dafür, dass das BMWi das Prinzip "Efficiency First" zum ersten Grundsatz der Energiewende erklärt hat. Da die Lebensdauer der Gebäudehülle aktuell neu errichteter bzw. sanierter Gebäude deutlich über das Jahr 2050 hinausgeht, sollte grundsätzlich sichergestellt werden, dass heute durchgeführte Maßnahmen im Neubau und im Bestand zielkompatibel sind.

Die Sanierungsrate stagniert bei ca. 1 % pro Jahr und bislang zeichnet sich die von der Bundesregierung angestrebte Verdopplung der jährlichen Sanierungsrate auf 2 % nicht ab. Auf der einen Seite wuchsen von 2012 bis 2015 die Märkte für energieeffiziente Heizungen und Fenster um etwa 10 bzw. 4 %, wobei dies Neubauaktivitäten einschließt. Auf der anderen Seite sank der Absatz von Dämmstoffen um 11 %. Da der Gebäudesektor prinzipiell träge ist und Entwicklungen und Innovationen viel Zeit brauchen, bis sie in der Breite im Markt etabliert sind, ist neben der Sanierungsrate v. a. die Sanierungstiefe entscheidend. Die Sanierungsrate und die -tiefe haben in der Folge einen erheblichen Einfluss auf die Nachfrage nach Energieträgern. (BMWi, 2015)

Festzustellen ist eine Präferenz der Bauherren für Einzelmaßnahmen statt umfassender Komplettanierungen. Auch werden Maßnahmen an der Heizungstechnik sowie einer möglichen Umstellung des Energieträgers sehr viel häufiger durchgeführt, als bauliche Maßnahmen an der Gebäudehülle. Erschwerend kommt hinzu, dass die energetisch schlechtesten Gebäudebestände überproportional von Bevölkerungsschichten mit begrenzten Einkommen bewohnt werden. Die Umlagemöglichkeiten für energetische Sanierungen sind damit begrenzt und die derzeitigen finanziellen Anreizsysteme (KfW, BAFA) sind nicht attraktiv genug, um dies auszugleichen (sog. Vermieter-Mieter-Dilemma). Dann

müsste der Vermieter einen Teil der Investitionskosten selbst tragen und wird die energetische Sanierung unterlassen. Erschwerend kommt hinzu, dass der Mieter von den Energiekosteneinsparungen profitiert und nicht der Investor. Hier könnte die Dekarbonisierung von Energieträgern oder Umstellung auf klimafreundlichere Energieversorgungen in Kombination mit einer angemessenen Verbesserung der Energieeffizienz einen maßvollen Kompromiss darstellen. (BMWi, 2015)

Wärmeversorgung / Technologien / Energieträger

Im Gegensatz zu den Sektoren Energie und Verkehr, wo teilweise Alternativen zu synthetischem Gas fehlen (z. B. Hochtemperaturwärme, Schwerlastverkehr, prozessbedingt notwendige C-Quellen), gibt es aus heutiger Perspektive folgende Optionen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor:

Wärmeerzeugungstechnologien:

- Nutzung zentral erzeugter Wärme mit einem höheren Effizienzgrad, z. B. aus KWK in Wärmenetzen oder Großwärmepumpen (insb. in dicht besiedelten Gebieten als Option)
- Dezentrale KWK-Anlagen, Gasmotoren oder Brennstoffzellen (in der Entwicklungsphase / Markteinführung mit aktuell noch sehr geringen Marktanteilen, aber deutlich steigenden Wachstumsraten (u.a. aufgrund von Förderung))
- Dezentrale elektrische Wärmebereitstellung, z.B. Wärmepumpen (in Abhängigkeit von der notwendigen niedrigeren Vorlauftemperatur bislang v. a. bei Neubauten und bei sanierten Gebäuden geeignet)

Energieträger:

- Direkte Nutzung Erneuerbarer Energien, z. B. Biogas, Biomethan, Biomasse, Solarthermie, Geothermie oder indirekte Nutzung über Power-to-Heat, alle Technologien in Verbindung mit temporären Kleinspeichern bis hin zu saisonalen Großspeichern.
- Einsatz emissionsarmer Brennstoffe, z.B. Wasserstoff, gasförmige oder flüssige synthetische Kohlenwasserstoffe

Abb. 55 im Anhang zeigt exemplarisch die Entwicklung der Anlagentechnik, wie sie ausgewählten Szenarien der dena-Leitstudie zugrunde liegt.

Die Rolle, die Gas langfristig spielen kann, ist wesentlich davon beeinflusst, ob und wann ausreichend große Mengen **synthetisches (strombasiertes) Gas** verfügbar gemacht wird (inländisch, Import) und zu welchen Preisen. Die Erzeugung und Nutzung synthetischer Gase erfordert eine sehr viel höhere Stromerzeugung als die direkte Nutzung (z.B. durch Wärmepumpen), vermindert jedoch die Stromkosten (Erzeugung, Leitung, Speicherung) und Transformationskosten im Gebäudesektor (Anpassung der Heiztechnik statt Komplettsanierung Gebäude). Im Vergleich der Investitionskosten ist der Gaskessel günstiger, im Sanierungsfall um ein Vielfaches (ca. Faktor 2-5, je nach Wärmepumpentechnologie), im Neubau eher geringfügig (Faktor < 2) (Ecofys; thinkstep, 2017). Es ist daher in die Dekarbonisierung des Gebäudebestands zwingend eine ganzheitliche Kosten-Nutzen-Analyse inkl. externer Kosten (z.B. Stromnetze) einzubeziehen.

Weitere Aspekte, die einen Einfluss auf die zukünftige Rolle der Gase haben, sind: a) mögliche Vermeidung von Spitzenlastkraftwerken (Winterpeaks), b) Überbrückung der Dunkelflaute (Zeitraum mit

geringer Stromerzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien) durch Langfristspeicher und Rückverstromung und c) eventuell vermiedener Stromnetzausbau. Die erwartete Zunahme von Wärmepumpen im Gebäudesektor könnte die benötigte Peak-Leistung erhöhen, da insbesondere die Effizienz von Luft-Wärmepumpen bei sinkenden Außentemperaturen schlechter wird. Gleichzeitig bietet die Außerbetriebnahme von stromintensiven Nachtstromspeicherheizungen ein erhebliches Reduktionspotenzial beim Stromverbrauch und bei der installierten Leistung (vgl. BMWI, 2015).

Mit der Fragestellung, wie der Gebäudesektor am besten klimaneutral gestellt werden kann, hat sich eine Reihe von Gutachten beschäftigt. Dabei kommen die Studien zu unterschiedlichen Bewertungen, inwieweit THG-armes oder THG-freies Gas wirtschaftlich konkurrenzfähig eingesetzt werden kann bzw. zu gesamtwirtschaftlich niedrigen Kosten führt.

Ergebnisse ausgewählter Szenarien

Exemplarisch werden die Szenarien folgender Studien und Strategien herangezogen:

- Energieeffizienzstrategie Gebäude (BMWi, 2015)
- Klimapfade für Deutschland (BCG; Prognos, 2018)
- dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (dena, 2018c)

Tabelle 10 zeigt den gesamten **Endenergieverbrauch** (EEV) zur thermischen Konditionierung von Gebäuden (Raumwärme, Warmwasserbereitung, Lüftung/Kühlung/Hilfsenergie) für die Szenarien der genannten Studien. Gezeigt wird jeweils der gesamte Endenergieverbrauch, aus dem sich das Maß an Energieeffizienz der Szenarien ableiten lässt. Darüber hinaus wird dargestellt, in welchem Umfang welche Kategorie von gasförmigen Brennstoffen eingesetzt wird. Soweit möglich wird nach synthetischen und biogenen gasförmigen Brennstoffen unterschieden. In Klammern werden jeweils die THG-Reduktionen in 2050 ggü. 1990 nach Quellenbilanz dargestellt.

Die Abgrenzungen wurden soweit möglich harmonisiert. Die Werte für die ESG enthalten den EEV für die Raumwärme, Warmwasserbereitung und Lüftung/Kühlung/Hilfsenergie für Gebäude der Sektoren PHH, GHD und Industrie. Die Werte für die bdi-Klimapfade enthalten ebenfalls den EEV für die Raumwärme, Warmwasserbereitung und Lüftung/Kühlung/Hilfsenergie jedoch nur für Gebäude der Sektoren PHH und GHD. Die Werte für die dena-Leitstudie enthalten den gesamten EEV der privaten Haushalte sowie den EEV für Raumwärme, Warmwasser, Beleuchtung, Klimakälte und IKT aus GHD, jedoch ohne IKT aus der Industrie. Neben den unten dargestellten Technologiemixszenarien wurden in der dena-Leitstudie noch zwei Elektrifizierungsszenarien (EL80, EL95) untersucht, bei denen gasförmige Energieträger eine kleinere Rolle spielen.

Szenarienvergleich für das Jahr 2030

- Der Endenergieverbrauch sinkt in den Zielszenarien ggü. 2015 um etwa 18 - 27 %, in den Referenzen um 15 - 16 %.
- Auch der Einsatz gasförmiger Brennstoffe geht in allen Szenarien zurück, in den Referenzszenarien mit 13 - 20 % in etwa in der Größenordnung der EEV Einsparung, in den Zielszenarien um 28 - 51 %. Je nach Technologiemix ist die Reduktion des Gasvolumens damit etwas stärker als die der EEV (die dargestellten dena-Zielszenarien) oder mehr als doppelt so hoch (BDI-Zielszenarien).

- Alle Szenarien haben gemeinsam, dass dem Einsatz von synthetischen gasförmigen Brennstoffen in 2030 keine Rolle zugerechnet wird. Damit können sie auch keinen Beitrag zur Erreichung des Sektorziels für Gebäude i.H.v. 72 Mio. t CO₂ leisten. Gleichwohl kann jedoch eine Markt vorbereitung notwendig sein, da PtX in den Folgejahren je nach Szenario eine große Bedeutung erlangt.
- Der Einsatz von biogenen gasförmigen Brennstoffen ist in allen Szenarien vorgesehen, wobei in der Regel nicht über 30 TWh eingesetzt werden. Eine Ausnahme bildet das Zielszenario Erneuerbare Energien der ESG mit 46 TWh.

Szenarienvergleich für das Jahr 2050

- Der EEV sinkt in den Zielszenarien ggü. 2015 um etwa 33 - 52 %, in den Referenzen um gut 27 - 34 %.
- Der Einsatz gasförmiger Brennstoffe geht in allen Szenarien zurück, in den Referenzszenarien um etwa 35 - 41 % und damit etwas stärker als der EVV, in den Zielszenarien deutlich stärker um 62 - 98 %.
- Fossiles Gas spielt in Szenarien mit einem Einsparziel von 95 % im Jahr 2050 keine Rolle mehr.
- Große Unterschiede werden bei den Szenarien mit ambitionierten Einsparzielen im Einsatz synthetischer gasförmiger Brennstoffe gesehen. Im dena-Technologiemixszenario 95 machen synthetische gasförmige Brennstoffe mit 135 TWh rund 26 % am EEV aus, im 95 % Szenario der BDI-Klimapfade sind sie in sehr geringem Umfang (kleiner 2 % am EEV) vorgesehen. In den ESG-Szenarien kommt es zu keinem Einsatz von synthetischen gasförmigen Brennstoffen in Gebäuden.
- Der Einsatz von biogenen gasförmigen Brennstoffen im Gebäudebereich ist in allen Szenarien vergleichbar. In der Regel wird der Spitzenwert um 2030 erreicht und die Werte sinken bis 2050 wieder ab. In den ESG-Szenarien werden maximal 35 TWh eingesetzt. In den Szenarien der BDI Klimapfade geht der Einsatz von biogenen gasförmigen Brennstoffen bis 2050 auf null zurück. In den dena-Szenarien sinkt der Anteil in allen Szenarien konstant ab.

4.1.3 Herausforderungen und Handlungsfelder

Der Vergleich der dargestellten Studien zeigt ein breites Spektrum als Lösungsmöglichkeiten, woraus sich weiterer Diskussionsbedarf ableitet. Im Folgenden werden die Herausforderungen anhand von Leitfragen diskutiert:

Wie wird sich der Wärmebedarf im Gebäudebereich entwickeln? Von welchen Rahmensetzungen wird der Wärmebedarf beeinflusst?

Wie in Abschnitt 4.1.1 dargestellt, stagniert die **Sanierungsrate** derzeit bei ca. 1 % pro Jahr. Die Efficiency-first-Strategie setzt auf eine deutliche Erhöhung der Sanierungsrate. Diese würde eine Reduzierung des Wärmebedarfs und damit auch der eingesetzten Energieträger bedeuten. In der dena-Leitstudie wurden je nach Szenario 1,4 - 2 % als notwendige Sanierungsrate ermittelt. Bislang

zeichnet sich aber eine deutliche Erhöhung bis gar zu einer Verdopplung der jährlichen Sanierungsrate nicht ab. Die Steigerung der Sanierungsrate hängt wesentlich von der individuellen finanziellen Situation der Gebäudeeigentümer sowie der Gebäudenutzer und den Investitionsentscheidungen der Gebäudeeigentümer ab.

Die Sanierungsrate hat eine große Bedeutung für den Gaseinsatz im Gebäudesektor. Bleibt sie gering oder steigt nur wenig, wird der Bedarf an gasförmigen Energieträgern höher ausfallen. Steigt die Sanierungsrate, wird der Energieverbrauch stärker reduziert und damit sinkt die Gasnachfrage stärker.

Wie entwickelt sich die Wärmeversorgungsstruktur im Gebäudebereich?

Insgesamt zeigt die Auswertung der Studien, dass sich auch in Zukunft die Versorgungsstruktur durch einen Mix unterschiedlicher Technologien auszeichnet, die auch von den lokalen Rahmenbedingungen abhängen wird. Während Gasnetze, Wärmenetze v. a. in Städten/verdichteten Räumen eine wichtige Rolle spielen werden, werden Biomasse und Wärmepumpen v.a. in ländlichen Gebieten Verbreitung finden. Neben Gas wird insb. Wärmepumpen insgesamt eine sehr große Bedeutung zugerechnet. Insbesondere im Neubaubereich haben Wärmepumpen bereits heute einen Anteil von knapp 30 % bei den Wohnungen bzw. über 40 % bei den Gebäuden. Gleichzeitig sind bei den abgerissenen Gebäuden größere Anteile mit Gas versorger Gebäude, so dass durch diesen Trend langsam eine zusätzliche Verschiebung der Anteile hin zu Wärmepumpen stattfindet. Der Einsatz von Gas wird in den unterschiedlichen Studien sehr verschieden gesehen. Allen Studien ist gemein, dass fossilem Gas mittelfristig (2030) noch eine wichtige Rolle zugerechnet wird, in langfristigen (2050) Szenarien hin zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand ist es zwingend, dass Gas dekarbonisiert werden. Dafür nimmt in einigen Studien der Anteil von PtX bis zum Jahr 2050 deutlich zu, was einen entsprechenden Markthochlauf im Gebäudesektor etwa ab dem Jahr 2030 erfordert.

Wie können erneuerbare Gase zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors beitragen?

THG-arme Brennstoffe können auch mit aktuellen Verbrennungstechnologien einen Beitrag zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands leisten. Sie eignen sich zudem sehr gut, um trotz Dunkelflaute (Zeitraum mit geringer Stromerzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien) die Energieversorgung zu gewährleisten. Mit Blick auf die verschiedenen Szenarien ist allerdings offen, ob

- diese Brennstoffe direkt im Wärmeerzeuger im Gebäude eingesetzt werden (das dena-Technologiemixszenario 95 ermittelt einen großen PtX-Anteil, wobei noch offen ist, auf welchen Pfaden dieser in den Markt kommt (Brennstoffzelle, KWK, Gas-/Öl-Brennwert)) oder
- der Einsatz dieser Brennstoffe in Spitzenlastkraftwerken und/oder KWK in Wärmenetzen zu bevorzugen ist und dafür ein stärkerer Fokus im Gebäude auf Wärmepumpen gesetzt werden sollte.

Insgesamt ist in allen Szenarien die Kostenentwicklung für synthetische Gase und die Zahlungsbereitschaft für dekarbonisierte Energieträger in den Sektoren entscheidend. Es kann aus heutiger Sicht davon ausgegangen werden, dass diese zunächst in der Industrie und im Verkehr und erst danach im Wärmemarkt und in Gebäuden nachgefragt werden.

Welche Rolle haben Hybridisierungsansätze bei der Gebäudetechnologie?

Wenn Gas auch langfristig eine Rolle zur direkten Wärmeversorgung von Gebäuden spielen wird, bieten sich **Hybridsysteme aus Gaskessel und einem erneuerbaren System** (z.B. Wärmepumpen) als weitere Option zur Dekarbonisierung an. Wärmepumpen können hocheffizient die Grundlast abdecken und Gaskessel die Spitzenlasten. Auch während des Auftretens von Strompeaks können Hybridsysteme Lasten in den Gasbetrieb verschieben und damit Lastspitzen abfedern. Hybridansätze sind auch mit einem gasbasierten Grundlastgerät (z.B. KWK oder Brennstoffzelle) sowie einem Gas-Spitzenlastkessel denkbar.

Welche systemdienliche Rolle können Gebäude spielen?

Energieeffiziente Gebäude sind nicht in dem Maße auf hohe Anschlussleistungen angewiesen, wie unsanierte Gebäude. Das gilt für Gas genauso wie für Strom oder Wärmenetze. Effiziente Gebäude können auch Versorgungsgengänge besser kompensieren, da sie nicht so schnell auskühlen und damit eine gewisse Zeit ohne externe Wärmezufuhr auskommen. Gleichzeitig können Gebäude in Zeiten hoher Energieerzeugung diese systemdienlich speichern (Wärmespeicher). Gasversorgte Gebäude gewährleisten, dass Gasnetze auch in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden können und die notwendigen Investitionen in die Dekarbonisierung von Gas erfolgen.

Fazit

Eine **Herausforderung** ist, die Weichen heute so zu stellen, dass die Erreichung der Klimaschutzziele gewährleistet wird, gleichzeitig der Raum an Technologieoptionen möglichst groß bleibt und ein verlässliches Investitionsumfeld für alle Akteure geschaffen wird.

Selbst wenn eine exakte Vorhersage eines langfristig und gesamtwirtschaftlich optimalen Technologie-Mixes der Wärmebereitstellung kaum möglich ist, so zeigen die untersuchten Szenarien doch **Ge-meinsamkeiten** auf, die die Grundvoraussetzung für die Zielerreichung sind:

- Erhebliche Steigerung der **Energieeffizienz** von Gebäuden (Effizienzstrategie)
- Erhalt der Gasnetze und mittelfristiger Erhalt der Gasversorgung von Gebäuden und ggf. einen Übergang von fossilem Gas zu grünem und synthetischem Gas, sofern keine anderen kostengünstigeren und treibhausgasneutralen Optionen möglich sind.
- In allen Szenarien stellen **emissionsfreie Wärmenetze** (ggf. auch mit unterschiedlichen Temperaturen) die zweite zentrale leitungsgebundene Option dar. Sie sind offen für alle emissionsfreien Wärmeerzeugungstechnologien – also auch grünes und synthetisches Gas.
- In allen Szenarien steigt der Marktanteil von **Wärmepumpen** stark an.
- Die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** wird in allen Szenarien weiter ausgebaut.
- In allen Szenarien werden **PtX** eingesetzt. Die Erzeugung von PtX sollte weiter erforscht und marktreif gemacht werden.

4.2 Verkehr

4.2.1 Status

Der Verkehrssektor ist mit einem Anteil von ca. 25 % in Europa und ca. 20 % in Deutschland einer der Hauptemittenten von CO₂. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs liegt derzeit bei rund 750 TWh. Erdgas als Kraftstoff spielt eine untergeordnete Rolle. Im Jahr 2017 lag der Absatz bei 1,6 TWh. Die Menge an erneuerbarem Methan lag bei 0,44 TWh. Biokraftstoffe haben insgesamt einen Anteil von 5,6 % am Kraftstoffverbrauch. Die durchschnittliche THG-Minderung von Biogas lag laut BLE im Jahr 2018 ggü. fossilen Kraftstoffen bei 88 %.

Gasmobilität inkl. Wasserstoff ist eine Option zur THG-Minderung in allen Verkehrsträgern, außer dem Luftverkehr (dort nur als Teilanwendung). Die Alternativen, z.T. aber auch Ergänzungen, vor allem im Straßengüterverkehr sind die batterieelektrische bzw. die oberleitungsbasierte Mobilität.

Die THG-Emissionen des Pkw-Verkehrs sind zwischen 1995 und 2017 um 0,5 % angestiegen, die spezifischen Emissionen, also die Emissionen pro Personenkilometer, sind um rund 15 % gesunken. Gemäß Klimaschutzplan der Bundesregierung soll der Verkehrssektor seine THG-Emissionen bis 2030 um 40 – 42 % im Vergleich zu 1990 senken. Das entspricht einer Minderung um rund 70 Millionen Tonnen. Dieses Ziel leitet sich sowohl aus den nationalen THG-Gesamtmindeungsziel des Klimaschutzplans als auch den EU-Klimaschutzz Zielen im Non-ETS Bereich ab.

Die EU möchte die Zielerreichung unter anderem durch die Flottengrenzwertregulierung für Pkw, leichte sowie schwere Nutzfahrzeuge sicherstellen. So sollen z.B. bis 2030 die CO₂-Emissionen von Pkw-Neuwagen um 37,5 und der LNF-Neufahrzeuge um 31 Prozent gegenüber 2021 sinken.

Fahrzeugbestand von CNG- und H2-Pkw

Nach einer Verdoppelung des Fahrzeugbestandes von 2007 bis 2012 stagniert der Bestand an Fahrzeugen mit CNG seit 2012. Im Jahr 2018 gab es einen Fahrzeugbestand mit rund 75.000 zugelassenen CNG-Pkw.

Der Bestand an Lkw mit CNG ist seit 2012 auf einem konstanten Niveau von rund 14.000 zugelassenen Lkw. Der Großteil des Bestandes (rund 13.000 Lkw) fällt auf den Nutzlastbereich bis 2t. Ende 2017 waren nur 28 Fahrzeuge mit einer Nutzlast >12t zugelassen. Gleichwohl hat sich der Bestand in den letzten zwei Jahren deutlich erhöht. Bis zum 17.01.2019 sind beim Bundesamt für Güterverkehr insgesamt 178 Anträge mit einem Antragsvolumen von ca. 9,5 Mio. € (für 780 Fahrzeuge: davon E-Antrieb: 51, CNG: 197, LNG: 532) eingegangen.

Die Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge mit Brennstoffzelle bewegt sich Stand November 2018 mit rund 498 Pkw und 15 Bussen auf einem sehr niedrigen Niveau. Im Lkw-Bereich gibt es bis auf Erprobungsfahrzeuge keine Fahrzeuge mit Brennstoffzellen im Regelbetrieb. Über die beiden Förderaufrufe des NIP wurden inzwischen 566 Pkw und 99 Busse bewilligt.

Im Verlauf des Jahres 2018 ist das Modellangebot alternativer Antriebe im Neuwagenmarkt gesunken: waren Anfang 2018 150 Modelle mit alternativem Antrieb verfügbar, sind es Anfang 2019 laut ADAC Fahrzeugdatenbank nur noch 107. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Situation im Laufe des Jahres entspannt und auch das Angebot an Modellen mit alternativen Antrieben steigt.

Die größte Auswahl an alternativen Antrieben gibt es derzeit bei PHEV (25 Modelle, 9 Modelle weniger als im Vorjahr) und BEV (25 Modelle, 2 Modelle weniger als im Vorjahr). Es folgen Hybride (22 Modelle, 13 Modelle weniger als im Vorjahr), Erdgas-Pkw (18 Modelle, 13 Modelle weniger als im Vorjahr) und LPG-Pkw (15 Modelle, 6 Modelle weniger als im Vorjahr). Bei Pkw mit Brennstoffzelle stehen wie im Vorjahr zwei Modelle zur Auswahl.

Im Verlauf der letzten beiden Jahre hat sich die Verfügbarkeit und Attraktivität von schweren Nutzfahrzeugen mit Gasantrieb deutlich erhöht. Sowohl Iveco, Scania und Volvo bieten mittlerweile Fahrzeugmodell mit mehr als 400 PS an. Daimler und DAF sind bislang nicht marktaktiv geworden bei Lkw; Daimler vertreibt allerdings Erdgasbusse.

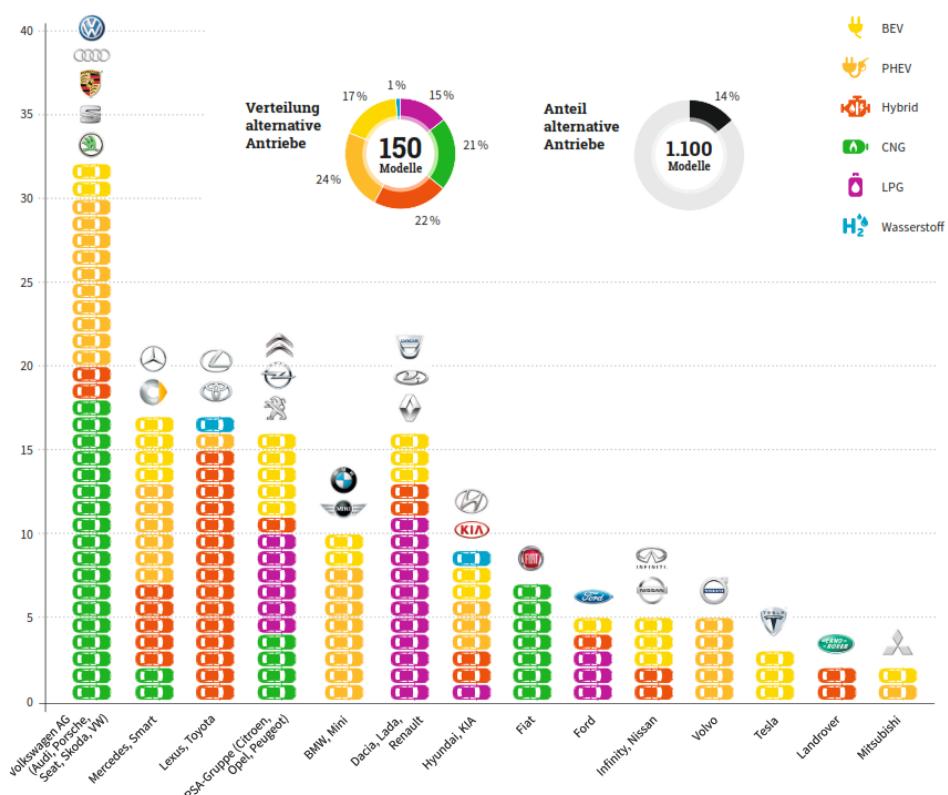


Abb. 27: Modellverfügbarkeit alternative Antriebe in Deutschland 2018 (dena, 2018d)

Neuzulassungen von CNG- und H₂-Pkw

- Die Neuzulassungen von Erdgasfahrzeugen (CNG) in Deutschland erhöhten sich 2018 im Vergleich zu 2017 um 190,2 Prozent auf 10.804 Pkw (+7.081). Dabei waren sie besonders stark von der WLTP-Umstellung betroffen, da einige Modelle teilweise bis heute nicht wieder bestellbar sind. Als Folge brachen die CNG-Neuzulassungen ab September ein und lagen bis zum Ende des Jahres unter denen des Vorjahreszeitraums (dena, 2019a)
- Zum 1. Januar 2017 betrug der europäische Gesamtbestand fast 1.350.000 CNG-Fahrzeuge. Im Jahr 2018 wurden europaweit (EU 28) insgesamt aber nur knapp 66.000 Pkws mit Erdgasantrieb neu zugelassen. Gegenüber den fast 81.500 Neuzulassungen im Jahr 2015 bedeutet dies einen Rückgang von fast einem Viertel Neuzulassungen von CNG-NfZ 2018.

- Im europäischen Vergleich ist für die letzten 6 Jahre ab 2018 eine sehr unterschiedliche Entwicklung der Fahrzeugmärkte bei Neuzulassungen von Erdgasfahrzeugen zu erkennen. Insbesondere das ursprünglich EU-weite Wachstum der Erdgasneuzulassungen stagnierte von 2014 bis 2017. Auch in EU-Ländern mit Leitbildcharakter, wie z.B. Italien, sind die Neuzulassungen für Erdgasfahrzeuge stark zurückgegangen. Im Jahr 2018 kehrte sich der Trend jedoch um. Vor allem in Italien und Deutschland stiegen die Zulassungszahlen.

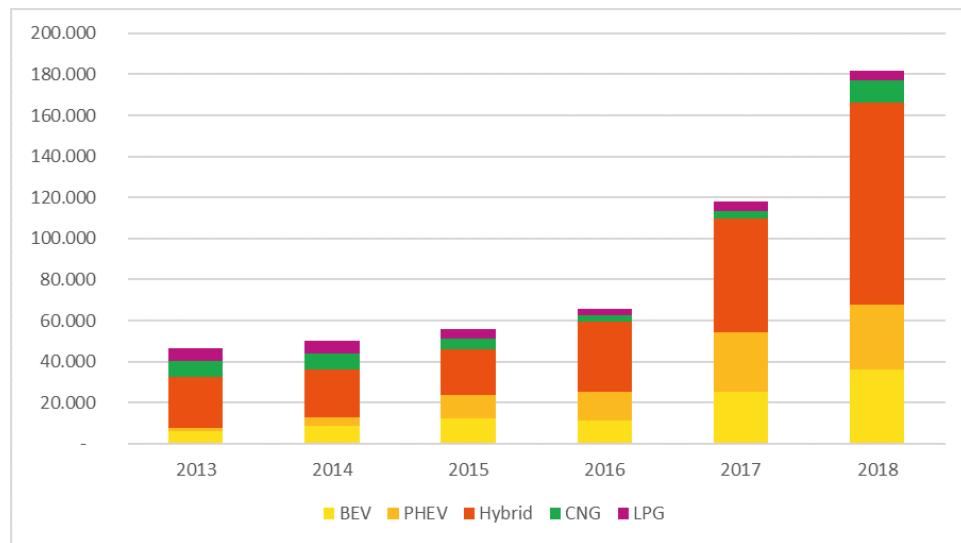


Abb. 28: Neuzulassungen alt. Antriebe (dena, 2019a)

Im Bereich der Brennstoffzellenmobilität gab es im Jahr 2018 keine nennenswerten Steigerungen der Zulassungszahlen. Im Zwischenstand des Umweltbonus zum 28. Februar 2019 gab seit Bestehen des Umweltbonus 51 Anträge für Brennstoffzellenfahrzeuge.

Attraktivität und Wahrnehmung von Gasfahrzeugen

60 % der Deutschen würden sich laut einer repräsentativen Umfrage der TNS Emnid für ein Auto mit alternativem Antrieb entscheiden, wenn der Kaufpreis derselbe wie bei einem klassischen Verbrenner wäre. Das sind 10 % mehr als 2017. Am populärsten sind Pkw mit batterieelektrischem Antrieb. Fast jeder Vierte würde sich dafür entscheiden. Die größte Veränderung ist bei Wasserstofffahrzeugen zu verzeichnen. Hier steigt der Zuspruch von 7 auf 15 %. 3 % der Befragten würden sich für eine Pkw mit Gasantrieb entscheiden. 35 % würden sich auch bei gleichem Kaufpreis für einen klassischen Verbrennungsmotor entscheiden (2017: 43 %).

Mit Blick auf das Jahr 2030 glauben 72 % der Befragten, dass alternative Antriebe den Markt dominieren werden. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich dieser Wert kaum verändert. Knapp jeder Zweite sieht dabei das Batterieauto in der führenden Rolle, gut jeder Zehnte setzt auf Wasserstofffahrzeuge oder Plug-in-Hybride. 22 Prozent sehen dagegen im Jahr 2030 den Verbrennungsmotor als die dominierende Antriebsart. Während die größten Steigerungsraten beim Wasserstofffahrzeug zu verzeichnen sind, stagniert die Rolle des Erdgasfahrzeugs (4 %).

LNG in der Schifffahrt

In verflüssigtem Erdgas (LNG) wird insbesondere in der Schifffahrt ein großes Potential gesehen, um die Luftqualität und die THG-Emissionen bei Schiffen zu senken. Zu diesem Ergebnis kommt u.a. die Shell LNG-Studie „Verflüssigtes Erdgas – Neue Energie für Schiff und Lkw? Fakten, Trends und Perspektiven.“

Unter der Annahme, dass es bis 2040 weltweit 6.000 (vor allem) große LNG-betriebene Schiffe gibt, könnten sich die THG-Emissionen in der Schifffahrt bis 2040 um 132 Millionen Tonnen reduzieren. Das größte Potential bieten Containerschiffe, die aufgrund ihres hohen Leistungsbedarfes vergleichsweise hohe Kraftstoffverbräuche haben. Passagierschiffen kommt eine Pionierfunktion zu, wie erste Kreuzfahrtschiffe zeigen. Laut der Initiative Maritime LNG Plattform sei bei neu bestellten Kreuzfahrtenschiffen fast immer LNG als Option vorgesehen. Auch Fähren würden zunehmend mit LNG- oder Dual-Fuel-Motoren in Auftrag gegeben, die mit verschiedenen Kraftstoffen betrieben werden können. Von einem Durchbruch in der gesamten Schifffahrt kann allerdings trotz der Fortschritte noch nicht gesprochen werden.

Weltweit können bei einer Flotte von rund 50.000 Seeschiffen schätzungsweise 200 Schiffe mit LNG fahren oder sind darauf vorbereitet, also weniger als 1 %. Ein Problem bei der Durchsetzung von LNG in der Schifffahrt ist die Verfügbarkeit in den Häfen.

Schiffe tragen an Küsten- bzw. Hafenstandorten zu einem wesentlichen Teil zur Emission verkehrsbedingter Luftschatdstoffe bei. Zudem verursacht der internationale Seeverkehr rund 3 % des weltweiten Kohlendioxidausstoßes. LNG ist derzeit die einzige ernsthaft diskutierte und marktreife Alternative zu ölbasierten Schiffskraftstoffen.

In der Binnenschifffahrt sind heute schon einige wenige Schiffe rein elektrisch unterwegs, vorwiegend Fähren und Ausflugsboote. Sie fahren kürzere Strecken und benötigen deshalb zu dem Anwendungsfall passende, relativ geringe Batteriekapazitäten.

In Bezug auf die Erreichung nationaler Klimaziele muss zwischen der Binnen- und der Seeschifffahrt unterschieden werden. Nach der Kyoto-Abgrenzung ist nur die Binnenschifffahrt in die nationalen CO₂-Berechnungen aufzunehmen.

Gas im Zugverkehr

In Deutschland sind ca. 60 % der Schienenstrecken elektrifiziert, diese decken jedoch rund 90 % der Verkehrsleistung auf der Schiene ab. Die nicht elektrifizierten Nebenstrecken werden durchweg von Diesel-Loks betrieben. Eine Umstellung auf Erdgasbetrieb ist hier derzeit nicht geplant.

Im Jahr 2017 nahm jedoch der erste wasserstoffbetriebene Zug von Alstom in Niedersachsen seinen Betrieb auf. Seit September 2018 sind hier zwei Brennstoffzellenzüge mit Wasserstoff vom Typ „Coradia iLint“ im Fahrgastbetrieb eingesetzt. Zum Jahr 2022 ist der Beginn des Regelbetriebs mit 14 Zügen und einer stationären Wasserstofftankstelle geplant. Ebenfalls für das Jahr 2022 wurden 26 Züge für den Betrieb in Hessen angekündigt. Diese haben eine Reichweite von 1.000 km, benötigen rund 15 Minuten zum Tanken und haben nach ersten Erhebungen einen H₂-Bedarf >1t H₂/Tag. Weitere Hersteller entwickeln ebenfalls Brennstoffzellenzüge, so plant z.B. Siemens mit der Technologieplattform „Mireo“ ein modulares Baukastensystem für Züge mit Batterie und Brennstoffzelle.

Gas im ÖPNV

Elektrobusse erreichen bisher im Bereich der Einsatzbereitschaft noch nicht das üblicherweise notwendige Anforderungsniveau des ÖPNV und sind insbesondere in der Anschaffung sehr teuer. CNG Busse sind hier eine verlässliche Option, eine Minderung von Luftschatdstoffen und THG-Emissionen kostengünstig zu erreichen. Im Jahr 2017 waren von den rund 6.700 neu zugelassenen Omnibussen trotz umfangreicher nationaler und europäischer Förderprogramme nur 23 Busse batteriebetrieben. Eine Zulassung von Brennstoffzellen-Hybridbussen gab es nicht. Im Laufe des Jahres 2019 werden jedoch 30 Busse für den Regionalverkehr Köln und 10 Busse für die Wuppertaler Stadtwerke mit Brennstoffzelle ausgeliefert. Dies stellt derzeit den größten Auftrag aller Zeiten für Wasserstoffbusse in Europa dar. Auch in den Städten Mainz, Wiesbaden und Frankfurt sollen ab Sommer 2019 elf Linienbusse eingesetzt werden. Laut der Studie „Antriebe für den ÖPNV im Kosten- und Umweltvergleich“, die im Auftrag von Zukunft Erdgas durch Belicon und PwC erstellt wurde, sind im Stadtverkehr in Deutschland rund 35.000 Linienbusse unterwegs. 95 % dieser Busse sind mit einem konventionellen Dieselmotor ausgestattet. Elektrische Antriebssysteme mit Batterie- und Wasserstoffspeichern machen 2 % des Busbestands aus. Busse, die mit Erdgas und Biomethan betrieben werden, haben einen Anteil von etwa 3 %. Der Gasbus verursacht gegenüber dem Diesel knapp 4 % an Mehrkosten. Bei Elektroantrieben liegen die Mehrkosten bei 61 - 156 %.

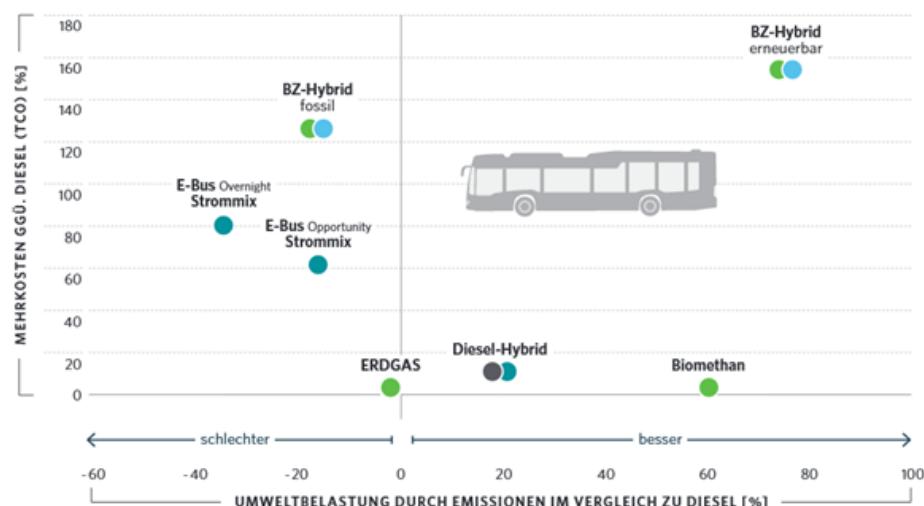


Abb. 29: Ökologischer Vergleich: Verhältnis Mehrkosten und Umweltvorteil (Zukunft Erdgas, 2018b)

Alle namhaften Bushersteller für den deutschen Markt bieten wegen der hohen Nachfrage aus dem europäischen Ausland ausgereifte Gasmotoren im Solo- und Gelenkbus, aber auch im Überlandbus an. Ein vergleichbares Angebot an serienreifen strombasierten Systemen gibt es derzeit nicht.

In der Studie wurden auch die Umweltauswirkungen der Busherstellung und der Kraftstoff- bzw. Energiebereitstellung in die Untersuchung einbezogen. Um durchschnittlich 63 % könnten die Umweltemissionen (v.a. NO_x- und Partikelemissionen) der Busse des ÖPNV reduziert werden, wenn Gasbusse statt Diesel eingesetzt würden.

Trotz Kostennachteilen werden elektrisch betriebene Busse in den kommenden Jahren eine größere Bedeutung erlangen. Deutsche Städte planen bis 2031 die Beschaffung von knapp 900 rein elektrisch betriebenen Bussen, davon knapp über 50 mit Brennstoffzellenbetrieb. Durch die europäische Clean Vehicle Directive wird sich der Druck, lokal emissionsfreie Busse in den Verkehr zu bringen, weiter erhöhen.

Entwicklung CNG-Tankstellen in Deutschland

Die Zahl der Erdgastankstellen ist in den letzten Jahren rückläufig, auch im Jahr 2018 wurden mehr Erdgastankstellen geschlossen als neue eröffnet. Zum Jahresende gab es in Deutschland 857 CNG-Tankstellen. Damit setzte sich der Trend der schließenden CNG Tankstellen aufgrund von Unwirtschaftlichkeit fort, wenn auch deutlich langsamer.

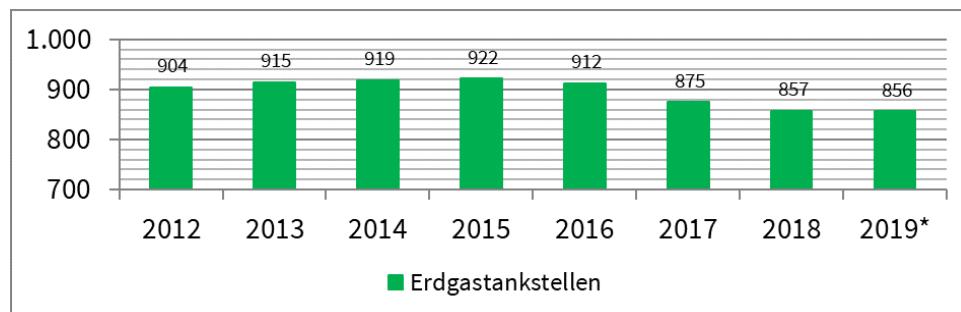


Abb. 30: Erdgas-Tankstellen in Deutschland von 2012 bis 2019 - *Schätzung für 2019 (dena, 2019a)

Derzeit sind 60 Wasserstofftankstellen in Betrieb, 34 weitere sind in Planung bzw. in Bau und sollen bis Ende des Jahres eröffnen. Bis zum Jahr 2025 soll es in Deutschland nach Aussage der Industrieinitiative „H2 mobility“ 400 Wasserstoff-Tankstellen geben.

Entwicklung in der EU

Innerhalb des Jahres 2018 stieg die Anzahl der öffentlich zugänglichen Erdgastankstellen wieder deutlich an. Aktuell kann europaweit an 3.570 CNG-Stationen und 106 LNG-Stationen Erdgas getankt werden. Im Jahr 2016 waren es nur 2.991 CNG- und 70 LNG-Stationen. (dena 2018)

Deutschland hat weltweit das aktuell zweitgrößte Netz an öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen – es wird nur von Japan mit 96 öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen übertroffen. An dritter Stelle folgen die USA mit 42 Tankstellen. Weltweit wurden 2018 insgesamt 48 öffentlich zugängliche Wasserstoff-Tankstellen eröffnet.



Abb. 31: Geplante H2 Tankstellen in Europa (Quelle: NOW-GmbH)

Bestand LNG-Tankstellen

Der Nutzfahrzeughersteller Iveco und das Energieunternehmen LIQVIS eröffneten am 28. Juni 2016 Deutschlands erste LNG-Tankstelle für Lkws in Ulm. Genutzt wird die Tankstelle insbesondere für Dauertests zur Erprobung von innovativen Motorenkonzepten für den Fernverkehr. Deutschlands erste öffentlich zugängliche LNG-Tankstelle wurde von LIQVIS im April 2017 östlich von Berlin in Freienbrück eröffnet. Aktuell bestehen in Deutschland 4 LNG-Tankstellen; weitere 8 - 12 sollen im Jahr 2019 aufgebaut werden. Bis Ende 2020 sind weitere 40 LNG-Tankstellen in Planung.

Tabelle 3: Kostenrahmen Kraftstoffe (Stand Mitte März 2019)

| | Kosten pro kg/kWh/l | Kraftstoffkosten pro 100 km | Steueranteil nach EnergieStG | Vergleichswert Steueranteil pro Energieinhalt Heizwert |
|-------------------------|---------------------|-----------------------------|------------------------------|--|
| Erdgas (kg) | 1,20 € | ~ 5 € | 0,19 € | ~ 1,39 ct/kWh |
| Wasserstoff (kg) | 9,50 € | ~ 9,50 € | 0 € | 0 ct/kWh |
| Strom (kWh) | 0,28 € | ~ 5 € | 0,02 ⁴ € | ~ 2,05 ct/kWh |
| Diesel (l) | 1,24 € | ~ 6,70 € | 0,47 € | ~ 4,8 ct/kWh |
| Benzin (l) | 1,34 € | ~ 8,20 € | 0,655 € | ~ 7,4 ct/kWh |
| Biodiesel | | | 0,47 € | ~ 5,1 ct/kWh |
| Bioethanol | | | 0,655 € | ~ 11,1 ct/kWh |
| Biogas | | | 0,19 € | ~ 2,2 ct/kWh |

⁴ Darüber hinaus noch weitere Umlagen in Höhe von 7,2 ct/kWh

Andere als die genannten Energieerzeugnisse unterliegen der gleichen Steuer wie die Energieerzeugnisse, denen sie nach ihrem Verwendungszweck und ihrer Beschaffenheit am nächsten stehen. Bioethanol wird pro Liter wie Benzin und Biodiesel wie Diesel besteuert. Preisunterschiede an den Tanksäulen zwischen Erdgas zum Bioerdgas sind derzeit nicht erkennbar.

Die Kraftstoffpreise sind stark geprägt von Steuern und Abgaben. Derzeit werden flüssige, gasförmige und strombasierte Kraftstoffe unterschiedlich besteuert und unabhängig von ihren jeweiligen THG-Emissionen. Zusätzlich schlägt sich bei den Zahlen in der Tabelle die Förderung von Gaskraftstoffen nieder; der Normalsteuersatz läge für Erdgas bei rd. 3,2 ct/kWh und für Biogas bei etwa 5,3 ct/kWh. Ein Vergleich der Kraftstoffkosten für unterschiedliche Antriebe muss jedoch differenziert betrachtet werden, denn diese hängen vom jeweiligen Fahrzeug, dem Fahrprofil und -stil sowie den Kosten des jeweiligen Kraftstoffs ab. Je nach Fahrprofil sind CNG-Pkw bereits heute die wirtschaftlichste Alternative im Markt.

Eine Einschätzung der Entwicklung der Kraftstoffpreise bis in das Jahr 2030 ist von zu vielen Faktoren abhängig, als dass an dieser Stelle eine seriöse Einschätzung möglich wäre.

Förderprogramme

Die Steuererleichterung für Erdgas als Kraftstoff wurde bis zum Jahr 2026 verlängert. Ein Förderprogramm für Erdgas-Pkw auf Bundesebene gibt es nicht. Seit 2019 kommen CNG, LNG und Elektro-Lkw in den Genuss einer Mautbefreiung. Außerdem unterstützt das BMVI den Kauf der Fahrzeuge mit bis zu 8.000, 12.000 bzw. 40.000 EUR.

Im Bereich der Wasserstoffmobilität gibt es die „Bundesförderung Wasserstoff und Brennstoffzelle“ (NIP). Die Umsetzung des NIP erfolgt über entsprechende Maßnahmen der beteiligten Bundesministerien. Das BMVI setzt zunächst bis 2019 250 Millionen Euro zur Unterstützung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ein. Am 29.9.2016 wurde bereits die Förderrichtlinie für „Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation“ veröffentlicht.

Mit der Förderrichtlinie „Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase 2 (Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität)“ vom 17. Februar 2017 unterstützt das BMVI die Marktaktivierung für Produkte, die die technische Marktreife erzielt haben, am Markt jedoch noch nicht wettbewerbsfähig sind, als Vorstufe des Markthochlaufs.

Zudem werden mit dem HyLand-Konzept Kommunen auf ihrem Weg in die Wasserstoffwirtschaft begleitet – je nach Wissensstand als HyStarter, HyExperts oder HyPerformer. 138 Kommunen haben Interesse bekundet, HyStarter zu werden und sich bei der Erstellung eines regionalen Konzepts und dem Aufbau einer Akteurslandschaft vor Ort unterstützen zu lassen.

Beim „Umweltbonus“ ist der Erwerb (Kauf oder Leasing) eines neuen, erstmals zugelassenen, elektrisch betriebenen Fahrzeuges gemäß § 2 des Elektromobilitätsgesetzes, im Einzelnen ein reines Batterielektrofahrzeug, von außen aufladbares Hybridelektrofahrzeug (Plug-In Hybrid) oder Brennstoffzellenfahrzeug förderfähig. Ebenso förderfähig sind Fahrzeuge, gleich welchen Antriebs, keine oder weniger als 50 g CO₂-Emissionen pro km vorweisen. Das Fahrzeugmodell muss sich auf der Liste der förderfähigen Elektrofahrzeuge befinden.

In hohem Maße gefördert wird zudem die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Die Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge“ soll den Aufbau einer flächendeckenden und bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge in Deutschland weiter vorantreiben. Bis 2020 fördert das BMVI den Aufbau von mindestens 15.000 Ladestationen mit einem Volumen von 300 Millionen Euro. Davon sind 100 Millionen für Normalladung bis 22 kW sowie 200 Millionen für Schnellladung ab 22 kW Ladeleistung vorgesehen.

Im Förderprogramm „Energieeffiziente und/oder CO₂-arme schwere Nutzfahrzeuge“ (EEN) wird die Anschaffung von Lkw und Sattelzugmaschinen mit Erdgasantrieb, Flüssigerdgasantrieb oder Elektroantrieb (Batterieelektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge) gefördert. Die Förderung erfolgt grundsätzlich als pauschaler Zuschuss nach Antriebsart:

- Erdgasantrieb: 8.000 Euro pro Fahrzeug
- Flüssigerdgasantrieb: 12.000 Euro pro Fahrzeug
- Elektroantrieb bis einschließlich 12 t zGG: 12.000 Euro pro Fahrzeug
- Elektroantrieb ab 12 t zGG: 40.000 Euro pro Fahrzeug

Der Zuschuss darf max. 40 % der Investitionsmehrkosten betragen, bei Überschreiten erfolgt eine Minderung der Pauschalen.

Das BMVI fördert zudem die Aus- und Umrüstung von Seeschiffen zur Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG) als Schiffskraftstoff. Ziel des Förderprogramms ist es, den Einsatz von LNG in der deutschen Seeschifffahrt voranzutreiben. Die Förderung wird in Form von nicht rückzahlbaren Zuschüssen zur Anteilfinanzierung der Investitionsmehrkosten für die Aus- oder Umrüstung von Seeschiffen auf LNG-Betrieb gewährt. Gegenstand der Förderung ist entweder die Ausrüstung von Seeschiffsneubauten oder die Umrüstung von bestehenden Seeschiffen zur Nutzung von LNG als Schiffskraftstoff im reinen Gas- bzw. im sogenannten Dual-Fuel Betrieb für den Hauptantrieb. Wenn eine Aus- oder Umrüstung für den Hauptantrieb gefördert wird, ist auch die Aus- oder Umrüstung von Hilfsmaschinen für den LNG-Betrieb förderfähig.

Mit der Richtlinie über Zuwendungen für Binnenschifffahrtsunternehmen zur nachhaltigen Modernisierung von Binnenschiffen wird u.a. die Nachrüstung mit emissionsärmeren Motoren, u.a. Gasmotoren inkl. Zusatzanlagen wie Gastanks gefördert. Als Bemessungsgrundlage werden für den Erwerb eines emissionsärmeren Motors anstelle eines herkömmlichen Dieselmotors die nachfolgenden pauschalen Mehrausgaben des emissionsärmeren Motors zugrunde gelegt:

- a) Mehrausgaben bei einer Motorleistung unter 500 kW: 22,50 Euro pro kW;
- b) Mehrausgaben bei einer Motorleistung ab 500 kW: 27 Euro pro kW.

Für den Austausch des bisher genutzten Dieselmotors gegen einen emissionsärmeren Motor bei einem in Fahrt befindlichen Binnenschiff werden zusätzlich Pauschalen für den Aus- und Einbau von Motoren gewährt:

Ausgabenpauschalen für den Aus- und Einbau von Motoren

- des Hauptantriebs bei einer Motorleistung ab 500 kW: 50 000 Euro;
- des Hauptantriebs bei einer Motorleistung unter 500 kW: 40 000 Euro;

- des Hilfsantriebs (z.B. Bugstrahl) und der Lade- und Löschkörper: 20 000 Euro;
- des Schiffsbetriebs (z.B. als Antrieb von Generatoren): 5 000 Euro.

Sofern es sich bei dem emissionsärmeren Motor um einen Gasmotor handelt, wird auch das zugehörige Gaslagerungs- und -versorgungssystem gefördert. Als Bemessungsgrundlage werden die durch Angebote nachgewiesenen Mehrausgaben gegenüber den Ausgaben für ein herkömmliches Treibstoffsystem zugrunde gelegt.

Zudem ist es möglich im Rahmen des KfW-Umweltprogramms günstige Darlehen für Neuanschaffung oder Modernisierung von Verkehrsmitteln (Fahrzeuge, Schiffe) und für Maßnahmen im Bereich der Infrastruktur zu erhalten.

In der Förderinitiative „Energiewende im Verkehr: Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe“ des BMWi liegt der Fokus der Förderbekanntmachung auf Forschungsprojekten zur Herstellung und Nutzung von alternativen, strombasierten Kraftstoffen und der Einbindung der neuen Technologien in die Energiewirtschaft.

4.2.2 Ausblick

Gasbasierte Kraftstoffe (CNG, SNG, LNG, H₂, sowie Biomethan) können eine zentrale Rolle in der zukünftigen Mobilität einnehmen. Dies vor allem im Schiffs- und Schwerlastverkehr, wo sie auf Jahrzehnte hinaus die tragenden emissionsarmen Kraftstoffe sein werden. Dabei spielen im Moment insbesondere erdgasbasierte Antriebe eine wesentliche Rolle. Marktreife bzw. serienreife Alternativen zu CNG/LNG für den Langstreckenverkehr und die Schifffahrt sind bisher nicht vorhanden. Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge (Langstrecke) entwickeln derzeit eine Reihe von Herstellern (z.B. Hyundai, Scania, Nicola) Brennstoffzellen-Lkw. Eine weitere potenzielle Alternative für die langen Strecken und schweren Lasten sind oberleitungsbasierte Elektrohybrid-LKW. Voraussetzung für deren flächendeckenden Einsatz wird jedoch der Aufbau einer Mindestlänge von Oberleitungen an hochfrequentierter Autobahnkilometern sein – eine hohe Wirksamkeit wird das System jedoch nur beim Aufbau in ganz Europa erfahren. Für kurze - und mittlere Strecken werden in den kommenden Jahren ggf. auch rein batteriebasierte tragfähige Elektro-LKW eine attraktive Alternative.

In der Container Schifffahrt ist LNG derzeit die einzige ernsthaft diskutierte und marktreife Alternative zu flüssigen Schiffskraftstoffen. Mehrere Reedereien planen zudem Hybrid-Kreuzfahrtschiffe. Bei großen Frachtschiffen auf den Weltmeeren liegen elektrische Antriebe hingegen noch in weiter Ferne. Die Batterien sind noch zu wenig effizient und zu schwer für Schiffe, die lange Strecken auf hoher See zurücklegen.

Im Pkw-Bereich gewinnt die Verbreitung und Förderung der Elektromobilität zunehmend an Bedeutung. Auch im internationalen Kontext zeichnen sich Tendenzen zur Batterie-Elektromobilität, in einigen Ländern aber auch zu Brennstoffzellenfahrzeugen ab. Erdgas als Kraftstoff stellt insbesondere für kostensensitive Nutzer eine Option zur emissionsarmen Mobilität dar, auch für Fahrprofile, bei denen elektrifizierte Antriebe Schwächen aufweisen. Global betrachtet sind Erdgas-Pkw insbesondere in „Nicht-frontrunner“ Märken von Bedeutung, wie z.B. dem Iran.

Für Unternehmen und Politik ist die Frage, welche Rolle Erdgas-Pkw über welchen Zeitraum als Option der emissionsarmen Mobilität übernehmen können. In diesem Zusammenhang ist für den Fahrzeugstandort Deutschland auch von Bedeutung, welche Wertschöpfungseffekte und Abhängigkeiten bei Elektro-/Brennstoffzell/-CNG-Mobilität entstehen. Derzeitig liegen die Kompetenzen und Wertschöpfungsmöglichkeiten der Batteriezellentechnologie im asiatischen Raum. Die Batteriezelle ist der wirtschaftliche Kern des Elektroautos. Auf ihn entfällt fast die Hälfte der Wertschöpfung. Er bestimmt den Verkaufspreis und damit die Gewinne der Hersteller. Für seine Fertigung braucht es Rohstoffe und Know-how, die auf dem Weltmarkt zunehmend umkämpft sind. Die Produktion der Batteriezellen liegt bisher in der Hand asiatischer Konzerne. Die Wertschöpfungsmöglichkeiten einer brennstoffzellenbasierten Mobilität erscheinen in der Gesamtheit größer. Allerdings wird die industrielle Wertschöpfungstiefe der Produktion aller Wahrscheinlichkeit nach die Kaufentscheidung der Nutzer beeinflussen. Ein systemischer Vorteil der Wasserstoffmobilität könnte darin liegen, dezentral und zentral erzeugten Wasserstoff aus erneuerbaren Energien "systemdienlich" nutzbar zu machen. Somit könnten mehrere Bausteine einer dezentralen Energiewende genutzt werden: die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), die Umwandlung und Speicherung in Wasserstoff mit Wärmeauskopplung bis hin zum Transport des Wasserstoffs und seiner Nutzung im Mobilitätssektor. Gleiches gilt mit einer Umwandlungsstufe mehr für erneuerbares Methan.

Bei der Weiterentwicklung der Wasserstoffmobilität sind derzeit ebenfalls asiatische Hersteller führend. Japan verfügt mit Toyota und Honda über zwei führende Hersteller kommerzieller Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEVs), die zusammen einen Großteil der weltweit verkauften Fahrzeuge liefern. Mit starker und kontinuierlicher politischer Unterstützung werden die Entwicklung und Kommerzialisierung von FCEVs und deren Infrastruktur vorangetrieben. Aktuell sind in Japan mehr als 2.000 FCEV in Betrieb. Die Preise von FCEV sollen nach Aussage der Unternehmen bis 2025 auf das Niveau von Hyridfahrzeugen gesenkt und der Wasserstoffkraftstoffpreis noch zuvor deutlich reduziert werden. Auf dieser Basis sollen bis 2020 rund 40.000, bis 2025 dann 200.000 und bis 2030 schließlich 800.000 FCEVs auf Japans Straßen fahren. Die ambitionierten Planungen werden vom Staat durch Förderprogramme sowohl für den Bau und Betrieb der Infrastruktur wie auch die Anschaffung von Fahrzeugen unterstützt.

In Südkorea hat die dortige Regierung sich mit inländischen Unternehmen darauf verständigt, in den nächsten fünf Jahren umgerechnet rund 2,3 Milliarden Dollar zu investieren, um die Wasserstoff-Mobilität im Land voranzubringen. Das Geld soll u.a. in Werke für Brennstoffzellen-Fahrzeuge und deren Komponenten sowie in die Forschung und Entwicklung fließen. Ziel ist es, bis zum Jahr 2022 landesweit 16.000 Brennstoffzellen-Autos und 1.000 Brennstoffzellen-Busse auf die Straßen Südkoreas zu bringen und 310 Wasserstoff-Tankstellen aufzubauen. Einer Roadmap sollen bis 2030 etwa 630.000 FCEVs fahren.

Auch China zieht derzeit große Aufmerksamkeit als Zukunftsmarkt und im Aufbau befindlicher Produktionsstandort für FCEVs und Wasserstoffinfrastruktur auf sich. Im November 2016 gab die Regierung die Zielsetzung bekannt, einen Bestand von 50.000 FCEVs bis 2025 und mindestens 1 Million FCEVs bis 2030 zu erreichen. Dafür sollen bis 2025 etwa 300 und bis 2030 etwa 1.000 Wasserstofftankstellen in Betrieb genommen werden. Offenkundig entwickelt sich China zu einem Schwergewicht unter den international führenden Anwendern und Herstellern von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien.

Für die Zukunft der Erdgas-Pkw werden sowohl die Preisentwicklung der Fahrzeuge und der Kraftstoffkosten im Vergleich zu BZ-Fahrzeugen und synthetischem Wasserstoff wichtig sein. Zurzeit ist nicht davon auszugehen, dass BZ-Pkw unter den derzeitigen Steuer- und Abgaberegelungen einmal billiger werden als Verbrenner-Pkw. Bei den Kraftstoffen wird derzeit für synthetischen Wasserstoff nicht mit relevanten Preisreduktionen gerechnet. Zusätzlich zu beachten wäre auch die derzeit noch ausgesetzte Steuer auf Wasserstoff. Die Kraftstoffkosten pro 100 km liegen bei einem mit Biogas betriebenen Pkw trotz der Steuerbelastung bei weniger als der Hälfte derjenigen bei BZ-Pkw. Eine wesentliche Änderung der TCO insbesondere durch die Einführung einer CO₂-Abgabe kann die Preisentwicklung erheblich beeinflussen. Wichtig ist daher zum einen die Antwort auf die Frage, wie viel Biogas langfristig dem Verkehr zur Verfügung steht und wie lange dessen spätere Mischung mit synthetischem Methan günstiger bleibt als die Brennstoffzellenmobilität. Eine wesentliche Rolle spielt zu dem die zukünftige Durchdringung der batterieelektrischen Mobilität im Markt. Es ist daher nicht ausgeschlossen, dass alle Alternativen im Markt bleiben könnten. Als mitentscheidend ist die zukünftige Strategie der großen Fahrzeughersteller einzuschätzen.

Die Entwicklung gasbasierter Antriebe hängt insbesondere von folgenden Faktoren ab:

- Der Möglichkeit, die gesetzlich geforderten Rahmenbedingungen in den jeweiligen Anwendungsfeldern und Regionen zu erfüllen
- Dem Anreiz und der Bewertung für die Fahrzeughersteller mit gasbasierten Antrieben einen kosteneffizienten Beitrag zur den jeweils gesetzlich geforderten CO₂-Emissionsminderungen zu leisten
- Der politischen Kommunikation und dem dadurch erzeugten Vertrauen für Hersteller und Verbraucher
- Der Attraktivität und Wettbewerbsfähigkeit (Kosten) der in den Markt gebrachten Fahrzeuge
- Dem Marketing, den Vertriebsanreizen und der öffentlichen Kommunikation von Herstellern und Energiewirtschaft
- Der technologischen und kostenseitigen Entwicklung der anderen alternativen Antriebe
- Dem realen THG-Minderungspotenzial der eingesetzten Kraftstoffe

Dabei unterscheidet sich die Bedeutung der Faktoren deutlich zwischen dem Privatkundenmarkt und gewerblichen Verbrauchern. Während der Privatkundenmarkt deutlich stärker von emotionalen Faktoren geprägt ist, und dort die Kosten im Vergleich zu anderen alternativen Antrieben eine untergeordnete Rolle spielen, ist dies im gewerblichen Bereich genau umgekehrt. Hier spielen vor allem Gesamtkostenbetrachtungen (TCO), Planungssicherheit und Qualität/Service die entscheidende Rolle bei der Kaufentscheidung.

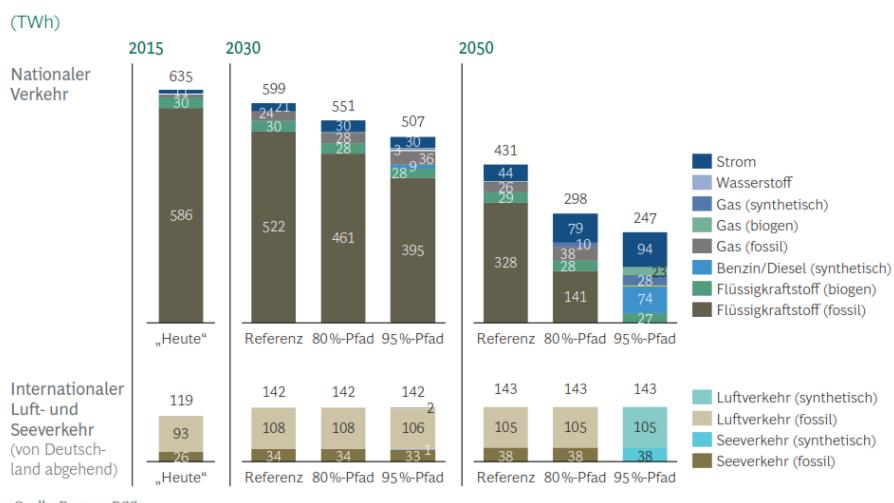
Maßgebliche gesetzliche Rahmenbedingungen für Hersteller und Verbraucher im Straßenverkehr sind derzeit und zukünftig vor allem: CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw, LNZ und SNFZ, EU-Vorgaben zu Feinstaub- und Stickoxidemissionen, Non-ETS-Ziele der EU für den Verkehrssektor sowie das nationale Sektorziel des Verkehrs aus dem Klimaschutzplan. Auch die EU Clean Vehicle Directive wird die Marktentwicklung von alternativen Antrieben im Schwerlastverkehr beeinflussen. Des Weiteren werden die Vorgaben der REDII bzw. dessen nationale Implementierung von relevanter Bedeutung für

den zukünftigen Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe werden. Je höher der Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe (ohne Strom) sein wird, umso teurerer werden zukünftig flüssige und gasförmige Kraftstoffe werden. Stand heute liegen die Kosten biomassebasierter Kraftstoffe in etwa doppelt so hoch wie von fossilen Kraftstoffen, Powerfuels kosten heute in etwa das Fünf- bis Zehnfache.

Energiewendeszenarien Verkehr

Alle zuvor genannten Energiewendeszenarien sehen einen deutlich reduzierten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 und darüber hinaus. Die wesentlichen Annahmen dahinter sind eine nochmals steigende Effizienz von Verbrennern sowie eine Teil- und Vollelektrifizierung der Neufahrzeuge im Markt. Die Bedeutung gasbasierter Kraftstoffe ist dabei stark abhängig von den jeweiligen Kostenannahmen in den Studien sowie dem Studiendesign. So haben gasbasierte Antriebe in der dena Leitstudie im TM Szenario einen deutlich höheren Anteil als in der BDI Studie, da der Antriebsmix durch exogene Faktoren in der Stakeholderdiskussionen ermittelt wurden, während er in der BDI-Studie auf Basis von Modellberechnungen entstanden ist.

ENERGIEVERBRÄUCHE IM NATIONALEN VERKEHR SINKEN DEUTLICH
ABBILDUNG 50 | Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehr



Quelle: Prognos; BCG

Abb. 32: Energieverbrauch nach Energieträgern in TWh im Verkehr 2015, 2030 und 2050 in den Szenarien „Referenz, 80%-Pfad und 95%-Pfad“ (BCG; Prognos, 2018)

Abhängigkeiten eines Bedarfs für biobasierte und strombasierte erneuerbarer Kraftstoffe am Beispiel für modellbasierte Szenarien - BDI 80%-Klimaziel

- Trotz umfangreicher Elektrifizierung verbleibt in den Klimapfaden auch langfristig noch eine substantielle Nachfrage nach flüssigen Energieträgern. Die Substitution fossiler Kraftstoffe beim Einsatz in Verbrennungsmotoren ist daher eine mögliche (und später notwendige) Ergänzung zum Antriebswechsel. Zur Erreichung des 80 %-Klimaziels reicht die unterstellte Verdrängung in diesem Szenario durch Antriebswechsel im Fahrzeugmix grundsätzlich aus. Eine weitergehende Verdrängung fossiler Kraftstoffe ist daher noch nicht erforderlich und wäre im Vergleich zu alternativen Maßnahmen in anderen Sektoren teurer.

- Eine Erhöhung des Volumens an Biokraftstoffen im Verkehr wäre nach Ansicht der Gutachter in diesem Szenario volkswirtschaftlich nicht effizient, da die nur begrenzt zur Verfügung stehende feste Biomasse in der Industrie und im Energiesektor mit höheren Wirkungsgraden eingesetzt werden kann. Allerdings wird die sinkende Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Allgemeinen dazu beitragen, dass die heutigen Mengen (1,4 Mt Dieseläquivalent 2015) höhere Anteile am verbliebenen Kraftstoffverbrauch einnehmen und damit Beimischungsquoten steigen.
- Synthetische Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom haben im Vergleich zu direkten Stromantrieben aufgrund von Umwandlungsverlusten in Herstellung und Verbrennung einen Nachteil bei der Systemeffizienz. Auch ein effizienter Verbrennungsmotor mit synthetischem Kraftstoff wird deshalb in 2050 immer noch etwa drei- bis viermal so viel Strom pro Personenkilometer benötigen wie ein Batteriefahrzeug. Langfristig sind synthetische Brennstoffe zur weitergehenden Emissionsreduktion in allen Verkehren zwingend erforderlich. Zur kostenoptimalen Erreichung des 80 %-Klimaziels seien sie allerdings nicht notwendig und würden deswegen im 80 %-Klimapfad nicht eingesetzt. Es verbleiben in diesem Szenario daher wesentliche Anteile fossiler Brennstoffe im Energieträgermix: Im 80 %-Klimapfad machen fossile Kraftstoffe im Jahr 2050 noch 57 % des Endenergieverbrauchs des nationalen Verkehrs aus.

Beispiel für modellbasierte Szenarien -BDI 95%-Klimaziel

- Die Umsetzung eines 95 %-Klimapfads verlangt im Verkehrssektor bis 2050 Nullemissionen. Dafür werden auch künftig noch flüssige und gasförmige Treibstoffe, also auch Wasserstoff, für alle Verkehrsmittel benötigt. Haupttreiber dafür in diesem Szenario sind insbesondere der Luft- und der Schiffsverkehr, für die großflächig keine tragfähigen Alternativen zu erwarten sind.
- Aus heutiger Perspektive ist deshalb zu erwarten, dass synthetische Brennstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Gewinnung erneuerbarer Energien importiert werden müssen, was auch aus Kostengesichtspunkten günstiger wäre. Im 95 %-Klimapfad wird daher der Import von 340 TWh Power-to-Liquid und Power-to-Gas angenommen, wovon 244 TWh für den Verkehrssektor, 90 TWh für den Sektor Energie und Umwandlung sowie 6 TWh für die Versorgung der verbliebenen Öl- und Gaskessel im Sektor Haushalte und GHD anfallen.
- Damit diese Mengen bis 2050 verfügbar sind und zu möglichst niedrigen Kosten produziert werden können, sollten die ersten großtechnischen Anlagen bereits bis etwa 2025 in Betrieb genommen werden. Dazu wären in den nächsten Jahren erhebliche Anstrengungen für die Technologieerprobung und -skalierung, die Projektentwicklung und -finanzierung sowie entsprechende politische Sondierungen notwendig.

Szenarien dena/BDI/ESYS Studien zu den Neuzulassungen von Fahrzeugen

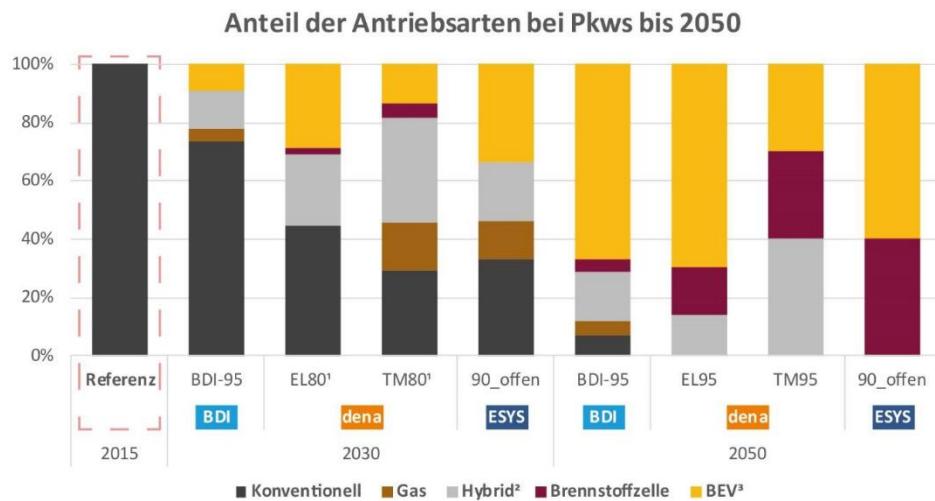


Abb. 33: Anteil der Antriebsarten bei Pkws bis 2050 (BDI; dena; ESYS, 2019)

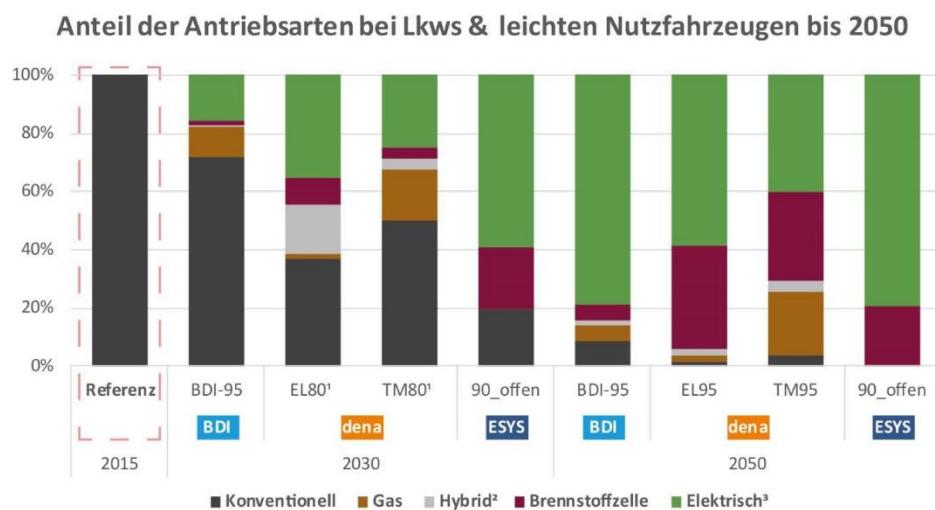


Abb. 34: Anteil der Antriebsarten bei Lkws & leichten Nutzfahrzeugen bis 2050 (BDI; dena; ESYS, 2019)

Alle drei Studien zeigen: Im Verkehr wird es auf einen breiteren Technologiemix hinauslaufen. Im Pkw-Bereich sind elektrische Antriebe die wichtigste Säule zur Zielerreichung. In allen drei Studien decken Hybrid- und batterieelektrische Fahrzeuge bis 2050 mehr als die Hälfte der Fahrzeugflotten ab. Darüber hinaus werden Biokraftstoffe und strombasierte, erneuerbare Kraftstoffe einen Teil der Lösung darstellen. Im Schwerlastverkehr ist der Ausgang des Technologierennens um die besten Lösungen weiter offen. Für den Schwerlastverkehr wie für den Schiffs- und Flugverkehr sind dringend Absprachen mit anderen Ländern notwendig, um zeitnah ambitionierte internationale Politiken zu implementieren, die mit den langfristigen Klimazielen vereinbar sind.

In allen drei Studien konnten zudem u.a. folgende Faktoren nicht hinreichend abgebildet werden:

- die verschiedenen Antriebe sind nicht 1:1 gegen den anderen ersetzbar; Stärken und Schwächen können je nach Teilmarkt sehr unterschiedlich sein
- die Kostenentwicklung sowohl der Fahrzeuge als auch der Kraftstoffkosten lässt sich konkret nicht langfristig voraus schätzen; möglicherweise könnte sich bei relativ kleinen langfristigen Kostenänderungen herausstellen, dass bestimmte Kraftstoff-/Antriebskombinationen keine Marktchance mehr haben. Da man heute nicht weiß, welche dies sein könnten, spricht vieles für Technologieoffenheit. Die Akzeptanz durch die Nutzer im Zusammenspiel mit zukünftigen umweltbasierten Abgaben wird so über die zukünftige Technologie entscheiden.
- die Technologieentwicklungen in anderen Sektoren sind ebenfalls nicht konkret vorhersehbar; daher bleibt auch offen, bis zu welchem Grade genau diese Technologien auf bestimmte Brennstoffe zugreifen wollen
- der Mensch ist kein homo oeconomicus; das Verkehrssystem muss sich in einer Demokratie nach den Wünschen der Bürger und den politischen Ansichten die im gesellschaftlichen und politischen Diskurs aus diesen Wünschen erwachsen und nicht umgekehrt ausrichten

4.2.3 Herausforderungen und Handlungsfelder

Industriopolitische Herausforderungen:

Hinsichtlich Technologieentwicklung und Kommerzialisierung von FCEV sowie Wasserstoffinfrastruktur verfügt Deutschland über eine grundsätzlich gute Ausgangsposition für den internationalen Wettbewerb. Zudem unterstützt die Bundesregierung die Markt vorbereitung und -aktivierung mit Fördermitteln. Zahlreiche Unternehmen entwickeln bzw. vertreiben hochwertige Technologiekomponenten wie z.B. Brennstoffzellen oder Wasserelektrolyseure. Dennoch verläuft die Kommerzialisierung von FCEV und deren Infrastruktur in anderen Ländern dynamischer. Alle bislang am Markt erhältlichen FCEV kommen aus Asien und die dortigen Zielsetzungen hinsichtlich der weiteren Marktentwicklung sind ebenso klar formuliert wie ambitioniert. Toyota plant ab 2020 eine jährliche Produktion von 30.000 FCEV. Die politischen Ziele in Japan sehen bis 2025 eine FCEV-Flottengröße von 200.000 vor. Infrastrukturseitig ist Deutschland sehr gut positioniert und gehört mit den im Aufbau befindlichen 100 Wasserstoff-Tankstellen zu den international führenden Ländern. Die längerfristigen Zielsetzungen für den Infrastrukturausbau sind allerdings verglichen mit den japanischen, südkoreanischen und chinesischen Planungen weniger ambitioniert. Auch bei Brennstoffzellenbussen gibt es viel Entwicklung: Aktuell werden in China Produktionskapazitäten aufgebaut, die die gesamte in Europa entstehende Busnachfrage mehrfach decken könnten. Asien und Nordamerika produzieren derzeit zusammen etwa 95 Prozent der weltweit vertriebenen Brennstoffzellenleistung. So hat der kanadische Brennstoffzellenhersteller Ballard Power Systems in einem Joint Venture mit der chinesischen Guangdong Nation Energy Hydrogen Power Technology eine Produktionsanlage für Brennstoffzellen-Stacks in Betrieb, dessen Output von jährlich 6.000 auf 20.000 Stacks für Brennstoffzellenbusse und andere Nutzfahrzeuge auf 20.000 Stacks pro Jahr für Brennstoffzellenbusse und andere Nutzfahrzeuge ausgeweitet werden soll.

Es bestehen daher auch im Bereich der Brennstoffzellen große Herausforderungen bei der Kommerzialisierung von FCEV und deren Infrastruktur den Führungsanspruch einer Industrienation zu erhalten.

Im Rahmen des nationalen Innovationsprogramms (NIP) beim Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur begann im Mai 2017 das Folgeprojekt AutoStack-Industrie. Dieses Vorhaben ist eine gemeinsame Initiative der deutschen Automobil- und Zuliefererindustrie und verfolgt das Ziel, die entwickelte Stack-Technologie reif für den kommerziellen Fahrzeugeinsatz zu machen und die zur Serienfertigung von 30.000 Stacks pro Jahr erforderliche Produktionstechnik zu entwickeln und zu validieren. Damit sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, dass eine Serienfertigung von Stacks zeitnah nach Abschluss des Projektes erfolgen kann. Das Vorhaben ist für eine Dauer von vier Jahren geplant.

Doch auch im Bereich der Elektro-Batterie wird intensiv die Entwicklung in Europa vorangetrieben. Europäische Hersteller sollen mit Unterstützung der EU und der Mitgliedstaaten großflächig in die Produktion von Autobatterien und den dafür nötigen Batteriezellen einsteigen. Dabei gilt als Ziel, dass im Jahr 2030 ein Drittel des weltweiten Bedarfs für Elektroauto-Batterien mit Produkten aus der Europäischen Union gedeckt wird. Die Bundesregierung will bis 2021 eine Milliarde Euro zur Verfügung stellen, um damit den Aufbau eines länderübergreifenden Batterie-Konsortiums zu fördern. Außerdem sollen die Bundesmittel zur Förderung der Grundlagenforschung für die Batterietechnik für die kommenden Jahre von jährlich 3,0 auf 3,5 Prozent aufgestockt werden.

Eng verbunden mit den industriepolitischen Herausforderungen sind Fragen der zukünftigen Fahrzeugattraktivität für Kunden, der Modellverfügbarkeit am Markt und der Ausgestaltung von politischen Rahmenbedingungen – sowohl für CNG/LNG als auch H2-betriebene Fahrzeuge. Für Verbraucher und Politik werden mittel- bis langfristig die folgenden Fragen an Bedeutung gewinnen:

- Welchen Einfluss wird die Erhöhung des Anteils an erneuerbarem Methan und Wasserstoff auf die Wettbewerbsfähigkeit relativ zu anderen Antrieben besitzen.
- Welche Potenziale an erneuerbarem Methan und Wasserstoff werden national, aber auch international verfügbar und realisierbar sein, ohne in Diskussionen um Flächenkonkurrenz zu geraten.
- Wie wird effektiv Methanschlupf und boil-off bei Kraftstoffbereitstellung, an Tankstellen und Fahrzeugen bzw. Schiffen vermieden oder genutzt.
- Welche Optionen gibt es, die Bereitstellungslogistik insbesondere von LNG und H2 zu optimieren, um Kosten zu reduzieren und die Umweltbilanz positiv zu gestalten.
- Wie hoch gewichten sich private und gewerbliche Verbraucher die individuellen Vorteile von gasförmigen Kraftstoffen (CNG, LNG, SNG, H2)? Wie hoch wird die Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Gase eingeschätzt? Könnte das bedeuten, dass mehr erneuerbare Gase im Verkehrsbereich eingesetzt werden, als eine Reihe bisheriger Studien bisher nahelegte?

Für die Mobilität mit gasförmigen Kraftstoffen (CNG, SNG, LNG, H2, sowie Biomethan) entstehen dadurch folgende Herausforderungen:

- Reduzierung der THG-Emissionen der eingesetzten Kraftstoffe
- Beibehaltung bzw. Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit
- Aufbau der LNG und H2- und Erhalt der CNG/SNG Betankungsinfrastruktur
- Erhöhung von Modellangeboten und -verfügbarkeiten

- Verbesserung von Image und Außenwirkung
- Schaffung von passgenauen Kundengruppen und Anwendungsfeldern
- Schaffung eines Systemvorteils als speicherbare Kraftstoffe
- Generierung von Ansätzen und Rahmenbedingungen für einen Markthochlauf

4.3 Industrie

4.3.1 Status

Gasverbrauch in der Industrie

Im Industriesektor wurden im Jahr 2017 267 TWh Erdgas zur energetischen und nicht-energetischen Nutzung verwendet. Die Industrie ist mit 41 % der zweitgrößte Abnehmer von Erdgas (GHD/Haushalte/Landwirtschaft 58 %, Transport 1%).

Einen bedeutenden Anteil zur Deckung des Energiebedarfs in der Industrie übernehmen auch die Energieträger Flüssiggas und Industriegase, untergeordnet hingegen ist die Verwendung von Raffineriegas und Biogas. (eurostat, 2019b)

| Bezugsjahr 2017 [TWh] | Erdgas | Biogas | Industriegas ¹⁾ | Raffineriegas | Flüssiggase | SUMME |
|---|--------|-----------------|----------------------------|---------------|-------------|--------|
| Industrie Gesamt | 266,82 | 0,77 | 25,53 | 3,69 | 26,10 | 322,90 |
| Industrie nicht energetisch | 30,03 | Z ²⁾ | Z | 0,33 | 25,31 | 55,67 |
| Chemie und Petrochemie | 30,03 | Z | Z | 0,33 | 25,31 | 55,67 |
| Industrie energetisch | 236,79 | 0,77 | 25,53 | 3,35 | 0,79 | 267,23 |
| Eisen und Stahl | 26,06 | 0,00 | 24,60 | - | 0,01 | 50,67 |
| Chemie und Petrochemie | 68,23 | 0,16 | 0,34 | 3,29 | - | 72,02 |
| Nichteisenmetalle | 9,71 | 0,00 | - | - | 0,01 | 9,72 |
| Nichtmetallische mineralische Rohstoffe | 29,53 | 0,00 | - | - | 0,14 | 29,67 |
| Fahrzeuge und Beförderungsmittel | 10,87 | 0,00 | 0,43 | - | 0,04 | 11,34 |
| Maschinen | 20,97 | 0,04 | 0,15 | - | 0,34 | 21,49 |
| Bergbau und Steinbrüche | 1,19 | 0,01 | - | - | 0,04 | 1,23 |
| Nahrungsmittel, Getränke und Tabak | 32,80 | 0,21 | - | - | 0,06 | 33,07 |
| Papier, Zellstoff und Druckerzeugnisse | 24,19 | 0,30 | - | - | 0,01 | 24,51 |
| Holz und Holzprodukte | 1,60 | 0,00 | - | - | 0,01 | 1,61 |
| Textil und Leder | 2,82 | - | - | - | 0,01 | 2,84 |
| nicht anders angegeben | 8,83 | 0,03 | 0,00 | 0,06 | 0,12 | 9,06 |

1) Hochofengas, Kokereigas, sonst. Konvertgase

2) nicht zutreffend

Abb. 35: Gasnachfrage Industrie nach Verwendung, eigene Darstellung, i.A.a. (eurostat, 2019b)

In der historischen Entwicklung ist ein deutlicher Anstieg der Nachfrage nach Erdgas (+19 %) und Flüssiggas (+31 %) gegenüber 1990 zu erkennen. Damit deckt Erdgas im Jahr 2017 mit 83 % den größten Anteil des Gasbedarfs, gefolgt von Flüssiggas 8 %. Im Gegensatz dazu nahm der Bedarf an Industriegasen und Raffineriegasen im gleichen Zeitraum kontinuierlich ab. Der Einsatz von Biogas in der Industrie war stark volatil und lag im Jahr 2017 53 % unter dem Wert von 1990. (eurostat, 2019b)

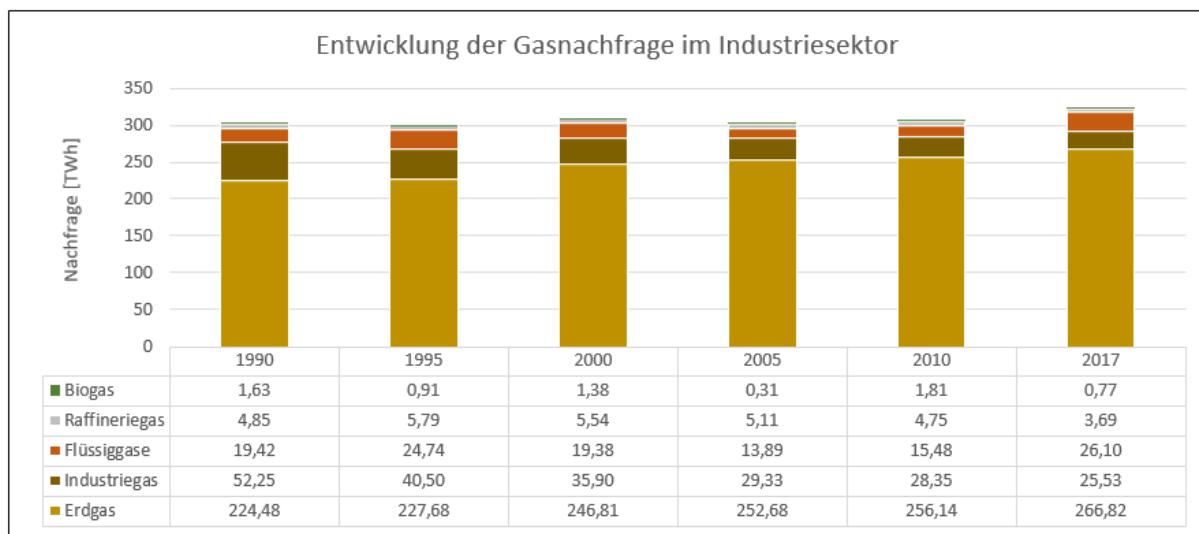


Abb. 36: Entwicklung der Gasnachfrage im Industriesektor, eigene Darstellung, i.A.a. (eurostat, 2019b)

Eine Aussage zum Bedarf von Wasserstoff in der Industrie ist für die vergangenen Jahre aufgrund fehlender Daten schwer möglich. Eine Erfassung in den Energiebilanzen der eurostat und in der Datensammlung des BMWi ist bisher nicht erfolgt, da Wasserstoff bisher nicht als Energieträger eingeordnet wird.

Gaseinsatz in der Industrie

Der Großteil der Gase in der Industrie wird energetisch eingesetzt, zum Beispiel für die Strom- und Wärmeerzeugung sowie in Hochtemperaturprozessen in der Glas- und Keramikindustrie (83 % in 2017). Die übrigen 17 % der von der Industrie verwendeten Gase dienten insbesondere dazu, chemische Produkte wie Kraftstoffe, Düngemittel oder Kunststoffe herzustellen. Die Verteilung der gesamt eingesetzten Endenergie im Industriesektor wurde außerdem in dem vom Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. beauftragtem Gutachten Klimapfade für Deutschland untersucht und ist in Abb. 37 dargestellt.

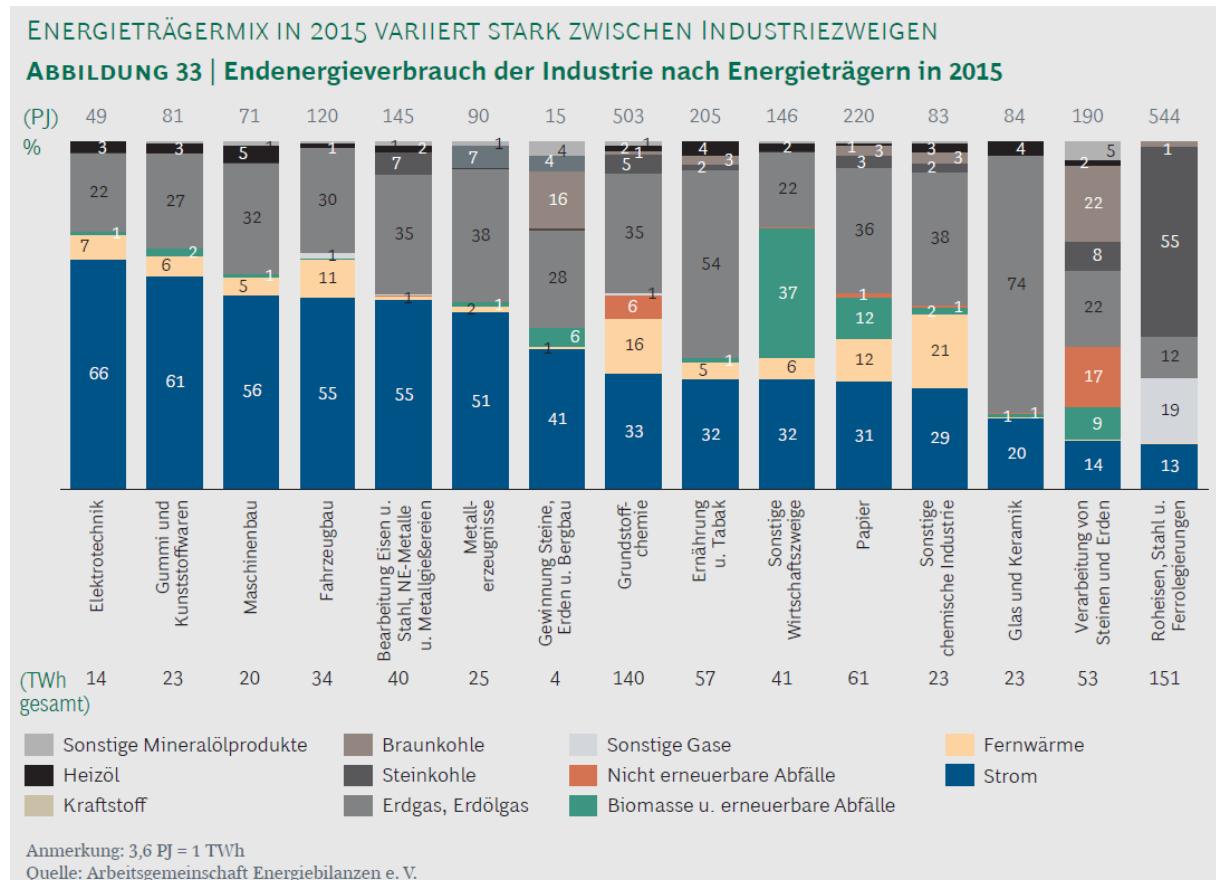


Abb. 37: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in 2015, (BCG; Prognos, 2018)

Energetische Nutzung

Zur energetischen Nutzung wird Gas in der Industrie vorwiegend zur Prozesswärmeverzeugung eingesetzt. Insbesondere wird Gas bei Hochtemperaturprozessen ($>1.000^{\circ}\text{C}$) verwendet. Weiterhin dient Gas zur Stromerzeugung für den Eigenbedarf, dabei werden überwiegend Anlagen mit Kraftwärmekopplung (KWK) eingesetzt, nur ein geringer Teil dient zur reinen Elektrizitätserzeugung. Der größte Industrieabnehmer ist der Industriezweig Chemie und Petrochemie (22 %), gefolgt von der Eisen- und Stahlerzeugung (16 %), sowie Papier, Zellstoff und Druckerzeugnisse (10 %).

Nicht energetische Nutzung

Fossile Rohstoffe wie Erdöl und Erdgas stellten im Jahr 2016 die Rohstoffbasis für ca. 87 % der Produktion in der organischen Chemieindustrie dar. Sie werden beispielsweise bei den gegenwärtig eingesetzten Syntheseverfahren zur Herstellung von Ammoniak und Methanol, sowie von Wasserstoff als Grundstoff benötigt. Auch in Raffinerien wird ein großer Anteil Erdgas für die Dampfreformierung benötigt, um Wasserstoff zu erzeugen. Rund 7,6 Mrd. m³ Wasserstoff wurden im Jahr 2015 als Prozessgas für die Verarbeitung von Rohöl genutzt, dies entspricht ca. 40 Prozent des in Deutschland produzierten Wasserstoffs. Die Industrie setzt zur stofflichen Verwertung hauptsächlich Erdgas (54 %) und Flüssiggas (45 %) ein. Raffineriegas spielt mit 1 % eine untergeordnete Rolle; Biogas wird momentan statistisch nicht erfasst.

Gaspreise

Die Gaspreise für Industriekunden sind in den vergangen 5 Jahren sowohl für Abnehmer >20 <200 GJ (BD2) als auch für Abnehmer >200 GJ gesunken.

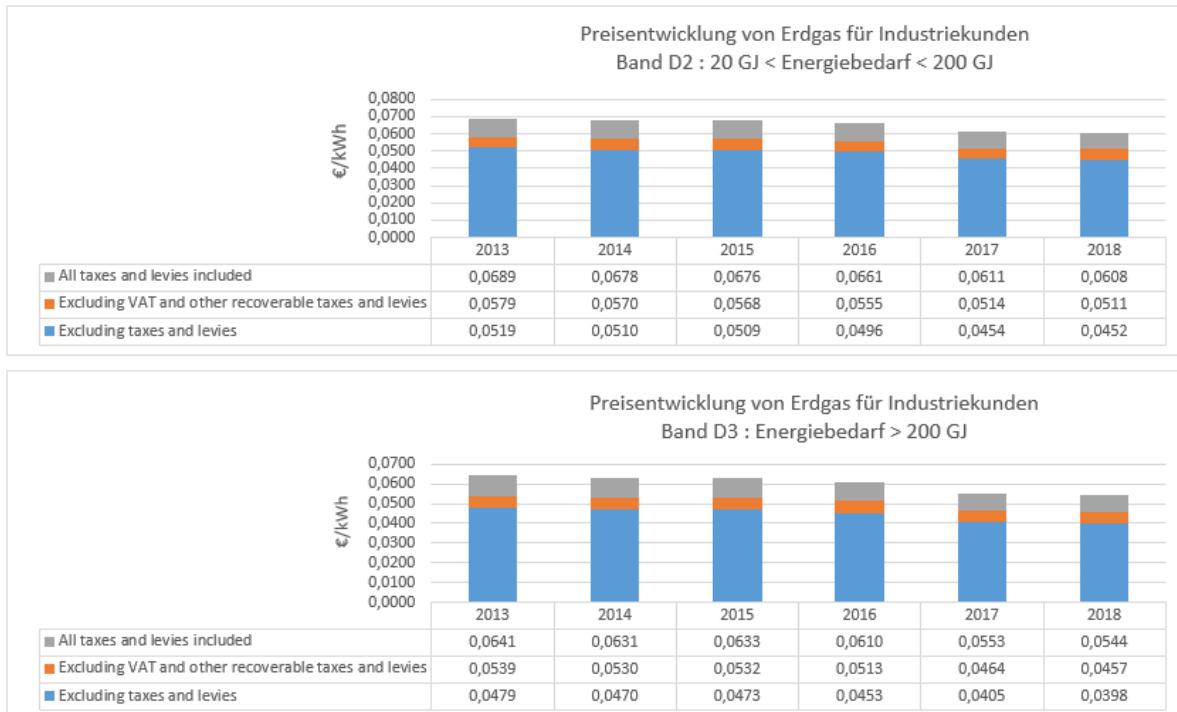


Abb. 38: Preisentwicklung von Erdgas für Industriekunden, (eurostat, 2019a)

4.3.2 Ausblick

Der Industriesektor bietet in spezifischen Anwendungsbereichen technische Potenziale für weiträumig und schnell umzusetzende Maßnahmen zur Vermeidung von CO₂-Emissionen. Erneuerbare Gase können die fossilen Energieträger in verschiedenen Bereichen substituieren. Der Einsatz von Biogas, Biomethan oder unter Verwendung von erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff und Methangas stellen eine Alternative zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme in einigen Industriebranchen dar. Darüber hinaus können erneuerbare Gase zur energetischen und stofflichen Nutzung in Erdölraffinerien, in der chemischen Industrie und in der Stahlproduktion eingesetzt werden. Der Einsatz von Gas ist allerdings in bestimmten Prozessen aufgrund des unterschiedlichen Brandverhaltens (Flammenlänge, Brennwert) mit technischen Herausforderungen verbunden, da sich die Gasbeschaffenheit direkt auf die Produktqualität auswirkt. Zudem muss bei Einsatz von Wasserstoff zusätzliche Sicherheits- und Explosionsschutz-Vorkehrungen eingerichtet werden.

Substitution fossiler Energieträger

Grundsätzlich gilt, dass mittel- bis langfristig als ein Beitrag zur Dekarbonisierung von industriellen Produktionsprozessen ein Ersatz von Erdgas durch erneuerbare Gase erfolgen muss. Diese sind jedoch heute deutlich teurer als Erdgas, je nach Studie und Szenario werden unterschiedlich schnelle und umfangreiche Anstiege der Anteile erneuerbarer Gase erwartet oder als erforderlich konstatiert.

Der Ersatz bzw. die Ergänzung von fossilem Methan durch synthetisches Methan oder Biomethan zur Prozesswärmeverzeugung ist technisch in der Regel sofort möglich. Bei der stofflichen Nutzung bietet die Substitution durch synthetisches Methan aufgrund der hohen Qualität und Reinheit Vorteile für die Verarbeitung.

Wasserstoff

Im Technologiemix-Szenario zur Reduktion der THG-Emissionen um 80 % (TM80) der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende wurde ein Gasverbrauch in der Industrie im Jahr 2030 von 252 TWh ermittelt. Der Wasserstoffanteil beträgt in diesem Szenario in 2030 ca. 19 TWh und 2050 ca. 37 bis 64 TWh. Für folgende Industriebranchen ist ein signifikanter Wasserstoffeinsatz in Zukunft realistisch:

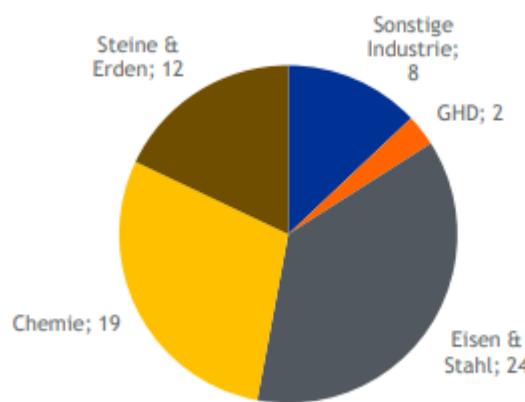


Abb. 39: Prognostizierte Wasserstoff-Nachfrage der Industrie in 2050 in TWh (dena, 2018c)

Dem gegenübergestellt sind die Annahmen aus der Studie Klimapfade für Deutschland des BDI. Ausgehend vom Referenzwert 2015, wird eine Reduzierung des Endenergie-Gasverbrauchs im Industriebereich von 219 TWh bis 2030 (80 %-Pfad) auf 160 TWh angenommen (BCG; Prognos, 2018).

Grundsätzlich könnte CO₂-arm erzeugter Wasserstoff dem existierenden Erdgasnetz beigemischt werden. Allerdings stellt die fluktuierende Wasserstoff-Konzentration im Erdgas/Wasserstoff-Gemisch bereits bei kleinen Beimischungsmengen ein Risiko für Prozesse dar, die auf konstante Gasqualitäten bzw. Temperaturen angewiesen sind (z.B. Glas, Keramik). Diese Schwankungen können die Produktqualität einschränken und haben zusätzlich Auswirkungen auf den Anlagenverschleiß.

Aus Wasserstoff gewonnene PtG-Produkte wie synthetisches Methan ähneln hingegen der Zusammensetzung von Erdgas und ermöglichen die Nutzung existierender Transport- und Speicherinfrastrukturen ohne große Änderung in den industriellen Prozessen. Für solche synthetischen Kohlenwasserstoffe bleibt jedoch die Frage der Kohlenstoffquelle zu klären. Mögliche CO₂-Quellen hierfür sind das Carbon Capture and Utilization (CCU) Verfahren, bei dem Kohlenstoffdioxid aus beispielsweise Verbrennungs-Abgasen abgeschieden wird, in synthetischen Gasen zwischenzeitlich gebunden wird und anschließend bei der energetischen Verwendung wieder freigesetzt wird. Im Gegensatz dazu kann mit dem Direct air capture (DAC) Kohlenstoffdioxid direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden werden und anschließen zur Mechanisierung weiterverwendet werden.

Bioenergie

Biogas ähnelt in seiner Zusammensetzung der von Erdgas. Biogas kann in die bestehende Infrastruktur beigemischt werden und somit in den werkseigenen KWK-Anlagen und Öfen zur Erzeugung von Prozesswärme und Strom zum Einsatz kommen. In der Metaanalyse zur “Dekarbonisierung der industriell genutzten Prozesswärme in Deutschland durch den Einsatz von Bioenergie: Wo stehen wir und wo geht es hin” wurde das Potenzial von Biogas zur Bereitstellung von Prozesswärme anhand der Untersuchungen aus verschiedenen Studien gegenübergestellt. Demnach könnte der Bedarf an Prozesswärme in der Industrie im Jahr 2030 zu ca. 29 % - 42 % aus Bioenergie gedeckt werden. Jedoch ist die Erzeugung von Biogas durch die Verfügbarkeit von Biomasse begrenzt und nur bedingt ausbaufähig.

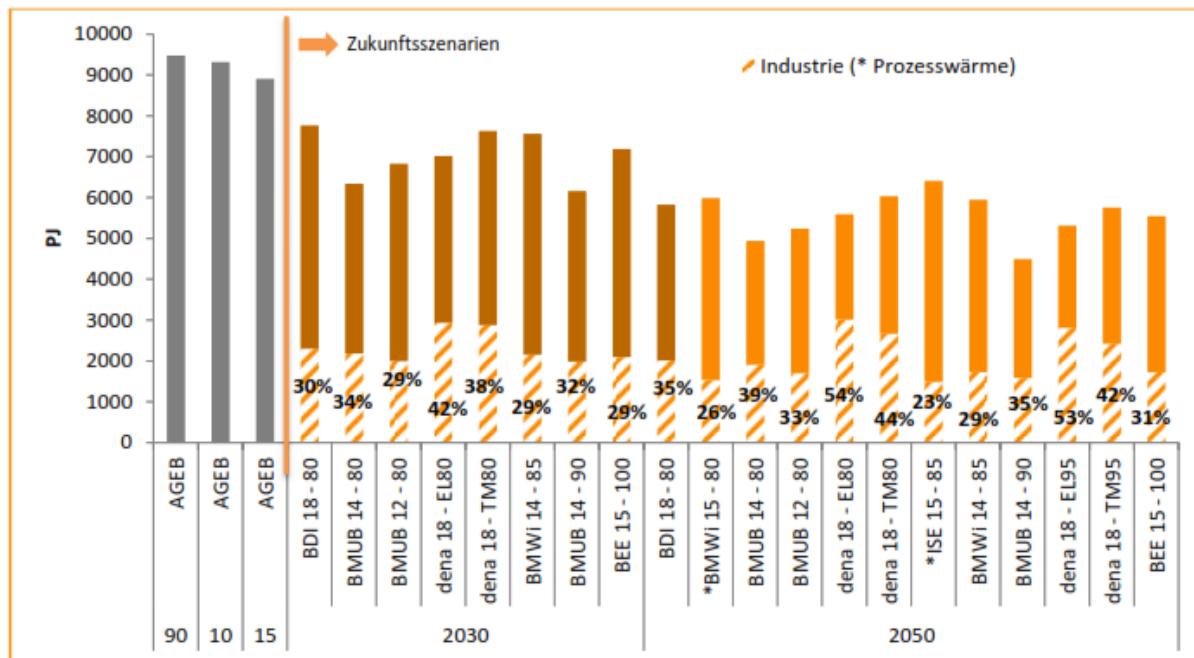


Abb. 40: Endenergieverbrauch in Petajoule (PJ) für die Jahre 1990, 2010 und 2015 laut AG Energiebilanzen sowie für die Jahre 2030 und 2050 entsprechend den untersuchten Studien geordnet nach der Zielgröße Emissionsminderung (angegeben in der Kurzbezeichnung bspw. als „- 80“). Schraffiert der Anteil des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie in PJ und Prozent. (dena, 2018)

Potenzial durch Energieeffizienzmaßnahmen

Neben dem Austausch der fossilen Gase durch erneuerbare Gase können und müssen auch Energieeffizienzmaßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen. Im Technologiemix-Szenario zur Reduktion der THG-Emissionen um 80 % (TM80) der dena-Leitstudie (dena, 2018c) wurde für das Bezugsjahr 2050 eine Abnahme des Gasbedarfs von 22 % aufgrund von Effizienzmaßnahmen ermittelt. Im Szenario EL80 sind es 18 % und im Szenario TM95 kann Erdgasverbrauch um 26 % reduziert werden.

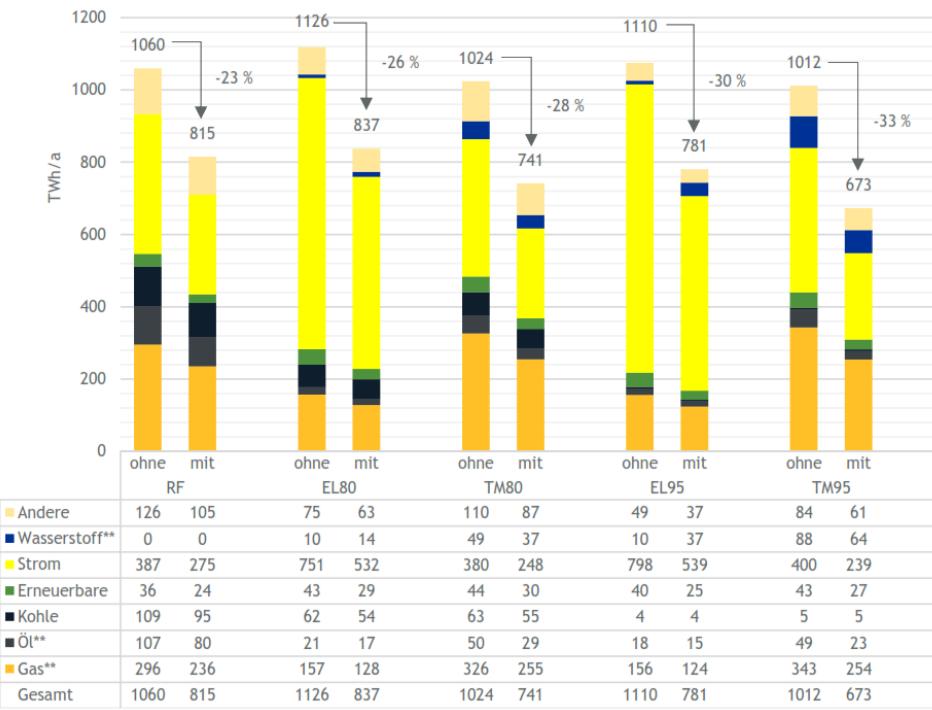


Abb. 41: Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie (dena, 2018c)

Industrielle Prozesswärme

Der Großteil der industriellen Endenergie (2016, 467 TWh) wird für die industrielle Prozesswärmebereitstellung eingesetzt, dabei dominieren fossile Brennstoffe wie Erdgas, Erdöl oder Steinkohle mit ca. 80 Prozent. Grundsätzlich existieren für einige Bereiche auch strombasierte Technologien zur Prozesswärmebereitstellung, z. B. Elektrodenkessel und Wärmepumpen.

Alternative Technologien:

Neben nicht fossilen Gasen kann die Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung teilweise über effiziente strombasierte Querschnittstechnologien, wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen erfolgen. Diese Technologien können Wärme jedoch lediglich bis zu einem begrenzten Temperaturniveau von max. 240 °C bereitstellen. Rund 75 Prozent der industriellen Prozesswärme wird jedoch auf einem Temperaturniveau von über 500 °C benötigt, für das nach heutigem technischem Stand elektrothermische Querschnittstechnologien nur in begrenztem Maße zur Verfügung stehen. Bei der Verwendung von erneuerbaren Gasen kann Wärme auch auf diesen hohen Temperaturniveaus klimafreundlich mit etablierten Technologien und ohne tiefgreifende Eingriffe in die bestehenden Produktionsverfahren bereitgestellt werden.

Darüber hinaus existieren direkt-elektrische Prozesswärmeanwendungen, welche deutlich höhere Temperaturniveaus abdecken können, wie beispielsweise elektrische Schmelzwannen in der Glasindustrie oder elektrische Schmelzöfen in Aluminiumgießereien. Während die strombasierten Querschnittstechnologien elektrische Energie zunächst in thermische oder mechanische Energie umwandeln, wirken die direkt elektrischen Prozesswärmeanwendungen unmittelbar auf das Medium. Die

thermodynamischen und physikalischen Vorteile, welche sich durch die Erwärmung „von innen“ (Induktion, Mikrowellen) ergeben, können eine Halbierung des Endenergieeinsatzes bewirken. Direkt elektrische Prozesswärmeanwendungen sind bereits für Industriemaßstab verfügbar, in Prozessen in denen Durchlauföfen betrieben werden ist jedoch grundsätzlich weiterer Forschungsbedarf notwendig.

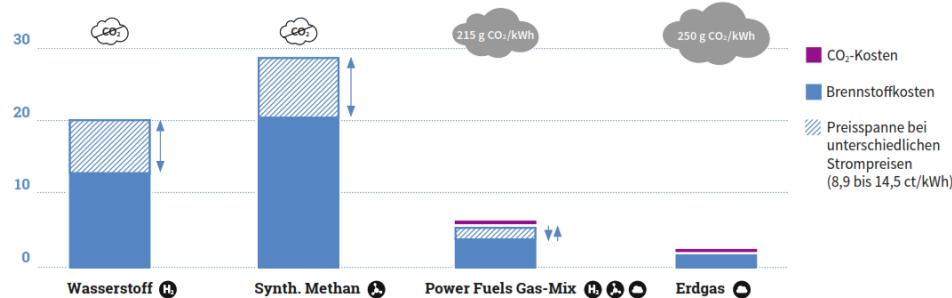


Abb. 42: Brennstoffkostenvergleich der unterschiedlichen Energieträger, aktueller Stand in Deutschland (dena, 2018e)

Erdölraffinerien:

In Raffinerien besteht ein hoher Bedarf an Wasserstoff als Prozessgas. Dabei wird der externe Wasserstoff derzeit aus Erdgas-Dampfreformierung gewonnen. Bei vollständiger Substitution des verwendeten Wasserstoffs im Raffinerieprozess entsteht ein Bedarf von bis zu 150.000 Tonnen pro Jahr, was einer installierten Elektrolyse -Leistung von 1 - 2 GW Wasserstoff entspricht. Für die direkte Verwendung von grünem Wasserstoff bei der Mitverarbeitung im Raffinerieprozess bedarf es kaum technischer Änderungen im Produktionsprozess. Der Einsatz von klimafreundlichem grünem Wasserstoff kann also hier aus technischer Sicht bereits kurzfristig erfolgen.

Alternative Technologien:

Bisher ist die CO₂-intensive Wasserstoffgewinnung aus Erdgasdampfreformierung die Technologie, die im Raffinerieprozess ausschließlich angewendet wird (dena, 2018e).

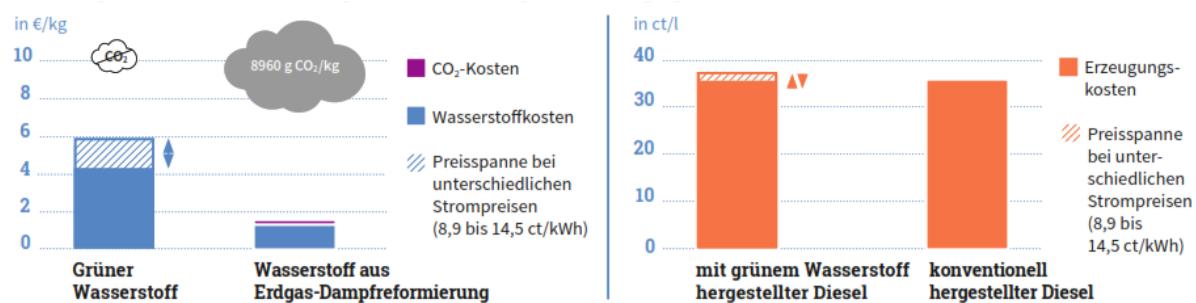


Abb. 43: Kostenvergleich für die Herstellung von Wasserstoff und Diesel, aktueller Stand in Deutschland (dena, 2018e)

Chemische Industrie:

Bei den gegenwärtig eingesetzten Syntheseverfahren zur Herstellung von Ammoniak und Methanol wird Wasserstoff als Grundstoff benötigt, welcher derzeit primär über die CO₂-intensive Erdgas-Dampfreformierung gewonnen wird. Dieser Wasserstoff kann in den Produktionsprozessen durch erneuerbaren Wasserstoff substituiert werden. Ethylen und Propylen werden aktuell hingegen meist in Steamcrackern durch die thermische Spaltung von Kohlenwasserstoffgemischen, wie sie z. B. bei der Erdölverarbeitung anfallen, gewonnen. Durch das Methanol-to-Olefine-Verfahren (MTO) kann Methanol, welches zuvor aus grünem Wasserstoff hergestellt wurde, katalytisch in Ethylen und Propylen umgewandelt werden.

Alternative Technologien:

Neben dem Einsatz von erneuerbaren Gasen existieren weitere alternative Technologien zur CO₂-neutraleren Herstellung von Grundchemikalien. Diese befinden sich jedoch ebenfalls noch in der Erforschung, zum Beispiel das „Solid State Ammonia Synthesis-Verfahren“ zur direkten Ammoniakherstellung aus Wasser und Stickstoff. Darüber hinaus wird daran geforscht, organische Grundstoffe für Kunststoffe über eine Kombination aus Wasserelektrolyse und künstlicher Photosynthese zu gewinnen. Eine weitere Alternative stellt die Nutzung nachwachsender Rohstoffe dar. Für organische Grundchemikalien wie Ethylen, Propylen und Methanol stehen bereits erprobte Prozesse auf der Basis von Biomasse zur Verfügung. Methanol kann beispielsweise über die Holzvergasung und anschließender Aufbereitung des Gases hergestellt werden. Ethylen und Propylen können durch Bioethanol aus Biomasse-Fermentationsprozessen gewonnen werden. Die Verfügbarkeit von Biomasse ist jedoch limitiert, weil die landwirtschaftlichen Anbauflächen in Deutschland insbesondere vor dem Hintergrund der Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion begrenzt sind.

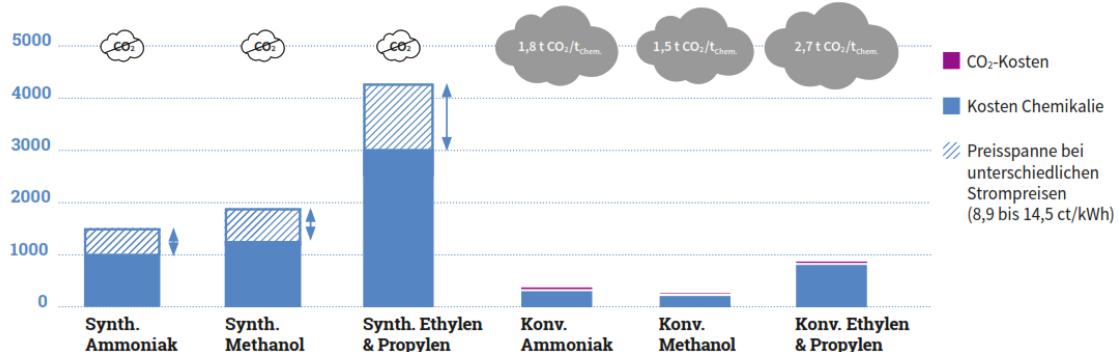


Abb. 44: Kostenvergleich für die Herstellung von Chemikalien, aktueller Stand in Deutschland (dena, 2018e)

Stahlproduktion:

Bei der Stahlherstellung werden große Mengen CO₂ emittiert. Eine Alternative zur gängigen Eisenerzreduktion im Hochofen unter Einsatz von Kohlenstoff ist die Direktreduktion von Eisenerz unter Einsatz von Wasserstoff. Die Wasserstoffdirektreduktion zur Stahlerzeugung, bei der Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt wird, ermöglicht die Herstellung von Stahl mit äußerst geringen CO₂-Emissionen.

Die traditionelle CO₂-intensive Hochofenroute bei der Koks benötigt wird, könnte damit vollständig abgelöst werden. Deutschland deckt etwa 2,5 % der globalen Stahlnachfrage, eine Umstellung auf die Wasserstoffdirektreduktion könnte theoretisch 50 Mio. t CO₂ pro Jahr einsparen. Die Technologie ist grundsätzlich verfügbar und skalierbar, allerdings sind Investitionskosten für ein neues Direktreduktionswerk deutlich höher als bei der klassischen Hochofenroute. Hinzu kommt, dass der dafür benötigte Wasserstoff in ausreichender Menge vorhanden sein muss und dass die benötigten nachgeschalteten Elektroschmelzöfen den Stromverbrauch deutlich erhöhen. Bereits heute wird Wasserstoff in der Stahlverarbeitung als Inertgas eingesetzt. Dieser Wasserstoff wird bisher aus Erdgas-Dampfreformierung gewonnen. Grundsätzlich kann der heutige und der für die Direktreduktion zukünftig benötigte Wasserstoff bedarf sukzessive durch grünen Wasserstoff gedeckt werden. Bei einer H₂-Erzeugung über Elektrolyse und der Umstellung der gesamten deutschen Stahlerzeugung entspricht die Menge in 2050 einem zusätzlichen Stromverbrauch von annähernd 150 TWh/a sowie einen zusätzlichen Wasserstoffbedarf von 30 Mrd. Nm³/a.

Alternative Technologien

Anstelle von Roheisen (z. B. Eisenschwamm) kann für die Herstellung bestimmter Stahlprodukte ausschließlich Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen eingeschmolzen werden. Die zugeführte elektrische Energie wird durch den Lichtbogen mit sehr gutem Wirkungsgrad und hoher Energiedichte in Schmelzenergie überführt. Der weltweit prognostizierte Anteil dieser schrottbasierten Elektrostahlerzeugung an der gesamten Stahlproduktion steigt von 25 Prozent im Jahr 2016 auf 50 Prozent im Jahr 2050. Durch das Einschmelzen von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen lassen sich aufgrund von stahlschädlichen Verunreinigungen (z. B. Kupfer aus Elektrokabeln) allerdings nur begrenzt hochwertige Flachstahlprodukte herstellen. Hier wird die Stahlerzeugung aus Eisenerz erforderlich bleiben. (dena, 2018e)

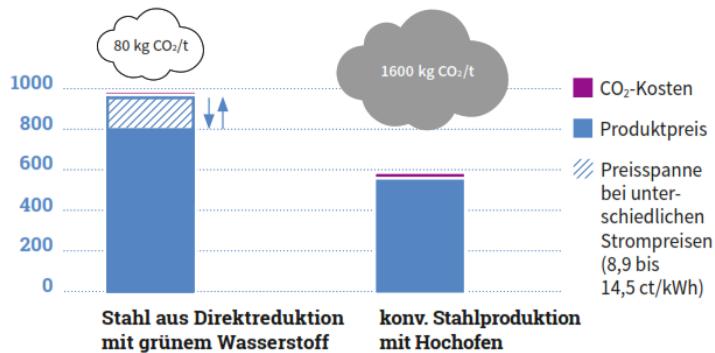


Abb. 45: Kostenvergleich Stahlproduktion, aktueller Stand in Deutschland in [€/t] (dena, 2018e)

4.3.3 Herausforderungen und Handlungsfelder

Bestimmte Industriezweige lassen sich nach aktuellem Stand der Technik langfristig nicht vollständig dekarbonisieren. So sind beispielsweise die CO₂-Emissionen aus der Zementindustrie zu über 50 % prozessbedingt (thermische Zersetzung von Karbonaten). In Industriezweigen in denen sich CO₂-Emissionen nicht vermeiden lassen, könnte die Abscheidung und stoffliche Verwendung von CO₂ aus industriellen Punktquellen (CCU) sowie die dauerhafte Speicherung von CO₂ mittel- bis langfristig eine

mögliche Lösung sein. Weiterhin stellen sich für eine Bewertung der zukünftigen Nutzung von Gas im Industriesektor folgende Fragen für den Dialogprozess:

- Welche Potenziale bieten Gase zur Dekarbonisierung der Prozesswärme sowie industrieller Prozesse?
- Welche Potenziale bieten synthetische Gas zur Dekarbonisierung der Prozessemisionen. (bspw. Stahlherstellung mit H₂). Welche Technologien und Entwicklungen sind damit verbunden? Welchen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele im Industriesektor können die unterschiedlichen Technologien leisten?
- In welchen Sektoren und Branchen (z.B. Raffinerie/Chemie, Stahl, Zement, etc.) kann die Wirtschaftlichkeit/ Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Gase als erstes erreicht werden?
- Welche Alternativen bestehen zum Einsatz fossiler Gase in Industrieprozessen? Wie verhält sich insbesondere der Einsatz von elektrisch erzeugter Prozesswärme zu Prozesswärme aus synthetischen Gasen? Wie hoch sind die Wirkungsgrade? Welche technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten und Grenzen sind mit den einzelnen Verfahren verbunden?
- Welchen Einfluss haben die globalen Gasmarktentwicklungen auf den Industriestandort Deutschland?

4.4 Strom

4.4.1 Status

Beitrag von Gaskraftwerken zur Deckung der Stromnachfrage

Der **Nettostromverbrauch** in Deutschland lag 2017 bei 530 TWh/a und die **Bruttostromerzeugung** bei insgesamt 655 TWh. Im Jahr 2000 lag die Bruttostromerzeugung aus Erdgas bei 49,2 TWh und stieg bis 2017 auf 86,7 TWh an. Dies entspricht einem Anteil von circa 13 Prozent (AGEB, 2019b), (DIW; EEFA, 2018)

Die **minimale Leistung** zu einem Zeitpunkt der Stromerzeugung durch Gaskraftwerke betrug 2018 circa 0,94 GW (18.09.2018) und die **maximale Leistung** zu einem Zeitpunkt betrug circa 16,79 GW (08.02.2018) (Fraunhofer ISE, 2018a). Die **Residuallast** betrug 2017 in Deutschland im Minimum 33 GW und im Maximum 79 GW (Schuster & Kobe, 2018). Die **Jahreshöchstlast** beträgt aktuell circa 85,2 GW (50Hertz et al., 2019a).

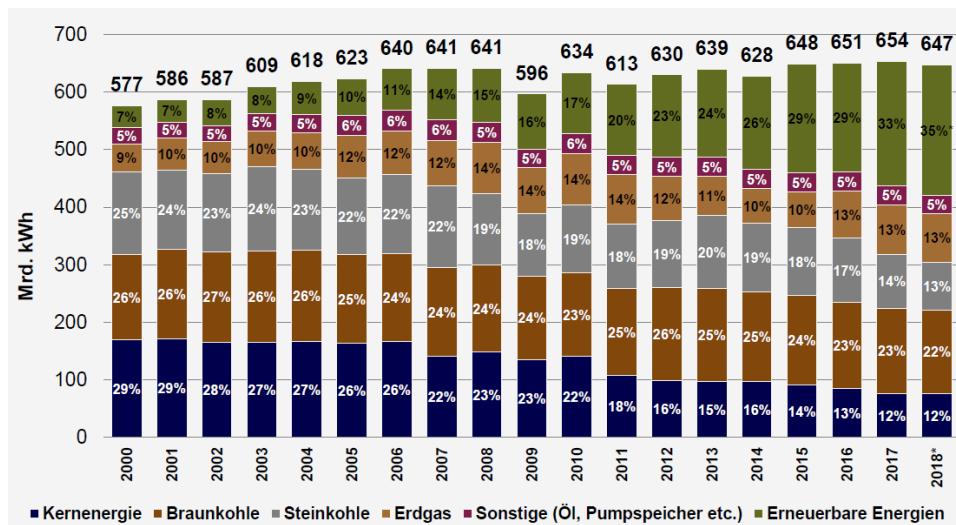


Abb. 46: Bruttostromerzeugung seit 2000, nach Energieträgern (BDEW, 2019b)

Eigenschaften von Gaskraftwerken

Erdgas kann in großen Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) sehr effizient zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, kleinere dezentrale Kraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu betreiben, um Strom und Wärme zu erzeugen. Beide Energieformen werden in industriellen Prozessen häufig benötigt, weswegen der Einsatz von KWK in der Industrie gern herangezogen wird. Des Weiteren, kann Erdgas in Gasturbinenkraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Gasturbinen werden häufig als Einzelanlagen zur Abdeckung von Lastspitzen eingesetzt, da diese Anlagen sehr flexibel betrieben werden können. Dies trifft vor allem auf Anlagen mit niedriger Leistung von circa 100 kW bis zu 10 MW zu. Größere Gaskraftwerke werden oft als GuD-Kraftwerke realisiert und sind insgesamt marginal weniger flexibel als Gasturbinen. Der (elektrische) **Wirkungsgrad** von Gaskraftwerken zur Stromerzeugung liegt im Schnitt bei circa 48,7 %. Am effizientesten sind dabei GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60 %. Moderne Gasturbinen erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 40 %. Im Kraft-Wärme gekoppelten Betrieb steigt der Gesamtwirkungsgrad eines Gaskraftwerkes meist deutlich an und kann 80 - 90 % erreichen (UBA, 2019c). Grundsätzlich ist es bei allen genannten Kraftwerksformen technisch möglich, dem Erdgas auch (aufbereitetes) Biogas beizumischen.

Die emittierten **Kohlendioxidemissionen** bei der Verbrennung betragen beim Energieträger Erdgas circa 55,9 t CO₂/TJ, bei Steinkohle circa 93,6 t CO₂/TJ und bei Braunkohle circa 99,6 bis 110,9 t CO₂/TJ. Bei der Erzeugung einer Kilowattstunde Strom entstehen in GuD-Kraftwerken – je nach Alter und Auslegung - circa 0,5 kg CO₂/kWh, Braunkohlekraftwerke emittieren circa 1,1 kg CO₂/kWh und Steinkohlekraftwerke emittieren 1,1 kg CO₂/kWh. (UBA, 2016)

Der **Verbraucherpreis** für Erdgas für den Industriesektor lag 2017 bei 2,43 Cent/kWh (BMWi, 2019b). Die **Stromgestehungskosten** für Strom aus Gaskraftwerken (GuD) bewegen sich unter Annahme von typischen Vollaststunden⁵ im Strommarkt heute im Bereich von 7,8 - 10 Cent/kWh, Steinkohle

⁵ Angenommene Vollaststunden GuD: 2400 – 4000 h/a, Steinkohle 5350 – 6350 h/a, Braunkohle 6450-7450 h/a, Biogas: 5000-7000 h/a

circa 6,3 - 9,9 Cent/kWh und Braunkohle hat Stromgestehungskosten in Höhe von circa 4,6 - 8,0 Cent/kWh. Die Stromgestehungskosten aus Biogasanlagen betragen ohne Berücksichtigung einer Wärmeauskopplung zwischen 10,14 und 14,74 Cent/kWh. (Fraunhofer ISE, 2018b)

Aktuelle Entwicklung des Kraftwerksparks

Die installierte elektrische Kraftwerksleistung für Erdgas ist im Zeitraum von 2012 bis 2018 von 27,4 GW auf 29,7 GW angestiegen. Davon werden aktuell 2,9 GW als **Netzreserve** vorgehalten. Darüber hinaus gibt es vorläufig stillgelegte Kraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von 2,2 GW. Nach aktueller Planung werden zwischen 2019 und 2022 sieben neue Erdgaskraftwerke, mit einer geplanten Netto-Nennleistung von 886 MW in Bau oder in Probetrieb gehen. Dem gegenüber steht die **geplante endgültige Stilllegung** von 619 MW, sowie geplante vorläufige Stilllegungen von 846 MW an Gaskraftwerken bis 2020 (BNetzA, 2019). Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 wird gemäß § 13e EnWG erstmalig eine **Kapazitätsreserve** in Höhe von 2 GW gebildet. Die Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland betrugen in 2018 circa 23.078 Mio. m³. (BDEW, 2019c)

Stromerzeugung aus Biogas

Der Ausbau der Biogaserzeugung und der Bau neuer Biogasanlagen mit direkter Stromerzeugung ist in Deutschland seit 2000 durch die EEG-Förderung kontinuierlich angestiegen. 2017 haben circa 9.000 Biogasanlagen 32 TWh Strom erzeugt. Aus Klärgas wurden 1,5 TWh und aus Deponegas wurden 0,3 TWh Strom erzeugt. Zusätzlich wurden 2,8 TWh Strom aus Biomethan erzeugt, das aus Biogasanlagen direkt in das Gasnetz eingespeist wurde. Zusammen entspricht das etwa 15 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Neben Gaskraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung werden Gaskraftwerke in der Industrie i.A. als KWK-Anlagen zur industriellen Eigenstromversorgung sowie zur WärmeverSORGUNG eingesetzt, darüber hinaus im Bereich der Objektversorgung sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. (BMWi, 2018b; UBA, 2019a)

4.4.2 Ausblick

Entwicklung der Stromnachfrage

Verschiedene Studien haben in den letzten Jahren mögliche Transformationspfade für das Energiesystem untersucht, um die nationalen Klimaziele von 55 % Treibhausgasminderung bis 2030 und 80 - 95 % Treibhausgasminderung bis 2050 zu erreichen. Im Querschnitt der Ergebnisse zeigt sich, dass bis 2030 über die verschiedenen Stromverbrauchssektoren hinweg und je nach Annahmen insgesamt von einem leichten bis deutlichen Anstieg des **Stromverbrauchs** in Deutschland ausgegangen wird. Dies ist insbesondere begründet in der steigenden Elektrifizierung in den Endverbrauchssektoren und berücksichtigt weitere wesentliche Einflussfaktoren auf die Stromnachfrage wie das erwartete Wirtschaftswachstum, Annahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und mitunter Annahmen zur Entwicklung von PtX-Anwendungen in Deutschland.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen geht bis 2030 von einem Nettostromverbrauch zwischen 512 und 576 TWh aus. Für die **Jahreshöchstlast** ergibt sich im NEP je nach Szenario ein Anstieg auf 90 bis 100 GW (50Hertz et al., 2019b). Für die maximale **Residuallast** ergibt sich im NEP je nach

Szenario eine leichte Senkung auf 69 GW oder ein Anstieg bis zu 80 GW (50Hertz et al., 2019b). Studien anderer Akteure gehen aufgrund eines stärkeren Ausbaus von elektrischen Wärmepumpen und vermehrter Nutzung der Elektromobilität von einer deutlicheren Steigerung der Stromnachfrage im Vergleich zum NEP aus. So wird zum Beispiel in der dena-Leitstudie in verschiedenen Szenarien eine Steigerung des Stromverbrauchs bis 2030 auf 699 TWh bis 849 TWh angenommen (dena, 2018c).

Entwicklung und Einsatz des Kraftwerksparks

Alle längerfristigen Studien und Szenarien zeigen – neben dem Ausstieg aus der Kernenergie – einen deutlichen Rückgang an installierter Leistung von Kohlekraftwerken sowie einen Rückgang der Anteile der Kohleverstromung am Strommarkt bis 2030. Die wegfallenden Kohlestrommengen werden weitestgehend durch erneuerbaren Strom ersetzt. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung von Gaskraftwerken am Strommarkt zur Bereitstellung der residualen Last zu. Gaskraftwerke werden somit neben Speichern und Demand-Side-Management im Schwerpunkt die **Versorgungssicherheit** gewährleisten, wenn die gesicherte Leistung aus Kernkraftwerken nicht mehr und aus Kohlekraftwerken nur noch in geringerem Umfang zur Verfügung steht.

Der aktuelle Szenariorahmen des NEP geht bis 2030 von einem Ausbau der **Gaskraftwerkskapazitäten** im Umfang von 35,2 GW aus (50Hertz et al., 2019b). Zum aktuellen Zeitpunkt beträgt der im Zeitraum zwischen 2019 und 2022 erwartete Zubau an gesicherter Erzeugungsleistung aus Erdgaskraftwerken rund 886 MW Netto-Nennleistung (im Bau oder Probebetrieb befindliche Kraftwerke entsprechend (BNetzA, 2019).

Bis 2030 gehen die meisten Studien davon aus, dass in den Gaskraftwerken Erdgas und Biogas zum Einsatz kommen und erst in der längerfristigen Perspektive bis 2050 und in Abhängigkeit vom angestrebten Zielniveau (80 % bzw. 95 %) synthetische Gase in der Stromversorgung eingesetzt werden. In den Studien der dena, des BDI und der acatech (ESYS) liegt die **installierte Leistung** an Gaskraftwerken in 2030 zwischen 33 bis 75 GW. Um die Versorgungssicherheit im längeren Zeithorizont zu gewährleisten, zeigen die Studien, dass 2050 regelbare Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 60 bis 130 GW notwendig sind. Der ermittelte Bedarf an regelbarer Erzeugungsleistung und der damit absehbar verbundene Bedarf an zusätzlichen Gaskraftwerkskapazitäten ist hierbei stark abhängig von dem angenommenen Grad der Elektrifizierung und der damit zusammenhängenden Entwicklung der Jahreshöchstlast sowie dem Einsatz von Flexibilität. Insbesondere unterscheiden sich die verschiedenen Studien hinsichtlich der Annahmen zu den Grenzkuppelkapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten und somit der Möglichkeit, erneuerbaren Strom, Kraftwerks- und Speicherkapazitäten aus verschiedenen Ländern gesamteuropäisch zu nutzen. (BDI; dena; ESYS, 2019)

Neben dem Einsatz von Erdgas für die Stromerzeugung, gibt es regenerative, emissionsarme Erdgas-substitute. So ist der Einsatz von Methan (biochemisch), Biomethan (thermochemisch), Methan und Wasserstoff (elektrochemisch) oder eine Kombination der genannten Verfahren möglich (Fraunhofer IWES, 2014). Dabei ist der Einsatz von Wasserstoff als emissionsarme Alternative zu konventionellem Erdgas zur Deckung des Endenergiebedarfs direkt oder durch Beimischung in das Erdgasnetz möglich. Für die Direktnutzung von Wasserstoff werden technische Umrüstungen im Gasnetz und an Gaskraftwerken erforderlich. Eine weitere Technologie die eingesetzt werden könnte um CO₂-Emissionen bei der Stromproduktion zu reduzieren, ist die Abscheidung und Verdichtung oder Verflüssigung von CO₂, um dieses dauerhaft speichern zu können. CCS (Carbon Capture and Storage) wird in den

Langzeitstudien des BDI und der dena nicht bei der Stromerzeugung sondern nur im Industriesektor eingesetzt. (BDI; dena; ESYS, 2019)

4.4.3 Herausforderungen und Handlungsfelder

- Welche Menge gasförmiger Energieträger wird mittel- und langfristig im Strom bzw. Umwandlungssektor benötigt?
- Welchen Beitrag können gasförmige Energieträger derzeit und in Zukunft zur System- und Versorgungssicherheit im Stromsektor leisten, insb. als Ergänzung zu erneuerbaren Energien?
- Welche Potentiale erneuerbarer Gase können für den Stromsektor genutzt werden?
- Welchen Beitrag zur saisonalen Energiespeicherung können gasförmige Energieträger und deren Infrastrukturen (bspw. Untergrundgasspeicher) leisten?

5 Anhang

Anhang zu Kapitel 1.1

Tabelle 4: Europäische Gesetzgebungsakte zum Gasmarkt (Prognos; Ecologic, 2018)

| Typ | Reference | Title Topic |
|------------|------------|---|
| Richtlinie | 2003/87/EC | System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten |
| Verordnung | 715/2009 | Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen |
| Verordnung | 713/2009 | ACER |
| Richtlinie | 2009/73/EC | Gemeinsame Regeln für den Binnenmarkt |
| Verordnung | 994/2010 | Gasversorgungssicherheit |
| Verordnung | 347/2013 | Trans-Europäische Energieinfrastruktur |
| Verordnung | 1316/2013 | Schaffung der Fazilität „Connecting Europe“ |
| Mitteilung | 2015 | Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie |
| Verordnung | 2017/1938 | ersetzt VO 994/2010 zur Gasversorgungssicherheit |

Anhang zu Kapitel 1.2

Primärenergiebedarf Deutschland:

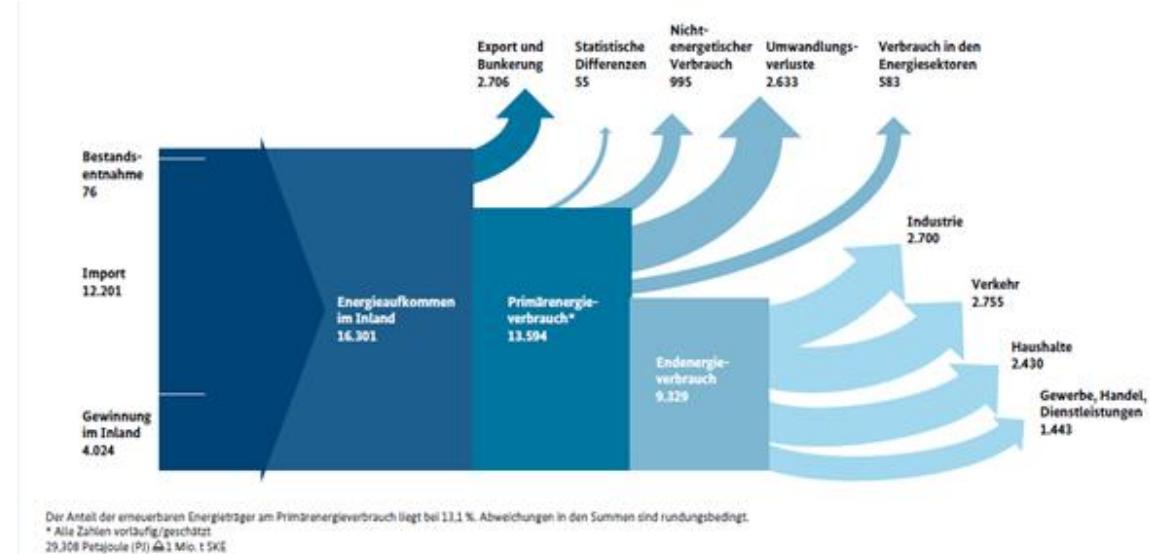


Abb. 47: Energieflussbild 2017 für die Bundesrepublik Deutschland in PJ (BMWi, 2018a)

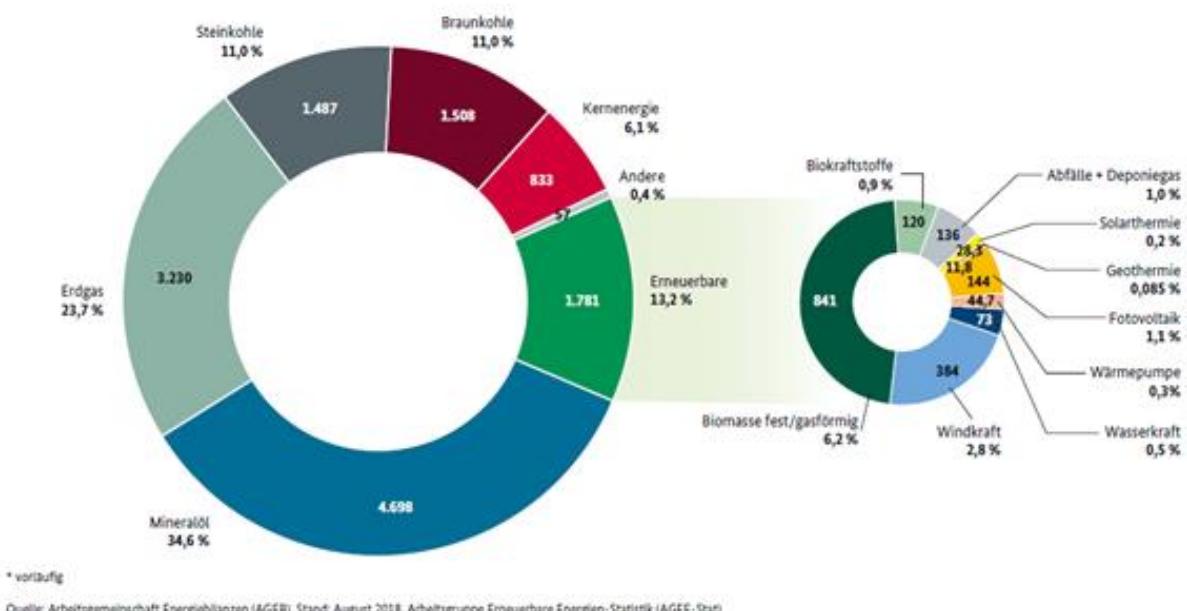


Abb. 48: Primärenergieverbrauch in Deutschland (BMWi, 2018a)

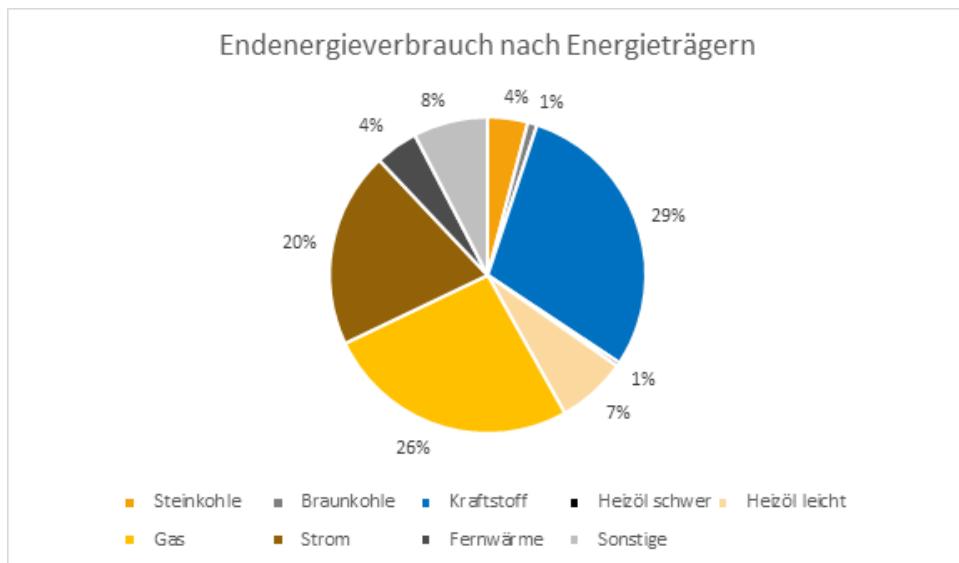


Abb. 49: Endenergieverbrauch Deutschland 2017 (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a)

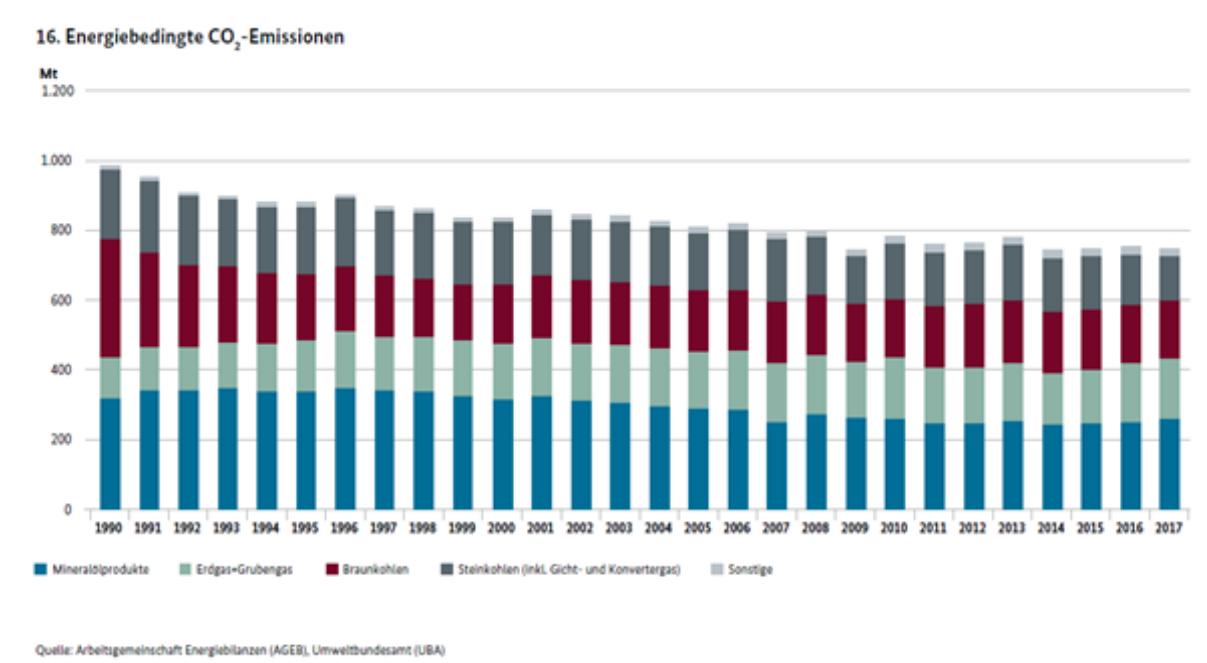


Abb. 50: Energiebedingte CO₂-Emissionen (BMWi, 2018a)

Tabelle 5: CO₂-Emissionen der Energieversorgung und Anteile von Erdgas und Grubengas (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a))

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CO ₂ -Emissionen insgesamt in Mt | 763,6 | 781,1 | 742,3 | 747,5 | 751,7 | 746,2 |
| Anteil Erdgas + Grubengas | 160,1 | 162,7 | 146,2 | 152,2 | 168,2 | 176,2 |
| Anteil in % | 20,97 | 20,83 | 19,7 | 20,36 | 22,38 | 23,61 |

Tabelle 6: CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Gase im Vergleich (UBA, 2016)

| | Einheit | Wert |
|---------------------------|--|-------|
| Kokereigas | t CO ₂ /TJ | 41,2 |
| Gicht- und Konvertergas | t CO ₂ /TJ | 256,8 |
| Erdgas | t CO ₂ /TJ | 55,9 |
| Erdölgas | t CO ₂ /TJ | 61,9 |
| Grubengas | t CO ₂ /TJ | 68,1 |
| Sonstige hergestellte Gas | t CO ₂ /1000 m ³ | 1,77 |

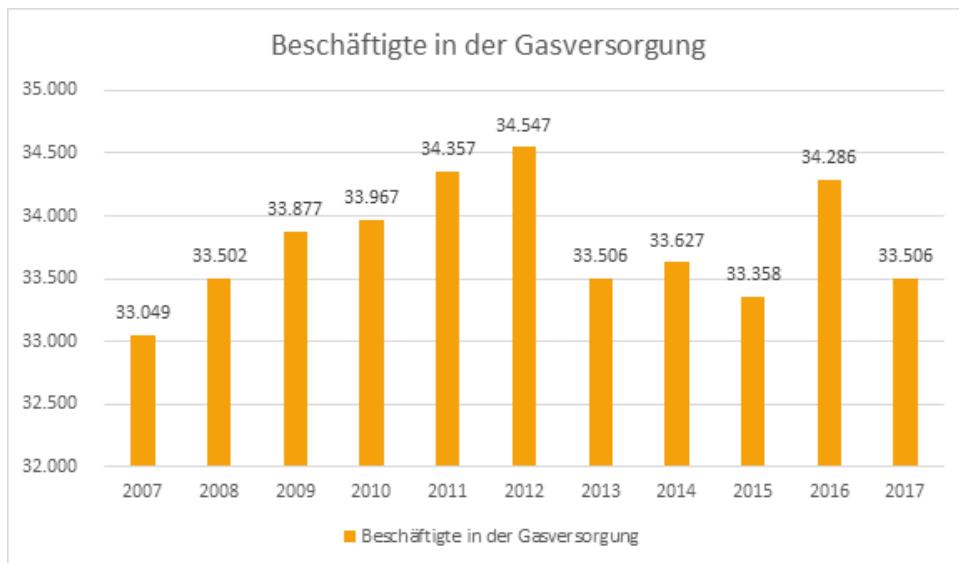


Abb. 51: Wirtschaftliche Kennziffer der Gasversorgung (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a)

Tabelle 7: Verlauf und Veränderung der Grenzübergangspreise von Erdgas in Deutschland in 2018 (BAFA, 2019)

| Jahr | 2018 | | Preis *) (Euro/TJ) | Menge | Veränd. zum Vorjahr in % |
|-----------|---------|------------|-----------------------|-------|-----------------------------|
| | Monat | Menge (TJ) | | | |
| Januar | 384.742 | 1.948.585 | 5.065 | +10,6 | +4,8 |
| Februar | 398.777 | 2.092.513 | 5.247 | +18,2 | +5,2 |
| März | 464.617 | 2.499.240 | 5.379 | +18,6 | +12,2 |
| April | 326.954 | 1.606.374 | 4.913 | +1,1 | +6,3 |
| Mai | 329.139 | 1.679.913 | 5.104 | +8,4 | +10,9 |
| Juni | 312.258 | 1.640.972 | 5.255 | +13,1 | +16,2 |
| Juli | 342.932 | 1.775.289 | 5.177 | +13,1 | +16,4 |
| August | 367.276 | 1.946.607 | 5.300 | +18,6 | +15,8 |
| September | 346.618 | 1.853.814 | 5.348 | +4,8 | +16,1 |

| | | | | | |
|----------|------------------|-------------------|--------------|------|-------|
| Oktober | 389.127 | 2.263.682 | 5.817 | +3,4 | +24,2 |
| November | 398.947 | 2.227.888 | 5.584 | +9,4 | +14,2 |
| Dezember | 384.300 | 2.163.690 | 5.630 | -1,2 | +11,8 |
| Gesamt | 4.445.687 | 23.698.567 | 5.331 | | |

Anhang zu Kapitel 2.4 (Infrastruktur)

Tabelle 8: FNB, VNB und Erdgasspeicher in Deutschland 2016 (BDEW, 2017)

| | Anzahl | Rohrnetzlänge | Maximale Arbeitsgasmenge | Maximale Entnahmekapazität |
|-------------------|---------|---------------|--|----------------------------|
| Fernleitungsnetze | 16 | 120.000 km | / | / |
| Verteilnetze | ca. 700 | 359.000 km | / | / |
| Erdgasspeicher | 50 | / | 24.184 Mio. m³ (1/4 des Jahresverbrauchs) | 676 Mio. m³/Tag |

Tabelle 9: Übersicht vorhandene Tankstellen-Infrastruktur in Deutschland 2018 (Zukunft Erdgas, 2019; DVFG, 2019; KBA, 2018)

| | Anzahl |
|-----------------------------------|--|
| Gasbetriebene PKWs in Deutschland | 964.106 \triangleq 2% am PKW Gesamtaufkommen |
| Erdgas Tankstellen | Ca. 850 |
| LPG-Tankstellen | Ca. 7100 |

Anhang zu Kapitel 3.1 (Gebäude)

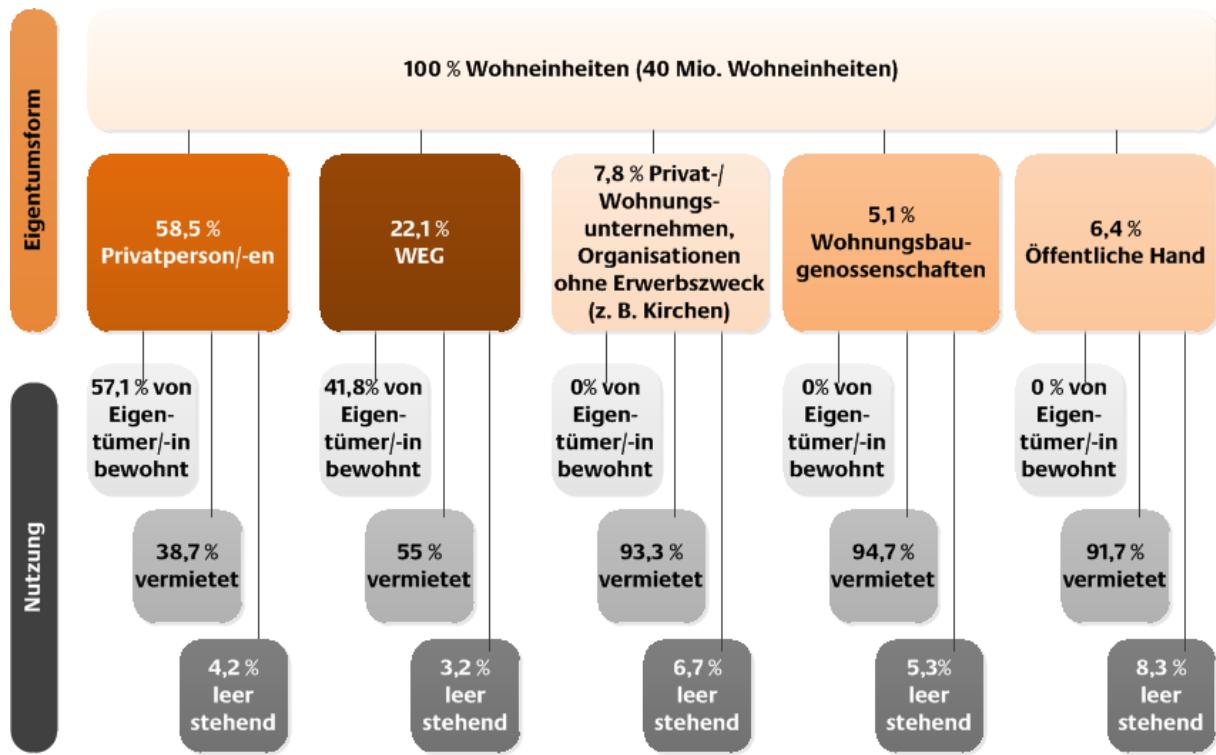


Abb. 52: Aufteilung der Wohneinheiten in Wohngebäuden nach der Eigentumsform und Nutzung (2011) (dena, 2016)

Endenergiebezogener Gebäudeenergieverbrauch 2017 für Privathaushalte und GHD

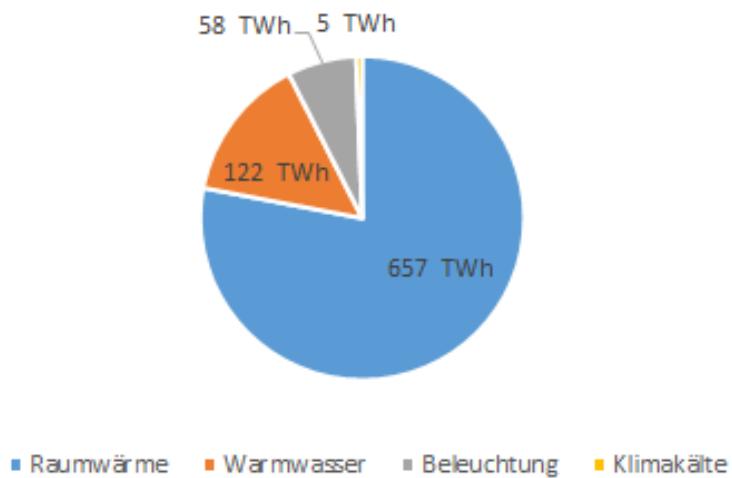


Abb. 53: Endenergiebezogener Gebäudeenergieverbrauch für alle Gebäude aggregiert; (eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a)

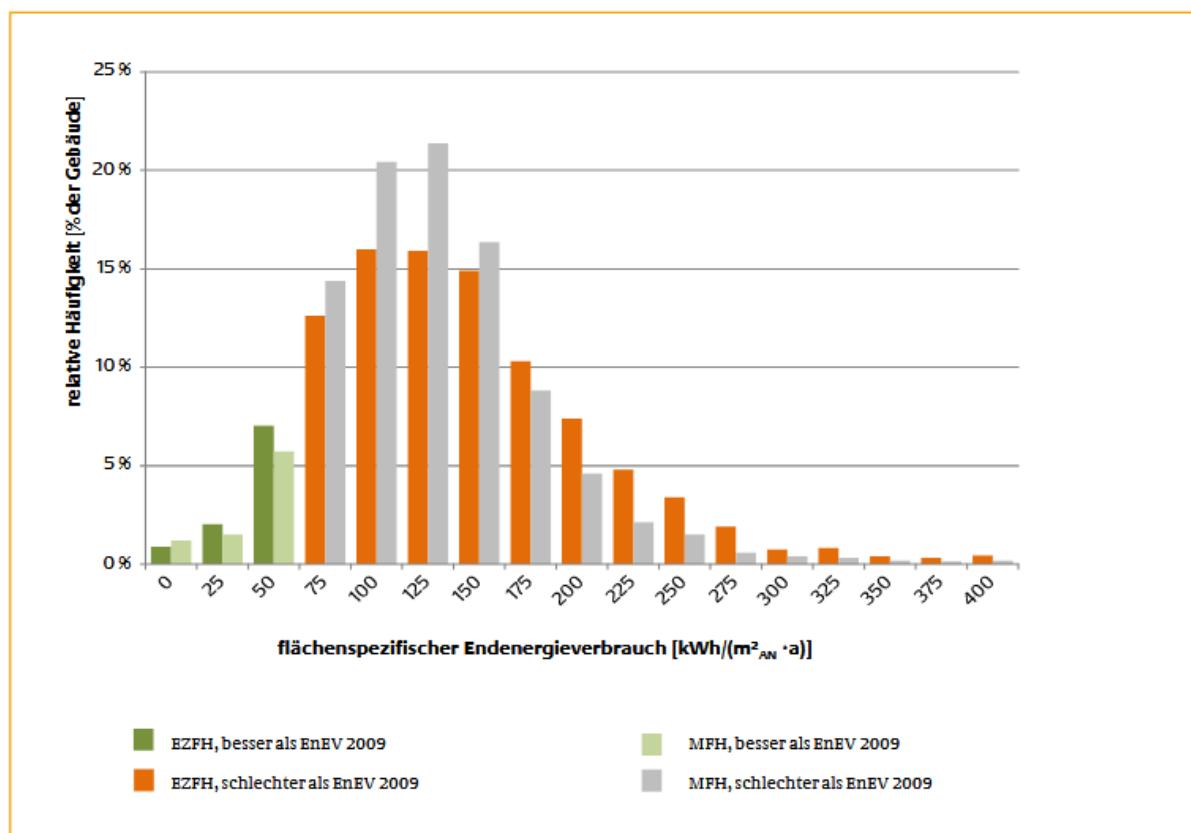
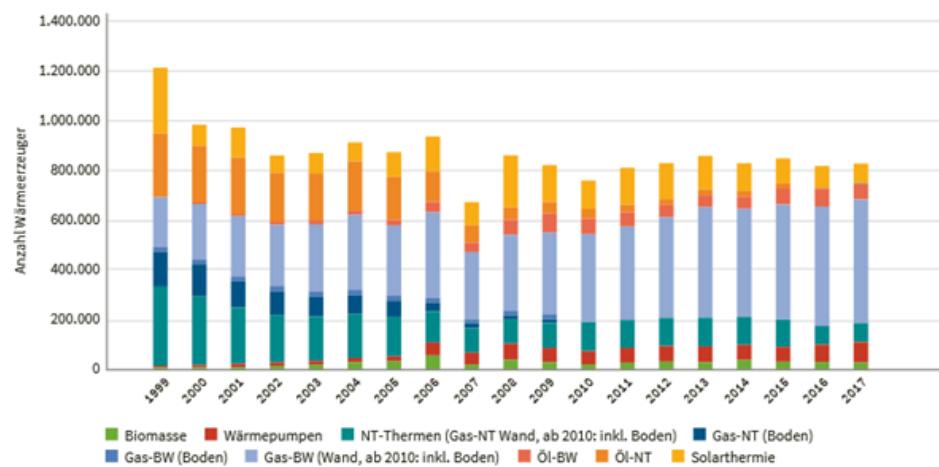


Abb. 54: Verteilung von Energieverbrauchskennwerten im Wohngebäudebestand (dena, 2016, S. 59-60)

Tabelle 10: Endenergieverbrauch zur thermischen Konditionierung von Gebäuden in TWh in ausgewählten Szenarien

| Studie | Szenario | 2015 | 2030 | 2050 | 2030 ggü 2015 | 2050 ggü 2015 |
|------------------------|--|------|------|------|---------------|---------------|
| ESG (BMWi, 2015) | Referenzszenario | | | | | |
| | EEV gesamt | 881 | 737 | 640 | -16% | -27% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 412 | 328 | 269 | -20% | -35% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | - | - |
| | davon biogene gasförmige Brennstoffe | 11 | 16 | 22 | 51% | 103% |
| ESG (BMWi, 2015) | Zielszenario Effizienz (-85%) | | | | | |
| | EEV gesamt | 881 | 641 | 419 | -27% | -52% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 412 | 268 | 133 | -35% | -68% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | - | - |
| | davon biogene gasförmige Brennstoffe | 11 | 29 | 21 | 164% | 92% |
| ESG (BMWi, 2015) | Zielszenario Erneuerbare Energien (-90%) | | | | | |
| | EEV gesamt | 881 | 724 | 594 | -18% | -33% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 412 | 267 | 116 | -35% | -72% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | - | - |
| | davon biogene gasförmige Brennstoffe | 11 | 46 | 35 | 328% | 223% |
| BDI (BCG; | Klimapfade - Referenzszenario | | | | | |
| | EEV gesamt | 745 | 625 | 530 | -16% | -29% |

| | | | | | | |
|--------------------------|--------------------------------------|-----|---------|-----|------|------|
| Prognos, 2018) | davon gasförmige Brennstoffe | 343 | 275 | 201 | -20% | -41% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | - | - |
| BDI (BCG; Prognos, 2018) | Klimapfade - 80%-Szenario | | | | | |
| | EEV gesamt | 745 | 600 | 416 | -19% | -44% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 343 | 198 | 59 | -42% | -83% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | | |
| BDI (BCG; Prognos, 2018) | Klimapfade - 95%-Szenario | | | | | |
| | EEV gesamt | 745 | 582 | 382 | -22% | -49% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 343 | 167 | 6 | -51% | -98% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 6 | - | - |
| | nachrichtlich: davon Biogas | 11 | max. 30 | 0 | | |
| dena (dena, 2018c) | Referenzszenario | | | | | |
| | EEV gesamt | 998 | 844 | 656 | -15% | -34% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 396 | 344 | 259 | -13% | -35% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | - | - |
| | davon biogene gasförmige Brennstoffe | 16 | 13 | 10 | -19% | -38% |
| dena (dena, 2018c) | Technologiemixszenario (TM80) | | | | | |
| | EEV gesamt | 998 | 763 | 532 | -24% | -47% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 396 | 286 | 151 | -28% | -62% |
| | davon synth. gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 0 | - | - |
| | davon biogene gasförmige Brennstoffe | 16 | 11 | 6 | -31% | -63% |
| dena (dena, 2018c) | Technologiemixszenario (TM95) | | | | | |
| | EEV gesamt | 998 | 755 | 523 | -24% | -48% |
| | davon gasförmige Brennstoffe | 396 | 273 | 141 | -31% | -64% |
| | davon synth. Gasförmige Brennstoffe | 0 | 0 | 135 | - | - |
| | davon biogene gasförmige Brennstoffe | 16 | 11 | 6 | -31% | -63% |



Quelle: BDH, 2017; eigene Berechnung

Abb. 55: Entwicklung neu installierter Wärmeerzeuger in Deutschland (dena, 2018a, S. 11)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau¹⁾ in Deutschland

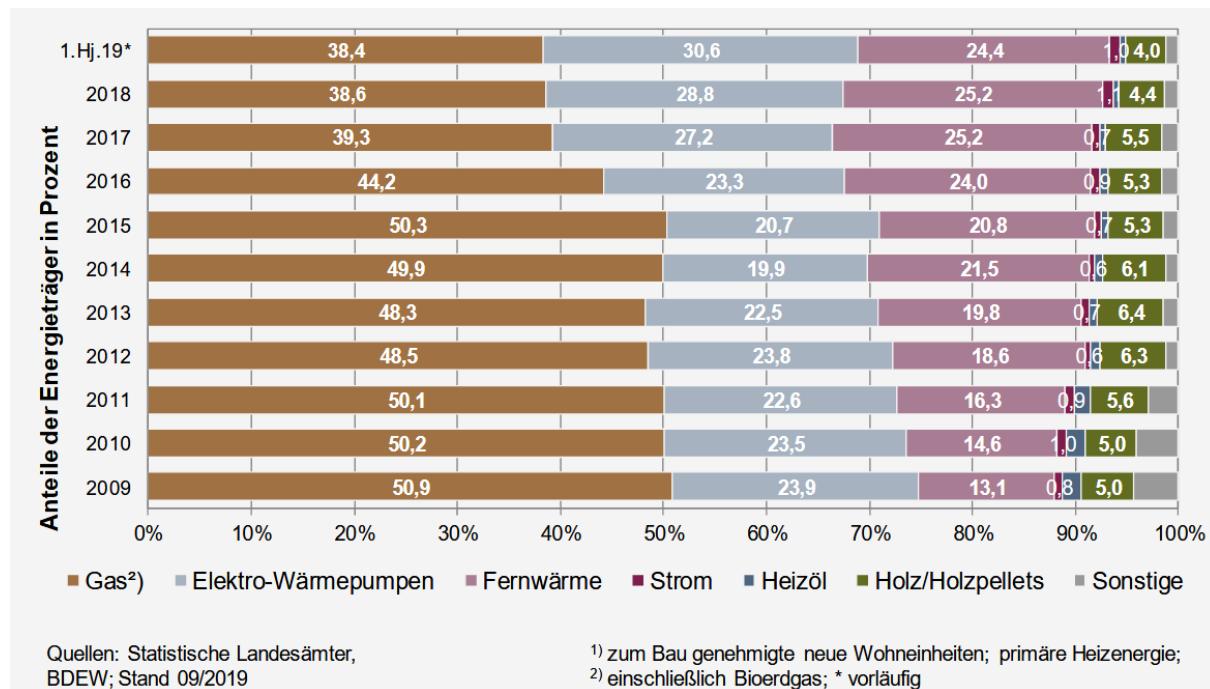
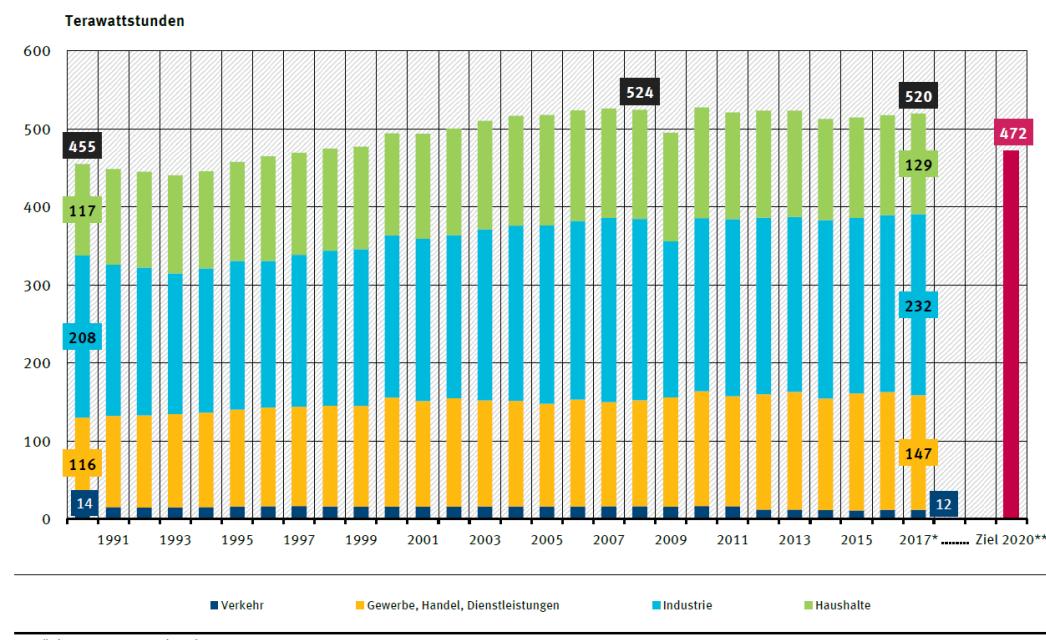


Abb. 56: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland (BDEW, 2019a)

Tabelle 11: Verteilung der Anlagentechnik in Gebäuden (dena, 2018c)

| Anlagen-technik | RF (2015) | RF (2030) | RF (2050) | TM80 (2030) | TM80 (2050) | TM95 (2030) | TM95 (2050) |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Gasgeräte | 10,3 | 11,4 | 11,9 | 9,3 | 7,1 | 8,9 | 6,4 |
| Gas-KWK | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,6 | 1,3 | 0,6 | 1,3 |
| Pellet | 0,7 | 0,9 | 1,1 | 0,9 | 1,3 | 1,0 | 1,4 |
| Fernwärme | 1,0 | 1,3 | 1,8 | 1,2 | 1,6 | 1,2 | 1,5 |
| Wärme-pumpe | 0,5 | 1,6 | 3,2 | 3,4 | 6,5 | 3,9 | 7,4 |
| Öl | 6,2 | 4,7 | 2,8 | 4,5 | 3,2 | 4,4 | 2,9 |
| <i>davon mit Solarthermie</i> | 1,4 | 3,0 | 4,0 | 5,9 | 9,1 | 5,6 | 8,4 |

Anhang zu Kapitel 3.4 (Strom)**Abb. 57: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren (UBA, 2019b)**

| KWK-Anlage | Stromkennzahl | Elektrischer Nettowirkungsgrad (Spannungsbreite) | Gesamtwirkungsgrad* |
|--------------------------------|---------------|--|---------------------|
| Blockheizkraftwerk | | | |
| Gasmotor | 0,30 - 0,80 | 0,25 - 0,35 | 0,80 - 0,95 |
| Dieselmotor | 0,60 - 1,20 | 0,40 - 0,45 | 0,85 - 0,98 |
| Gasturbine mit Abhitzenuutzung | 0,30 - 0,70 | 0,35 - 0,40 | 0,70 - 0,85 |
| Dampfkraftwerk | | | |
| Gegendruckturbine | 0,30 - 0,60 | 0,44 - 0,52 | 0,82 - 0,90 |
| Entnahme-Kondensationsturbine | 0,80 - 2,50 | 0,36 - 0,40 | 0,55 - 0,75 |
| GuD - Kraftwerk | | | |
| Gegendruckturbine | 0,70 - 0,85 | 0,40 - 0,50 | 0,80 - 0,90 |
| Entnahme-Kondensationsturbine | 1,50 - 2,70 | 0,35 - 0,52 | 0,60 - 0,75 |
| Brennstoffzelle | 1,50 - 6,00 | 0,40 - 0,60 | 0,75 - 0,83 |

* Brennstofffeuerungsgrad

Quelle: BVT-Merkblatt für Großleistungskraftwerke, Erweiterfassung Stand 10/2015; Umweltbundesamt, Kraftwerkdatenbank, Stand 04/2016; Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., 2012; Döllmann, Kuperjan: Kennzahlen von KWK-Anlagen, 2008

Abb. 58: Kennzahlen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (UBA, 2018)



Abb. 59: Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades fossiler Kraftwerke (nur Strom ohne Berücksichtigung der Wärmeauskopplung) (UBA, 2019c)

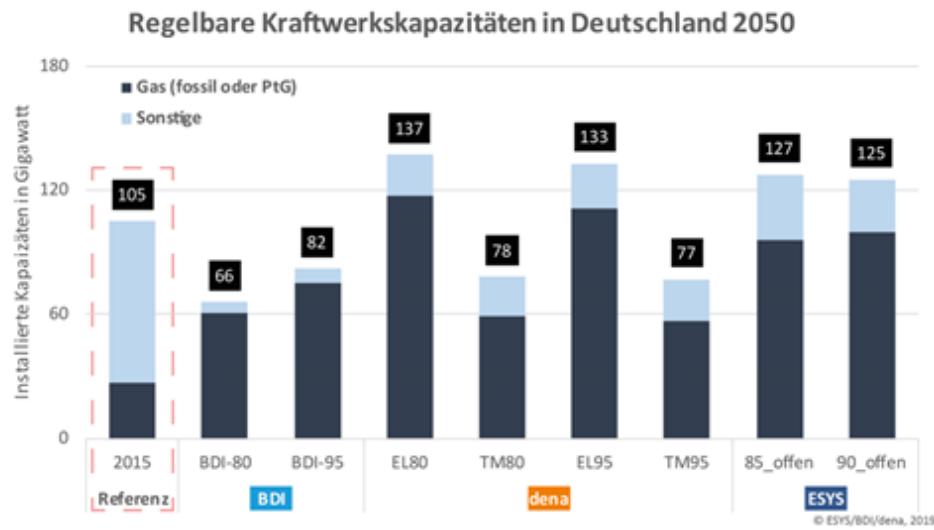


Abb. 60: Regelbare Kraftwerkskapazitäten in Deutschland 2050 (BDI; dena; ESYS, 2019)

6 Literaturverzeichnis

- 50Hertz et al. (2019a). *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.* 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Von <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019> abgerufen
- 50Hertz et al. (2019b). *Netzentwicklungsplan Strom 2050, Version 2019 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.* 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- AEE. (2018). *Forschungsradar Energiewende - Metaanalyse zur Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende.* Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin. Von <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zur-rolle-erneuerbarer-gase-in-der-energiewende.html> abgerufen
- AFHYPAC. (2018). *Developing Hydrogen for the French Economy - A prospective study.* Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible. Von http://www.afhypac.org/documents/publications/rapports/Afhypac_Etude%20H2%20Fce%20G_B_def.pdf abgerufen
- AGEB. (06. 05 2018). *Satellitenbilanz erneuerbare Energien 2016.* (AG Energiebilanzen e.v., Herausgeber) Abgerufen am 20. 03 2019 von www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=sat16.xls
- AGEB. (2019a). *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017.* AG Energiebilanzen, Berlin. Von <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html> abgerufen
- AGEB. (2019b). *Bruttostromerzeugung ab 1990 nach Energieträgern.* Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Von <https://ag-energiebilanzen.de/>

energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf abgerufen

AGFW. (2018). *AGFW - Hauptbericht 2017*. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK, Frankfurt am Main. Von

https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=436&u=0&g=0&t=1566036159&hash=e6a5aff92912433e7d9beff62d7f91836a2f62bb&file=fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2017.pdf abgerufen

ARGE EGU. (2018). *Niederländische Maßnahmen zur Sicherung der L-Gas Versorgung auf gutem Weg*. Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung. Von <https://erdgas-umstellung.de/06-dezember-2018-niederlaendische-massnahmen-zur-sicherung-der-l-gas-versorgung-auf-gutem-weg/> abgerufen

ARGE EGU. (2019a). *Erdbeben in Groningen könnte Ausstieg aus Produktion beschleunigen*.

Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung. Von <https://erdgas-umstellung.de/24-mai-2019-erdbeben-in-groningen-koennte-ausstieg-aus-produktion-beschleunigen/> abgerufen

ARGE EGU. (2019b). *Niederlande wollen schon 2022 Groningen-Produktion beenden*.

Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung. Von <https://erdgas-umstellung.de/11-september-2019-niederlande-wollen-schon-2022-groningen-produktion-beenden/> abgerufen

Asendorpf , D. (2018). *Endlager für Treibhausgase? - Norwegen will CO2 unter dem Meer entsorgen*.

SWR - Südwestrundfunk. Von <https://www.swr.de/swr2/wissen/endlagerfuertriebhausgase-co2-im-meer-versorgen,broadcastcontrib-swr-31592.html> abgerufen

BAFA. (2019). *Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991*. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Von

https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html abgerufen

BCG; Prognos. (2018). *Klimapfade für Deutschland*. Im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), Boston Consulting Group, Prognos, Basel, Berlin. Von http://image-src.bcg.com/Images/Klimapfade-fuer-Deutschland_tcm108-181356.pdf abgerufen

BDEW. (2015). *Wie heizt Deutschland? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt.* Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW. (2017). *Gaszahlen 2017 - Der deutsche Erdgasmarkt auf einen Blick.* Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin. Von

<https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Gaszahlen-2017.pdf> abgerufen

BDEW. (2019a). *Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland.*

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. Von

https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur_Wohnungsneubau_Entw_10J_online_o_quartalsweise_Ki_23092019.pdf abgerufen

BDEW. (2019b). *Bruttostromerzeugung seit 2000; Stand 3/2019.* Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. Von

https://www.bdew.de/media/documents/Bruttostromerz_D_ab_2000_online_o_jaehrlich_Ba_1092019.pdf abgerufen

BDEW. (2019c). *Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland.* Bundesverband der

Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Von Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland; Stand 06/2019:

https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasspeicherkapazitaeten_D_Entw_10J_online_o_jaehrlich_Ki_19082019.pdf abgerufen

BDEW. (2019d). *Primärenergie: Verbrauch Deutschlands 2018 deutlich gesunken.* Bunderverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Von <https://www.bdew.de/energie/primaerenergie-verbrauch-deutschlands-2018-deutlich-gesunken/> abgerufen

BDEW. (2019e). *Kompendium Grünes Gas.* Bunderverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Von <https://www.bdew.de/service/publikationen/kompendium-gruenes-gas/> abgerufen

BDI; dena; ESYS. (2019). *Expertise bündeln, Politik gestalten –Energiewende jetzt! - Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland.* Bundesverband der deutschen Industrie e. V. Deutsche Energie-Agentur; Energiesysteme der Zukunft . Von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2019-

02-20_Studenvergleich/Gemeinsame_Empfehlungen_von_ESYS__BDI_und_dena.pdf
abgerufen

BMU. (2016). *Klimaschutzplan 2050*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit , Berlin. Von

https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf abgerufen

BMWi. (2015). *Energieeffizienzstrategie Gebäude - Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Von
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=25 abgerufen

BMWi. (2016). *Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft*.
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Von
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=26 abgerufen

BMWi. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*.
Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu.

BMWi. (2018a). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Abgerufen am 20. 03 2019 von
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

BMWi. (2018b). *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Von
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=27 abgerufen

BMWi. (2019a). *Ein regulatorischer Rechtsrahmen für LNG-Infrastrukturprojekte in Deutschland*.
Eckpunkte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 08. 10 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/Ing-eckpunkte.pdf?__blob=publicationFile&v=7

BMWi. (2019a). *Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi Stand: August 2018.*

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Von

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

abgerufen

BMWi. (2019b). *Energiedaten und -szenarien.* Von Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes

und Entwicklung von Monatlichen Energiepreisen; Stand 17.01.2019:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energiepreise-und-Energiekosten/energiedaten-energiepreise-1-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=29 abgerufen

BNetzA. (2019). *Kraftwerksliste.* (G. T. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Hrsg.) Von Kraftwerksliste

der Bundesnetzagentur:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html abgerufen

BNetzA; BKartA. (2018). *Monitoringbericht.* Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, Bonn. Von

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf;jsessionid=90029ECD1B80BEACF8C748190A0A5B0D?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen

BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy.* Von <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> abgerufen

Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks. (2016). *Erhebungen des*

Schornsteinfegerhandwerks für 2016. Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband. Von <https://www.schornsteinfeger.de/sonderdruck-2016.pdfx?forced=true> abgerufen

CEDEC et al. (2019). *Madrid Forum - Align gas terminology - Gas industry proposal.* CEDEC, EBA, EntsoG, Eurogas, Geode; GIE, Hydrogen Europe. Von

https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/cedec_-

_gas_industry_proposal_to_align_gas_terminology.pdf abgerufen

DBFZ. (2017). *Report Nr. 30: Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig. Von

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf
abgerufen

dena. (2016). *dena-Gebäudereport - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

dena. (2017). *Roadmap Power to Gas*. Studie, Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von
https://www.powertogas.info/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9215_Broschuere_Baustein_eine_r_Integrierten_Energiewende_Roadmap_Power_to_Gas.pdf abgerufen

dena. (2018). *Dekarbonisierung der industriell genutzten Prozesswärme in Deutschland durch den Einsatz von Bioenergie: Wo stehen wir und wo geht es hin. Eine Metaanalyse*. Berlin.

dena. (2018a). *dena-Gebäudereport Kompakt 2018 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9254_Gebaeudereport_dena_kompakt_2018.pdf abgerufen

dena. (2018b). *Vermiedene Netzkosten - Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von
https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265_dena_Kurzanalyse_Vermiedene_Netzkosten.pdf abgerufen

dena. (2018c). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf abgerufen

- dena. (2018d). *dena-MONITORINGBERICHT - Alternative Antriebe in Deutschland*. Deutsche Energie-Agentur. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2018/dena-MONITORINGBERICHT_Alternative_Antriebe_in_Deutschland.pdf abgerufen
- dena. (2018e). *Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels: Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern*. Deutsche Energie-Agentur. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf abgerufen
- dena. (2019a). *dena-Monitoringbericht 1/2019 - Alternative Antriebe in Deutschland*. Deutsche Energie-Agentur. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Monitoringbericht-Alternative-Antriebe_1_2019.pdf abgerufen
- dena. (2019b). *Kurzanalyse Regulatorische Handlungsoptionen im Kontext Power to Gas*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
- dena. (2019c). *dena-ANALYSE - Branchenbarometer Biomethan 2019*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf abgerufen
- dena. (2019d). *Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Bio_LNG.pdf abgerufen
- dena. (2019e). *Strategieplatform Power to Gas*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. Von www.powertogas.info abgerufen
- Destatis. (2018). *Baugenehmigungen neuer Gebäude: Deutschland, Jahre, Gebäudeart, Energieverwendung, Energieart*. Destatis - Statistisches Bundesamt. Von <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/>; Code 31111-0008 abgerufen
- DIW; EEFA. (2018). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland*. Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und

EEFA GmbH & Co. KG. Von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_30jul2018_ov.pdf abgerufen

DVFG. (2019). *Autogas: Alternativ Tanken leicht gemacht*. Deutscher Verband Flüssiggas. Von <https://www.dvfg.de/fahren-mit-fluessiggas/autogas-tankstellen/> abgerufen

DVFG. (2019a). *Webseite des DVFG zu Autogastankstellen*. Abgerufen am 08. 10 2019 von <https://www.dvfg.de/fahren-mit-fluessiggas/autogas-tankstellen/>

DVGW. (2014). *Abschlussbericht - Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Von https://www.dgvw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_02_12.pdf abgerufen

DVGW. (2014a). *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*. Abgerufen am 08. 10 2019 von https://www.dgvw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_02_12.pdf

DVGW. (2017). *Ergebnisbericht zur Kurzumfrage des DVGW, Bonn, und der Landesgruppen des DVGW zur wirtschaftlichen Situation von CNG Tankstellen in Deutschland*. Abgerufen am 08. 10 2019 von https://www.dgvw.de/medien/dvgw/regional/bw/pdf/Themen_Gas/KurzumfrageCNGTankstelle_n.pdf

DVGW. (2018). *Technische Sicherheit Gas*. (D. V.-u. e.V., Herausgeber) Von www.dgvw.de: <https://www.dgvw.de/themen/sicherheit/technische-sicherheit-gas/> abgerufen

Ecofys. (2018). *Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem*. Köln. Von <https://www.dgvw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201802-201657.pdf> abgerufen

Ecofys; thinkstep. (2017). *Ökoeffizienzanalyse von Heiz- und Speichersystemen für private Haushalte*. Im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, Ecofys GmbH und thinkstep AG. Von https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/2096/LfU_Oekoeffizienzanalyse_20170217_final.pdf abgerufen

ENCON.Europe. (2018). *Potenzialatlas Wasserstoff*. Encon Europe GmbH. Auftrag von: IG BCE

Innovationsforum Energiewende e. V., Mineralölwirtschaftsverband e. V., unterstützt durch NOW.

Energy Brainpool, Greenpeace Energy. (2017). *Kalte Dunkelflaute Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter*. Berlin.

ENTSOG. (2018). *en-Year Network Development Plan 2018*. Von

<https://www.entsoe.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018> abgerufen

ESYS. (2019). *Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt!*

EU. (2018). *RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES*.

Europäisches Parlament. Von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN> abgerufen

European Gas Regulatory Forum. (2018). *Thirty First meeting of the European Gas Regulatory Forum 16-17 October 2018*. Von

https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/31st_mf_conclusions_final.pdf abgerufen

eurostat. (2019a). *Natural gas price statistics*. Von Gas prices (including taxes) for household consumers, second half 2018: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics abgerufen

eurostat. (2019b). *DE-Energy-Balances-September-2019-edition*. Statistisches Amt der Europäischen Union, Luxemburg.

FNB. (2017). *Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber - Stand 31.12.2017*. Fernleitungsnetzbetreiber.

FNB. (2019). *Market areas*. (Fernleitungsnetzbetreiber, Herausgeber) Von [www.fnb-gas.de:](http://www.fnb-gas.de/) <https://www.fnb-gas.de/en/transmission-systems/market-areas/market-areas.html> abgerufen

FNB Gas. (2017). *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber*. FNB Gas, Prognos. Abgerufen am 08. 10 2019 von https://www.fnb-gas.de/media/2017_06_19_nep_gas_2018-2028_konsultationsdokument_szenariorahmen_1.pdf

- Fraunhofer IBP. (2017). *Energieeffizienz elektrisch angetriebener Wärmepumpen - Praxisergebnisse aus dem Monitoring*. Abgerufen am 18. 09 2019 von <https://www.zukunftbau.de/effizienzhaus-plus/forschung/forschung-netzwerk/effizienz-von-waermepumpen/>
- Fraunhofer IEE/DBFZ/DBI/dena. (2019). *Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen*. Kassel/Leipzig/Berlin.
- Fraunhofer ISE. (2018a). *Stromproduktion in Deutschland 2018*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg im Breisgau. Von https://www.energy-charts.de/index_de.htm abgerufen
- Fraunhofer ISE. (2018b). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - März 2018*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg im Breisgau. Von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_IS_E_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf abgerufen
- Fraunhofer IWES. (2014). *Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende*. Im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel.
- Gas Infrastructure Europe. (2018). *Gas Storage Europe*. Von www.gie.eu:
https://www.gie.eu/maps_data/database/ abgerufen
- Gassnova. (2019). *Timeline*. Gassnova. Von <https://ccsnorway.com/the-project/timeline> abgerufen
- gasunie. (2017). *Network Development Plan 2017*. Von <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/maintenance-of-transmission-system/network-development-plan-2017-nop2017> abgerufen
- gasunie. (2019). *Gasunie in a transitioning energy market - The Netherlands - Frontrunners for clean energy supply in Europe*. Gasunie, Berlin. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Veranstaltungen/PtG-Dialogforum_III/Praesentationen/8_Rene_Schutte_N.V._Nederlandse_Gasunie.pdf abgerufen

- Gouvernement.fr. (2018). *Gouvernement.fr. Von Hydrogen Plan: "making our country a world leader in this technology"*: <https://www.gouvernement.fr/en/hydrogen-plan-making-our-country-a-world-leader-in-this-technology-0> abgerufen
- Howarth, R. W. (2019). Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*(16), S. 3033–3046. Von <https://www.biogeosciences.net/16/3033/2019/> abgerufen
- IEA. (2017). *World Energy Outlook 2017 - Executive Summary*. International Energy Agency. Von <https://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2017SUM.pdf> abgerufen
- IEA. (2018). *World Energy Outlook 2018*. (I. E. Agency, Hrsg.) doi:978-92-64-06452-2
- IPCC. (2014). *Fünfter Sachstandsbericht des IPCC (Fifth Assessment Report)*.
- KBA. (2018). *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeughängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Oktober 2018*. Kraftfahrt-Bundesamt. Von https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html abgerufen
- Linde. (2019). *Der sauberste Energieträger, den es je gab. Hydrogen Solutions von Linde Gas*. Abgerufen am 08. 10 2019 von https://www.the-linde-group.com/de/images/HydrogenBrochure_DE_tcm16-10196.pdf
- Lohmann, H. (2018). *Gazprom könnte langfristig Wasserstoff anbieten*. Energate Messenger. Von <https://www.energate-messenger.de/news/186177/gazprom-koennte-langfristig-wasserstoff-anbieten> abgerufen
- METI. (2019). *Formulation of a New Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells*. Ministry of Economy, Trade and Industry. Von https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html abgerufen
- MWV. (2018). *Status und Perspektiven Flüssiger Energieträger in der Energiewende*. Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT, DBFZ.
- Navigant. (2019a). *Metaanalyse - Produktionskosten von Wasserstoff*. nicht veröffentlicht.

- Navigant. (2019b). *Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem*. Köln. Von
<https://www.navigant.com/-/media/www/site/downloads/energy/2019/navigant-fgw-report-2019.pdf?la=en> abgerufen
- NEP. (2012). *Netzentwicklungsplan Gas 2012-2022*.
- NEP. (2018). *Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028*.
- Northern Gas Networks. (2018). *Hydrogen blueprint unveiled to make over 3.7 million homes near emission-free by 2034*. Northern Gas Networks. Von
<https://www.northerngasnetworks.co.uk/2018/11/23/hydrogen-blueprint-unveiled-to-make-over-3-7-million-homes-near-emission-free-by-2034/#block-contact> abgerufen
- Oeko. (2018). *Klimaschutzszenario 2050 (2nd edition)*. Öko-Institut, Fraunhofer ISI.
- Prognos. (2017). *Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz*.
- Prognos. (2019). *Kosten für strombasierte Energieträger*.
- Prognos; Ecologic. (2018). *Klimaschutz und Gasinfrastruktur*. Studie. Von
<https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/865/show/4db8a0b33fb9ab7b10857a90169503/> abgerufen
- Rostek, S. (2019). *Das Potenzial von Miomethan zur Defossilisierung der Gasinfrastruktur*. Berlin.
- RWI. (2019). *Erstellung der Anwendungsbilanzen 2016 und 2017 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland*. Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Von <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html> abgerufen
- Schuster, R., & Kobe, S. (2018). Zusammenhang zwischen Residuallast und Börsenpreis beim Zubau volatiler erneuerbarer Energiequellen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7/8*, S. 76-77.
- Statista. (2019). *Anzahl der Beschäftigten in der Gasversorgung* in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2017 (in 1.000)*. Von
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/150417/umfrage/beschaeftigte-in-der-gasversorgung-in-deutschland-seit-1991/> abgerufen

Sunfire. (2017). *Erste kommerzielle Blue Crude-Produktion entsteht in Norwegen*. Sunfire, Dresden.

Von <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/erste-kommerzielle-blue-crude-produktion-entsteht-in-norwegen> abgerufen

Thinkstep. (2017). *Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte*. Von

<https://www.thinkstep.com/de/content/report-treibhausgas-profile-fur-erdgas-transporte> abgerufen

UBA. (2016). *CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Umweltbundesamt. Von

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf abgerufen

UBA. (2018). *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*. Umweltbundesamt. Von

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk> abgerufen

UBA. (2019a). *Biogasanlagen*. (Umweltbundesamt, Herausgeber) Von

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industriebranchen/biogasanlagen#textpart-1> abgerufen

UBA. (2019b). *CO2-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter*. Abgerufen am 18. 09 2019

von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-sinken>

UBA. (2019b). *Stromverbrauch*. Umweltbundesamt. Von

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> abgerufen

UBA. (2019c). *Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien*. Umweltbundesamt. Von

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien#textpart-1> abgerufen

Verkehrsrundschau. (27. 08 2018). *Norwegen: 1000 Wasserstoff-Lkw bis 2023*. Von

www.verkehrsrundschau.de: https://www.verkehrsrundschau.de/nachrichten/norwegen-1000-wasserstoff-lkw-bis-2023-2206477.html abgerufen

WEO. (2018). *World Energy Outlook 2018*.

Zukunft Erdgas. (2018a). *Innovationspreis der deutschen Gaswirtschaft*. Zukunft ERDGAS GmbH.

Von <https://zukunft.erdgas.info/newsroom/rueckblick/innovationspreis-der-deutschen-gas-wirtschaft> abgerufen

Zukunft Erdgas. (2018b). *Antriebe für den ÖPNV im Kosten- und Umweltvergleich*. Zukunft ERDGAS

GmbH. Von

https://zukunft.erdgas.info/fileadmin/public/PDF/Politischer_Rahmen/Summary_Busstudie-OEPNV.pdf abgerufen

Zukunft Erdgas. (2019). *Mehr Gas geben – Erdgas tanken und CNG-Auto fahren*. Zukunft ERDGAS

GmbH. Von <https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-fahrzeuge/> abgerufen

7 Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abb. 1: CO ₂ -Emissionen und Klimaschutzziele in Deutschland nach Sektoren – Zielwert für 2050 ist ein Mindestwert (Ziel: -80 % bis -95 %) (dena, 2017) | 6 |
| Abb. 2: Gasbedingter Endenergieverbrauch nach Sektoren 2017 (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a, S. Blatt 6a))..... | 9 |
| Abb. 3: Gasbedingter Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen 2017(Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus: (BMWi, 2019a, S. Blatt 6a))..... | 10 |
| Abb. 4: Entwicklung der Gasförderung in den Niederlanden in Mrd. m ³ von 2017 – 2040 (gasunie, 2017)..... | 12 |
| Abb. 5: Entwicklung der Gasförderung in Norwegen und der Gasexporte in die EU in Mrd. m ³ von 2017 – 2040 (ENTSOG, 2018; BP, 2018) | 13 |
| Abb. 6: Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs Erdgas in unterschiedlichen Zielszenarien in TWh von 2018 - 2050 (Quelle: Prognos – Eigene Darstellung 2019)..... | 14 |
| Abb. 7: Vorschlag der europäischen Gasverbände zur Klassifizierung von Gasen und die Zuordnung der Erzeugungspfade (CEDEC et al., 2019)..... | 16 |
| Abb. 8: Aufkommen und Verwendung in deutschen Gasnetzen (BNetzA; BKartA, 2018)..... | 17 |
| Abb. 9: THG-Emissionen der Gewinnung von Erdgas nach Herkunft (ohne Nutzung). Im hier dargestellten „Basisszenario“ wurden die Parameter und Daten so gewählt, dass sie jeweils zum festgelegten technischen, geographischen und branchenspezifischen Rahmen passen. Die Berechnungen basieren auf einen GWP von 25 (IPPC 2007). Aktuelle Untersuchungen gehen von Faktor 28 aus (IPPC 2013) – bezogen auf eine Lebensdauer von 100 Jahren. (Thinkstep, 2017)..... | 18 |
| Abb. 10: Entwicklung internationaler Gaspreise 2000 bis 2017 (in \$/mmBtu) (BP, 2018) | 19 |
| Abb. 11: Indikation „Kosten frei Lieferpunkt“ für Europa nach Herkunftsregionen (IEA, 2018)..... | 20 |
| Abb. 12: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs gemäß Entwurf Netzentwicklungsplan 2018 – 2028 (FNB, 2017) GÜP: Grenzübergangspunkte, VNB: Verteilnetzbetreiber, KW: Kraftwerke, Konv.: Konvertierung. | 21 |
| Abb. 13: Systematisierung erneuerbarer und klimaneutraler Gase und deren Erzeugung, Verteilung und Nutzung (BDEW, 2019e) | 23 |
| Abb. 14: Typische THG-Minderung von Biomethan und Biogas für verschiedene Einsatzstoffe und Anwendungsbereiche (EU, 2018) | 25 |
| Abb. 15: Technische und wirtschaftliche Parameter verschiedener Elektrolysetechnologien und Methanisierungsverfahren heute und perspektivisch in 2050 (dena, 2017) | 26 |
| Abb. 16: Vergleich von Biogaspotenzialen (anaerobe Vergärung) (Navigant, 2019b) auf Basis von (Ecofys, 2018) | 28 |

| | |
|--|----|
| Abb. 17: Leistung & Stromerzeugung aus EE in 2050 (Ecofys, 2018) | 29 |
| Abb. 18: Entwicklung der Investitionsausgaben für verschiedene Technologien zur Erzeugung strombasierter Energieträger (Prognos, 2019)..... | 30 |
| Abb. 19: Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffproduktionskosten in Deutschland und in der MENA-Region bis 2050 (Prognos, 2019)..... | 31 |
| Abb. 20: Entwicklung der installierten Anlagenleistung bestehender Biogasanlagen im Falle des Auslaufens der EEG-Förderung nach 20 Jahren ohne Anschlussförderung. Auswertungen der Datenbasis BNetzA 2016 mit Bestandsentwicklung bis 2016 und ohne Zubau ab 2017 (DBFZ, 2017)..... | 32 |
| Abb. 21: Übersicht weltweiter Gasspeicherkapazitäten in Mrd. m ³ (Gas Infrastructure Europe, 2018)..... | 35 |
| Abb. 22: Fernleitungsnetze in Deutschland (Startnetz) zum 31.12.2017 (FNB, 2017)..... | 37 |
| Abb. 23: Überblicksmatrix H ₂ -Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Speicher, Mess- und Regelanlagen (DVGW, 2014)..... | 39 |
| Abb. 24: Überblicksmatrix H ₂ -Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung (DVGW, 2014)..... | 39 |
| Abb. 25: Gasmarktgebiete NCG und GASPOOL (FNB, 2019) | 40 |
| Abb. 26: Endenergieverbrauch Raumwärme und Warmwasser bei Privathaushalten und NWG (=GHD ohne Industrie) nach Energieträgern (Anteil Raumwärme klimabereinigt) (BMWi, 2019a; RWI, 2019)..... | 44 |
| Abb. 27: Modellverfügbarkeit alternative Antriebe in Deutschland 2018 (dena, 2018d) | 53 |
| Abb. 28: Neuzulassungen alt. Antriebe (dena, 2019a)..... | 54 |
| Abb. 29: Ökologischer Vergleich: Verhältnis Mehrkosten und Umweltvorteil (Zukunft Erdgas, 2018b)..... | 56 |
| Abb. 30: Erdgas-Tankstellen in Deutschland von 2012 bis 2019 - *Schätzung für 2019 (dena, 2019a)..... | 57 |
| Abb. 31: Geplante H ₂ Tankstellen in Europa (Quelle: NOW-GmbH)..... | 58 |
| Abb. 32: Energieverbrauch nach Energieträgern in TWh im Verkehr 2015, 2030 und 2050 in den Szenarien „Referenz, 80%-Pfad und 95%-Pfad“ (BCG; Prognos, 2018)..... | 64 |
| Abb. 33: Anteil der Antriebsarten bei Pkws bis 2050 (BDI; dena; ESYS, 2019) | 66 |
| Abb. 34: Anteil der Antriebsarten bei Lkws & leichten Nutzfahrzeugen bis 2050 (BDI; dena; ESYS, 2019)..... | 66 |
| Abb. 35: Gasnachfrage Industrie nach Verwendung, eigene Darstellung, i.A.a. (eurostat, 2019b)..... | 69 |
| Abb. 36: Entwicklung der Gasnachfrage im Industriesektor, eigene Darstellung, i.A.a. (eurostat, 2019b)..... | 70 |

| | |
|--|----|
| Abb. 37: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in 2015, (BCG; Prognos, 2018)..... | 71 |
| Abb. 38: Preisentwicklung von Erdgas für Industriekunden, (eurostat, 2019a) | 72 |
| Abb. 39: Prognostizierte Wasserstoff-Nachfrage der Industrie in 2050 in TWh (dena, 2018c)..... | 73 |
| Abb. 40: Endenergieverbrauch in Petajoule (PJ) für die Jahre 1990, 2010 und 2015 laut AG Energiebilanzen sowie für die Jahre 2030 und 2050 entsprechend den untersuchten Studien geordnet nach der Zielgröße Emissionsminderung (angegeben in der Kurzbezeichnung bspw. als „- 80“). Schraffiert der Anteil des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie in PJ und Prozent. (dena, 2018) | 74 |
| Abb. 41: Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie (dena, 2018c) | 75 |
| Abb. 42: Brennstoffkostenvergleich der unterschiedlichen Energieträger, aktueller Stand in Deutschland (dena, 2018e) | 76 |
| Abb. 43: Kostenvergleich für die Herstellung von Wasserstoff und Diesel, aktueller Stand in Deutschland (dena, 2018e) | 76 |
| Abb. 44: Kostenvergleich für die Herstellung von Chemikalien, aktueller Stand in Deutschland (dena, 2018e) | 77 |
| Abb. 45: Kostenvergleich Stahlproduktion, aktueller Stand in Deutschland in [€/t] (dena, 2018e) | 78 |
| Abb. 46: Bruttostromerzeugung seit 2000, nach Energieträgern (BDEW, 2019b)..... | 80 |
| Abb. 47: Energieflussbild 2017 für die Bundesrepublik Deutschland in PJ (BMWi, 2018a) | 85 |
| Abb. 48: Primärenergieverbrauch in Deutschland (BMWi, 2018a) | 85 |
| Abb. 49: Endenergieverbrauch Deutschland 2017 (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a)..... | 86 |
| Abb. 50: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (BMWi, 2018a) | 86 |
| Abb. 51: Wirtschaftliche Kennziffer der Gasversorgung (Eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a)..... | 88 |
| Abb. 52: Aufteilung der Wohneinheiten in Wohngebäuden nach der Eigentumsform und Nutzung (2011) (dena, 2016) | 90 |
| Abb. 53: Endenergiebezogener Gebäudeenergieverbrauch für alle Gebäude aggregiert; (eigene Darstellung nach (BMWi, 2019a) | 90 |
| Abb. 54: Verteilung von Energieverbrauchs kennwerten im Wohngebäudebestand (dena, 2016, S. 59-60) | 91 |
| Abb. 55: Entwicklung neu installierter Wärmeerzeuger in Deutschland (dena, 2018a, S. 11)..... | 92 |
| Abb. 56: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland (BDEW, 2019a)..... | 93 |
| Abb. 57: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren (UBA, 2019b) | 94 |
| Abb. 58: Kennzahlen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (UBA, 2018)..... | 95 |

- Abb. 59: Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades fossiler Kraftwerke (nur Strom ohne Berücksichtigung der Wärmeauskopplung) (UBA, 2019c) 95
- Abb. 60: Regelbare Kraftwerkskapazitäten in Deutschland 2050 (BDI; dena; ESYS, 2019)..... 96

