

DIE NEUE GASWELT

PERSPEKTIVEN FÜR EINE EFFIZIENTE UND GRÜNE GASVERSORGUNG

Eine Studie der Agentur für Erneuerbare Energien
Erstellt im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen



AGENTUR FÜR
ERNEUERBARE
ENERGIEN
unendlich-viel-energie.de

AUTOR

Magnus Maier
Redaktionsschluss: Oktober 2019

HERAUSGEGEBEN VON

Agentur für Erneuerbare Energien e. V.
Invalidenstraße 91
10115 Berlin
Tel.: 030 200535 50
Fax: 030 200535 51
E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de

IM AUFTRAG VON

Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen

INHALT

Vorwort	5
Zusammenfassung	6
1 Einleitung	8
1.1 Status quo des Gassektors in Deutschland	9
2 Einsatzpfade erneuerbarer Gase	10
2.1 Gasverbrauch 2050 nach Energieträgern	10
2.2 Biogas- und Biomethanverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr	12
2.3 Einsatz synthetischer Gase in den verschiedenen Sektoren	14
3 Kapazität von Gaskraftwerken	15
4 Importe synthetischer erneuerbarer Gase	16
5 Exkurs: Erneuerbare Gase im Verkehr	18
5.1 Entwicklung des Endenergiebedarfs im Verkehr	19
5.2 Entwicklung der Fahrzeugflotten (in Mio.)	20
5.3 Strombasierte Kraftstoffe (Power-to-Gas/Power-to-Liquid)	22
6 Fazit	24
7 Ausgewertete Literatur und Datenquellen	27

VORWORT

Liebe Leserin, lieber Leser,

Energiewende und Klimaschutz haben viele Facetten. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausstieg aus Kohle, Öl und Gas sind dafür ebenso unabdingbar wie die deutliche Steigerung der Energieeffizienz. Der Umstieg auf eine saubere Energieversorgung ist zugleich ein großer Impulsgeber für Innovationen. Klimaschutz bringt so die grundlegende Modernisierung unserer Wirtschaft voran. Wo wir heute noch von fossilen Kraft- und Brennstoffen abhängig sind, stehen immer mehr klimaschonende Alternativen bereit.

Der Gasbedarf in Deutschland wird heute größtenteils mit fossilem Erdgas gedeckt. Das muss sich ändern. Um die CO₂-Emissionen pariskonform zu senken, muss Gas schnellstmöglich deutlich effizienter genutzt und erneuerbar werden. Dafür stehen Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan zur Verfügung. Notwendig ist deshalb nicht zuletzt ein zügiger Markthochlauf von Power-to-Gas-Anlagen, die gemeinsam mit Biomethananlagen den Gasbedarf in (Schwerlast-)Verkehr, Industrie und im Strombereich decken. Erneuerbare Gase ermöglichen uns, hohe Temperaturen, die insbesondere für die Prozesswärme in der Industrie nötig sind, klimaneutral zu erzeugen.

Dabei ist es klimapolitisch nur konsequent, wenn Ökostrom verwendet wird, um Wasserstoff und synthetische Gase herzustellen.

Doch nicht überall sind „grüne Gase“ die Lösung. In manchen Anwendungen ist es ökonomischer und ökologischer, Gas durch die direkte Nutzung erneuerbarer Energien zu ersetzen. So können vielerorts bestehende Öl- und Gasheizungen in energetisch sanierten Gebäuden durch Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasse oder klimaneutrale Nah- und Fernwärme ersetzt werden. Der Gasbedarf in der Wärmeerzeugung für Raumwärme und Warmwasser würde dadurch stark zurückgehen.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie gezielt platzierte Gasturbinen als Back-up-Kraftwerke für Verbrauchsspitzen werden jedoch auch in Zukunft wichtig für unsere Energieversorgung bleiben. Dank der technologischen Fortschritte können sie in Zukunft ohne fossiles Erdgas auskommen.

Für den Aufbruch in die neue Gaswelt und den Abschied von fossilem Erdgas müssen heute die politischen Weichen gestellt werden. Das bedeutet, dass PtG-Anlagen stärker gefördert und zur Marktreife gebracht werden müssen. Und es bedeutet auch, dass Technologien und Infrastrukturen, die auf fossile Energieträger ausgerichtet sind, nicht länger subventioniert werden dürfen. Öffentliche Gelder sollten nur noch in Strukturen investiert werden, die uns auf den Pfad zur Klimaneutralität bringen – national, europäisch und international.

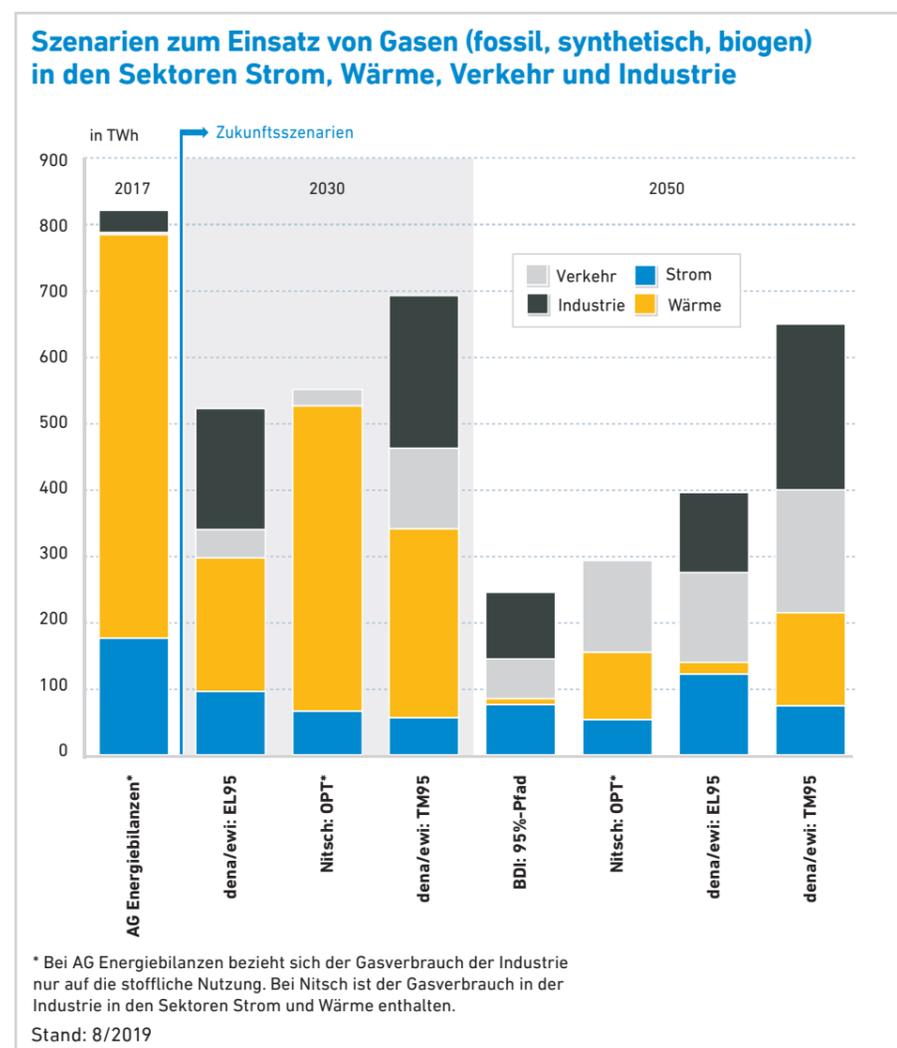
Es ist essentiell, dass wir unsere Anstrengungen für Energieeinsparung sowie für den zügigen Ausbau von Wind- und Solarenergie intensivieren. Nur mit Energieeffizienz und erneuerbaren Energien schaffen wir eine dauerhafte und tragfähige Grundlage für Klimaschutz und nachhaltiges Wirtschaften.



Dr. Anton Hofreiter
Fraktionsvorsitzender

ZUSAMMENFASSUNG

Der Gasverbrauch macht aktuell rund ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Am größten ist der Gasanteil im Wärmesektor mit ca. 50 Prozent. Auch in Zukunft werden gasförmige Energieträger gebraucht. Dabei werden Wasserstoff und synthetisches Methan das fossile Erdgas nach und nach ersetzen. Im Stromsektor werden diese Gase als Langzeitspeicher benötigt, um längere Zeiträume mit geringer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu überbrücken. Im Verkehr können Wasserstoff und Methan fossile Kraftstoffe in den Bereichen ersetzen, wo eine Umstellung auf elektrische Antriebe nach aktuellem Stand der Technik nicht möglich ist (z.B. im Luft- und Schiffsverkehr). Im Wärmesektor wird der Gasbedarf am stärksten zurückgehen. Klassische Gasheizungen in Gebäuden werden in drei von vier der hier untersuchten Szenarien so gut wie nicht mehr gebraucht. Stattdessen erfolgt die Wärmeversorgung über Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasse sowie Nah- und Fernwärme. Gas kommt nur noch über die Kraft-Wärme-Kopplung in Wärmenetzen zum Einsatz. Dieser Umstieg auf Erneuerbare Energien muss von einer starken Reduzierung des Energieverbrauchs begleitet werden. In der Industrie werden erneuerbare Gase für die Hochtemperatur-Prozesswärme sowie für die stoffliche Nutzung benötigt.



Der Primärenergieverbrauch von Gas wird um ca. 70-80 Prozent sinken, von knapp 900 Terawattstunden (TWh) auf 292 TWh bis 153 TWh.¹ Ob der verbleibende Gasbedarf durch Wasserstoff gedeckt werden wird, oder ob dieser größtenteils zu Methan weiterveredelt wird, ist noch nicht klar absehbar. Die in dieser Metastudie verglichenen Szenarien setzen jeweils verschiedene Schwerpunkte. Schließlich haben beide Energieträger Vor- und Nachteile. So hat Wasserstoff geringere Produktionskosten, dafür sind die Kosten der Infrastrukturanpassung höher. Methan ist dagegen in der Herstellung teurer, dafür kann die bestehende Infrastruktur weitergenutzt werden. Der Endenergiebedarf an synthetischen Gasen steigt bis 2030 auf 28 TWh bis 47 TWh, bis 2040 auf 117 TWh bis 145 TWh. Der größte Teil des Gasbedarfs entsteht in den Szenarien zunächst im Verkehr. Im Jahr 2050 gehen die Szenarien sehr stark auseinander. Die Bandbreite liegt zwischen 176 TWh und 683 TWh. Am größten ist die Nachfrage im Verkehr und in der Industrie. Eine intensiv diskutierte Frage ist, ob Wasserstoff und synthetisches Methan in Deutschland erzeugt wird, oder ob es importiert werden muss. In dem Szenario, in dem Deutschland voll auf Wasserstoff setzt und der Energieverbrauch stark gesenkt werden kann, wird der Bedarf komplett aus heimischer Erzeugung gedeckt. In den drei anderen Szenarien werden die strombasierten Gase zu 74-82 Prozent importiert. Für den Import, um einen Teil des Gasbedarfs zu decken, sprechen die geringeren Erzeugungskosten in sonnen- und windreichen Regionen sowie der geringere Bedarf an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland.

Der Endenergieverbrauch im Verkehr sinkt in den untersuchten Szenarien um 40–60 Prozent, von 751 TWh im Jahr 2018 auf 315 TWh bis 458 TWh im Jahr 2050. Durch die Umstellung von Verbrennungsmotoren auf Elektroantriebe sinkt der Endenergieverbrauch automatisch, da der Wirkungsgrad der Elektromobilität viel höher ist. Dennoch müssen auch weitere Einsparmaßnahmen – wie Verkehrsverlagerung und Verkehrsvermeidung – umgesetzt werden. Im Personenverkehr werden in Zukunft Elektrofahrzeuge dominieren. Neben vollelektrischen Pkw werden auch Plug-in-Hybride eine wichtige Rolle spielen. Zusammen stellen sie in den Szenarien 66-84 Prozent der Pkw-Flotte. Im Schwerlastverkehr ist die Tendenz noch schwer abzuschätzen. Hinter neuen Technologien wie Oberleitungs-Lkw stehen noch Fragezeichen. Neben Gasantrieben könnten hier insbesondere synthetische Flüssigkraftstoffe zum Einsatz kommen. In fast allen Szenarien decken diese den größten Teil des Energiebedarfs im Verkehr.

Der Ausbau der Produktionskapazitäten synthetischer Brennstoffe (Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Anlagen) muss in den nächsten Jahren beschleunigt werden. Nur so können die erforderlichen Kostensenkungen über Lern- und Skaleneffekte erzielt werden. Das Beispiel der Photovoltaik hat erfolgreich gezeigt, dass anfangs hohe Investitionskosten noch stärker sinken können als es zu Beginn für möglich gehalten wurde.

¹ Nur ein Szenario geht von einem geringen Rückgang um ca. 10 Prozent aus, da hier Erneuerbare Gase in allen Sektoren breit zum Einsatz kommen.

1 EINLEITUNG

Zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele ist ein umfassender Umbau des Energiesystems notwendig. Die Transformation der Energieversorgung im Stromsektor hin zu Erneuerbaren Energien erfordert Technologien zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solarenergie. Zudem benötigen die Bereiche Wärme und Mobilität alternative Energiequellen für klimaschonende Wärme und Antriebe. Erneuerbare Gase (Biogas und Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Methan) werden dabei eine wichtige Rolle spielen. Sie können darüber hinaus fossile Energieträger in der Industrie ersetzen, wo für chemische Prozesse Wasserstoff benötigt wird. Damit die Klimaschutzziele erreicht werden können, muss der Gasverbrauch CO₂-neutral werden. Das heißt, bis zum Jahr 2050 muss der Gasmarkt nach und nach von fossilen Gasen auf erneuerbare Gase umgestellt werden. Der zukünftige Bedarf an erneuerbaren Gasen hängt von der Ausgestaltung der Energiewende ab. Wie stark wird die Energieeffizienz gesteigert und der Endenergieverbrauch gesenkt? Wird der Energiebedarf im Wärme- und im Verkehrssektor in Zukunft überwiegend durch erneuerbaren Strom abgedeckt oder kommen hier auch Methan und Wasserstoff breit zum Einsatz?

Die folgende Metaanalyse beschäftigt sich mit den Aussagen ausgewählter aktueller Studien zur Rolle des Gassektors im Zuge der Energiewende. Es wird herausgearbeitet, für welche Zwecke und in welchem Umfang erneuerbare Gase genutzt werden könnten.

Der Fokus der Metaanalyse liegt auf Klimaschutz- bzw. Zielszenarien, die eine Reduktion der Treibhausgase um 95 Prozent bis 2050 vorsehen. Szenarien, die nahezu Zero-Emission bereits früher als 2050 in angemessener Detailtiefe modellieren, liegen (derzeit noch) nicht vor. Hierzu gehören der **Klimapfad 95%** aus der **BDI-Studie „Klimapfade“** (2018), die Szenarien **EL95 und TM95** aus der **„Leitstudie Integrierte Energiewende“** (2018) der Deutschen Energie-Agentur (dena) und das **Szenario KLIMA-19 OPT** aus den jährlich aktualisierten Energiewendeszenarien von **Joachim Nitsch** (2019). Für den Exkurs zum Verkehr gilt dies zudem für die Szenarien **Klima und Klima E+** des Umweltbundesamtes aus der Studie **„Klimaschutzbeitrag des Verkehrs“** (2016). Aus der Studie des Öko-Instituts et al. **„Renewability“** wurden die zwei Klimaschutzzszenarien **Effizienz und Fokus Kraftstoffe** ausgewählt, da hier die Unterschiede bei der Zusammensetzung der Energieträger am deutlichsten sichtbar werden.

Zunächst erfolgt eine Analyse des Status quo: Die Höhe des aktuellen Gasverbrauchs, die Nutzung in den einzelnen Sektoren und die Erdgasimporte nach Art und Herkunft. Als nächstes werden die Szenarien nach den gasförmigen Energieträgern (Biomethan/Biogas, Wasserstoff, synthetisches Methan und Erdgas) differenziert. Im zweiten Schritt werden die Szenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050 nach den einzelnen Sektoren betrachtet, d.h. wofür (in welchen Sektoren) und in welcher Menge wird Gas benötigt. Im Anschluss wird dargestellt, welcher Bedarf an Gaskraftwerkskapazitäten sich in den Szenarien ergibt. Drittens wird ausgewertet, woher die erneuerbaren Gase in den Szenarien stammen, d.h. aus Importen oder aus heimischer Produktion. Dabei soll bewertet werden, wie plausibel die Annahmen angesichts der Flächenverfügbarkeit, der Nachhaltigkeit und der ökonomischen Parameter sind.

1.1 STATUS QUO DES GASSEKTORS IN DEUTSCHLAND

Im Jahr 2018 betrug der Endenergieverbrauch (Strom-, Wärme- und Kraftstoffverbrauch) aller Gase 657 TWh², was mehr als einem Viertel des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland entspricht. Im Wärmesektor beträgt der Gasanteil sogar fast die Hälfte. Zur Stromerzeugung trägt Erdgas etwa 14 Prozent und Biogas rund 5 Prozent bei. Im Verkehr spielen Gase nur eine geringe Rolle. Biomethan und Erdgas haben nur einen Anteil von 0,1 bzw. 0,2 Prozent am Endenergieverbrauch im Verkehr. In den Klimaschutzzszenarien wird Erdgas in Zukunft nur noch für die stoffliche Nutzung in der Industrie verwendet. Nur bei Nitsch findet sich noch ein Restanteil von Erdgas im Energiemix.

Der Primärenergieverbrauch von Gasen betrug 2017 985 TWh, rund 900 TWh entfallen davon auf Erdgas bzw. Erdölgas. Erdgas wird zu 94 % importiert. Der größte Teil der 1.261 TWh des Primärenergieträgers Erdgas stammen aus Russland (412 TWh), gefolgt von Norwegen (405 TWh) und den Niederlanden (343 TWh). 71 TWh fördert Deutschland selbst. Bisher kommt das Gas nur über Pipelines nach Deutschland. Der Bau von LNG-Terminals in Deutschland wird aktuell erst diskutiert. Insgesamt gibt es für den Import über Pipelines acht Grenzübergangsstellen. Das Gas aus Norwegen gelangt über die Unterwasser-Pipelines Europipe I und Europipe II nach Dornum (Niedersachsen) sowie über Norpipe nach Emden (Niedersachsen). Aus Russland fließt das Erdgas über die Jamal-Pipeline nach Mallnow (Brandenburg), die vorher Weißrussland und Polen durchläuft. Die Transgas-Trasse dient ebenfalls der Durchleitung russischen Gases über die Ukraine, die Slowakei, Tschechien und Österreich nach Waidhaus (Bayern). Die einzige direkte Verbindung ist die Ostseepipeline (Nord-Stream). Sie transportiert russisches Gas durch die Ostsee nach Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern). Das niederländische Gas wird bei Bunde (Niedersachsen) in das deutsche Gasnetz eingespeist. Laut Bundesnetzagentur wird Deutschland nur noch bis Ende 2029 niederländisches Gas importieren. Denn nach mehreren Erdbeben am Gasfeld Groningen wollen die Niederlande die Erdgasförderung schrittweise reduzieren und ab 2030 nur noch für den Eigenbedarf produzieren.

Bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien im Stromsektor werden Langzeitspeicher benötigt, um Erzeugungsüberschüsse aus Wind- und Solarenergie zwischenspeichern. Erneuerbare Gase sind für die Überbrückung längerer Zeiträume mit geringem Angebot aus PV- und Windstrom nach aktuellem Stand der Technik die einzige Option. Für den Transport erneuerbarer Gase kann die bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden. Deutschland verfügt über eine Gasspeicherkapazität von rund 267 TWh. Das Ausbaupotenzial der Gasspeicherkapazität wird auf 337 TWh geschätzt.³ Das Transport- und Verteilnetz umfasst 530.000 km Rohrleitungen, 470.000 km davon gehören zum Verteilnetz.

² AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen/AGEE Stat.

³ FENES/Energy Brainpool : Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. 2015.

In das deutsche Erdgasnetz können bis zu fünf Volumenprozent Wasserstoff eingespeist werden. Langfristig ist eine Anpassung auf 15 Prozent möglich.⁴ Für größere Mengen müsste eine eigene Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. Synthetisches Methan kann dagegen unbegrenzt in die vorhandene Gasinfrastruktur integriert werden. Es sind keine Infrastrukturanpassungen notwendig. Da es mit fossilem Erdgas chemisch identisch ist, kann es in allen Endanwendungen für Erdgas (z.B. Heizungsanlagen, Gasfahrzeuge, Gaskraftwerke) verwertet werden. Nachteil der Methanisierung ist, dass es den Gesamtprozess energieaufwändiger und teurer macht. Hinzukommt das Risiko von Methan-Leckagen und die damit verbundene Klimawirksamkeit. Eine Herausforderung ist außerdem die Gewinnung des benötigten Kohlenstoffs aus CO₂. Als klimaneutrale Quellen können hierfür Biomasse und die Umgebungsluft dienen. Als weitere Option bieten sich Prozessemissionen aus der Industrie an, die heute noch ungenutzt in die Atmosphäre entweichen. Damit diese Quelle ebenfalls klimaneutral wird, muss die Prozesswärme in Zukunft aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt werden (z.B. Biomasse). Aus Kostengründen werden voraussichtlich zunächst die biogenen CO₂-Quellen sowie Industrieprozesse, bei denen CO₂ anfällt, erschlossen. Die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture) kommt erst langfristig in Frage. Diese Technologie muss noch in großem Maßstab erprobt und entwickelt werden. Biogas ist dagegen eine ausgereifte Technik. Im Jahr 2018 waren Biogas- und Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer installierten Leistung von 6.1 GW⁵ am Netz. Bisher erzeugen die meisten Biogas-BHKW rund um die Uhr gleichmäßig viel Strom. In Zukunft wird erwartet, dass immer mehr Biogasanlagen ihre Stromerzeugung auf die Zeiten konzentrieren, in denen Windenergie- und Photovoltaikanlagen gerade wenig Strom produzieren (Flexibilisierung, stromgeführte Anlagen).

2 EINSATZPFADE ERNEUERBARER GASE

2.1 GASVERBRAUCH 2050 NACH ENERGIETRÄGERN

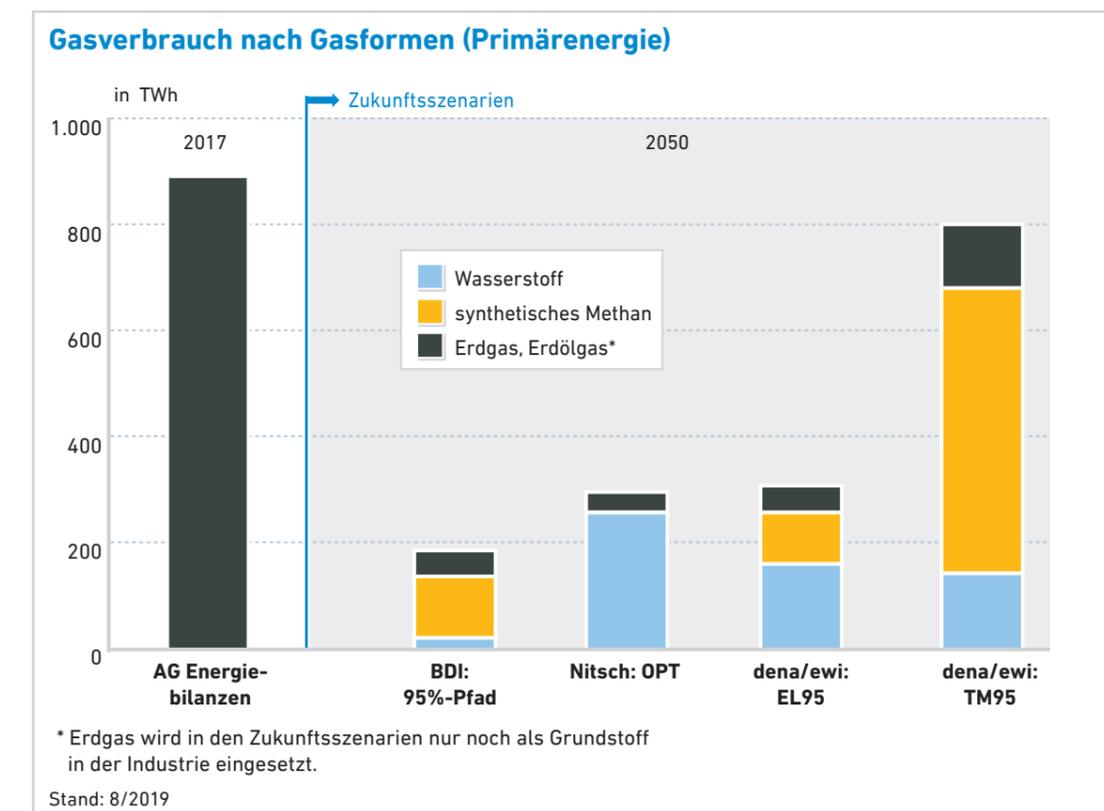
Der Primärenergieverbrauch von Erdgas und synthetischen Gasen wird von rund 897 TWh im Jahr 2018 auf bis zu 152 TWh (BDI: 95%-Pfad) sinken. Nur im TM95-Szenario des Energiewirtschaftlichen Instituts (ewi) im Auftrag der Dena würde der Gasverbrauch nur geringfügig abnehmen (799 TWh). Dieses Szenario ist das einzige, in dem synthetisches Gas in großen Mengen in dezentralen Heizungsanlagen und in Gasfahrzeugen eingesetzt wird. Gas ersetzt hier große Mengen an Mineralöl. In den anderen Szenarien treten v.a. Strom, Wärmenetze und synthetische Flüssigkraftstoffe an die Stelle von mineralölbasierten Brenn- und Kraftstoffen. Da der Großteil des Gasbedarfs in Zukunft aus strombasierten Gasen gedeckt wird, ist die Steigerung der Energieeffizienz von entscheidender Bedeutung. Jede eingesparte Kilowattstunde Gas reduziert den Strombedarf für Power-to-Gas um ca. 2-3 kWh.

⁴ DBI et al.: KonStGas. Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen. 2017.

⁵ AGEE-Stat. 2019.

Nitsch nennt als zweckmäßigstes Instrument um Effizienzsteigerungen zu erwirken eine „ausnahmslose CO₂-Bepreisung aller fossiler Energieträger gemäß ihrem Treibhausgaspotenzial“. Der Einstiegspreis solle bei 50 €/t liegen. Jedes Jahr solle er um 5 €/t steigen. So würden die vom Umweltbundesamt ermittelten Folgekosten in Höhe von 180 €/t im Jahr 2046 erreicht. Im Verkehr müssten strukturelle Veränderungen der Verkehrsinfrastruktur zu einer Reduktion des Straßen- und Flugverkehrs und zu einer Ausweitung klimafreundlicher Verkehrsträger führen. Nur so könnten alternative Kraftstoffe und Elektromobilität ihre volle Wirkung entfalten. Steuervergünstigungen für Dienstwagen sollten abgeschafft werden, die Kraftstoffsteuer für Diesel solle auf Benzinniveau angehoben werden, Bahn- und ÖPNV-Tarife sollten günstiger werden, City-Mautzonen sollten eingeführt werden, Parkräume verknappt und schließlich eine allgemeines Tempolimit auf den Autobahnen eingeführt werden. Im Wärmesektor sei die steuerliche Absetzbarkeit der energetischen Gebäudesanierung überfällig. Das EE-Wärmegesetz solle von Neubauten auf den Gebäudebestand ausgeweitet werden. Weitere Maßnahmen wären die Sanierung von Sozialwohnungen und kommunaler Gebäude sowie verpflichtende kommunale Wärmeplanung.

Der BDI legt den Schwerpunkt mehr auf Investitionen in Infrastruktur und Zukunftstechnologien, wie eine Schnellladeinfrastruktur, Lkw-Oberleitungen und Modernisierung der Schiene. Im Gebäudebereich sei eine jährliche Sanierungsquote von 1,9 Prozent erforderlich. Bis 2050 müssten alle sanierten Gebäude auf KfW-55- bis KfW-70-Standard gebracht werden. Der CO₂-Preis steigt im Klimapfad 95% auf 124 €/t im Jahr 2050.



Die dena-Studie geht nur von einer Sanierungsrate von 1,4 Prozent aus, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Das System der Steuern, Abgaben und Umlagen solle neu gestaltet werden, damit sich Effizienzmaßnahmen lohnen. Transparenz und Anreize seien gegenüber Umsetzungspflichten zu bevorzugen. Die Potenziale der Digitalisierung sollten stärker genutzt werden. EU-Standards sollten schneller umgesetzt werden.

Die Einschätzungen zu den jeweiligen Anteilen von Wasserstoff und synthetischem Methan fallen unterschiedlich aus. Nitsch setzt ausschließlich auf Wasserstoff (mit einem kleinen Rest fossilen Erdgases). Er erwähnt zwar, dass in Zukunft auch synthetisches Methan und strombasierte Flüssigkraftstoffe zum Einsatz kommen könnten (v.a. im Verkehrssektor), macht dazu aber keine quantitativen Angaben. Im Elektrifizierungsszenario der Dena wird deutlich mehr Wasserstoff eingesetzt als Methan, der meiste davon im Verkehr. Boston Consulting (BCG) und Prognos im Auftrag des BDI und das TM95-Szenario der Dena sehen die Vorteile eher bei Methan. Der BDI geht davon aus, dass die erforderlichen Investitionskosten in eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur die höheren Erzeugungskosten kohlenstoffhaltiger synthetischer Brennstoffe überwiegen würden. Der Prozess der Methanisierung benötigt eine Kohlenstoffquelle. Woher das benötigte CO₂ kurz- und mittelfristig bzw. langfristig gewonnen werden soll, wird in den Studien unterschiedlich eingeschätzt: Der BDI geht davon aus, dass das für die Methanisierung erforderliche CO₂ komplett aus der Bioenergienutzung in der Industrie gewonnen wird. Die Dena verwendet in ihrer Modellierung auch Direct Air Capturing. Das Umweltbundesamt (2016) sieht für die Nutzung von CO₂ aus Biomasse nur ein geringes Potenzial und geht deshalb von Direct Air Capturing aus. Eine Demonstration des Verfahrens in der notwendigen Anlagengröße stehe allerdings noch aus.

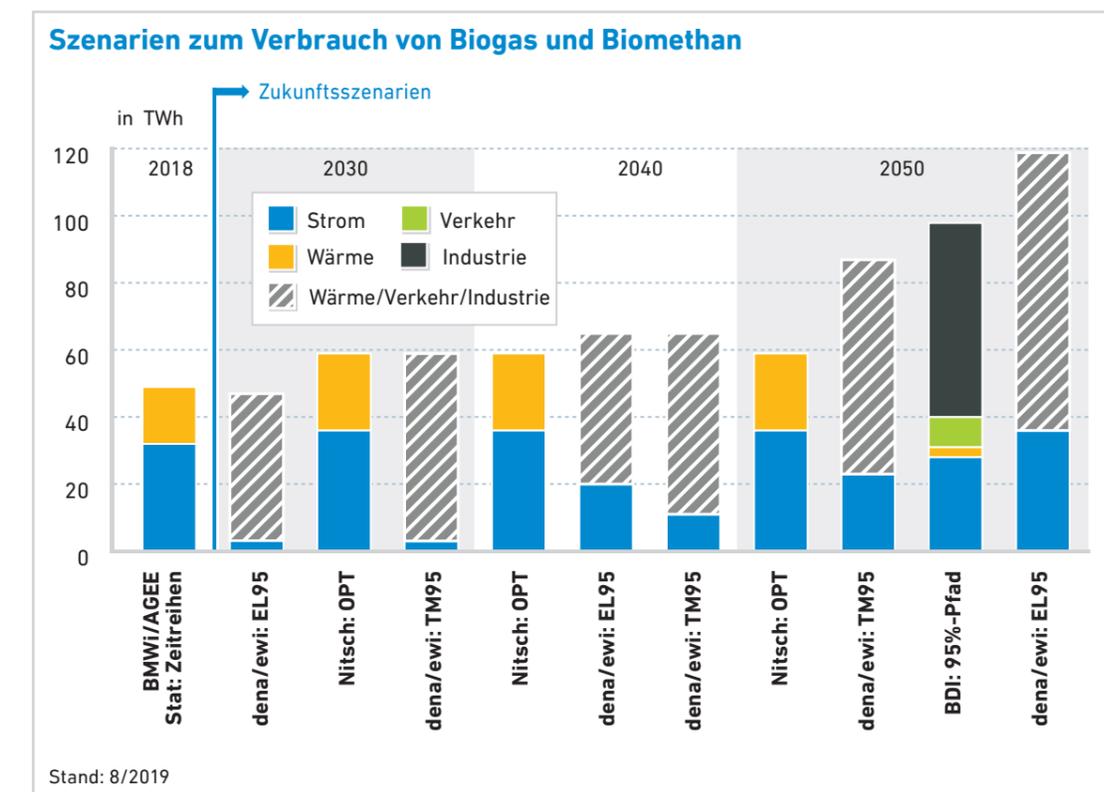
Beim Endenergieeinsatz aller Gase (Erdgas, Bio- und synthetisches Methan, Wasserstoff) in den verschiedenen Sektoren zeigt sich, dass Gas im Wärmesektor weniger in dezentralen Heizungsanlagen eingesetzt werden wird, sondern verstärkt im Verkehr und in der Industrie. Der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser wird in Zukunft vor allem durch strombasierte Anwendungen und Wärmenetze auf Basis von Biomasse, Geothermie, Solarthermie, Power-to-Heat und KWK-Anlagen (in denen synthetische Gase rückverstromt werden) gedeckt. Die Voraussetzung dafür ist, dass Energieeffizienz im Gebäudesektor dynamisch umgesetzt wird und die Sanierungsrate und -tiefe deutlich steigt. Im Verkehr werden Gase teilweise fossiles Benzin, Diesel und Kerosin ersetzen. In der Industrie werden Wasserstoff, synthetische Gase und Biogas/Biomethan klimafreundliche Alternativen zu fossilem Erdgas, Mineralöl und Kohle bieten.

2.2 BIOGAS- UND BIOMETHANVERBRAUCH IN DEN SEKTOREN STROM, WÄRME UND VERKEHR

Im Jahr 2018 summierte sich die bereitgestellte Menge an Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Biogas und Biomethan auf 52 TWh, wobei 32 TWh allein auf den Strombereich entfielen. Der Wärmeverbrauch auf Basis von Biogas und Biomethan lag bei 19 TWh. Der Biomethanverbrauch im Verkehr fiel mit 0,4 TWh noch kaum ins Gewicht. In allen untersuchten Studien wird biogenen Gasen eine relevante Rolle in der Energieversorgung der Zukunft zugesprochen. Bis zum Jahr 2030 bleibt der Einsatz konstant bzw. steigt um ca. 10 TWh an. Im Jahr 2040 liegt der Verbrauch in den Szenarien von Nitsch und

von der Dena in etwa zwischen 60 und 65 TWh. Bis 2050 bleibt er dann bei Nitsch konstant. Dena und BDI gehen dagegen von einem weiteren Ausbau aus. Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen auch in der Art der Nutzung der biogenen Gase. Während bei Nitsch das Biogas direkt in Kraft-Wärme-Koppelungs-(KWK-)Anlagen in Strom und Wärme umgewandelt wird, geht der BDI davon aus, dass die nahezu die gesamte Biomasse in der Industrie eingesetzt werden wird. Die Dena rechnet dagegen damit, dass Biogas vorrangig zu Biomethan aufbereitet, ins Gasnetz eingespeist wird und dadurch in allen Sektoren zum Einsatz kommt.

Im Stromsektor fällt auf, dass es zu keiner nennenswerten Steigerung des Biogas-Einsatzes kommen wird. Stattdessen wird Strom aus Biogas oder Biomethan flexibel am Strombedarf ausgerichtet. Die Auslastung von Biogas- und Biomethan-BHKW liegt heute im Durchschnitt bei 7.650 h/a⁶. Das bedeutet, dass die meisten BHKW heute noch größtenteils rund um die Uhr in Grundlast Strom und Wärme bereitstellen. Die Studie der Agentur für Erneuerbare Energien „Neue Stromwelt“ im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen aus dem Jahr 2015 geht langfristig von 2.400 Volllaststunden aus.



⁶ Fraunhofer ISE: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. 2015.

2.3 EINSATZ SYNTHETISCHER GASE IN DEN VERSCHIEDENEN SEKTOREN

Im Jahr 2030 kann der Bedarf an synthetischen Gasen bereits 47 TWh (dena/ewi: EL95. 2018) betragen, wenn ein Klimaschutz-Pfad -95 % THG bis 2050 beschritten werden soll. Mindestens liegt der Verbrauch bei 28 TWh (Nitsch: OPT. 2019). Die Klimaschutzenszenarien gehen im Jahr 2040 von einem Endenergieverbrauch von strombasierten Gasen von mindestens 117 TWh aus (dena/ewi: EL95). Nitsch und das TM95-Szenario der Dena liegen bei jeweils rund 145 TWh. Im Jahr 2050 beträgt der Mindestbedarf 176 TWh (BDI: Klimapfad 95%. 2018). Den höchsten Bedarf im Jahr 2050 sieht das Szenario dena/ewi: TM95. 2018 mit 683 TWh.

Alle Szenarien sind sich einig darin, dass synthetische Gase als Flexibilitätsoption im Stromsektor unverzichtbar sind. Den höchsten Endenergiebedarf zur Stromerzeugung aus synthetischen Gasen findet sich im EL95-Szenario der Dena mit 87 TWh. Die Vergleichbarkeit ist allerdings eingeschränkt: Die Dena weist den Gasbedarf der Industrie extra aus, beim BDI und bei Nitsch ist dieser bereits in den Sektoren Strom und Wärme enthalten. Außerdem bezieht sich der Gasverbrauch im Wärmebereich in den Dena-Szenarien und im BDI-Szenario nur auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Bei Nitsch steckt in den Angaben zur Wärme auch der Anteil der Industrie.

Die zukünftige Rolle von strombasierten Gasen im Wärmebereich variiert sehr stark. Im Elektrifizierungsszenario der Dena (EL95) werden auch im Jahr 2050 kaum synthetische Gase im Wärmemarkt direkt eingesetzt. Die Wärmebereitstellung erfolgt hier über Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anwendungen und Wärmenetze. Das wichtigste Argument für diesen Entwicklungspfad ist die deutlich höhere Effizienz der direkten Stromnutzung gegenüber der Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan. Die wichtigsten Argumente für einen breiten Einsatz synthetischer Gase sind die technischen und ökonomischen Restriktion der Elektrifizierung (z.B. der erforderliche Aufbau einer komplett neuen Infrastruktur für strombasierte Anwendungen), eine höhere Versorgungssicherheit durch die Nutzung der Gasspeicher sowie ein geringerer Stromnetzausbaubedarf. Der höchste Bedarf an synthetischen Gasen zur Wärmeerzeugung findet sich bei dena/ewi: TM95 mit 151 TWh. Hier wird synthetisches Methan auch in dezentralen Heizungsanlagen eingesetzt.

Im Verkehr gehen alle Klimaschutzenszenarien davon aus, dass Gas – bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge dort zum Einsatz kommen können, wo eine Elektrifizierung derzeit nicht realisierbar ist, wie in Teilen des Schwerlastverkehrs. Den geringsten Bedarf an gasförmigen Kraftstoffen sieht der Klimapfad 95% des BDI (51 TWh). Der Energiebedarf im Verkehr wird hier größtenteils über importierte synthetische Flüssigkraftstoffe gedeckt (217 TWh). In den Szenarien der Dena und bei Nitsch spielen Gase dagegen eine große Rolle (127 bzw. 128 TWh), v.a. Wasserstoff. Synthetisches Methan kommt nur bei dena/ewi/TM95 in größeren Mengen zum Einsatz.

In Summe wird das größte Potenzial für synthetische Gase im Verkehr und in der Industrie gesehen. Auch zeitlich entsteht der größte Bedarf an synthetischen Gasen in 2030 zunächst v.a. im Verkehr. Somit liegt also auch der größte Hebel zur Energieeinsparung im Verkehr und in der Industrie.

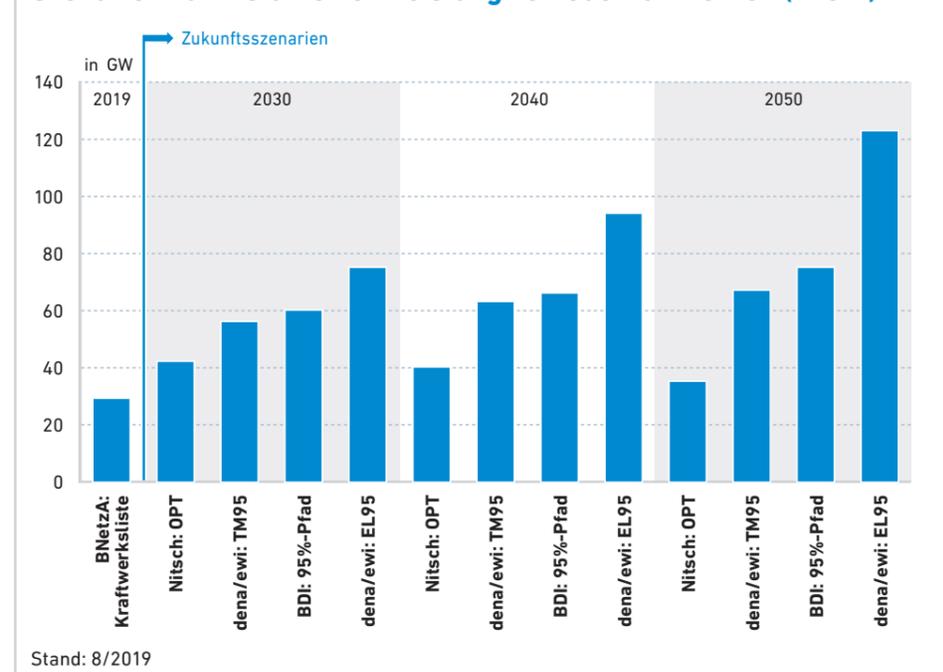
3 KAPAZITÄT VON GASKRAFTWERKEN

Das deutsche Gasnetz ist der einzige (nach heutigem Stand der Technik) verfügbare Langzeitspeicher, in denen erneuerbarer Strom – umgewandelt in synthetisches Gas – in großen Mengen und über mehrere Wochen oder Monate gespeichert werden kann. Nur mit Gaskraftwerken, die mit synthetischen Gasen und Biomethan befeuert werden, lassen sich längere Zeiträume mit geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien überbrücken. Das Potenzial zum Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken ist begrenzt. Biogasanlagen eignen sich zwar auch zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarenergie, allerdings kann das Biogas im Fermenter nur über mehrere Stunden gespeichert werden. Ein Gasspeicher ermöglicht die Speicherung über mehrere Tage.

Im heutigen Kraftwerkspark sind Gaskraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 29 GW installiert, die nahezu ausschließlich mit fossilem Erdgas betrieben werden. Künftig können diese Kraftwerke mit synthetischem Methan und beigemischem Wasserstoff befeuert werden. Ein Teil der Gaskraftwerke wird auch in Zukunft für Zeiten gebraucht, in denen der aktuelle Strombedarf nicht aus Wind, Sonne, Wasserkraft und Biomasse gedeckt werden kann.

In welchem Umfang in Zukunft Gaskraftwerke benötigt werden, wird in den untersuchten Studien sehr unterschiedlich eingeschätzt. Bis 2030 steigt der Bedarf schon auf 42 GW (Nitsch: OPT) bis 75 GW (dena/ewi: EL95). Die höchsten Werte im Jahr 2050 finden sich mit 123 GW im Dena-Szenario EL95, in dem eine weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr angenommen wird. Das käme ungefähr einer Vervielfachung der 2019 installierten Leistung gleich. In diesem Szenario muss die hohe Stromnachfrage aus dem Wärmesektor im Winter über Gaskraftwerke gedeckt werden, wenn zu wenig Strom aus Erneuerbaren Energien eingespeist wird. Eine deutlich geringere installierte Leistung wird im Szenario von Nitsch benötigt (35 GW). Wichtig ist in diesem Kontext: eine hohe installierte (back-up-) Leistung bedeutet nicht automatisch eine hohe Vollaststundenzahl oder einen hohen Gasverbrauch.

Szenarien zur installierten Leistung von Gaskraftwerken (in GW)



4 IMPORTE SYNTHETISCHER ERNEUERBARER GASE

Die Nitsch-Studie geht davon aus, dass Deutschland seinen Bedarf an Wasserstoff aus inländischer Produktion decken kann. Im Gegensatz dazu wird der Bedarf an synthetischen Gasen und Kraftstoffen in der BDI-Studie zu 80 % und in der Dena-Studie zu 74 % (EL95) bzw. zu 82 % (TM95) durch Importe gedeckt. Die Gesamtmenge liegt zwischen 340 und 744 TWh. In der Studie Renewbility (Öko-Institut et al.) liegt die Importquote bei 100 %. Dies bezieht sich aber nur auf den Bedarf im Verkehr. Die UBA-Studie (UBA: Klimaschutzbeitrag des Verkehrs) hält es im Gegensatz für möglich die für den Verkehr benötigten synthetischen Kraftstoffe in Deutschland zu erzeugen – aber nur unter der Voraussetzung, dass der Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrs um 40 % gesenkt wird. Für den Import aus europäischen und außereuropäischen Standorten sprechen die Kostenvorteile durch hohe Sonneneinstrahlung und hohes Windaufkommen sowie die geringere Flächenknappheit.

Studie/Szenario	Importe (gesamt)	Nicht-EU-Ausland	EU-Ausland	Produktion in Deutschland	Importquote (in %)
Dena/ewi: TM95	744	545	199	164	82
Dena/ewi: EL95	397	196	201	137	74
BDI: 95%-Pfad	340	-	-	-	80
Nitsch: OPT	-	-	-	-	0
Öko-Institut et al.: Renewbility	-	-	-	-	100
UBA: Klimaschutzbeitrag des Verkehrs	-	-	-	-	0

Ein Verzicht auf Importe synthetischer Energieträger erscheint nur machbar, wenn Energieeffizienz sehr ambitioniert umgesetzt wird und der Energiebedarf stark zurückgeht. Im Nitsch-Szenario, in dem der Endenergieverbrauch um 47 % reduziert wird, müssten von 995 TWh in Deutschland erzeugten erneuerbaren Stroms 330 TWh für die Wasserstoffproduktion aufgewendet werden. Zum Vergleich: Im Jahr 2018 belief sich die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf 226 TWh. Folglich liegt der Stromverbrauch im Nitsch-Szenario mit 1011 TWh deutlich höher als im Dena-Szenario TM95 mit 837 TWh oder im 95%-Pfad des BDI mit 626 TWh. Außerdem wird im Nitsch-Szenario nur Wasserstoff eingesetzt. Der Schritt der Methanisierung, der weiteren Strombedarf verursachen würde, entfällt hier. Würde also auch synthetisches Methan (oder auch synthetische Flüssigkraftstoffe) eingesetzt werden, müsste der Energieverbrauch noch weiter sinken, damit die Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung im Inland ausreichen.

Wenn neben Wasserstoff auch synthetisches Methan eingesetzt werden soll, sprechen die Kosten dafür, einen Teil des Bedarfs durch Importe zu decken. Eine Analyse der Agora Energiewende von 2018 zeigt, dass die Produktionskosten in Island, in Nordafrika oder im Nahen Osten am günstigsten wären.⁷ Denn die Power-to-Gas- bzw. Power-to-Liquid-Anlagen brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb günstigen Strom und hohe Volllaststunden, was z.B. in Island durch Wasserkraft und Geothermie oder im Nahen Osten und in Nordafrika durch Photovoltaik gegeben wäre. In der Analyse nähern sich bis 2050 nur die Kosten aus Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee den Kosten importierten Methans an.

⁷ Agora Energiewende: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018.

In Deutschland müssen in Zukunft zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen für den Zweck der Gasproduktion gebaut werden. Stromüberschüsse allein werden im Jahr 2050 nicht ausreichen, um den Bedarf an synthetischen Gasen zu decken. Eine Metaanalyse der Agentur für Erneuerbare Energien von 2017⁸ zeigt, dass 2050 maximal 59 TWh an Überschüssen aus der erneuerbaren Stromerzeugung zur Verfügung stehen werden. Daraus könnten ca. 30 TWh Methan oder 40 TWh Wasserstoff hergestellt werden – bei Wirkungsgraden von 50 % (Methanisierung) bzw. 70 % (nur Elektrolyse). Fraunhofer ISE⁹ und Fraunhofer IWES¹⁰ gehen sogar nur von Überschüssen in Höhe von 13,9 bzw. 11,3 TWh aus. Dabei ist zu bedenken, dass diese Überschüsse auch für andere Flexibilitätsoptionen genutzt werden können (z.B. Power-to-Heat, Batteriespeicher, Druckluftspeicher, etc.) und deshalb nicht ausschließlich für die Gasproduktion zur Verfügung stehen werden. Beim Bau von Erneuerbaren Energien-Anlagen zum Zweck der Gaserzeugung ist zu bedenken, dass diese Anlagen zusätzlich ausgebaut werden müssen. Denn sonst würde der Strombezug für Power-to-Gas im Stromsektor fehlen.

Für den Transport synthetischen Methans bieten sich entweder Pipelines an oder der Transport in verflüssigter Form über Tankschiffe an. Heute ist von den in Frage kommenden Importregionen nur Nordafrika an das europäische Gasnetz angeschlossen, der Nahe Osten und Island dagegen nicht. Die Kosten der Verflüssigung und Regasifizierung des Methans sind mit 0,76 Ct/kWh zwar erheblich, machen aber nur ca. 7 bis 8 % der Gesamtkosten aus. Die Transportkosten per Schiff sind dagegen vernachlässigbar.¹¹

Aus politischer Sicht würde das den Ländern im Nahen und Mittleren Osten sowie in Nordafrika, die heute noch von Erdöl- oder Erdgasexporten abhängig sind, eine Perspektive für ein neues Exportmodell geben. Außerdem könnte Deutschland die Zusammenarbeit bei der Produktion klimaneutraler Brennstoffe von der Einhaltung der Menschenrechte abhängig machen. Der Nachteil wäre, dass in diesen Ländern kaum konzentrierte CO₂-Quellen zur Methanisierung oder Kraftstoffproduktion, wie Industrieprozesse oder Bioenergieanlagen, zur Verfügung stehen. Die Produktion müsste auf die Kohlenstoffabsorption aus der Luft (Direct Air Capturing) zurückgreifen. Dieses Verfahren muss erst noch für eine Anwendung im großen Maßstab entwickelt werden. Der Anteil der CO₂-Gewinnung aus der Luft an den Gesamtkosten beträgt zwischen 10 und 15 %. Obwohl Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich noch nicht am Markt konkurrieren können, muss der Ausbau schon in den nächsten Jahren in größerem Maßstab erfolgen. Nur so können die Kosten durch Skalen- und Lerneffekte in erforderlichem Maße gesenkt werden – wie die Erfahrungen mit der Photovoltaik in den vergangenen 20 Jahren bereits erfolgreich demonstriert haben.

⁸ Agentur für Erneuerbare Energien: Zusammenspiel von Strom- und Wärmesystem. 2017.

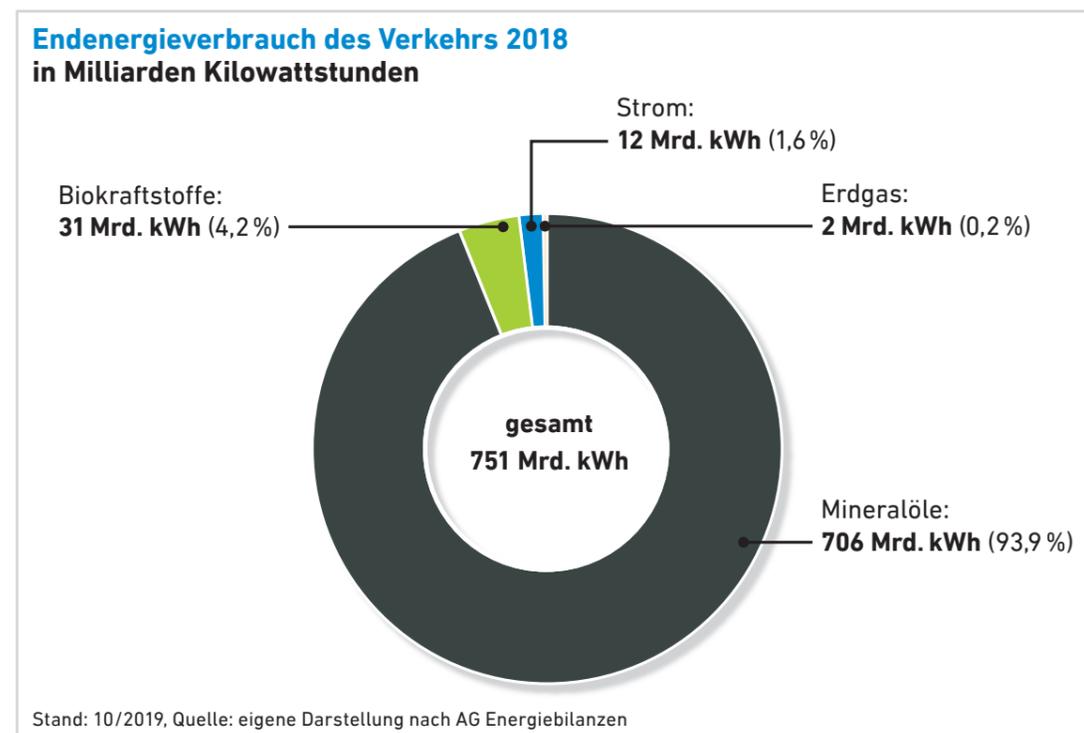
⁹ Fraunhofer ISE: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. 2015.

¹⁰ Fraunhofer IWES et al.: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. 2015.

¹¹ Agora Energiewende. 2018.

5 EXKURS: ERNEUERBARE GASE IM VERKEHR

Trotz gestiegener Aufmerksamkeit für den Verkehrssektor durch den Dieselskandal ist die Energiewende im Verkehr immer noch nicht angekommen. Der Ausstoß an Klimagasen im Verkehr ist heute genauso hoch wie 1990. Die Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende stellt in ihrer Stellungnahme aus dem Jahr 2018 fest: „Der Verkehrsbereich verfehlt die Energiewendeziele sowohl bezüglich der Steigerung des Anteils Erneuerbarer als auch bezüglich der Minderung des Endenergieverbrauchs deutlich“ (Expertenkommission 2018, S. Z-3). Der Hauptgrund dafür ist die gewachsene Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr. Die Fahrleistung aller Kraftfahrzeuge im Straßenverkehr ist zwischen 1991 und 2016 um 34 Prozent gestiegen. Der Güterverkehr ist sogar um 71 Prozent gestiegen. Das größte Wachstum erzielte der besonders klimaschädliche Luftverkehr mit 183 Prozent. Hinzu kommt der Trend zu immer schwereren und leistungstärkeren Kraftfahrzeugen („SUV-sierung“), der Effizienzgewinne teilweise wieder zunichte macht. Die umweltfreundlichen Verkehrsmittel (Fuß-, Rad-, Schienen- und öffentlicher Personennahverkehr) gewinnen dagegen kaum Anteile hinzu und kommen zusammen auf 19,3 Prozent des gesamten Verkehrsaufwandes. Der motorisierte Individualverkehr macht dagegen mehr als drei Viertel des „Modal Splits“ aus (75,7 Prozent). 5 Prozent entfallen auf den Luftverkehr. Auch für die Zukunft sehen Verkehrsprognosen ein weiteres Wachstum der Verkehrsleistung, insbesondere im Güter- und Luftverkehr. Effizienzsteigerungen sind dringend notwendig, werden jedoch bei weitem nicht ausreichen, um die notwendige Treibhausgas-minderung um 95 Prozent bis 2050 zu erreichen. Es braucht auch Alternativen zu den herkömmlichen Kraftstoffen, die derzeit zu 94 Prozent aus Erdöl gewonnen werden. Vor diesem Hintergrund rückt eine verstärkte Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien bzw. strombasierten Gasen und Flüssigkraftstoffen als Ersatz für fossiles Benzin, Diesel und Kerosin ins Blickfeld. Der Schlüssel für Klimaschutz im Verkehr liegt in einer Kombination aus Verkehrswende (Vermeidung, Verlagerung und Verbesserung der Energieeffizienz) und Energiewende, also dem Ersatz fossiler Kraftstoffe durch



alternative Kraftstoffe und Antriebe. Während manche Szenarien hauptsächlich auf Wasserstoff und Elektromobilität setzen (Nitsch und dena/EWI: EL95), gehen andere davon aus, dass in Zukunft auch in großem Umfang synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe genutzt werden können (z.B. dena/EWI: TM95, Öko-Institut et al., UBA). Die Energieeinsparungen können unter anderem durch eine Stärkung des öffentlichen Personenverkehrs, CO₂-Flottengrenzwerte und eine stärkere Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene erreicht werden. Auch ökonomische Instrumente wie die Einführung oder Ausweitung von Mautsystemen, die Erhöhung von Kraftstoffsteuern und der Abbau umweltschädlicher Subventionen im Verkehr werden als notwendig betrachtet (z.B. dena/ewi).

5.1 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEBEDARFS IM VERKEHR

Der Trend im Verkehr zeigt in die falsche Richtung. Im Jahr 2018 lag der Endenergieverbrauch bei 751 TWh und damit rund 4,6 Prozent über dem Wert des Jahres 2005 (718 TWh). Alle Klimaschutzenszenarien gehen davon aus, dass der Energieverbrauch bereits bis 2030 deutlich sinken muss, auf mindestens 649 TWh (BDI: 95%-Pfad). 2050 müsste er zwischen 315 (Öko-Institut et al.: Effizienz) und 458 TWh liegen (UBA: Klima. 2016). Die Vergleichbarkeit der Dena-Szenarien ist etwas eingeschränkt, da hier der Energieverbrauch des internationalen Luft- und Schiffverkehrs nicht berücksichtigt ist.

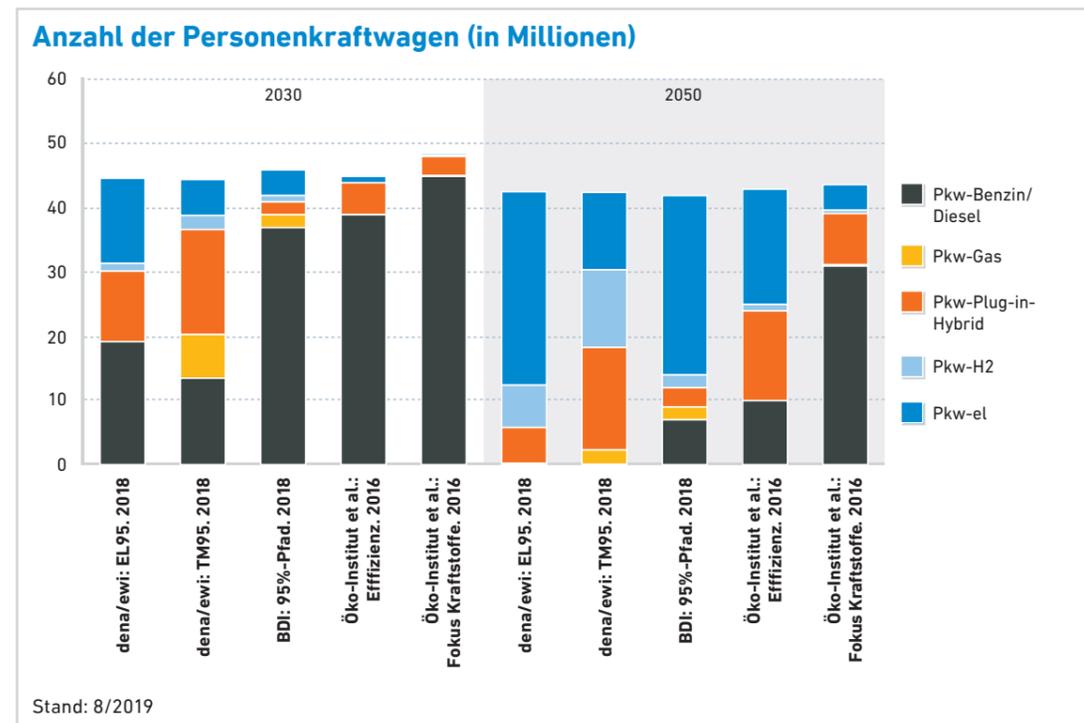
Hohe Anteile von Elektrofahrzeugen führen zu einem geringeren Endenergieverbrauch, da diese im Gegensatz zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor einen hohen Wirkungsgrad besitzen. Bei der Interpretation der Werte ist zudem zu beachten, dass beim Endenergieverbrauch die teilweise sehr hohen Energieverluste in der Herstellung strombasierter Kraftstoffe nicht berücksichtigt werden. Rechnet man die Gesamtwirkungsgrade mit ein, so ist der Strombedarf eines Brennstoffzellenfahrzeugs 2,7mal höher als der eines Elektroautos, der eines Autos mit Verbrennungsmotors sogar fünfmal höher. Der durch den Verkehr verursachte Primärenergieverbrauch fällt bei einem hohen Anteil strombasierter Kraftstoffe also erheblich größer aus als bei einem hohen Anteil an Elektrofahrzeugen.

Das größte Energieeinsparpotenzial liegt im Straßenpersonenverkehr. Chancen bestehen hier vor allem durch die Elektromobilität, Verkehrsvermeidung und -verlagerung. Im Straßengüter-, Schiffs- und Luftverkehr sind die Möglichkeiten zur Senkung des Endenergieverbrauchs dagegen deutlich geringer. Vor allem aufgrund des erwarteten weiteren Wachstums der Güterverkehrsleistung könnte es hier trotz unterstellter Effizienzsteigerungen zu einem weiteren absoluten Anstieg des Energiebedarfs kommen. Die Verlagerung auf die Schiene gilt studienübergreifend als das wichtigste Instrument im Güterverkehr. Das Umweltbundesamt geht davon aus, dass der Anteil des Schienenverkehrs an der gesamten Güterverkehrsleistung bis 2030 von 18 auf 23 Prozent erhöht werden könnte.¹² Eine weitere Möglichkeit den Energieverbrauch zu senken, könnte in der Nutzung von Oberleitungs-Lkw liegen, die jedoch einen erheblichen Infrastrukturbedarf aufweisen. Größere Endenergieverbrauchsreduktionen setzen jedoch tiefgreifende politische Maßnahmen und technologische Fortschritte voraus. Die Dena-Szenarien umfassen konkrete Handlungsempfehlungen. Dazu gehört beispielsweise die stärkere Bepreisung des motorisierten Individualverkehrs durch Energiesteuern oder ein CO₂-Preis im Verkehr. Damit würden entsprechende Veränderungen in der Verkehrsnachfrage und der Verkehrsmittelwahl sowie Anreize für erneuerbare Kraftstoffe einhergehen.

5.2 ENTWICKLUNG DER FAHRZEUGFLOTTEN (IN MIO.)

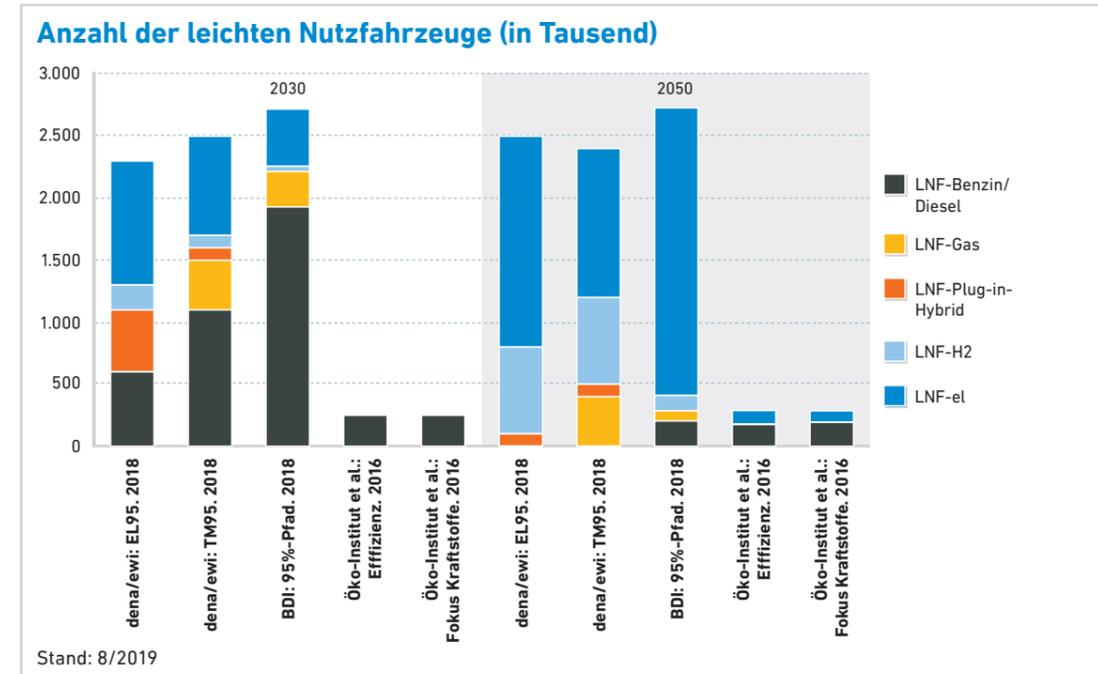
Im Personenverkehr werden Elektroautos im Jahr 2050 in allen Szenarien eine wichtige Rolle spielen. In den Szenarien EL95 der Dena (71 %), im 95%-Pfad des BDI (67 %) und im Szenario Effizienz des Öko-Instituts (42 %) haben sie den größten Anteil an der Fahrzeugflotte. Brennstoffzellen-Pkw kommt v.a. in den Dena-Szenarien eine wichtige Rolle zu. Plug-in-Hybride stellen im TM95 (38 %) und bei Öko-Institut et al.: Effizienz (33 %) hohe Anteile. Reine Benziner oder Diesel-Pkw, die mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden, stellen nur im Szenario Fokus Kraftstoffe des Öko-Instituts den größten Anteil (71 %).

Im Januar 2019 waren in Deutschland insgesamt 47,1 Mio. Pkw angemeldet. Eine deutliche Reduktion der Pkw auf den deutschen Straßen wird in keinem Szenario angenommen. Die Fahrzeugflotte sinkt in den Szenarien bis 2030 auf bis zu 44,7 Mio. Das Szenario Fokus Kraftstoffe des Öko-Instituts geht sogar von steigenden Zahlen aus auf 48,6 Mio. Bis 2050 geht die Zahl der Autos auf 42,0 bis 43,7 Mio. zurück. Eine ambitioniertere Verlagerung des Personenverkehrs auf den Umweltverbund (Bahn, ÖPNV, Fahrrad, Fußverkehr) wäre allerdings wünschenswert. Dadurch würde der Energiebedarf im Verkehr deutlich sinken. Nicht zuletzt würde die Lebensqualität in den Städten durch eine stärkere Reduzierung der Fahrzeuge deutlich zunehmen.



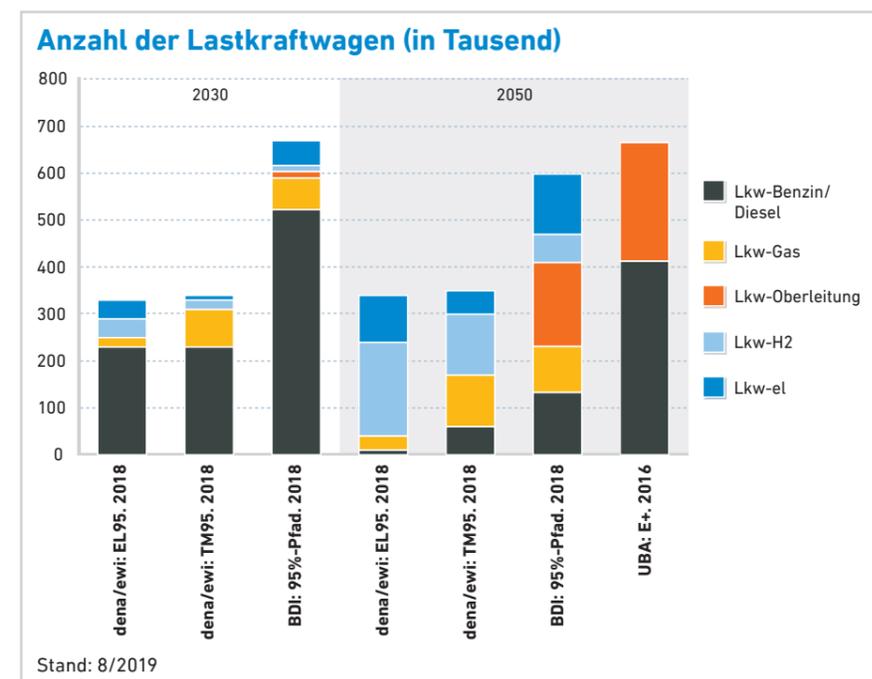
Im Bereich der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) ist eine Präferenz zugunsten batterieelektrischer Antriebe zu erkennen. Deren Anteil liegt 2050 zwischen 33 % und 85 % (BDI: 95 %-Pfad). Die Dena sieht auch hier ein relevantes Potenzial für Wasserstoff-Antriebe, das Öko-Institut rechnet dagegen damit, dass synthetische Flüssigkraftstoffe den größten Anteil stellen werden.

Bei Zahl der LNF geht in den Szenarien sehr stark auseinander. 2019 waren 2,6 Mio. Nutzfahrzeuge mit weniger als 3,5 t zulässiger Gesamtmasse auf den deutschen Straßen unterwegs. Im BDI-Szenario steigt die Zahl auf 2,7 Mio. im Jahr 2050. In den Öko-Institut-Szenarien sinkt sie dagegen auf bis zu 286.000.



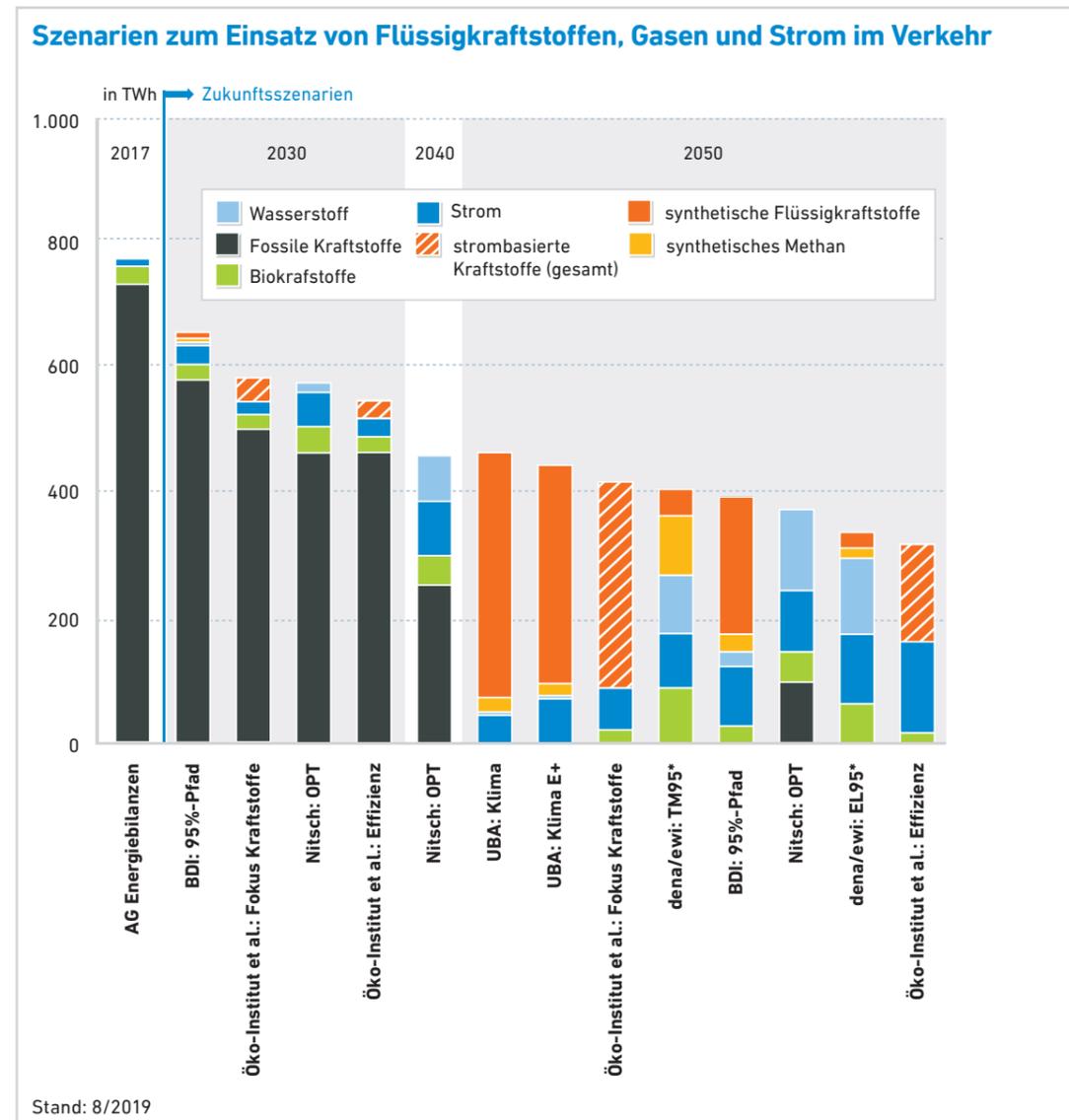
Bei den Lkw ist die Tendenz eher schwierig einzuschätzen. Im BDI-Szenario werden 30 % der Lkw mit Oberleitungen ausgestattet, im UBA-Szenario sogar 38 %. In den Dena-Szenarien ist nicht genau definiert, wie viele der Elektro-Lkw über Oberleitungsantriebe verfügen. Gasantriebe kommen vor allem bei dena/ewi: TM95 (31 %) und beim BDI (16 %) zum Einsatz. Das UBA-Szenario geht davon aus, dass reine Verbrennungsmotoren mit synthetischen Flüssigkraftstoffen fast zwei Drittel der Lkw-Flotte stellen. Im BDI: 95%-Pfad haben sogar rein batterieelektrische Antriebe großes Potenzial (22 %).

Auch die Gesamtzahl der Lkw unterscheidet sich sehr stark. Im Jahr 2019 waren 533.145 Lkw in Deutschland angemeldet. Bis 2050 geht die Zahl auf bis zu 340.000 zurück (dena/ewi: EL95), kann aber auch auf bis zu 666.000 steigen (UBA: E+). Angesichts der zunehmenden Staus auf den deutschen und europäischen Autobahnen wäre es erstrebenswert, die Zahl der Lkw zu senken – selbst, wenn sie mit Oberleitungen ausgestattet werden oder mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden.



5.3 STROMBASIERTE KRAFTSTOFFE (POWER-TO-GAS/POWER-TO-LIQUID)

Grundsätzlich gilt die direkte Nutzung von Strom als effizienteste Option. Es gibt aber Fälle, in denen ein elektrischer Direktantrieb derzeit nicht möglich oder zu aufwändig ist. Besonders für die Luft- und Schifffahrt kommt Elektromobilität auf absehbare Zeit nicht in Frage. Aber auch der Straßengüterverkehr wird in den betrachteten Szenarien nicht vollständig elektrifiziert. In fast allen betrachteten Klimaschutzszenarien decken Wasserstoff, synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe im Jahr 2050 den größten Anteil des Energiebedarfs im Verkehrssektor.



* Die Vergleichbarkeit der Dena-Studie ist eingeschränkt, da hier der internationale Verkehr nicht berücksichtigt ist. Deshalb ist der Bedarf an synthetischen Flüssigkraftstoffen, die im Flug- und Schiffsverkehr vorrangig eingesetzt werden, relativ gering.

Das Potenzial von Wasserstoff wird sehr unterschiedlich beurteilt. Der Einsatz im Jahr 2050 reicht von 5 TWh (UBA: Klima E+) bis 231 TWh (dena/ewi: EL95). Auch Nitsch rechnet mit großen Beiträgen von Wasserstoff (214 TWh).

Der Einsatz von synthetischem Methan ist in den Szenarien am geringsten unter den strombasierten Kraftstoffen. Er reicht im Jahr 2050 maximal bis 94 TWh (dena/ewi: TM95). Bei vier der sechs verglichenen Szenarien liegt er relativ nah beieinander zwischen 16 und 28 TWh.

Der maximale Einsatz von synthetischen Flüssigkraftstoffen ist der höchste unter den synthetischen Kraftstoffen. Er liegt bei bis zu 387 TWh (UBA: Klima). Die Dena-Szenarien betrachten nur den nationalen Verkehr, ohne internationalen Flug- und Schiffsverkehr. Deshalb ist davon auszugehen, dass der Bedarf an strombasierten Flüssigkraftstoffen hier vermutlich ebenfalls sehr groß wäre.

Der Vorteil von Flüssigkraftstoffen ist, dass die bestehende Energie- und Tankinfrastruktur des Verkehrssektors weiter genutzt werden kann. Das Nitsch-Szenario, das schwerpunktmäßig auf Wasserstoff setzt, geht dagegen von einem weitgehenden Umbau der Infrastruktur aus. Ende 2018 gab es allerdings erst rund 70 Wasserstofftankstellen in Deutschland. Das Gastankstellennetz ist im Vergleich zu Wasserstoff relativ gut ausgebaut (2019: ca. 900 Tankstellen).

6 FAZIT

Für den Gassektor lassen sich aus den betrachteten Szenarien zwei Trends ableiten:

1. Der Gasbedarf wird in Zukunft deutlich geringer werden. Im 95%-Pfad des BDI sinkt er um mehr als 70 %, bei Nitsch um rund zwei Drittel. BDI und Nitsch gehen auch von höheren Energieeinsparungen und einem effizienteren Einsatz von Gas aus. Der Endenergieverbrauch sinkt in den Klimaschutzszenarien von 2499 TWh im Jahr 2018 auf 1352 bzw. 1288 TWh. In den Dena-Szenarien werden nur 1474 (EL95) bzw. 1597 (TM95) erreicht. Bei Nitsch kommt im Verkehr nur Wasserstoff zum Einsatz. Die Umwandlungsverluste von Brennstoffzellenfahrzeugen sind gegenüber Autos mit Verbrennungsmotor nur halb so groß. Ob in Zukunft schwerpunktmäßig Wasserstoff oder synthetisches Methan eingesetzt wird, ist noch schwer abzusehen. Wasserstoff ist günstiger herzustellen, da die Umwandlungsverluste geringer sind und kein CO₂ benötigt wird. Dafür ist der Umbau der Infrastruktur aufwändiger und Endanwendungen, z.B. Fahrzeuge, müssten nach und nach ausgetauscht werden. Für den Einsatz von Methan stehen die Infrastruktur und die Endanwendungen schon heute weitgehend bereit. Allerdings sind die Produktionskosten höher. Die für die Gasproduktion erforderlichen Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen müssen schon in den nächsten Jahren in größerem Maßstab ausgebaut werden, damit die Kosten über Lern- und Skaleneffekte deutlich sinken. Die vor einigen Jahren kaum für möglich gehaltene Lernkurve bei der Photovoltaik zeigt, dass dies möglich ist und sich die Investitionen am Ende auszahlen.

2. Gas, das heute zum größten Teil für Wärme im Gebäudebereich eingesetzt wird, wird zukünftig v.a. im Stromsektor als Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung, im Verkehr und in der Industrie gebraucht. Im Verkehr werden die strombasierten Gase (v.a. Wasserstoff) trotzdem einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, besonders dort, wo eine Elektrifizierung aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht möglich oder sinnvoll ist. Der Bereich Raumwärme und Warmwasser könnte auch ohne Gasheizungen in privaten Haushalten auskommen. Voraussetzung dafür ist allerdings eine erhebliche Effizienzsteigerung im Gebäudebereich. Die Gasfernleitungen werden in allen Szenarien weiterhin gebraucht. Sie dienen gleichzeitig als Energiespeicher, um auch längere Zeitspannen mit geringer Stromerzeugung aus Wind und Sonne überbrücken zu können. Die Gasverteilnetze könnten unter der Annahme deutlicher Effizienzsteigerungen im Wärmemarkt sowie eines flächendeckenden Ausbaus von Wärmenetzen, Solarthermie, Nutzung von Biomasse für Wärme, Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anwendungen zurückgebaut werden.

Die Szenarien verdeutlichen auch die Bedeutung der Energieeffizienz und der Energieeinsparung. Je geringer der Energiebedarf ist, desto niedriger ist auch der Bedarf an erneuerbaren Gasen – und dadurch an Stromerzeugungskapazitäten und Importen.

Die wichtigsten Aussagen zum Gassektor werden in der folgenden Tabelle nochmal zusammengefasst:

Studie/ Szenarien	Gasinfrastruktur	Gasverbrauch (gesamt)	Gasbedarf in den Sektoren
Nitsch: OPT	Die Gasverteilnetze werden zurückgebaut. Gase werden nur in KWK-Anlagen genutzt. Die Wärmeversorgung erfolgt v.a. über Strom oder Fernwärme. Das erfordert einen Ausbau der Strom- und Wärmenetze, eine Elektrifizierung des Verkehrs und einen Ausbau der Schienennetze. Für Wasserstoff im Verkehr wird eine neue Infrastruktur aufgebaut.	Der Gasverbrauch geht bis 2030 nur leicht auf 830 TWh zurück (29 TWh Wasserstoff). Bis 2040 geht er dann aber um 40 % zurück auf knapp 500 TWh und der Anteil von Wasserstoff steigt von 3,5 % auf 30 %. Im Jahr 2050 liegt der Gasverbrauch bei 358 TWh, 254 TWh (71 %) davon Wasserstoff.	Synthetisches Gas kommt in KWK-Anlagen, im Verkehr und als Chemierohstoff zum Einsatz. Wasserstoff deckt 20 % des gesamten Endenergiebedarfs. Der größte Teil (50 %) entfällt auf den Verkehr, 34 % auf KWK-Anlagen, 10 % für die Industrie und 6 % zur Spitzenlastdeckung.
Dena/ewi: EL95 und TM95	Die Gasinfrastruktur wird weiterbetrieben (auch Elektrifizierungsszenario EL95), allerdings mit geringerer Auslastung. Gas werde zunehmend nur noch zur Deckung der Residuallast im Stromsektor eingesetzt. Neue Gaskraftwerke müssten in der Nähe von Gas- und von Stromtransportnetzen liegen. Der Bedarf an Gasverteilnetzen hänge davon ab, ob die Stromerzeugung aus zentralen Großkraftwerken oder dezentralen Gasmotoren bereitgestellt wird. Bei rückläufigem Gasverbrauch entstünden Verteilungsfragen hinsichtlich der Finanzierung der Gasnetzinfrastruktur. Bis 2030 könnten dem Netz bis zu 10 % Wasserstoff beigemischt werden.	Die Dena-Studie ist die einzige, die den infrastrukturebunden Gasverbrauch extra aufschlüsselt: Ein Rückgang sei hier nur in EL95 zu beobachten. Hier sinkt der Gasbedarf bis 2030 um 18 % auf 643 TWh. Im Gebäudesektor halbiert er sich von 397 auf 202 TWh. In der Industrie und im Stromsektor steigt er um 18 bzw. 33 TWh. Bis 2050 sinkt er auf 501 TWh. Im TM95 steigt die Gasnachfrage bis 2030 um 3 % auf 812 TWh. Der Anstieg geht v.a. auf die Industrie und den Verkehr zurück (+96 TWh bzw. +73 TWh). Im Gebäudesektor sinkt der Bedarf um 111 TWh, im Energiesektor um 32 TWh.	Der Bedarf nach synthetischen Gasen entsteht zuerst in Industrie und Verkehr, v.a. nach Wasserstoff. In den Klimaschutzszenarien ist der Bedarf dreimal so hoch wie in den 80 %-Szenarien. Der PtX-Bedarf wird größtenteils durch Methan gedeckt. Im Inland wird nur Wasserstoff erzeugt, Methan und Flüssigkraftstoffe werden importiert.
BDI: 95%-Pfad	Die Gasnetze, Gaskraftwerke und Gasspeicher werden weitergenutzt und in Zukunft mit einer Mischung aus synthetischem Methan, Biomethan und 3 % Wasserstoff betrieben.	Der Erdgasverbrauch sinkt bis 2030 auf 646 TWh, bis 2050 auf 54 TWh (nur stoffliche Nutzung). Der Primärenergieverbrauch von Gasen sinkt bis 2050 auf 251 TWh.	Das Gas aus dem Netz wird v.a. zur flexiblen Stromerzeugung und für die Hochtemperaturwärme in der Industrie verwendet. Im Stromsektor und in der Industrie werden 100 TWh synthetisches Methan eingesetzt.

Die Metaanalyse verdeutlicht zudem, dass der Endenergieverbrauch im Verkehr deutlich sinken muss. Er muss sich ungefähr halbieren, um eine treibhausgasfreie Mobilität zu erreichen. Die Potenziale der Biokraftstoffe sind begrenzt und können die übrigbleibende Lücke nicht alleine füllen. Strom wird in direkter oder indirekter Form den Löwenanteil des Energieverbrauchs decken müssen. Die Elektromobilität gilt als äußerst energieeffizient. Durch den deutlich höheren Wirkungsgrad reduziert sich der Endenergieverbrauch, wenn Elektroautos zunehmend Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ersetzen. Elektrofahrzeuge oder Plug-in-Hybride werden in Zukunft den größten Teil der Pkw-Flotte stellen. Batterieelektrische Antriebe können jedoch nicht alle Verkehrsbereiche abdecken. Für den Güterverkehr, der sich nicht auf die Schiene verlagern lässt, wären Oberleitungssysteme eine potenzielle Lösung, deren Umsetzung jedoch noch nicht absehbar ist. Einen Teil werden hier auf jeden Fall strombasierte Kraftstoffe abdecken müssen.

Für einen treibhausgasneutralen Verkehr benötigt es also eine Kombination aus Energiewende (alternative Kraftstoffe und Strom ersetzen Benzin und Diesel) und Verkehrswende (Effizienz, Verkehrsvermeidung und -verlagerung). Wenn der Energieverbrauch des Verkehrs deutlich sinkt, wird die Umstellung auf Erneuerbare Energien umso einfacher und kostengünstiger.

7 AUSGEWERTETE LITERATUR UND DATENQUELLEN

► BDI/Boston Consulting Group/Prognos: Klimapfade für Deutschland. 2018

Die Studie ist verglichen drei Szenarien (Referenzszenario, 80%-Klimapfad, 95%-Klimapfad). Dabei werden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale zur Treibhausgasminderung in Deutschland bis 2050 analysiert. Im Referenzpfad wird bis 2050 mit einer Fortsetzung der bestehenden Maßnahmen nur eine CO₂-Reduktion um 61 Prozent gegenüber 1990 erreicht. Der 80%-Pfad sei technisch möglich und volkswirtschaftlich verkraftbar. Der 95%-Pfad stoße an die Grenze des technisch machbaren. Dies würde den Import von synthetischen erneuerbaren Gasen und Flüssigkraftstoffen (PtG/PtL), CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) und den Einsatz der „Methanpille“ in der Viehwirtschaft erfordern. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen wären neutral. Die verfügbare Biomasse solle fast ausschließlich in der Industrie eingesetzt werden. Im Gebäudebestand müssten knapp 80 Prozent der Gebäude auf heutiges Neubauniveau saniert werden. Im Verkehr wären eine weitgehende Elektrifizierung und Verkehrsverlagerung notwendig. Im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr müssten zudem synthetische Flüssigkraftstoffe eingesetzt werden.

Power-to-Gas-Anlagen werden v.a. in der Nähe der Industrie errichtet, da hier CO₂ aus Biomasse recycelt werden kann. Die Energieimporte sinken im 95%-Pfad bis 2050 von 9.708 PJ (2.697 TWh) bzw. mehr als 75 % auf 2.288 PJ (636 TWh). Fossile Energieträger werden nur noch zur stofflichen Nutzung importiert. Für den nationalen Verkehr werden 100 TWh synthetische Flüssigkraftstoffe und 25 TWh Wasserstoff benötigt. Für den internationalen Verkehr braucht es weitere 143 TWh in Form von synthetischen Flüssigkraftstoffen. Im Stromsektor und in der Industrie werden 100 TWh synthetisches Methan eingesetzt. Der Gesamtbedarf an synthetischen Brennstoffen beläuft sich auf 368 TWh. Um diese herzustellen wären 740 TWh Strom notwendig. Deshalb werden nur 20 % der synthetischen Energieträger im Inland erzeugt. 340 TWh werden importiert. Großtechnische Anlagen müssen schon Mitte/Ende der 2020er ausgebaut werden.

► Dena/ewi: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. 2018

Die Studie vergleicht verschiedene Transformationspfade zum Erreichen der Klimaschutzziele. Ein entscheidender Hebel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen sei die Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs der Verkehrsmittel. Neue Mobilitätsstrategien müssten das Verkehrsaufkommen senken. Große Herausforderungen bestünden im Güterstraßenfernverkehr sowie bei der Schiff- und Luftfahrt. Die Energienachfrage könne durch Elektrifizierung und Effizienz trotz steigender Verkehrsnachfrage um 43 bis 52 Prozent reduziert werden.

Die Gasnachfrage sinkt im EL95 bis 2050 auf 370 TWh, im TM95 nur moderat auf 683 TWh. Die Zahl der Gasheizungen sinkt im EL95 von 10,3 Mio. (2015) auf 1,2 Mio. (2050). Ölheizung sinken von 6,2 Mio. auf 0,2 Mio. Die Zahl der Wärmepumpen steigt dagegen von 0,5 Mio. auf 16,7 Mio. Der Endenergiebedarf im Wärmesektor sinkt um 65 % gegenüber 2015. Im TM95 verbleiben 2050 noch 6,4 Mio. Gasheizungen und 2,9 Mio. Ölheizungen. Die Zahl der Wärmepumpen beträgt nur 7,4 Mio.

Im EL95 wird besonders im Schwerlastverkehr auf die Brennstoffzelle gesetzt. Im TM95 ist der Wasserstoffbedarf geringer, da mehr synthetische Flüssigkraftstoffe eingesetzt werden. Für den Verkehr werden die Gasnetze kaum genutzt. Der Transport erfolge über Lkw. Nur die Industrie nutze die Gasnetze für den Wasserstofftransport. Bestehende Leitungen werden umgerüstet und neue Wasserstoffleitungen gebaut.

Im EL95 decken heimische Erneuerbare Energien in 2050 61 % des PEV, im TM95 51 % des PEV. Im TM95 wird der Rest nahezu vollständig über den PtX-Import in Höhe von 744 TWh (37 %) gedeckt. Im EL95 decken PtX-Importe nur 21 % des PEV. Dafür spielen Stromimporte mit 7 % eine größere Rolle. 10 % des PEV verbleiben für fossiles Gas und Erdöl, die aber nur stofflich genutzt werden. Im EL95 wird Deutschland vom Nettostromexporteur zum -importeuer. Im TM95 bleibt Deutschland Exporteur. Wasserstoff wird hauptsächlich in Deutschland produziert. Synthetisches Methan wird überwiegend aus dem Ausland importiert.

Bei der Biomasse gibt es von den 80%- zu den 95%-Szenarien eine Verschiebung von fester Biomasse zu flüssiger und gasförmiger Bioenergie, da diese Biokraftstoffe und Biogas mehr zur Dekarbonisierung von Verkehr und Prozesswärme in der Industrie beitragen müssen.

► **Nitsch, Joachim: Noch ist erfolgreicher Klimaschutz möglich. 2019**

Die regelmäßig aktualisierte Studie modelliert drei Szenarien zur möglichen Entwicklung der Energieversorgung für Strom, Wärme und Mobilität in Deutschland. Das Szenario TREND-19 beschreibt die vom Autor erwarteten Effekte der zu diesem Zeitpunkt formulierten energiepolitischen Aktionsprogramme und Planungen. Das Szenario KLIMA19-PLAN orientiert sich an den Zielsetzungen im Klimaschutzplan 2050. Bis 2050 würden mit den vorgesehenen Maßnahmen nur -80 % erreicht. Im Klimaschutzszenario KLIMA19-OPT reduziert sich der Ausstoß an Treibhausgasen bis 2050 um 95 Prozent. Hierfür müsse der Primärenergieverbrauch bis 2030 um 36 % gegenüber 2008 gesenkt werden und der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 18 % auf 40 % steigen. Der Wärmebedarf in Gebäuden müsse bis 2030 um 30 % sinken. Im Verkehr müsste strukturelle Veränderungen vorgenommen werden, die zu einer deutlichen Reduktion des Straßen- und Flugverkehrs führen. Nur dadurch könnten alternative Antriebe und Kraftstoffe ihre Wirkung voll entfalten.

Für die Wasserstoffproduktion müssen 330 TWh erneuerbarer Strom eingesetzt werden – also deutlich weniger als z.B. beim BDI (740 TWh). Die Produktion findet aber bei Nitsch nur in Deutschland statt. Die daraus produzierten 254 TWh Wasserstoff decken 20 % des Endenergiebedarfs.

Die Wärmeversorgung erfolgt durch eine deutliche Reduktion von Einzelheizungen, Wärmepumpen werden aber deutlich ausgebaut. 50 % der erneuerbaren Wärme wird durch Wärmenetze bereitgestellt (statt heute 25 %). Der Anteil der Fernwärme steigt insgesamt von 12 % auf 40 %, bei der Raumwärme sogar von 20 % auf 60 %. Wasserstoff wird im Wärmesektor ausschließlich zur KWK und zur Verteilung in Wärmenetzen eingesetzt. Er wird nicht über Gasverteilnetze an einzelne Gebäude geliefert. Gasverteilnetze werden deshalb zurückgebaut.

► **Öko-Institut/DLR/ifeu/INFRAS: Endbericht Renewbility III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. 2016**

Die Studie analysiert die Wirkung konkreter Instrumente und Maßnahmen auf die Verkehrsnachfrage, den Energieverbrauch und den Treibhausgasausstoß. Vor allem die Wechselwirkungen zwischen dem Verkehrssektor und dem Stromsektor stehen im Fokus. In Renewbility III werden nur Klimaschutzszenarien betrachtet, die bis zum Jahr 2050 zu einer vollständigen Dekarbonisierung des Verkehrssektors führen. Die Zielerreichung sei auf unterschiedlichen Wegen und mit unterschiedlichen Energiebedarfen möglich. Je nach Szenario liegt der Schwerpunkt auf unterschiedlichen Technologien und Maßnahmen. Besonders wichtig sind für die Autoren eine Fortschreibung der Pkw-Grenzwerte, die Erhöhung der Kraftstoffpreise, die Förderung von öffentlichem Verkehr, Fuß- und Radverkehr sowie Parkraumbewirtschaftung in den Städten. Im Szenario Effizienz führt eine Effizienzsteigerung der Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 zu einem sehr hohen Anteil der Elektromobilität, und zwar sowohl bei Pkw als auch bei Lkw. Im Szenario Effizienz plus wurden zusätzlich zu den effizienzsteigernden Maßnahmen auch Schritte zur Steigerung der Lebensqualität in Innenstädten und eine Ertüchtigung des Schienengüterverkehrs berücksichtigt. In den Klimaschutzszenarien läuft zwar der Einsatz von Biokraftstoffen der ersten Generation aus, aber Biokraftstoffe der zweiten Generation kommen weiter zur Anwendung. 5 % des Energiebedarfs wird durch Biokraftstoffe gedeckt, 95 Prozent über Strom. Der Strom müsse überall dort, wo es möglich ist, direkt genutzt werden. Strombasierte Kraftstoffe sollten nur dann zum Einsatz kommen, wenn diese Option nicht zur Verfügung steht, also v.a. im Luft- und Seeverkehr. Die Szenarien zeigen, dass eine Reduktion des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor bis 2050 von rund 60 Prozent möglich sei – durch eine Kombination der Effizienzsteigerung des Verkehrssystems und der Fahrzeuge selbst. Die strombasierten Kraftstoffe werden in den Szenarien importiert.

► **UBA/ifeu/INFRAS/LBST: Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. 2016**

Die Studie diskutiert die möglichen Beiträge von Verkehrsvermeidung sowie der Nutzung Erneuerbarer Energien zur Minderung des Treibhausgasausstoßes. Einen Schwerpunkt bildet die Analyse von Power-to-Liquid und Oberleitungshybrid-LKW als Optionen für den Güterverkehr. Um die für den Klimaschutz notwendige Entwicklung im Verkehr erreichen zu können, empfehlen die Autoren Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz (z.B. durch CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge), Anreize für den Wechsel auf elektrische Antriebe und zur Schaffung der entsprechenden Ladeinfrastruktur. Der Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs könne durch entschlossene verkehrspolitische Maßnahmen und den Einsatz der Elektromobilität um 50 bis 60 Prozent gesenkt werden. Zunächst solle eine starke Energieverbrauchsminderung angestrebt werden (-60 Prozent bis 2050). Wenn sich dann eine hohe Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien abzeichne, könne das Verbrauchsminderungsziel entsprechend angepasst werden.

Im Klimaschutzszenario wächst die Personenverkehrsleistung nur gering und der Verkehr verlagert sich stärker von der Straße auf die Schiene. Die Güterverkehrsleistung wächst deutlich. Der Anstieg des Endenergieverbrauchs des Güterverkehrs könne durch eine starke Verkehrsverlagerung auf die Schiene gedämpft werden. Die Autoren schlussfolgern, dass der Güterverkehr eine besondere Herausforderung für den Klimaschutz im Verkehr darstelle. Trotz der Annahme sehr ehrgeiziger Maßnahmen seien die Möglichkeiten zur Verkehrsvermeidung und -verlagerung begrenzt. Umso wichtiger seien

hier klimafreundliche Antriebe auf Basis Erneuerbarer Energien. Batterieelektrische sowie Plug-in-Hybrid-elektrische Fahrzeuge stellen eine Schlüsseltechnik für den Straßenverkehr dar. Für den Güterfernverkehr auf der Straße werden Oberleitungs-Hybrid-Lkw trotz des Infrastrukturaufwands als die wirtschaftlichste und effizienteste Technik betrachtet. Noch sei nicht klar, welche der in Frage kommenden Techniken aus Emissions- und Kostensicht oder im Hinblick auf die Umsetzungschancen am vorteilhaftesten sei. Wichtigste Optionen für den Schiffs- und Flugverkehr seien flüssige Kraftstoffe und Gase.

Im Klima-Szenario E+ sinkt der Endenergiebedarf um weitere 2 % (-42 %) gegenüber dem Klima-Szenario. Für die Erzeugung der strombasierten Kraftstoffe rechnet das UBA mit 1.041 bis 1.166 TWh. Die maximal in Deutschland verfügbare Menge an EE-Strom liege bei weniger als 440 TWh. Diese hohen Bedarfe unterstreichen die Wichtigkeit der Reduzierung des Endenergiebedarfs im Verkehr. Mit jeder eingesparten Einheit an PtX-Kraftstoffen werde die 2-3fache Menge an Strom eingespart. Dadurch reduziere sich die Importabhängigkeit.

IMPRESSUM

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Tel.: 030 200535 30
Fax: 030 200535 51
E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de

Aktuelle Informationsangebote finden Sie im Internet:

www.unendlich-viel-energie.de
www.kommunal-erneuerbar.de
www.foederal-erneuerbar.de
www.forum-synergiewende.de
www.energie-update.de

