

Generische Gasnetzmodelle

Methodik, Vorteile und Anwendungsbeispiele

Louis Wayas, Wolfgang Köppel und Frank Graf

Gasnetz, Gasverteilnetz, Netzmodellierung, generisch

Es wurde eine Methodik zur Modellierung generischer Gasnetzmodelle entwickelt, mit der Gasverteilnetze abgebildet und untersucht werden können. Die generischen Netzmodelle, die jeweils eine Teilmenge ähnlich aufgebauter Gasverteilnetze darstellen, wurden mit zukünftigen Verbräuchen parametrisiert. Diese wurden anschließend auf Engstellen, Flussänderungen und Netzlängenänderungen zum IST-Zustand untersucht mit die Gasnetze somit hinsichtlich zukünftiger Gasverbrauchsentwicklungen bewertet. Durch die Verbindung der Netzmodellierung und einer nachgelagerten graphentheoretischen Näherungsfunktion zur Auswertung von Topologie-daten wurde ein einfach umzusetzender Kompromiss zwischen abstrahierter und detaillierter Modellierung erzielt.

Es konnte gezeigt werden, dass mit den entwickelten Methoden eine Beschreibung der in Benutzung stehenden Gasverteilnetzlänge in Abhängigkeit einer angenommenen Verbrauchsentwicklung aus der Basis des heutigen Netzbestandes und Verbrauchs in Näherung möglich ist. Um hierbei eine Teilmenge als repräsentativ für die Gesamtheit darzustellen und auszuwerten, sind zunächst weitere Kenntnisse über die Gesamtmenge nötig. Die Verteilung von Betriebsmitteln und deren Unterarten in einem höheraufgelösten räumlichen Bezug könnte sich positiv auf die Modellgüte auswirken. Ebenfalls sollte nicht nur die Verteilung der vorhandenen Menge an Betriebsmitteln, sondern auch deren Anordnung durch Topologieanalysen einer ausreichend großen Teilmenge von Gasverteilnetzen die Repräsentativität der generischen Gasnetzmodelle sicherstellen. Letzterem und auch der Weiterentwicklung der Methodik wird in aktuellen Arbeiten nachgegangen.

Die Bildung generischer Netze anhand von Sachdaten, Verbrauchsdaten und topologischen Kennwerten ist auch auf andere Versorgungsnetze anderer Sparten anwendbar.

1. Einleitung

Gas ist ein zentraler Baustein unserer heutigen Energieversorgung. Zwischen 1995 und 2020 wurde in Deutschland sehr konstant etwa ein Viertel des gesamten Endenergiebedarfes durch Gas gedeckt [1]. Die Gasinfrastruktur befindet sich hierzulande in einem sehr guten Zustand. Mit ca. 608.000 km Leitungslänge (2021, inkl. Hausanschlüsse) [2] und sehr geringen Ausfallzeiten stellt sie daher eine flächendeckend verfügbare und zuverlässige Energieinfrastruktur dar. Das Gas fließt heute vom Fernleitungsnetz in die angeschlossenen Verteilnetze, in welchen wiederum der Großteil der Endnutzer liegen. Heute sind ca. 20 Mio. Wohnungen [3] und ca. 1,8 Mio. industriell-gewerbliche Abnehmer [4] im Gasverteilnetz angeschlossen. Durch die Substitution von fossilem Erdgas durch klimafreundliche Gase wie Wasserstoff oder Methan aus erneuerbaren Quellen (EE-Gase) kann ein substantieller Teil der Sektoren Wärme, Industrie und Gewerbe defossilisiert werden. Außerdem bestehen auf der höchsten Netzebene große Speicherkapazitäten, mit denen fluktuierend anfallende Grünstrommengen in Form von Wasserstoff oder synthetischem

Erdgas (SNG) für eine spätere Nutzung eingespeichert werden können [5]. Durch die zunehmende Elektrifizierung von Energieanwendungen, Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor und der Fokussierung auf die Stromerzeugung aus Wind und PV wird sich das Verhältnis von elektrischer Energie und chemischen Energieträgern deutlich verändern. Hieraus werden auch Anpassungsmaßnahmen an den heutigen Gasverteilnetzen resultieren. Es stellt sich beispielsweise die Frage, ob ein sinkender Gasverbrauch zu einem proportionalen Leitungsrückbau führen wird. An der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie werden die zu erwartenden Auswirkungen von Zukunftsszenarien auf die Gasverteilnetze in Deutschland anhand von umfangreichen Forschungsarbeiten untersucht. Im Fokus stehen notwendige Infrastrukturmaßnahmen sowie Betriebskonzepte, die Gasverteilnetzbetreiber bei den anstehenden strategischen Entscheidungen unterstützen sollen. In diesem Beitrag wird daher eine Methodik zur Modellierung von generischen Gasverteilnetzen vorgestellt, mit der generelle Anpassungsbedarfe für Gasverteilnetze identifiziert und

Transformationsvorschläge abgeleitet werden können. Die Modelle sollen keine realen Netze detailgenau abbilden, sondern repräsentativ für die jeweilige Netzkategorie sein. Die präsentierte Methodik wurde im Projekt MethSys (Leitprojekt MethQuest) angewandt. Ein Teil der damit möglichen Ergebnisse ist am Ende dieses Artikels enthalten.

2. Methode zur Entwicklung generischer Gasverteilnetze

Mit Gasnetzmodellen können grundsätzlich die Auswirkungen zukünftiger Erzeugungs- und Verbrauchsmengen auf die Gasverteilnetze betrachtet werden. Die Netze selbst, also die Betriebsmittel mit den dazugehörigen Sachdaten, werden dabei zu Knoten-Kanten-Modellen vereinfacht. Um mit solchen Modellen exakte Aussagen über alle Gasverteilnetze in Deutschland zu erhalten, müssten sämtliche Leitungsverläufe und Betriebsparameter der ca. 608.000 km Leitungslänge der Verteilnetze bekannt sein. Das ist derzeit nicht möglich. Vereinfachend kann von einer Ähnlichkeit der Verteilnetze in Deutschland untereinander ausgegangen werden. Mit dieser Annahme genügt es, eine Teilmenge mit typischen Netz- und Verbrauchsstrukturen zu betrachten. Die Ergebnisse dieser Teilmenge können anschließend auf sämtliche Verteilnetze übertragen werden und sollen danach wieder die Gesamtheit der deutschen Gasverteilnetze repräsentieren (Bild 1). Damit wird versucht, dem Wunsch nach allgemeinen Aussagen über die Entwicklung der Gasinfrastruktur zum Beispiel von allen „Großstädten“ oder allen „ländlichen Regionen“ nachzukommen. Bisher wird zur Betrachtung dieser Strukturen durch repräsentative Modelle mit händisch erzeugten Netzmodellen oder zur Verfügung stehenden Netzmodellen echter Netze gearbeitet [6]. In diesem Artikel wurden auch noch händisch erzeugte Netzmodelle verwendet. Er soll aber auch die Grundlage für die Netzmodellierung durch topologische Kennzahlen darstellen. Die Topologieanalyse von Versorgungsnetzen ist nicht weit verbreitet. In [7] wurden einige wenige Kennzahlen der Frisch- und Abwassernetze einer Großstadt über ihr Wachstum hinweg betrachtet. Die Autoren stellten fest, dass

es Gemeinsamkeiten zwischen den beiden Netzarten und von einzelnen Netzgebieten untereinander gibt. Allerdings wurden daraus keine generischen Netze gebildet. In [8] wurden zwar Stromverteilnetze durch gemessene Spannungen an vielen Punkten im Netz gebildet. Dies wurde aufgrund unbekannter Netzverläufe gemacht. Dadurch wurden bekannte Strukturen nicht durch Analyse dieser, sondern unbekannte Strukturen durch bekannte Netzzustände nachgebildet.

Für die Untersuchungen hier wurde die Kreisebene gewählt, da hier ein guter Kompromiss zwischen Detaillierungsgrad und verfügbaren Daten getroffen werden konnte.

Die zum Modellieren eines Gasnetzmodelles auf der Größe eines Kreises notwendigen Informationen unterscheiden sich prinzipiell nicht von denen einer anderen räumlichen Ausdehnung. Es werden folgende Daten benötigt:

- ein oder mehrere Einspeisepunkte
- Leitungslängen je Durchmesser, Druckstufe und, falls von Interesse, Material, Alter etc.
- topologische Kennwerte der Netzstruktur
- ein oder mehrere Ausspeisepunkte

Die Verteilung der Rohrleitungen b) auf den Betrachtungsrahmen wird in Abschnitt 2.2 behandelt. Da selten alle benötigten Daten für dieselbe Größe des Betrachtungsrahmens verfügbar sind, mussten Anpassungen und Umrechnungen vorgenommen werden.

Aus Szenarien konnten zukünftige Einspeisungen bzw. Erzeugungen für a) (z. B. vorgelagertes Netz, Biogasanlage, H₂-Einspeisung, Power-to-Gas, etc., diese werden auch „Quellen“ genannt) und Verbrauchsmengen für d) (z. B. nachgelagertes Netz, Haushalte, Gewerbe, etc., diese werden auch „Senken“ genannt) generiert bzw. abgeleitet werden. Die Daten für den heutigen Zeitpunkt konnten aus jährlichen Erhebungen entnommen werden. Sie dienten als Startwerte für die Modellierung und Simulation. Da diese Daten meist auf einer höheren Ebene, also mit geringerer Auflösung vorhanden sind, wird in Abschnitt 2.3 die hier gewählte Variante zur weiteren Verteilung dieser Verbräuche innerhalb eines Netzes beschrieben.

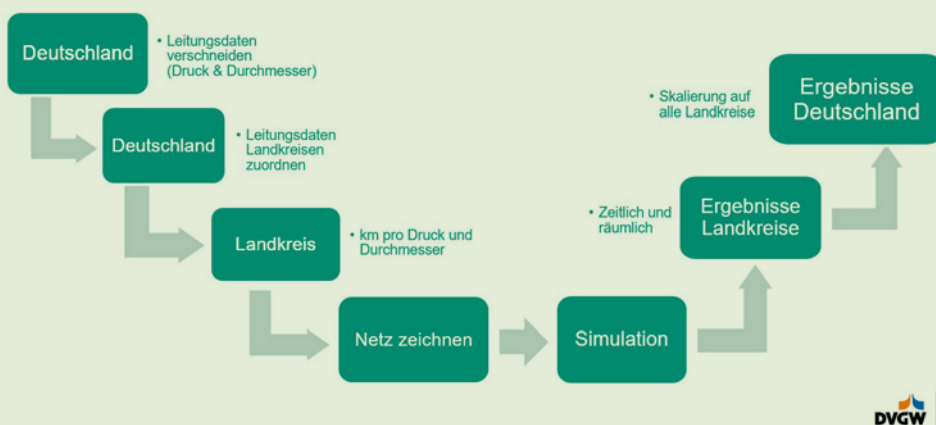


Bild 1: Vorgehensweise der gesamten Methodik der Skalierung, Netzmodellierung, Auswertung und erneuten Skalierung

Die Verallgemeinerung des Netzaufbaus c) dagegen ist weitestgehend unbekannt und nicht allein durch öffentliche Daten reproduzierbar. Dies kann verbessert werden, indem Beispielnetze herangezogen werden, deren Struktur durch Analyse gewisser topologischer Kennzahlen untereinander verglichen wird. Dies bedeutet, dass die Güte durch die Menge an analysierten Verteilnetzen verbessert werden kann. Dies ist Gegenstand laufender Forschung. Die hier angewandte Netzmodellierung nach Leistungsbemessung wird in Abschnitt 2.4 Netzbildung beschrieben.

Zuletzt konnten auch auf generische Netze Erkenntnisse aus Untersuchungen realer Netze angewandt werden. In Abschnitt 2.5 wird die näherungsweise Entwicklung der benötigten Netzlänge bei rückläufigen Nachfrageentwicklungen diskutiert und weiterentwickelt.

2.1 Räumliche Einteilung

Ein möglicher Kompromiss hinsichtlich Genauigkeit und Güte zwischen den verfügbaren und zu modellierenden Daten für die Abbildung der Gasnetze Deutschlands liegt in der räumlichen Ausdehnung. Für die vorgestellte Methodik wurde die Kreisebene (auch NUTS-3 Ebene genannt) als sinnvolle Ausdehnung gewählt. Es wurden alle 401 Landkreise, Stadtkreise und kreisfreien Städte anhand ihres haushaltsnahen und gewerblichen/industriellen Gasverbrauches sowie des Strukturtyps – ländlich oder städtisch – in Kategorien eingeteilt (Bild 2). Je Kategorie wurde ein repräsentativer Kreis mit mittlerer Ausprägung der Kennwerte der jeweiligen Kategorie gewählt. Zur Einteilung der Kreisebene in Kategorien könnten

auch andere bzw. weitere Kennwerte, wie zum Beispiel die Einwohnerdichte oder die kürzeste Entfernung zu einer Fernleitung, verwendet werden.

2.2 Statistische Verteilung von Rohrleitungen

Die Charakterisierung der Leitungen entsprechend b) konnte aus Erhebungen entnommen werden. Eine umfangreiche Datenbasis zu b), den Leitungslängen und deren Durchmessern, Druckstufen und Material liefert die *Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas* [9]. Die hier verwendbaren Daten mussten noch auf die gewählte räumliche Größe regionalisiert werden, um generische Gasnetze entwerfen zu können. Die Datenbasis wurde in einem ersten Schritt vereinfachend auf die vier Druckklassen ≤ 1 bar, $>1-5$ bar, $>5-16$ bar und >16 bar aufgeteilt. Anschließend wurden die Leitungslängen der Durchmesserklassen ≤ 100 mm, $>100-200$ mm, $>200-350$ mm und $>350-500$ mm mit denen der Druckklassen verschnitten. Es entstanden die in **Tabelle 1** dargestellten acht Kategorien mit ihren errechneten Längen der Gasverteilnetzleitungen.

Zur Regionalisierung, also zur Verteilung der Leitungslängen auf die 401 Kreise in Deutschland, wurden kreisspezifische Gewichtungen vorgenommen. In Realität bilden die Leitungen der kleinsten Durchmesser und Druckstufen (bis Kategorie >15 bar mit 200-350 mm) hochvermaschte Netzstrukturen auf der letzten Netzebene. Sie liegen direkt vor den Endverbrauchern (Bild 3), die räumlich nah zusammen und in hoher Anzahl vorliegen. Haushalte und Kleingewerbe stellen hierbei den Großteil der Verbraucher dar. Es ist ein kausaler Zusammenhang zwischen der vorhandenen Ein-

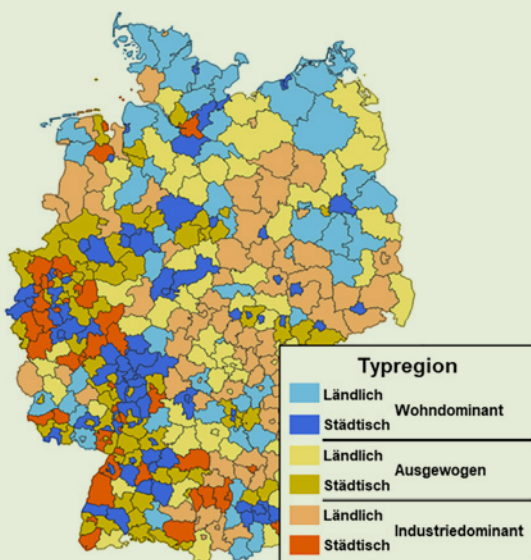


Bild 2: Mögliche Einteilung der Kreise Deutschlands in Typregionen anhand der Merkmale Siedlungsstruktur und Verhältnis des Gasverbrauches des verarbeitenden Gewerbes zu dem aus Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Projekt MethQuest, Teilprojekt MethSys, DVGW 2021, eigene Darstellung

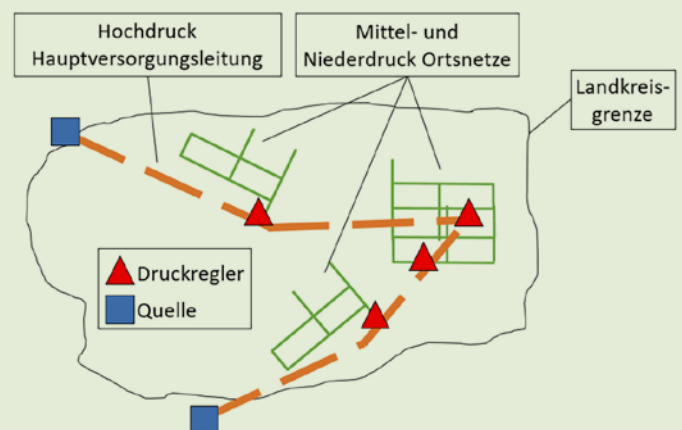


Bild 3: Vereinfachte Schemadarstellung der Gasversorgung über Verteilnetze.

Tabelle 1: Ergebnis der Datenverschneidung zur Bildung von nach Durchmesser und Druckstufe kategorisierten Leitungslängen des Gasverteilnetzes in Deutschland (2020) (verwendete Summe: 491.788 km). Regionalisierung der ersten vier Kategorien über Einwohnerzahlen und der letzten Vier über die Kreisfläche

Rohr- leitungs- kategorie	< 1 bar <100 mm in km	< 1 bar >100-200 mm in km	>1-5 bar >100-200 mm in km	>1-5 bar >200-350 mm in km	>5-16 bar >100-200 mm in km	>5-16 bar >200-350 mm in km	>16 bar <200 mm in km	>16 bar >200-500 mm in km
Länge in km	236.891	148.180	21.970	9.996	26.028	11.840	16.892	19.991
Anteil	48,2%	30,1%	4,5%	2%	5,3%	2,4%	3,4%	4,1%

wohnerzahl und den haushaltsnahen Gasverbräuchen vorhanden. Demnach wurden auch die Rohrleitungslängen, deren Aufgabe es ist, den letzten Transportweg zur Versorgung dieser Verbraucher bereitzustellen, mit der Einwohnerzahl skaliert. Nach Auswertung der Strukturdaten anhand von Stichproben war es notwendig, die unterschiedlichen Bebauungsdichten zu berücksichtigen. Somit wurde eine Gewichtung angesetzt, die weniger Leitungskilometer pro Einwohner in einwohnerstarken Kreisen zuordnet.

Die Hauptaufgabe der Rohrleitungen der höheren Druckstufen (ab Kategorie >516 bar mit 100-200 mm) ist es, die Gebiete der Leitungen niedrigerer Druckstufen zu versorgen. Deshalb wurden vereinfachend Annahmen basierend auf den Kreisflächen getroffen. Besitzt ein Kreis eine große Fläche, so ist anzunehmen, dass im Vergleich zu kleineren Kreisen verbrauchsstarke Endnutzergebiete weiter voneinander entfernt liegen können. Somit wurde die Gewichtung hin zu einer größeren Leitungslänge höherer Druckstufen in großflächigeren Kreisen verschoben. Der errechnete Datensatz über die Leitungskilometer je Kreis und Rohrtyp kann nun als Datenbasis für die Erstellung generischer Netze genutzt werden.

2.3 Festlegen der Quellen und Senken

Nach der Kategoriedefinition und der Wahl repräsentativer Typkreise, müssen die in Szenarien (**Infokasten 1**) größer vorliegenden Verbrauchsdaten weiter detailliert und zugeordnet werden.

Aus der Regionalstatistik des Statistischen Bundesamtes wurden Verbrauchswerte zum verarbeitenden Gewerbe nach Energieträger auf Kreisebene bezogen [10]. Hierbei ist zu beachten, dass für signifikante Anteile dieser Verbraucher angenommen werden muss, dass diese ab einer entsprechenden Größe, einen eigenen direkten Anschluss an das Fernleitungsnetz besitzen und damit nicht aus dem Verteilnetz versorgt oder nur teilversorgt werden. Gasverbräuche der Haushalte und des Kleingewerbes wurden aus den Statistiken der Bundesländer bezogen und per Einwohnerverhältnisse auf Kreisebene regionalisiert. Die regionalen Verteilnetze innerhalb eines Kreises versorgen mehrere Endverbrauchergebiete wie Wohn-, Industrie- oder Gewerbegebiete innerhalb eines Kreises. Um dies zu berücksichtigen, wurden die Verbräuche der Kreisebene in mehrere Anteile von 2,5-10 % unterteilt. Diese Verbrauchsanteile stellen Endverbrauchergebiete dar. Sie sind durch Leitungen zu versorgen und werden im Fol-

genden auch Abnahmepunkte genannt, die durch aggregierte Lasten hinter Ortsnetzstationen abgebildet werden.

2.4 Netzbildung

Die übliche Vorgehensweise zur Verteilung der Leitungen in generischen Netzen ist der Greenfield-Ansatz. Dabei werden von einem freien Feld ausgehend Einspeisepunkte und Abnahmepunkte verteilt. Anschließend werden Leitungsverläufe zwischen diesen Quellen und Senken gebildet. Er ist sehr gut geeignet, um optimale Routen zu finden, und wird daher oft für Netzausbau/-neubaufälle angewandt. Bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs der Netzentwicklung wird allerdings für jedes Stützjahr ein neues Netz gebildet. Für die Betrachtung von Entwicklungen in Bestandsnetzen ist er daher nur bedingt geeignet. Jedoch wurde er hier zur Bildung

INFOKASTEN 1: EINSCHUB-SZENARIEN

Für Modellrechnungen muss eine zukünftige Entwicklung definiert werden. Hierzu werden üblicherweise Szenarien verwendet. Je nach Szenarioart werden entweder Zieldefinitionen oder Pfaddefinitionen festgelegt. Dies wirkt sich auf die Entwicklungspfade von Technologien, Energieverbräuchen, Energieeinsparungen, Verhalten, etc. aus. Innerhalb dieser Festlegung müssen Vereinfachungen getroffen werden, um Szenarien aufstellen zu können. Die Ergebnisse wie z. B. Infrastrukturanpassungen, Kosten und Energiebedarfe der Modellierungen sind nur für diese Szenarien gültig. Dies bedeutet, dass für Aussagen mehrere Szenarien oder Varianten, ausgehend von einem Basisszenario, diese miteinander verglichen werden müssen. Szenarien werden meist verwendet, wenn die Zukunft noch ungewiss ist bzw. wenn Aussagen über Entwicklungen in fernerer Zukunft getroffen werden sollen. In den hier beschriebenen Untersuchungen wurden Zielwertszenarien für eine zukünftige Entwicklung herangezogen.

Szenarien sind von Prognosen zu unterscheiden. Prognosen sind im Gegensatz zu Szenarien wahrscheinlich eintretende Entwicklungen. Dies bedeutet, dass sie naturgemäß häufig nur für die nahe Zukunft angewendet werden können.

der Netze zum Startpunkt verwendet, da noch keine umfangreiche Kenntnis der Topologie deutscher Gasverteilnetze vorhanden ist.

Die klassifizierten Leitungskilometer der Rohrleitungen wurden also von einem oder mehreren Quellpunkten ausgehend mit den Abnahmepunkten verbunden. Dies ist unter der Bedingung der Druckhaltung bei Starklast durchzuführen. Damit werden die Leitungsstränge nach Leistungsbeurteilung ausgelegt. Hierzu wurde iterativ nach Modellierungsschritten die Druckhaltung durch Simulation überprüft und bei Verletzung der Druckhaltung eine Parallelisierung der Leitungen oder ein Wechsel des Rohrtyps vorgenommen. Die Leitungen wurden von höheren Drücken an den Quellpunkten, die Anschlüsse an das Fernleitungsnetz darstellen, zu niedrigeren Drücken in den Abnahmepunkten verteilt. Zwischen den Druckstufen stehen Gas-Druckregel (und -Mess)anlagen (GDRMA), die das Gas auf den flussabwärtsseitigen Druck entspannen (Bild 3). Die Abnahmepunkte wurden nach einer Ortsnetzstation, einer GDRA, welche die Letzte vor den Endabnehmern darstellt, platziert. Die Modellierung der Ortsnetzleitungen, die in Realität nach dieser Ortsnetzstation folgen würden, wurde nur als Summe ohne räumliche Auflösung, an den Ortsnetzstationen virtuell angeschlossen vorgenommen. Dies ist für die generische Betrachtung ganz Deutschlands ausreichend. Soll eine spezielle Region mit einem generischen Netz nachgebildet werden, kann eine Betrachtung der Niederdrucknetzgebiete von tieferem Interesse sein. Die Länge der Leitungen der Ortsnetze (<1 bar, <100 mm und 100-200 mm) wurde bei dieser Methodik also nachgelagert betrachtet. Die Ortsnetzleitungen wurden anhand der zuvor genannten Verbrauchsanteile aus Haushalten und Kleingewerbe prozentual zugeordnet. Dadurch berechnet sich die virtuelle Netzlänge der nicht im Netzmodell abgebildeten Leitungskategorien je Ortsnetzstation. Die Lasten wurden wie zuvor beschrieben auf die Ortsnetzstationen verteilt. Eine Ortsnetzstation kann damit eine Versorgung eines Stadtteils, einer Kleinstadt oder eines Dorfes abbilden.

2.5 Berechnung der Betriebsmittelentwicklung

Für die Bewertung der Längenentwicklung wurden die in zukünftigen Verbrauchssituationen noch in Benutzung stehenden Netzabschnitte, bzw. Rohrleitungsstränge, analysiert. Für die nicht explizit modellierten Ortsnetze konnten, alternativ zu einer genauen Abbildung der untersten Netzebenen, mathematische Ansätze verwendet werden. Wird von sinkenden Gasverbräuchen in haushaltsnahen Anwendungen ausgegangen, so entstehen diese durch zwei Ursachen.

1. Der Energieträger wird gewechselt. Dabei wird zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser kein Gas mehr eingesetzt und die jeweiligen Geräte ausgetauscht. Hierbei entfällt der Gasbedarf beim Endkunden.
2. Die Versorgung zum Endkunden bleibt bestehen, aber verringert sich, wenn z. B. energetische Sanierungen an der Gebäudehülle durchgeführt oder effizientere Gastechnologien eingesetzt werden.

Wird von Verbrauchsentwicklungen in einer größeren Auflösung, also einer höheren Betrachtungsebene ausgegangen, ist es möglich, dass sich diese Effekte überlagern. Das Wegfallen einzelner Kunden hat im räumlichen Bezug unterschiedliche Auswirkungen auf die dadurch nicht mehr benötigten Leitungsabschnitte. Ein vielversprechender Ansatz wurde in einer Parameterstudie betrachtet [11]. Dort wurde festgestellt, dass auf Ortsnetzebene die Abhängigkeit der Netzlänge $L_{Grid,t}$ von der an das Netz angeschlossenen Kunden zum Betrachtungszeitpunkt $N_{Cust,t}$ durch eine Näherungsfunktion (F.1) beschrieben werden kann.

$$(F.1 \text{ und Substitution}) L_{Grid,t} = L_{Grid,t=0} \cdot \left(\frac{N_{Cust,t}}{N_{Cust,t=0}} \right)^k$$

$$\rightarrow L_{Grid,t} = L_{Grid,t=0} \cdot \left(\frac{E_{Gas,t}}{E_{Gas,t=0}} \right)^k \quad [11]$$

Dabei werden die zum Referenzzeitpunkt (IST-Zustand) angeschlossenen Kunden $N_{Cust,t=0}$ und Netzlängen $L_{Grid,t=0}$ berücksichtigt und mit der zukünftig vorhandenen Kundenzahl ins Verhältnis gesetzt, um die zukünftige Netzlänge abschätzen zu können. Die Stärke der Abhängigkeit ist durch die zu beschreibende Netzstruktur und die Platzierung der ausscheidenden Kunden innerhalb des Netzes gegeben. Sie wird durch den Exponenten k beschrieben. In einem Extremfall kann ein Großteil der Kunden aus dem Netz ausscheiden, das Netz aber dennoch fast vollständig in Verwendung bleiben, falls die zuletzt verbleibenden Endkunden an den am weitesten flussabwärts gelegenen Punkten der jeweiligen Netzstränge liegen ($k \rightarrow 0$). Im anderen Extremfall ergibt sich mit jedem ausscheidenden Anschlussnehmer direkt eine geringere Netzlänge (z. B. linear: $k=1$).

Der Aufbau der Netzstruktur gibt somit einen Hinweis auf den möglichen zeitlichen Verlauf des Netzlängenrückgangs. Gerade in Netzen, die durch einen kleinen Exponenten angenähert werden können, folgt nach einem großen Anteil nicht auf die Netzlänge wirksam werdender Verbrauchsrückgänge, ein dafür umso stärkerer Zusammenhang zwischen den obsolet werdenden Leitungslängen und dem Ausscheiden der zuletzt verbleibenden Kunden (Bild 4). Der Exponent k wurde zur Betrachtung der Spannweite der Leitungslängenentwicklung als oberes Extrem mit 0,9 und einer vermutlich realistischeren Annäherung mit 0,4 angewandt.

Um mit Szenarioverbräuchen rechnen zu können, wurde die Anzahl der Kunden durch den Energiebedarf substituiert. In Realität ist der Jahresverbrauch eines Anschlusspunktes nicht identisch zu dem aller anderen in einem Netzgebiet. Dadurch kann es bei dieser Substitution zu Abweichungen in den Ergebnissen der Leitungslänge kommen, wenn Anschlusspunkte mit sehr hohen oder sehr niedrigen Verbräuchen einseitig der Verbrauchsverteilung vorrangig aus dem Netz ausscheiden. Die vorgelagerten Netzstränge sind bei vollständigem Rückgang des Verbrauchs in einem untergelagerten Ortsnetz ebenfalls betroffen. Sind keine Abneh-

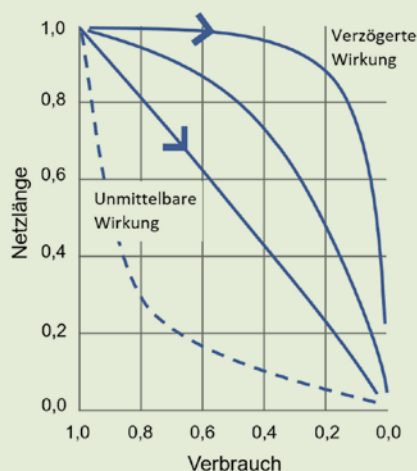


Bild 4: Festgestellter Zusammenhang zwischen Kundenrückgang und Netzlänge, normiert oben links startend (1,0 | 1,0,) nach [10]. In einer Studie wurde festgestellt, dass die vorhandenen Netztopologien im Niederdruckbereich eher zu verzögerten Rückgängen der Länge führen (Kurveverlauf oben rechts) ($0 < k < 1$)

mer aus dem Gewerbe oder andere Großkunden wie zum Beispiel CNG-Tankstellen in den zu den Ortsnetzstationen führenden Strängen (vorgelagerte Netzstränge) vorhanden, so werden diese Stränge ebenfalls obsolet. Andernfalls beschränkt sich die benötigte Gasnetzlänge in einem höhergelegenen Strang bis zur Position des letzten Abnehmers.

Ob GDRMA von Umbau-, Umrüstungs- oder Rückbaumaßnahmen betroffen sind, lässt sich ebenfalls durch die Verbrauchsmodellierung und Simulation feststellen. Ein Rückbau wird nur notwendig, falls keinerlei Verbrauch mehr hinter einer bestehenden GDRMA vorhanden ist. Umbau- oder Umrüstungsmaßnahmen können aber schon vorher auftreten. Verschiedene in einer GDRMA vorhandene Komponenten, vor allem die Messeinrichtung, sind auf einen Betriebspunkt ausgelegt. Um diesen Betriebspunkt herum liegt ein Kalibrierbereich, in dem die Messeinrichtung ordnungsgemäß verwendet werden kann. Der Betriebsvolumenstrom soll im Maximum nicht mehr als 90 % über dem Auslegungsvolumenstrom liegen. Im Minimum soll der Betriebsvolumenstrom nicht ein Zwanzigstel des Auslegungsvolumenstromes unterschreiten. Werden diese Grenzen verlassen, muss die bisherige Messeinrichtung ersetzt werden. Der bisherige Auslegungsvolumenstrom der GDRMA konnte durch Simulationen des Ist-Zustandes mit aktuellen Verbräuchen ermittelt werden. Dahingehend schwierig zu bewerten sind Netzabschnitte, die mehrseitig gespeist werden. Ab einem gewissen Rückgang des Verbrauches wäre es möglich, einen oder mehrere Einspeisungen saisonal oder dauerhaft außer Betrieb zu nehmen. Die verbleibenden Einspeisungen und ihre enthaltenen GDRMA übernehmen dadurch größere Anteile der Versorgung. Das bedeutet, dass sie von höheren Gasvolumenströmen durchflossen werden, wodurch das Betriebsfenster der Messeinrichtung erreicht werden kann. Zusätzlich besagt die Richtlinie G 492 des DVGW über *Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar* [12], „Es können besondere Maßnahmen zur Einhaltung der Belastungsbereiche bei

saisonal wechselnder Belastung erforderlich werden. Dies lässt sich durch verschiedene Maßnahmen, wie Verändern des Messdruckes, Ausrüsten mit einer weiteren Messstrecke oder einer belastungsabhängigen Umschalteneinrichtung realisieren. Beim Betrieb dieser Systeme ist auf angemessene Überlappung der Belastungsbereiche zu achten.“ Durch diese Maßnahmen kann einem Unterschreiten des minimal zulässigen Betriebsvolumenstroms entgegengewirkt und Kosten einer Umrüstung der Messeinrichtung vermieden werden.

3. Anwendung und Ergebnisbeispiele

Entwickelt wurde die beschriebene Methode zur Bildung generischer Gasverteilnetze in mehreren Forschungsvorhaben, um Aussagen über die gesamte deutsche Gasverteilnetzstruktur treffen zu können. In MethSys, als Teilprojekt des Verbundprojekts MethQuest, gefördert durch das BMWK, wurden mehrere generische Netzmodelle von Typregionen erstellt und mit zukünftigen Verbräuchen parametrisiert. Die Modelle sollen dabei keine einzelnen realen Netze genau abbilden, sondern generisch für die jeweilige Kategorie der Typregion repräsentativ sein. Damit konnte die Eignung heutiger Gasverteilnetze für zukünftige Gasverbrauchsentwicklungen über ganz Deutschland abgeschätzt und in erster Näherung bewertet werden. Als Ergebnis können dann tendenzielle Entwicklungen hinsichtlich des Zusammenhangs sinkender Gasverbräuche mit Anpassungen der Leitungslängen abgeleitet werden.

Entsprechend wurden im Forschungsvorhaben MethSys die Entwicklung der Leitungskilometer über ganz Deutschland bis in das Jahr 2050 betrachtet. Hierzu wurden die in Abbildung 5 zu sehenden Verbrauchsentwicklungen verwendet, generische Modelle auf Kreisgröße gebildet und unter anderem die daraus berechneten Längenentwicklungen (Bild 6) diskutiert. In dem Projekt wurden die Verbrauchsentwicklung beim maximalen Nutzen der Potenziale von Biome-

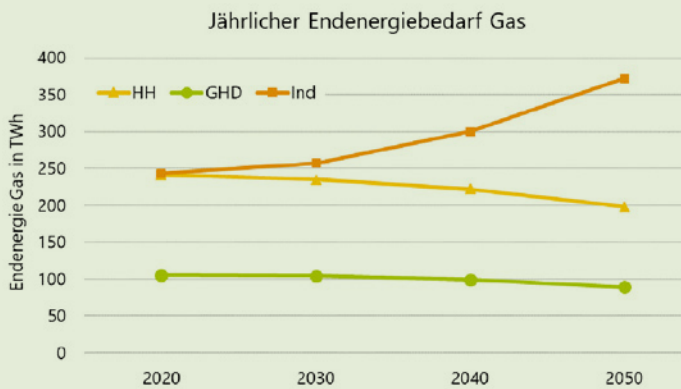


Bild 5: Szenarioentwicklung des Endenergiebedarfs an Gas in Deutschland nach Sektoren über Zeit aus dem Projekt MethSys (Leitprojekt MethQuest). HH: Haushalte, GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Ind: verarbeitendes Gewerbe (Industrie)

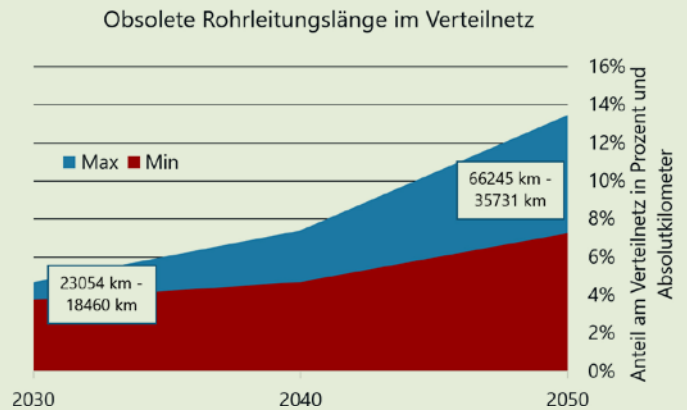


Bild 6: Obsoletere Leitungslängen in Niederdruck-Ortsnetzen in Deutschland über Zeit bei nahezu direkter (Max – k = 0,9) und weniger direkter (Min – k = 0,4) Auswirkung der Verbrauchsentwicklung gegenüber 2020

than im Inland und weiteren EE-Methanmengen durch PtG betrachtet. Bei Bedarf können die Längen der Leitungskilometer zu weiteren nachgelagerten Bewertungen, z. B. der anfallenden Stilllegungs- und Rückbaukosten oder des Zeitbedarfes dieser Maßnahmen, verwendet werden. Bei dauerhafter Außerbetriebnahme von Rohrleitungen aus Kunststoffen sollte immer der Rückbau vorgesehen werden. Allgemein ist zu empfehlen, einen Rückbau mit anderen Trassenarbeiten zu kombinieren. Die Versiegelung oder Verdämmung ist keine dauerhafte Lösung.

Zu sehen ist in **Bild 6**, dass bei einer Abnahme der Gasnachfrage in Haushalten und GHD (**Bild 5**) von ca. 15 % in 2050 gegenüber 2020, eine Abnahme der Gasnetzlängen im Bereich von 7-13 % zu verzeichnen ist. Aufgrund des Aufbaus heutiger Gasverteilnetze liegen keine Hinweise vor, weshalb geringfügig sinkende Gasverbräuche unmittelbar zu einer linear oder stärker proportional obsolet werdenden Leitungslänge führen. Dennoch werden in anderen langfristigen Szenarien höhere Rückgänge des Gasverbrauches betrachtet, die den Bereich einer niedrigeren Proportionalität durchlaufen und bei derartig umfangreichen oder auch örtlich zusammenhängenden Rückgängen mit verzögerter Wirkung zu stärker als linear proportionalen obsoleten Leitungslängen führen können (**Bild 4**). Die obsolet werdenden Leitungskilometer hängen auch von der Verteilung der Verbräuche innerhalb des Netzes ab. Sollte es Zusammenhänge zwischen vorrangig aus der Gasversorgung ausscheidenden Kunden und ihrer Position im Netz geben, könnte die Betrachtung auch auf eine explizit gewählte Region detailliert werden. Stehen betroffene Anschlussnehmer in einem topologisch gesehenen räumlichen Zusammenhang, können ebenfalls direktere Anstiege der obsolet werdenden Leitungslänge erwartet werden, als es bei zufällig verteilten Ausstiegen der Fall wäre.

Die Ergebnisse der obsoleten Leitungskilometer sind auch von der gebildeten Topologie der generischen Netze abhängig. Um alle Gasverteilnetze in Deutschland zu beschreiben, braucht es eine ausreichend aussagekräftige Kenntnis über deren Aufbau (Punkt c) Kapitel 2). Es ist anzunehmen, dass aufgrund der Versorgungsaufgabe Ähnlichkeiten zwischen den Gasverteilnetzen in Deutschland existieren. Eine Auswertung der Topologie einer signifikanten Stichprobe der Gasverteilnetze könnte ausreichen, diese topologischen Ähnlichkeiten zu ermitteln. Daraus lassen sich Kennwerte über den Aufbau und die Struktur der Netze gewinnen und für die Modellierung anwenden. Momentane Weiterentwicklungen gehen in die Verbesserung der Topologien von generischen Netzen. Hierzu werden reale Netze auf topologische Kennwerte untersucht, sodass Kenntnis über mögliche Kategorisierungen erlangt wird. Anhand dieser Basisinformationen können dann Netze unbekanntem Aufbaus mit generischen Netzen nachgebildet werden. Die Methode, Infrastrukturentwicklungen über generische Netze abzuschätzen ist damit sinnvoll einsetzbar, da nicht alle realen Verteilnetze abgebildet und berechnet werden können, es aufgrund von Ähnlichkeiten aber auch nicht müssen.

Zusätzlich können z. B. lokale Speicherbedarfe bzw. Rückspeisemengen an generischen Netzen abgeschätzt werden. In **Bild 7** und **Tabelle 2** ist zu erkennen, dass diese für die Typnetze sehr unterschiedlich ausfallen können. Aufgrund der Unterschiede der Verbraucherstruktur (Industrie, Wärme) und der Erzeugungsmöglichkeiten (Stadt, Land) ergeben sich sehr unterschiedliche Speicheranforderungen. An den Unterschieden der über ein Jahr gespeicherten Energiemenge und dem maximalen Speicherstand lässt sich die Zyklizität des Speicherbetriebes ableiten. Je weiter die eingespeicherte Energiemenge über der maximalen eingespeicherten Energiemenge

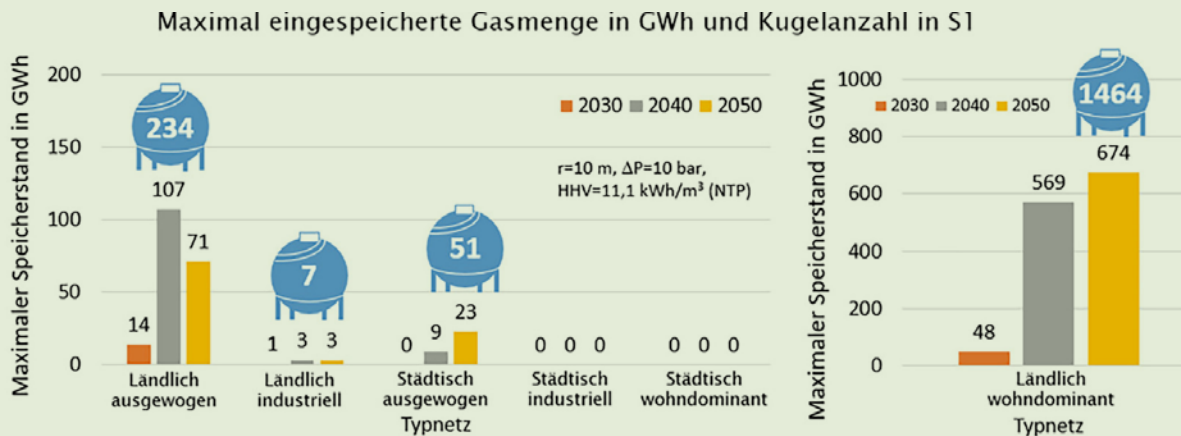


Bild 7: Benötigte Speichergröße der verschiedenen repräsentativen generischen Netze nach Jahressimulation. Der maximal auftretende Speicherstand wurde mit gängigen Größen auf die Anzahl der dafür benötigten Kugelgaspeicher umgerechnet

(= maximaler Speicherstand) liegt, desto häufiger sind Speicherzyklen mit Be- und Entladevorgängen aufgetreten. Im ländlich industriellen Typnetz trat in diesem Beispiel die tageszyklische Speichernutzung am häufigsten auf. Hier würde im Betrachtungsjahr 2050 mit nur 3 GWh Speicherkapazität eine Energiemenge von 78 GWh ein- und ausgespeichert werden.

Die Bildung generischer Netze anhand von Sachdaten, Verbrauchsdaten und topologischen Kennwerten ist auch auf andere Versorgungsnetze anderer Sparten anwendbar.

4. Fazit und Ausblick

Die auf die vorgestellte Art und Weise gebildeten Netzmodelle liefern plausible Ergebnisse hinsichtlich der Lastflüsse innerhalb der Leitungen, der Verteilung von Lasten, deren Entwicklung in die Zukunft und der in Verwendung stehenden Netzlänge. Die gebildeten Netzmodelle können dabei als Testumgebung für die Analyse nahezu beliebiger Einspeise- und Verbrauchssituationen verwendet werden.

Bezüglich des Betriebsmittelbestandes sind weiterhin öffentliche Daten regelmäßiger Erhebungen notwendig. Die vorgeschriebene Strukturdatenerfassung der Längen der Hoch-, Mittel- und Niederdruckstufen in Gasverteilnetzen ist dabei nicht ausreichend. Es sollten weiterhin Informationen über die Durchmesser bekannt sein und aktuell gehalten werden. Außerdem kann mit der fortlaufenden Erfassung der Netzlänge der Fortschritt des Transformationspfades mit den theoretischen Ansätzen abgeglichen werden.

Wie beschrieben eignen sich Greenfield-Ansätze für die Bestimmung optimaler, also kostenminimaler Routen oder von Netzen mit einer möglichst geringen Netzlänge. Auch der hier präsentierte Ansatz bildet Netze zunächst von der grünen Wiese ausgehend. Die genaue Verteilung und Struktur der Betriebsmittel nach Leistungsbemessung ist von der zuvor getroffenen Verteilung der Lasten abhängig. Momentane Weiterentwicklungen gehen in die Verbesserung der Topologien dieser generischen Netze. Hierzu werden reale Netze auf topologische Kennwerte untersucht, sodass Kenntnis über mögliche Kategorisierungen erlangt wird. Wurde

Tabelle 2: Absolute EE-Gasüberschüsse als Energiemenge bezogen auf HHV=11,1 kWh/m³ (NTP) und Anzahl der Stunden, in denen Überschüsse anfallen nach Typnetz über Zeit

EE-Gasüberschüsse	Energiemenge in GWh			Stunden pro Jahr		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
S1						
Ländlich ausgewogen	50	173	180	1981	3633	3296
Ländlich industriell	17	50	78	1194	2111	2521
Ländlich wohndominant	67	600	699	3238	7562	7817
Städtisch ausgewogen	2	18	33	573	1887	2982
Städtisch industriell	0	0	0	0	0	0
Städtisch wohndominant	0	0	0	0	0	0

eine statistisch signifikante Menge an Netzen analysiert, könnte sich anhand der gefundenen Intervalle der topologischen Kennzahlen unterschiedlicher Netzgebiete der Beweis erbringen lassen, dass es Gemeinsamkeiten und Unterschiede dieser Netzstrukturen gibt und wie sich diese in der Netzstruktur äußern. Ist das Ergebnis dieser Analyse positiv, können alle Netze der Grundgesamtheit der analysierten Stichprobe durch die passenden generischen Netze abgebildet werden, die genau die gefundenen Topologien enthalten.

Dank

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und dem DVGW für die Unterstützung dieser Forschungsarbeiten.

Literatur

- [1] BMWK, Energiedaten – Gesamtausgabe, 2022. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> Zuletzt aufgerufen: 15.03.2023 10:52
- [2] BDEW, Erdgasnetzlängen nach Druckstufen, 05.2022. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erdgasnetzlaengen-nach-druckstufen/> Zuletzt aufgerufen: 03.03.2023 09:38
- [3] BDEW, Energiemarkt Deutschland, 2019
- [4] Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e. V. und Verband kommunaler Unternehmen e. V., H2vorOrt, 2020
- [5] Fraunhofer ISI et al., Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Mai 2021
- [6] Schmidt, M.; Aßmann, D.; Burlacu, R.; Humpola, J.; Joormann, I.; Kanellakis, N.; Koch, T.; Oucherif, D.; Pfetsch, M.; Schewe, L.; Schwarz, R. und Sirvent, M.: GasLib - A Library of Gas Network Instances, 2017, 10.3390/data2040040
- [7] Krueger, E.; Klinkhamer, Ch.; Urich, Ch.; Zhan, X.; Rao, P. und Suresh, C.: Generic patterns in the evolution of urban water networks: Evidence from a large Asian city, 2017, 10.1103/PhysRevE.95.032312
- [8] Liao, Y. und Weng, Y.: Rajagopal, Ram, Urban distribution grid topology reconstruction via Lasso, 2016, 10.1109/PESGM.2016.7741545
- [9] Dietzsch et al.: Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas, elwp 2016

- [10] Statistisches Bundesamt, Tabelle 43531-01-02-4 <https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=43531-01-02-4,2022-04-25> 13:32 Uhr
- [11] Then, D. et al.: Impact of Natural Gas Distribution Network Structure and Operator Strategies on Grid Economy in Face of Decreasing Demand, *energies*, 2020
- [12] DVGW Arbeitsblatt G 492, Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung, DVGW, Juni 2021

Autoren



Louis Wayas, M.Sc.

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe
Tel.: +49 721 608-41277 | wayas@dvwg-ebi.de



Dipl.-Ing. **Wolfgang Köppel**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41223 | koeppel@dvwg-ebi.de



Dr. **Frank Graf**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41221 | graf@dvwg-ebi.de