

Die Struktur des Hamburger Gasverteilnetzes – Chancen für die Energiewende Hamburgs

Simon Müller

Referent Asset Management / Asset Management

Gasnetz Hamburg GmbH

Hamburg, Deutschland

Simon.Mueller@gasnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Die Erdgasverteilung über die deutschen Verteilnetze nimmt eine zentrale Rolle in der Energieversorgung von Industrie und privaten Wärmekunden ein. Um die Dekarbonisierung der genannten Sektoren voranzutreiben ist es wichtig, die Struktur der Verteilnetze, die das Erdgas vom Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen und über Hoch-, Mittel-, und Niederdruckleitungen an den Endkunden weiterverteilen, zu verstehen. Auf diese Weise können Maßnahmen zur Dekarbonisierung wie der Einsatz von Bio- oder synthetischem Methan, die Beimischung von Wasserstoff in existierende Gasnetze sowie der Auf-/Ausbau reiner Wasserstoffinfrastrukturen bewertet und an Kundenbedarfen sowie an den bestehenden Gegebenheiten ausgerichtet werden.

Stichworte – Gasverteilnetze, Verteilnetzbetreiber, Infrastruktur, Energie- und Wärmewende, Wasserstoffnetz

NOMENKLATUR

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GDRA	Gasdruckregelanlage
GÜST	Gasübernahmestation
HAL	Hausanschlussleitung
HD	Hochdruck
km	Kilometer
MD	Mitteldruck
ND	Niederdruck
PN in bar	Nennndruck (Überdruck)
RLM	Registrierende Leistungsmessung
Tsd.	Tausend
TWh	Terawattstunden
VL	Versorgungsleitung
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Gemäß dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2030 insgesamt bis zu 56 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland eingespart werden. Große Treiber dieser Einsparungen sollen insbesondere die Handlungsfelder Energiewirtschaft (Reduktion um 62 %), Gebäude (Reduktion um 67 %) und die Industrie (Reduktion

um 51 %) sein [1]. Dabei wird in vielen Veröffentlichungen erwartet, dass eine flächendeckende Dekarbonisierung insbesondere der Industrie, aber auch der Hausenergie und des Verkehrs nur durch die Verwendung von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff, Biogas oder synthetischem Erdgas unter Verwendung der bestehenden Gasinfrastruktur möglich sein wird [2]. Im nächsten Abschnitt wird zunächst die aktuelle Rolle von Erdgas im deutschen Energiesystem sowie die damit einhergehenden Dekarbonisierungspotenziale erläutert, um ein Verständnis für diese Aussage zu erlangen.

II. DIE BEDEUTUNG VON ERDGAS IM DEUTSCHTEN ENERGIESYSTEM

Erdgas spielt im heutigen Energiemix in Deutschland eine zentrale Rolle. So wurden im Jahr 2019 rund 25 % des deutschen Primärenergieverbrauchs durch Erdgas gedeckt [3]. In der Industrie stellt Erdgas mit 30 % und im privaten Wärmesektor mit knapp 50 % jeweils den momentan größten Anteil der verwendeten Energieträger dar [4], [5].

Das in Deutschland verbrauchte Erdgas stammt zu großen Teilen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden [6]. Über Transportleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wird das Gas bei bis zu 100 bar Betriebsdruck durch Deutschland oder zu den nachgelagerten Verteilnetzen der Verteilnetzbetreiber (VNB) geleitet, wo das Gas dem Endkunden für die jeweilige Anwendung auf geringeren Druckstufen bereitgestellt wird. Wie in gezeigt wird, stellen mit jeweils 38 % und 30 % die Industrie und Haushaltskunden die größten Verbrauchergruppen dar.

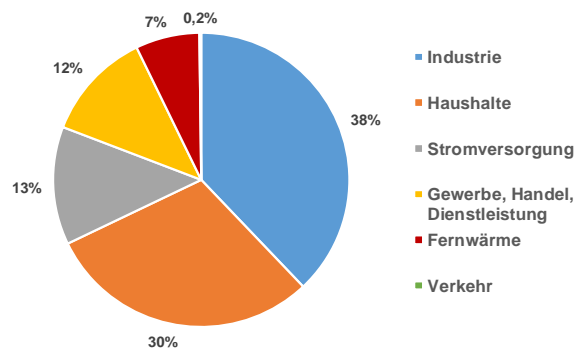


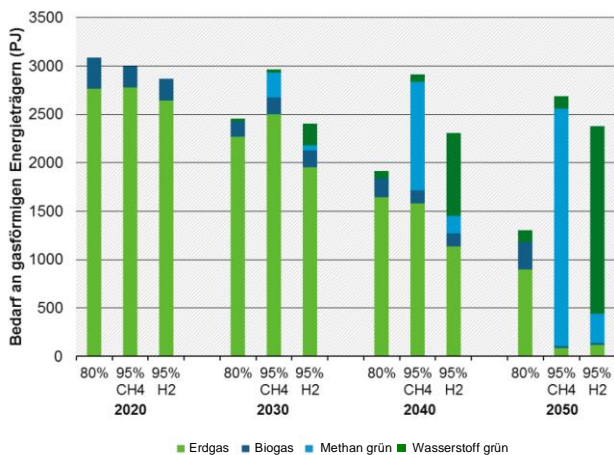
ABBILDUNG 1: ANTEILE DES GESAMTEN ERDGASABSATZES NACH VERBRAUCHERGRUPPEN IN DEUTSCHLAND IN 2019 [7].

In der Industrie wird Erdgas sowohl für die Erzeugung von Prozesswärme sowie zur stofflichen Verwendung zum Beispiel bei der Herstellung von Dünger oder der Reformierung zu Wasserstoff verwendet. Im Bereich der Haushalte wie auch vornehmlich im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung steht die Erzeugung von Raumwärme im Vordergrund.

Zu den typischen Kunden im Bereich der Stromversorgung und Fernwärme gehören beispielsweise Gasheizkraftwerke. Zu den typischen Industriekunden zählen Stahlwerke, Chemieproduzenten und Raffinerien. Im Bereich der Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zählen Schulen, Werkstatthallen, Bürokomplexe sowie Mehr- und Einfamilienhäuser, aber auch dezentrale Heizzentralen mit Blockheizkraftwerken für die Nahwärmeversorgung zu den typischen Kunden.

III. DIE BEDEUTUNG GASFÖRMIGER ENERGIETRÄGER IN DER ENERGIEWENDE

Der zukünftige Bedarf an gasförmigen Energieträgern hängt maßgeblich von den eingesetzten Technologien zur Umsetzung der Klimaziele ab. In ABILDUNG 2 ist gemäß der „Roadmap Gas für die Energiewende“ des Umweltbundesamtes dargestellt, dass der Gasbedarf im Szenario einer Treibhausgasreduzierung um 80 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 um mehr als 50 % sinkt. In den Szenarien einer THG-Reduktion um 95 % unter der Verwendung von synthetischem Methan, respektive Wasserstoff aus Elektrolyse, sinkt der Gasbedarf jedoch nur unwesentlich.

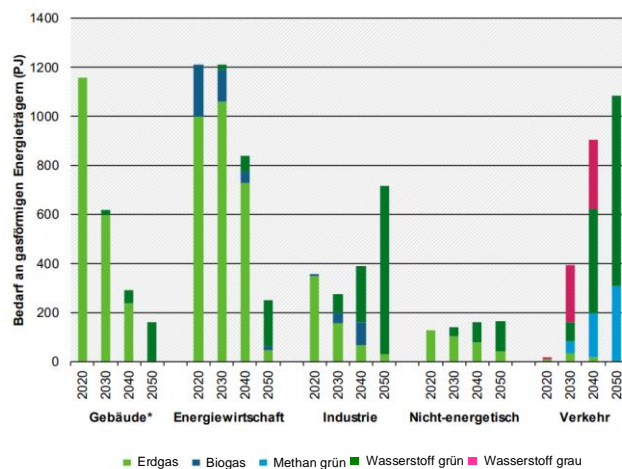


ABILDUNG 2: PROGNOSE DES GASBEDARFS IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN (%-THG-REDUZIERUNG, GASMIX) [2].

Dies liegt insbesondere an den zu erwartenden steigenden Bedarfen an klimaneutralen Gasen wie grünem Wasserstoff in den Bereichen Industrie und Verkehr, die den sinkenden, aber dennoch vorhandenen Bedarfen in den Bereichen Gebäude und Energiewirtschaft entgegen stehen, wie in ABILDUNG 3 zu sehen ist.

Während im Bereich der Hausenergie ein großes CO₂-Einsparpotenzial durch Effizienzsteigerung im Zuge von Sanierungsmaßnahmen sowie im vermehrten Einsatz von regenerativer bzw. strombasierter Wärmeerzeugung (z.B. Power-to-Heat) gesehen wird, so ist diese Umstellung in vielen industriellen Prozessen nicht, oder nicht ohne größeren Aufwand umsetzbar. Einerseits würden die großen zusätzlichen Energiemengen für die Erzeugung von

Prozesswärme in der Industrie eine weitere enorme Belastung der Stromnetze darstellen, welche aufgrund der zunehmend volatilen Stromerzeugung aus Wind und Gas bereits vor vielen Herausforderungen stehen. Andererseits spielt in vielen industriellen Prozessen die stoffliche Verwendung von Erdgas bzw. von aus Erdgas reformiertem Wasserstoff eine wichtige Rolle.



ABILDUNG 3: PROGNOSE DER GASBEDARFE NACH SEKTOREN IM SZENARIO 95 %-H₂ [2].

Auch gemäß der kürzlich veröffentlichten Nationalen Wasserstoffstrategie wird der Fokus der Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff zunächst in der Industrie sowie im Verkehr liegen, während eine Verwendung von Wasserstoff in der Hauswärmeerzeugung erst langfristig gesehen wird [8].

IV. DIE BEDEUTUNG DER GASVERTEILNETZE IM KONTEXT DER GESAMTEN GASINFRASTRUKTUR

Wie in TABELLE I aufgeführt, befinden sich über 99 % aller Auspeisepunkte an Gaskunden in einem Gasverteilnetz. Außerdem erfolgte die Auspeisung von über 80 % der in Deutschland im Jahr 2018 insgesamt an Gaskunden ausgespeisten 928 TWh Erdgas über ein Gasverteilnetz (754,5 TWh). Während die Gaskunden, die direkt über die FNB versorgt werden (173,3 TW), vornehmlich Großverbraucher aus den Bereichen Industrie und Gaskraftwerke sind, so stellen auf VNB Ebene die Haushaltskunden die größte Verbrauchsgruppe dar. Nichtsdestotrotz übersteigen sowohl die absolute Anzahl an Industriekunden und Gaskraftwerke der VNB sowie die an diese ausgespeisten Mengen die der FNB deutlich.

Somit stellen die Verteilnetze ein entscheidendes Bindeglied zwischen dem überregionalen Gastransport und dem Gasverbraucher dar. Der für diese Aufgabe notwendige Aufwand zeigt sich auch in den jeweiligen Netzlängen und Anzahl der Netzbetreiber.

Während auf FNB-Ebene 16 Netzbetreiber Netze mit einer Gesamtnetzlänge von 38.500 km betreiben, sind für die Versorgung der Letztverbraucher in Deutschland aktuell 688 Verteilnetzbetreiber mit einer Gesamtnetzlänge von rund 512.000 km verantwortlich. Zusammenfassend ist dieser Vergleich ebenfalls in TABELLE I dargestellt.

TABELLE I: VERGLEICH VERSCHIEDENER STRUKTUR-PARAMETER ZWISCHEN VNB UND FNB IN DEUTSCHLAND [6].

	FNB	VNB
Netzbetreiber [Anzahl]	16	688
Netzlänge [Tsd. km]	38,5	512,2
Marktllokationen von Letztverbrauchern [Anzahl in Tsd.]	0,6	14.400
Davon Industrie, Gewerbe und weitere Nichthaushaltskunden [Anzahl in Tsd.]	0,6	1600
Davon Haushaltskunden [Anzahl in Tsd.]	0	12.840
Ausspeisemengen an Letztverbraucher [TWh]	173,3	754,5

Für eine erfolgreiche Dekarbonisierung, insbesondere der Sektoren Industrie und Wärmeversorgung ist es notwendig, Veränderungen nicht nur auf der überregionalen Ebene der Transportleitungen zu betrachten, sondern vor allem auch die Ebene der Verteilnetze in den Fokus zu rücken. Dafür wird im Folgenden die Struktur eines Gasverteilnetzes am Beispiel Hamburgs erklärt.

V. STRUKTUR EINES STÄDTISCHEN GASVERTEILNETZES AM BEISPIEL HAMBURG

Auf dem Weg vom Fernleitungsnetzbetreiber zum Endkunden durchläuft das Gas verschiedene Druckstufen. Diese sind grob in Hochdruck (HD), Mitteldruck (MD) und Niederdruck gestaffelt. Der Weg des Gases von der Übernahmestation zum Endkunden ist in ABBILDUNG 4 schematisch dargestellt.

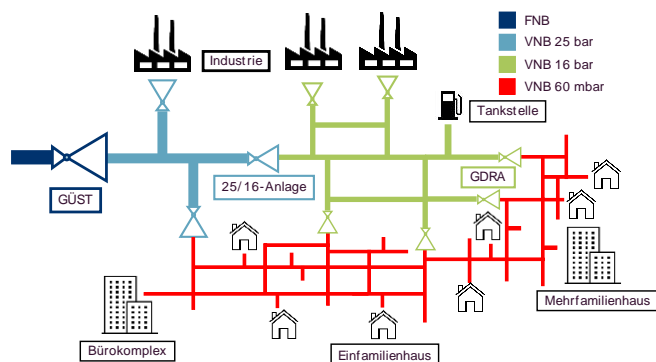


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER STRUKTUR EINES TYPISCHEN STÄDTISCHEN GASVERTEILNETZES.

Das Verteilnetz beginnt typischerweise an einer Gasübernahmestation (GÜST). Das Hamburger Gasverteilnetz wird von vier Seiten über jeweils eine GÜST aufgespeist. Hier wird der vom vorgelagerten FNB übernommene Gasvolumenstrom gemessen und das Erdgas erstmalig von der Druckstufe des FNB (Nenndruck (PN) 70 bar – PN 100 bar) auf die höchste Druckstufe des VNB entspannt. Der Anteil der Bezugsmenge pro Station kann dabei jederzeit flexibel gesteuert werden. Um der Temperaturerniedrigung bei der Entspannung gemäß des Joule-Thompson-Effekts entgegenzuwirken, wird dem Gas Wärme zugeführt. An jeder GÜST muss zusätzlich kontinuierlich die natürlich schwankende Zusammensetzung des Erdgases ermittelt, um mit dem so bestimmten Brennwert in Kombination mit einer Volumenmessung beim jeweiligen Kunden, den Verbrauch eichgenau abrechnen zu können. Da Erdgas von Natur aus geruchslos ist, muss das vom FNB gelieferte Gas anschließend odorisiert werden. Dazu wird dem Erdgas ein Geruchsstoff hinzugefügt, der den

charakteristischen schwefeligen „Gasgeruch“ verursacht, wodurch potentiell austretendes Gas schnell und zuverlässig erkannt werden kann.

Von den GÜST wird das Gas über wenige PN 25 Leitungen, von denen manche aufgrund der großen zu transportierenden Mengen als zwei parallele Leitungen ausgeführt sind, in das äußere Stadtgebiet zu sogenannten 25/16-Gasdruckregelanlagen (GDRA) transportiert. Hier wird das Gas von PN 25 auf PN 16 für die breitere Verteilung entspannt. Aus beiden Druckstufen erfolgt bereits die Versorgung großer Kunden über Kunden-GDRA. Hier kann der für die Kundenanwendung benötigte Ausgangsdruck und die entsprechend große benötigte Leistung flexibel bereitgestellt werden. Bei den Kunden mit einer registrierenden Leistungsmessung (RLM-Kunden) wird dauerhaft die bezogene Leistung aufgezeichnet. Zusätzlich erfolgt aus den HD-Leitungen, die ausschließlich aus Stahl gebaut werden, über mehr als 350 Gasdruckregelanlagen, welche über das gesamte Netzgebiet verteilt sind, die Versorgung der untergeordneten MD- und ND-Netze.

Aus diesen Druckstufen erfolgt die Versorgung der übrigen Kunden. Von den GDRA, in denen das Gas von Hochdruck auf Mitteldruck (700 mbar) oder Niederdruck (60 mbar) entspannt wird, verteilen Versorgungsleitungen (VL) das Gas feingliedrig über das zu versorgende Gebiet. Während das Niederdrucknetz, welches historisch sowohl aus Stahl als auch heutzutage überwiegend aus Polyethylen-Leitungen besteht, das Versorgungsgebiet praktisch vollständig abdeckt, wird die Mitteldruckebene hauptsächlich für die Inselversorgung räumlich abgegrenzter Gebiete mit erhöhten Verbräuchen genutzt. Dazu zählen beispielsweise Gewerbegebiete. Diese Struktur spiegelt sich auch in den verbauten Leitungslängen der verschiedenen Druckstufen wider.

Der Kundenanschluss erfolgt über in die VL eingebundene Hausanschlussleitungen (HAL). Diese führen das Gas über eine Hauseinführung direkt zur Kundenanwendung beispielsweise in den Keller oder in einen Heizungsraum. An der Hauptabsperrearmatur innerhalb des Hauses geht die Zuständigkeit vom Netzbetreiber auf den jeweiligen Anlageninstallateur über. Jeder Hausanschluss ist mit einem Hausregelgerät, das das Gas auf den benötigten Druck der Anwendung entspannt sowie mit einem geeichten Gaszähler ausgestattet, über den die jährliche Abrechnung erfolgt.

TABELLE II: STRUKTURPARAMETER DES HAMBURGER GASNETZES NACH DRUCKSTUFEN.

	HD	MD	ND
Länge [km]	1.005	178	3.865
Ausspeisepunkte [Anzahl]	300	2.251	158.476
Ausspeisemenge Kunde [TWh]	10	2	8

Zusätzlich zu Ausspeisungen an Endkunden existieren auch diverse Ausspeisepunkte an umliegende Gasverteilnetze in Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

Wie in TABELLE II zusammengefasst ist, nimmt die vorhandene Netzlänge mit sinkender Druckstufe – mit Ausnahme der erwähnten Mitteldruckinselnetze – sowie die Anzahl der jeweiligen Anschlüsse zu. Dies ist schematisch auch in ABBILDUNG 4 zu erkennen. Einen großen Einfluss auf die Netzlänge hat der sogenannte Vermaschungsgrad. Dieser

nimmt mit sinkender Druckstufe drastisch zu. Während auf der 25 bar Stufe zusätzlich zur Versorgung von mehreren GÜST nahezu keine Vermaschung vorhanden ist, existiert auf der 16 bar Stufe eine geringfügige Vermaschung. Auf der Niederdruckebene ist die Vermaschung hingegen umfangreich etabliert. Mit steigendem Vermaschungsgrad erhöht sich die Versorgungssicherheit für den Fall von Unterbrechungen und Störungen im Leitungsnetz. Außerdem wird das Niederdrucknetz von mehreren GDRA aufgespeist, wodurch zusätzlich der Ausfall von einzelnen GDRA kompensiert werden kann.

Auffällig ist, dass die an Kunden aus dem verhältnismäßig kurzen Hochdrucknetz ausgespeiste Menge Erdgas 50 % (10 TWh) der Gesamtmenge ausmacht, während über das deutlich längere Niederdrucknetz nur knapp 40 % (8 TWh) an Kunden ausgespeist werden. Auch zeigt sich, dass über die beschriebenen Mitteldrucknetze knapp 10 % (2 TWh) der Gesamtmenge verteilt werden, obwohl diese nur knapp 3,5 % der gesamten Netzlänge ausmachen. Um dem jeweiligen Kunden zu jeder Zeit die benötigte Leistung zur Verfügung stellen zu können, erfolgt die Dimensionierung der Leitungen über eine hydraulische Netzberechnung. Hierbei wird der Druckverlust, der durch die Strömung des Gases durch die Rohre und Formteile des Netzes verursacht wird, für das gesamte Netz mit sämtlichen Ausspeisemengen berechnet, um so die benötigten Rohrdurchmesser sowie mögliche Durchflüsse der GDRA zu ermitteln.

VI. AUSBLICK – DIE ROLLE DES HAMBURGER GASVERTEILNETZES IN DER ENERGIEWENDE

Es wurde gezeigt, dass ein Großteil der Erdgasmengen in Hamburg direkt aus dem Hochdrucknetz an Endkunden verteilt wird. Dies zeigt die Bedeutung der Hamburger energie- und in Zukunft auch wasserstoffintensiven Industrie für die Zukunft der Energiewende in Hamburg. Insbesondere aufgrund der stofflichen Anwendung ist die Verwendung von reinem Wasserstoff und der Aufbau von reinen Wasserstoffinfrastrukturen notwendig. Eine unmittelbare Umstellung der bestehenden Hochdruckleitungen von Erdgas auf Wasserstoff ist jedoch aufgrund der Versorgung der nachgelagerten Druckstufen und der damit verbundenen Anzahl der verschiedensten Kundenanwendungen nicht möglich. Daraus folgt, dass für die Versorgung der Hamburger Industrie mit Wasserstoff zunächst der Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur nach Vorbild des bestehenden Hochdrucknetzes mit geringer Vermaschung und geringen Leitungslängen unumgänglich ist.

Über dieses parallele Wasserstoffnetz können erste Großkunden die Umstellung auf Wasserstoff vornehmen, während über das bestehende Erdgasnetz die Versorgung der übrigen Kunden, mit Erdgas oder zukünftig auch synthetischem Methan, bestehen bleiben kann. Durch die schrittweise Umstellung großer Abnehmer vom Erdgas- auf das Wasserstoffnetz können so zukünftig lokal auch Kapazitäten der bestehenden Erdgasleitungen für die Umwidmung auf reine Wasserstoffleitungen genutzt werden. Aufgrund der hohen Verbrauchsmengen der Industriekunden können folglich mit verhältnismäßig geringem Aufwand erhebliche CO₂-Einsparungen erreicht werden.

Auch für die steigenden Wasserstoffbedarfe im Verkehrssektor ist eine Belieferung aus einem reinen Wasserstoffnetz sinnvoll, da für Brennstoffzellen ebenfalls

reiner Wasserstoff benötigt wird und insbesondere der Schwerlastverkehr auch vermehrt in räumlicher Nähe zur Industrie auftreten wird.

Für die Herkunft des Wasserstoffs in einem solchen Wasserstoffverteilnetz stehen zukünftig mehrere mögliche Optionen zur Diskussion. In ihrer nationalen Wasserstoffstrategie zeigt die Bundesregierung, dass es für die zukünftigen Wasserstoffbedarfe sowohl inländische Erzeugungskapazitäten geben soll, als auch ein Großteil der Bedarfe, ähnlich wie aktuell beim Erdgas, aus Importen gedeckt werden wird. So ist neben der Einspeisung aus lokalen Elektrolyseuren eine Versorgung der Wasserstoffverteilnetze aus einem Wasserstofftransportnetz denkbar. Für ein solches europäisches H₂-Backbone haben die europäischen FNBs bereits einen ersten Aufschlag gemacht [9]. Ein weiterer Ansatz für Hamburg könnte zudem die Versorgung aus einem eigenen H₂-Terminal sein, welches per Schiff gelieferten Wasserstoff aufnehmen könnte.

Für die Versorgung der Wärmekunden, die breit über das gesamte vermaschte Netzgebiet verteilt sind, ist zunächst eine sukzessiv ansteigende Beimischung von Wasserstoff ins Erdgas im Rahmen der technischen Regelwerke eine naheliegende Lösung. Hierfür sind neben der zu klärenden Wasserstofftauglichkeit der bisher verbauten Materialien, die Abrechnungsfähigkeit nicht einheitlicher Gaszusammensetzungen, auch kapazitive Fragestellungen zu beantworten. Besonders interessant ist hier eine Beimischung in die genannten Mitteldrucknetze, da die aufgezählten Fragestellungen hier zunächst nur für ein lokal Begrenztes Gebiet im Detail geklärt werden müssen und aufgrund der dennoch großen Energiemenge trotzdem signifikante CO₂-Einsparungen erreicht werden können.

LITERATUR

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), „Klimaschutzplan 2050,“ Berlin, 2016.
- [2] J. Wachsmuth, J. Michaelis, F. Neumann, M. Wietschel, V. Duscha, C. Degünther, W. Köppel und Z. Asif-Zubair, „Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.
- [3] Umweltbundesamt, „Primärenergieverbrauch nach Energieträgern,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primarenergieverbrauch#primarenergieverbrauch-nach-energietragern>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [4] Destatis - Statistisches Bundesamt, „Energieverbrauch in der Industrie 2018 um 2,3 % gegenüber dem Vorjahr gesunken,“ 2019. [Online]. Available: [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/12/PD19_502_435.html#:~:text=WIESBADEN%20%E2%80%93%20Im%20Jahr%202018%20hat,%2D%20und%20W%C3%A4rmeerzeugung%20\(86%20%25\)..](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/12/PD19_502_435.html#:~:text=WIESBADEN%20%E2%80%93%20Im%20Jahr%202018%20hat,%2D%20und%20W%C3%A4rmeerzeugung%20(86%20%25)..) [Zugriff am 16 09 2020].
- [5] „Zukunft Erdgas e.V.,“ 2019. [Online]. Available: <https://zukunft.erdgas.info/gas-statistik/erdgas-im-waermemarkt>. [Zugriff am 16 09 2020].
- [6] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2019,“ Bonn, 2020.
- [7] BDEW, Erdgasabsatz - Struktur in Deutschland nach Verbrauchergruppe 2019, „de.statista.com,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37985/umfrage/verbrauch-von-erdgas-in-deutschland-nach-abnehmergruppen-2009/#professional>. [Zugriff am 16 09 2020].
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ Berlin, 2020.
- [9] Enagás; Enginet; Fluxys Belgium; Gasunia; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, „European Hydrogen Backbone,“ 2020.