

Infrastrukturen leitungsggebundener Energieträger Netze, Speicher, Sektorenkopplung



Druckversion:
ISSN 2698-8798
ISBN 978-3-86818-145-6

Digitale Version:
ISSN 2698-8801
ISBN 978-3-86818-146-3

Der Sammelband wird veröffentlicht durch:
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
Fakultät für Elektrotechnik
Professur für Elektrische Energiesysteme

Adresse:
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Telefonnummer:
+49-6541-2757 (Detlef Schulz, Hrsg.)

E-Mail:
detlef.schulz@hsu-hh.de

Gestaltung Einband:
Michael Bölke

Bildnachweis Titelseite (v.l.n.r):
Hans-Jürgen Münzer (Pixabay), Michael Schwarzenberger (Pixabay), Roman Pentin (Unsplash), SpaceX
(Pexels), Willi Heidelberg (Pixabay)

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz

Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger Netze, Speicher, Sektorenkopplung

mit Beiträgen der Stromnetz Hamburg GmbH, der Gasnetz Hamburg GmbH, der Wärme
Hamburg GmbH und der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Januar 2021

Herausgeber:

Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Professur für Elektrische Energiesysteme

Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Tel.: +49 40 / 6541 2757

Fax: +49 40 / 6541 3498

E-Mail: Detlef.Schulz@hsu-hh.de

Internet: <http://www.hsu-hh.de/ees>

Redaktionelle Überarbeitung:

Detlef Schulz

Daniela Vorwerk



<https://www.hsu-hh.de/ees/dlab>

Inhaltsverzeichnis

Vorworte

V1	Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme.....	7
V2	Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH.....	8
V3	Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH.....	9
V4	Vorwort des Geschäftsführers der Wärme Hamburg GmbH.....	10

Kapitel 1: Netzstrukturen in Energieversorgungssystemen

1.1	Aufbau elektrischer Versorgungsinfrastruktur am Beispiel Hamburg.....	13
1.2	Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze.....	19
1.3	Assetmanagement in elektrischen Netzen – nachhaltig in Balance.....	25
1.4	Die Struktur des Hamburger Gasverteilnetzes – Chancen für die Energiewende Hamburgs.....	28
1.5	Fernwärme in Hamburg und Deutschland: Netzstruktur, Entwicklungsgeschichte und die regenerative Zukunft.....	32

Kapitel 2: Künftige Anforderungen an Energieversorgungsnetze

2.1	Abschätzung der Auswirkungen einer Umstellung auf Elektro-Busse auf das deutsche Energiesystem.....	43
2.2	Smart-Meter-Gateway-basiertes Demand Side Management.....	49
2.3	Untersuchung der Netzkapazität zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs bei steigender Wasserstoffbeimischung in Gasverteilnetzen.....	56

Kapitel 3: Derzeitige und zukünftige Speichertechnologien

3.1	Energiespeicher für den Einsatz in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen.....	65
3.2	Technologien zur Gasspeicherung.....	73
3.3	Saisonale Wärmespeicher im urbanen Umfeld.....	80

Kapitel 4: Technologien zur Wandlung von Energieträgern

4.1	Power-to-Gas – Funktionsweise, Technologien und Anwendungen.....	87
4.2	Gas-to-Power: Technologien und Potentiale.....	95
4.3	Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs mit regenerativem Strom.....	103

Kapitel 5: Sektorenkopplung in integrierten Energiesystemen

5.1	Netzintegration von Brennstoffzellen- und Elektrolysesystemen: Anwendungen und technische Ausführung.....	111
5.2	Integrierte Netzplanung der Hamburger Energienetze.....	119
5.3	Grundlegende Herausforderungen für zukünftig integrierte Strom-, Gas-, und Wärmenetze.....	122

Vorworte
zum Band „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Stromnetz Hamburg GmbH

Gasnetz Hamburg GmbH

Wärme Hamburg GmbH

Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme

Im Zuge einer erfolgreichen Energiewende, die als Maßnahme gegen den fortschreitenden Klimawandel unumgänglich ist, bedarf es einer ressourcenschonenden, emissionsfreien Energieversorgung. Dafür sind neue Technologien und innovative Ansätze im Bereich der Ingenieurwissenschaften in enger Zusammenarbeit von Industrie, Universitäten und Hochschulen erforderlich.

Die Idee für die „Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz“ entstand Mitte des Jahres 2018. In dem jährlich erscheinenden Sammelband sollen gemeinsam mit unseren Industriepartnern die Fortschritte im Bereich des technischen Klimaschutzes in der Metropolregion Hamburg einem breiten Publikum zugänglich gemacht werden.

Ich freue mich, Ihnen in diesem Jahr den zweiten Band unserer Publikationsreihe zum Themenfeld „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ vorzustellen. Dieser widmet sich insbesondere der Darstellung der drei leitungsgebundenen Energiesektoren Strom, Gas und Wärme. Dazu werden die Netzinfrastrukturen, wichtige Speicher- und Wandlungstechnologien sowie künftig daraus entstehenden Anforderungen und Chancen für das Energiesystem im Zuge integrierter Netze und Sektorenkopplung thematisiert.

Die Beiträge sind dazu den folgenden fünf Kapiteln zugeordnet:

1. Netzstrukturen in Energieversorgungssystemen
2. Künftige Anforderungen an Energieversorgungsnetze
3. Derzeitige und zukünftige Speichertechnologien
4. Technologien zur Wandlung von Energieträgern
5. Sektorenkopplung in integrierten Energiesystemen

Ich möchte mich bei allen Autoren dafür bedanken, dass Sie auch in diesem Jahr, trotz der besonderen und erschwerten Umstände, mit viel Engagement zum Gelingen des zweiten Bandes beigetragen haben. Bei der Geschäftsführung und den Fachabteilungen der Stromnetz Hamburg GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH und Wärme Hamburg GmbH bedanke ich mich für die gute Zusammenarbeit.

Dieser Band wird neben der Veröffentlichung als Druckversion auch online über die Bibliothek der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr zur Verfügung gestellt:

<https://ub.hsu-hh.de/>

Zudem wird er auch über die Internetseiten der Professur für Elektrische Energiesysteme abrufbar sein:

<https://www.hsu-hh.de/eef/forschung/publikationen>

Nun wünsche ich Ihnen viel Freude beim Lesen und freue mich auf rege Diskussionen und Anregungen, gern auch über mögliche Themen für die Beiträge der kommenden Jahre, denn der technische Klimaschutz ist vielfältig.

Hamburg, im November 2020

Detlef Schulz

Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH

Die Position der Freien und Hansestadt Hamburg als Schlüsselstandort für den Klimaschutz und die Energiewende hat sich seit Erscheinen des ersten Bandes der „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ im Jahr 2019 weiter gefestigt. Lag der Fokus im ersten Band auf neuen Infrastruktur- und Technologieansätzen, so haben wir den Schwerpunkt des zweiten Bandes bewusst auf die heute vorhandenen Infrastrukturen und die damit verbundenen Möglichkeiten gelegt.

Wir möchten verdeutlichen, welchen Herausforderungen wir als Netzbetreiber zukünftig gegenüberstehen, denn wir übernehmen damit eine höhere Eigenständigkeit im Gesamtsystembetrieb sowie einen bedeutenden Beitrag zur Systemsicherheit. Das bedeutet neue Ansätze zur Sektorkopplung und zur Implementierung sinnvoller technischer Systemlösungen in unsere vorhandenen Strukturen zu integrieren.

Die Rekommunalisierung der Energienetze durch die Freie und Hansestadt Hamburg hat in einem weiteren Schritt auch große Teile des Fernwärmenetzes sowie der thermischen Kraftwerke in den städtischen Verbund zurückgeführt. Dieser Schritt hat zusätzliche Handlungsspielräume und damit neue Perspektiven geschaffen, um die Kopplung der vorhandenen Systeme um einen weiteren Energieträger zu ergänzen und damit die Energiewende aktiv zu treiben.

Eine integrierte Netzentwicklungsplanung für die drei Sektoren Gas, Strom und Wärme ermöglicht langfristig für alle Betreiber wirtschaftliche und ressourcenschonende Netzanpassungen. Versorgungssicherheit und Netzstabilität bleiben dabei immer oberstes Ziel. So kann auch auf spezielle Bedarfe und Wünsche der Kundinnen und Kunden gezielt eingegangen und diese umgesetzt werden, auch und gerade in einem industriell geprägten großstädtischen Umfeld. In Kooperation mit den örtlichen Hochschulen entwickeln wir damit einen gangbaren Weg zu den künftigen Anforderungen an moderne integrierte Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Dazu zählen wir auch die Integration von Wasserstoff in nachhaltige Mobilitätskonzepte und industrielle Produktion. Langfristig können wir damit eine deutliche Senkung des CO₂-Ausstoßes bis 2030 und damit die Einhaltung des Hamburger Klimaplanes realisieren.

Die in dieser Publikation beschriebenen Strukturen des elektrischen Netzes vermitteln einen Eindruck der heute bereits vorhandenen Infrastruktur und deren Leistungsfähigkeit. Gleichzeitig zeigen sie jedoch auch die Perspektiven für eine gemeinsame optimale Entwicklung der Energienetze im kommunalen Umfeld auf und bieten einen kleinen Einblick in unsere Aktivitäten im operativen Bereich. Vielfältige Themen wie der Aufbau der elektrischen Versorgungsinfrastruktur, die Netzausbauplanung aber auch ein strukturiertes Assetmanagement oder der Umgang mit mehr als 1.000.000 Hausanschlüssen im Netzgebiet beschreiben unser aktuelles Umfeld.

Wechselseitige Austauschprozesse und vielfältige Kooperationsformen unter starken wirtschaftlich und wissenschaftlichen Partnern in der Region schaffen die Grundlage für neue Ideen und Projekte und davon profitieren alle beteiligten Akteure.

Wir freuen uns, Ihnen die Stromnetz Hamburg erneut in diesem Format als innovativen und zukunftsorientierten Verteilungsnetzbetreiber präsentieren zu dürfen.

Hamburg, im November 2020

Thomas Volk

Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH: Drei Netze als starkes Team für die Energiewende

Strom, Wärme, Gas – dieses Trio steht in Hamburg wie in anderen Großstädten für eine zuverlässige leitungsgebundene Energieversorgung von Haushalten und Unternehmen. Waren die Energienetze bislang größtenteils autarke Infrastrukturen, die unabhängig ihre spezifischen Energieträger zu den Gebäuden transportierten, fordern die Klimaziele jetzt mehr und mehr Teamwork. Mit dem Projekt iNEP (integrierte Netzplanung) arbeiten Wärme Hamburg, Stromnetz Hamburg und Gasnetz Hamburg zusammen. Aus den drei Infrastrukturen formen wir ein mächtiges und hoch energieeffizientes System, das Hamburg mit viel größeren Anteilen erneuerbarer Energien in die Zukunft bringt, als das mit einzelnen Netzen bisher möglich war. Denn die volatile Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen deckt selten genau den Bedarf, den die Stromversorgung gerade benötigt. Gespeichert als Gas oder Wärme geht erneuerbare Energie nicht verloren, sondern wirkt dekarbonisierend auf diese Energieträger. Wandeln, Speichern und – wenn nötig – Rückverstromen: das sind die Prozesse einer CO₂-armen und in Zukunft einmal CO₂-neutralen Energiewelt.

Um die Chancen und Möglichkeiten dieses Verbundsystems zu verstehen, lohnt zunächst ein umfassender Blick in die Strukturen und Entwicklungsgeschichten der drei Infrastrukturen. Die vorliegenden Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz beginnen mit dieser Bestandsaufnahme, um sich schließlich den Möglichkeiten zur Energiewandlung zu widmen. Aus Strom wird Wärme und Wasserstoff. Aus Wasserstoff wird wieder Strom und Wärme. Und dazwischen liegen Speichersysteme, die unsere Energie für Zeiten hoher Last bereithalten. Digitale Technologien stehen schon heute bereit. Sie ermöglichen, die Lastgänge von Strom, Gas und Wärme optimal auszubalancieren. Und so bleiben die Traditionen von 176 Jahren beim Gasnetz, 126 Jahren beim Strom- und Fernwärmenetz keine Historien – sondern Entwicklungen, die uns in die Zukunft führen. 845 Kilometer Wärmeleitungen, 7.900 Kilometer Gasrohre und 29.000 Kilometer Stromkabel verbinden unsere Stadt – als energetisches Arteriensystem der Gegenwart und als solide Basis für unsere klimafreundliche Energieversorgung der Zukunft.

Freuen Sie sich mit mir auf die Zukunft. Eine anregende Lektüre wünscht

Udo Bottlaender,

Technischer Geschäftsführer, Gasnetz Hamburg

Vorwort des Geschäftsführers der Wärme Hamburg GmbH

„Die Zukunft ist erneuerbar“, mit diesem Slogan haben sich die Umweltverbände seit vielen Jahren in die politische Diskussion über die künftige Energieversorgung eingeschaltet. Erfolgreich. Mit dem beschlossenen Kohleausstieg und dem rasant steigenden Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung kommen wir dem Ziel einer Erneuerbaren Energieversorgung schrittweise näher. Diese Annäherung wird getragen von einer großen gesellschaftlichen Akzeptanz. Gleichzeitig sind noch viele offene, vor allem technische Fragen zu klären: Wie schaffen wir eine erfolgreiche Dekarbonisierung auch im Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor? Im Wärmesektor liegt der Anteil Erneuerbarer noch immer bei unter 15 Prozent, während wir im Stromsektor bereits über 40 Prozent erreicht haben. Welchen Beitrag kann also die Sektorenkopplung leisten, um diese Lücke zu schließen? Welche Speichertechnologien stehen uns künftig zur Verfügung, um die fluktuierenden Erneuerbaren Energien auszugleichen, welche Rolle spielt Wasserstoff und wie müssen die Netze aus- und umgebaut werden, um den Anforderungen der Zukunft bestmöglich gerecht zu werden?

Der vorliegende Band 2 der „Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz 2020“ der HSU greift diese Themen in verschiedenen wissenschaftlichen Aufsätzen auf und zeigt damit auch die Potenziale, die uns in unserer Metropole Hamburg zur Verfügung stehen. Als Wärme Hamburg sind wir seit einem Jahr wieder ein kommunales Unternehmen und wollen unseren Beitrag zu einer erfolgreichen Energiewende leisten. Das Projekt Aquiferspeicher der Wärme Hamburg demonstriert, wie man günstige geologische Formationen nutzen kann, um unter der Stadt Wärme in den Sommermonaten einzuspeichern. Diese kann dann in den Wintermonaten genutzt werden, um über das Fernwärmesystem die Wohnungen zu heizen. Auch das Gemeinschaftsprojekt der drei städtischen Leitungsnetzbetreiber zur integrierten Netzplanung stellt einen wichtigen Beitrag zum effizienten Aus- und Umbau der Energienetze dar. Kooperation und die optimale Nutzung der Ressourcen sind aus meiner Sicht die Schlüsselfaktoren, um die Energiewende auch tatsächlich zum Erfolg zu führen.

Viel Freude beim Lesen wünscht Ihnen

Christian Heine

Geschäftsführer der Wärme Hamburg

Kapitel 1
Netzstrukturen in Energieversorgungssystemen

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Gasnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Aufbau elektrischer Versorgungsinfrastruktur am Beispiel Hamburg

Bastian Pfarrherr*

Innovationsmanagement/Assetmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
 Hamburg, Deutschland

*Bastian.pfarrherr@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Elektrische Verteilnetze sind sehr langlebige Infrastrukturen, deren Planung mehrere Jahrzehnte in die Zukunft erfolgen muss. Dabei müssen wechselnde und teilweise auch kurzfristig geänderte Rahmenbedingungen in den Planungen berücksichtigt werden. Das Ziel der elektrischen Energieversorgung ist eine ununterbrochene Versorgung unter wirtschaftlich optimalen Gesichtspunkten. Dieser Artikel beschreibt anhand der Planungen des heutigen Netzes [1] von den 1960’er Jahren bis zur Jahrtausendwende die Prämissen, unter denen das Verteilnetz der Stromnetz Hamburg in seiner heutigen Ausprägung errichtet wurde. Es wird ebenfalls aufgezeigt, welche konkreten Parameter sich seitdem geändert haben und wie das grundsätzliche Konzept des Netzes mit diesen Änderungen gewachsen ist bzw. an diese angepasst werden konnte. Die dabei entstehenden Herausforderungen werden ebenso beleuchtet wie die strategischen Optionen für die zukünftige Weiterentwicklung. Das Netz ist aufgrund eines modularen Aufbaus gut gerüstet für wechselnde Randbedingungen. Es zeigen sich aber auch die Grenzen der Anpassungsfähigkeit, besonders im Fall von Kabel- und Leitungsbau. Hier ist eher eine optimale Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur gefragt.

Stichworte – Versorgungszuverlässigkeit, *Infrastruktur*, Netzaufbau, Last

NOMENKLATUR

HAW	Hauptabspannwerk, Kopplung zwischen 380 kV und 110 kV
HVW	Hauptverteilerwerk, Verteilerwerk in der 110 kV-Ebene
VAW	Verteilabspannwerk, heute Umspannwerk, Kopplung zwischen 110 kV und 10 kV
NS (ONS)	Ortsnetzstation, Kopplung zwischen 10 kV und 0,4 kV
U in V	Spannung in Volt
I in A	Strom in Ampere
P in W	Wirkleistung in Watt
S in VA	Scheinleistung in Volt x Ampere

I. EINLEITUNG

Das elektrische Verteilnetz ist eine über Jahrzehnte gewachsene Infrastruktur, deren Bedeutung in der heutigen digitalisierten Welt immer stärker zunimmt. Eine ununterbrochene Versorgung mit elektrischer Energie ist ein wirtschaftlicher Standortvorteil, ein Gewinn an Lebensqualität und für sicherheitsrelevante Anwendungen unerlässlich. Netzbetreiber haben die Aufgabe, die

Energieversorgung zu jeder Zeit und wirtschaftlich optimal zu gewährleisten. Die dafür nötige Infrastruktur, das Netz, wird dabei stetig erneuert, erweitert oder an veränderte Randbedingungen angepasst. Natürlich spielen auch technische Weiterentwicklungen eine große Rolle. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Investitionszyklen in der Energietechnik auch heute noch um die 50 Jahre betragen. Große Teile des Netzes wurden in den Jahren des Wirtschaftswunders nach dem 2. Weltkrieg geplant und realisiert. Diese Teile sind heute zwischen 50 und 70 Jahren alt und zum Teil bereits erneuert oder in der Planung zur Erneuerung. Viele Grundsätze der Planung derartiger Infrastrukturen gelten nach wie vor in nahezu unveränderter Form. Die Erneuerung der Infrastruktur unterliegt vielen externen Einflüssen, insbesondere wenn die Infrastruktur große Eingriffe in die Umgebung bedeutet. Beispiele dafür sind große Kraftwerke oder leistungsstarke Transportleitungen. Diese Betriebsmittel werden nach Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer erneuert, üblicherweise an gleicher oder nahezu identischer Stelle. Es ergeben sich Zwangspunkte in Bezug auf die Raumordnung, gewachsene Strukturen werden begünstigt. Im Folgenden wird zunächst die Entwicklung zu unserem heutigen Netz erläutert und, ausgehend vom Status Quo, auf die Herausforderungen der Zukunft eingegangen.

II. ANFORDERUNGEN AN DEN GRUNDSÄTZLICHEN NETZAUFBAU

In den 1960’er Jahren wurde im Versorgungsgebiet der Stromnetz Hamburg, zu der Zeit noch HEW (Hamburger Elektrizitätswerke), eine zukünftige Gesamt-Netzlast von etwa 10.000 MVA zugrunde gelegt [1]. Die erwartete Netzhöchstlast führte zu einer vollständigen Neukonzipierung des gesamten Versorgungsnetzes. Die Übersichtlichkeit des Netzaufbaus ist eine wesentliche Voraussetzung für eine sichere Betriebsführung und eine schnelle Störungsbeseitigung. Sie hat damit nennenswerten Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Versorgung. Um einen möglichst wirtschaftlichen und übersichtlichen Netzaufbau zu erreichen, wurden für die Netzgestaltung folgende Grundsätze entwickelt, die auch heute noch Ihre Gültigkeit haben:

- Spannungsstufung 380 kV, 110 kV, 10 kV und 0,4 kV,
- Ausbau der Schaltanlagen und Leitungen nach dem Bausteinprinzip,
- Möglichst wenige, standardisierte Betriebsmittel- und Anlagentypen,

- Überwiegend strahlenförmiger Netzaufbau.

Der Lastzuwachs hat sich jedoch bis in die 1980'er Jahre hinein derart abgeschwächt, dass um die Jahrtausendwende herum zunächst nur noch eine Netzlast von höchstens 3.500 MVA erwartet wurde. Wie die Entwicklung nach dem Jahr 2000 weiterginge, ließ sich seinerzeit nur schwer abschätzen. Lastprognosen ergaben, dass für eine industriell hochentwickelte Volkswirtschaft mit einem Sättigungswert des Pro-Kopf-Bedarfs an elektrischer Leistung von 2,0 bis 2,5 kW gerechnet werden konnte. Dabei wurde vorausgesetzt, dass der Raumheizungsbedarf nicht elektrisch gedeckt wird. Mit dieser Annahme ergab sich für die gesamte Netzlast in Hamburg ein langfristiger Sättigungswert von etwa 4.000 MVA. Würde man jedoch unterstellen, dass etwa die Hälfte des Hamburger Raumheizungsbedarfs elektrisch gedeckt werden müsste, so käme man auf etwa 10.000 MVA als denkbare Obergrenze für die gesamte Netzlast. Die Schlussfolgerung in den 1980'er Jahren war demnach, dass ein Versorgungskonzept, das für eine Netzlast von 10.000 MVA ausgelegt ist, allen zukünftigen Entwicklungen genügen würde. Da es andererseits aber auch möglich sei, dass die Netzlast selbst in sehr ferner Zukunft nicht über 4.000 MVA ansteigen wird, muss das Versorgungskonzept auch bei geringeren Lasten wirtschaftliche Ausbaustände ermöglichen.

Diese Anforderung kann am besten mit einem Netzausbau nach dem Bausteinprinzip erfüllt werden. Dabei wird durch einfaches Hinzufügen von standardisierten Netzkomponenten eine bedarfsgerechte Anpassung des Netzausbaues an die tatsächliche Lastentwicklung erreicht. Dies ist besonders dann sehr vorteilhaft, wenn sich die Last in den einzelnen Teilflächen des Versorgungsgebietes sehr unterschiedlich entwickelt oder wenn die zukünftige Lastentwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Das Bausteinprinzip allein gibt noch keine Gewähr für einen wirtschaftlichen Netzaufbau. Von ebenso großer Bedeutung ist die richtige Dimensionierung der einzelnen „Bausteine“ wie z.B. die Wahl der Nennleistung der Transformatoren oder der thermischen Belastbarkeit der Freileitungen und Kabel. Hier kommt es darauf an, die einzelnen Betriebsmittel so zu bemessen, dass über ihre gesamte technische Lebensdauer eine angemessene Auslastung erzielt wird. Dabei spielt die Geschwindigkeit des Lastanstieges eine wesentliche Rolle. In Zeiten mit starkem Lastanstieg kann die Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel höher gewählt werden, ein Betriebsmittel wächst dann relativ schnell in eine angemessene Auslastung hinein. In Zeiten schwachen bzw. langsamen Lastanstiegs besteht bei zu hoher Auslegung das Risiko, dass die Betriebsmittel erst sehr spät eine wirtschaftliche Auslastung erreichen. Trotzdem können auch in diesem Fall umweltpolitische Gesichtspunkte, wie z.B. die möglichst intensive Nutzung von Trassen und Grundstücken, für eine höhere Dimensionierung sprechen.

III. BEMESSUNG DER RESERVE

Bis zum Beginn der 1980'er Jahre wurde als Störungsereignis nur der einfache Ausfall eines Betriebsmittels berücksichtigt, d.h. es wurde nach dem sogenannten (n-1)-Prinzip geplant. Doppel- und Mehrfachausfälle wurden wegen ihrer geringen Wahrscheinlichkeit nicht berücksichtigt. Eine Überprüfung dieses Grundsatzes ergab jedoch, dass künftig auch seltenere Störungsereignisse wie z.B. Doppel- oder Mehrfachfehler oder Ausfälle von Betriebsmitteln während planmäßiger

Wartungsarbeiten an den Parallel- oder Reservebetriebsmitteln in die Betrachtungen einbezogen werden sollten.

Dieses neue Prinzip für die Bemessung der Reserve im Stromversorgungsnetz der Stromnetz Hamburg ist in [2] näher beschrieben. Es geht davon aus, dass eine unterbrechungslose Versorgung der Kunden bei allen denkbaren Störungsereignissen praktisch nicht realisierbar ist. In begrenztem Ausmaß müssen deshalb Versorgungsunterbrechungen hingenommen werden. Dabei bilden die Häufigkeit und die Dauer von Unterbrechungen ein Maß für die Versorgungszuverlässigkeit für den einzelnen Kunden.

Sowohl die Häufigkeit als auch die Dauer von Versorgungsunterbrechungen lassen sich durch den Netzaufbau und die Betriebsweise sowie durch die Möglichkeiten zur Wiederherstellung der Versorgung (Automatiken, Fernsteuerung, Schaltung vor Ort) beeinflussen.

Die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ist durch die Ausfallrate der Betriebsmittel und die Art der Reservebereitstellung (dauernd eingeschaltete Reserve oder zuschaltbare Reserve) bestimmt. Die Ausfallrate wird sowohl von der Qualität der Betriebsmittel als auch von äußeren Einflüssen, wie vor allem der Beschädigung durch Bauarbeiten, beeinflusst.

Damit ein möglicher wirtschaftlicher Schaden aufgrund der nicht zeitgerecht gelieferten Energie möglichst klein gehalten wird, ergibt sich als erster Grundsatz für die Bemessung der Reserve im Netz

- **Je größer die unterbrochene Leistung ist, desto kürzer muss die Dauer der Unterbrechung sein.**

Ein weiterer Gesichtspunkt ist die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von bestimmten Störungsereignissen. Folge- und Mehrfachausfälle von Betriebsmitteln sind erfahrungsgemäß seltener als Einfachausfälle. Ebenso ist es wenig wahrscheinlich, dass von zwei sich gegenseitig Reserve haltenden Betriebsmitteln eines gerade während der planmäßigen Wartung des anderen ausfällt.

Dies führt dazu, dass man eine längere Unterbrechungsdauer hinnehmen kann, wenn der Eintritt eines bestimmten Störungsereignisses weniger wahrscheinlich ist. Dabei kann ein Störungsereignis sowohl der einfache Ausfall eines Betriebsmittels als auch ein Doppel- oder Mehrfachfehler sein oder das Zusammentreffen von wartungsbedingter Nichtverfügbarkeit und störungsbedingtem Ausfall. Hieraus ergibt sich für die Bemessung der Reserve im Netz als zweiter Grundsatz

- **Je unwahrscheinlicher eine Versorgungsunterbrechung ist, desto länger darf die Dauer der Unterbrechung sein.**

Selbstverständlich muss durch planerische und betriebliche Vorkehrungen dafür Sorge getragen werden, dass die Versorgung auch bei extrem unwahrscheinlichen Störungsereignissen längstens nach einer festgelegten maximalen Unterbrechungsdauer wiederhergestellt ist. Nur in ausgesprochenen Katastrophenfällen wird diese maximale Unterbrechungsdauer u.U. nicht eingehalten werden können.

IV. EREIGNISWAHRSCHEINLICHKEITEN

Der Mangel an ausreichend statistisch gesicherten Daten - insbesondere für sehr seltene Störungsereignisse - macht es praktisch unmöglich, genügend genaue Werte für die verschiedenen Ereigniswahrscheinlichkeiten anzugeben. Deshalb wurden in den 1980'er Jahren die Ereigniswahrscheinlichkeiten aufgrund des vorliegenden Datenmaterials nur grob abgeschätzt und bestimmten Wahrscheinlichkeitsklassen zugeordnet. Die Ereigniswahrscheinlichkeit gibt dann an, wie oft im Mittel pro Jahr mit einem bestimmten Störungsereignis zu rechnen ist.

Die Klassen für die Zuordnung der Ereigniswahrscheinlichkeiten werden in Zehnerpotenzen wie folgt gestuft:

TABELLE I: ZUORDNUNG VON EREIGNISWAHRSCHEINLICHKEITEN.

Klasse	Häufigkeit des Ereigniseintritts in a^{-1}
A	Ca. 10^{-1} entsprechend etwa einmal in 10 Jahren
B	Ca. 10^{-2} entsprechend etwa einmal in 100 Jahren
C	Ca. 10^{-3} entsprechend etwa einmal in 1000 Jahren
D	Ca. 10^{-4} entsprechend etwa einmal in 10000 Jahren

Die Zuordnung der verschiedenartigen Störungsereignisse zu den einzelnen Klassen muss von Fall zu Fall überlegt und entschieden werden. Basierend auf den hier aufgezeigten Grundsätzen kann ein quantitativer Zusammenhang zwischen der hinzunehmenden Unterbrechungsdauer, der unterbrochenen Leistung und der Ereigniswahrscheinlichkeit aufgezeigt werden.

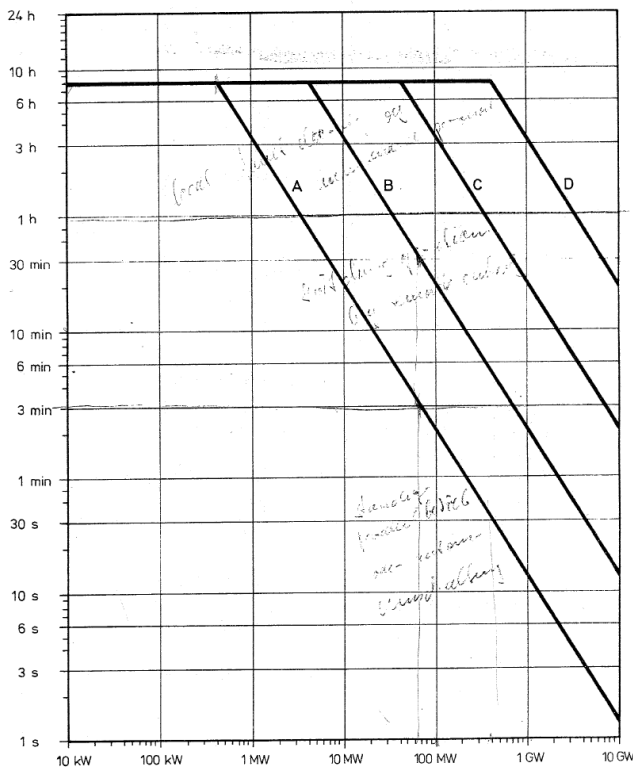


ABBILDUNG 1: ZUSAMMENHANG ZWISCHEN HINNEHMBARER UNTERBRECHUNGSDAUER UND LEISTUNG.

Der formelmäßige Zusammenhang zwischen maximaler Unterbrechungsdauer und unterbrochener Leistung wurde so gewählt, dass bei einer bestimmten Ereigniswahrscheinlichkeit das Produkt aus Unterbrechungsdauer und unterbrochener Leistung konstant ist. Dies bedeutet, dass bei Störungsereignissen gleicher Wahrscheinlichkeit die nicht zeitgerecht gelieferte elektrische Arbeit stets gleich groß ist. Die unterschiedlichen Ereigniswahrscheinlichkeiten wurden derart berücksichtigt, dass die im statistischen Mittel auf ein Jahr entfallende nicht gelieferte Arbeit für jede Ereigniswahrscheinlichkeit konstant bleibt. Damit ergeben sich in doppeltlogarithmischer Darstellung (ABBILDUNG 1) für den Zusammenhang zwischen der hinzunehmenden Unterbrechungsdauer (Ordinate) und der unterbrochenen Leistung (Abszisse) mit den Wahrscheinlichkeitsklassen als Parameter vier parallele Geraden gleicher Neigung und gleichen Abstands. Nach oben sind die Geraden durch eine Unterbrechungsdauer von 8 h begrenzt.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es für die dargestellten Zusammenhänge keine theoretische Begründung gibt. Die Kurven wurden aufgrund von Erfahrungswerten aufgestellt und sollen lediglich als Arbeitsgrundlage für die Bemessung der Reserve im Netz dienen.

V. FOLGERUNGEN FÜR DIE NETZGESTALTUNG

Bei grober Einteilung lassen sich folgende Zeitbereiche unterscheiden, die jeweils unterschiedliche Maßnahmen zur Wiederversorgung erfordern.

TABELLE II: ERFORDERLICHE MAßNAHMEN JE UNTERBRECHUNGSDAUER.

Hinnehbare Unterbrechungsdauer	Erforderliche Maßnahmen
Bis etwa 3 Minuten	Ständiger Parallelbetrieb oder, wenn technisch möglich, automatische Umschaltung
3-60 Minuten	Umschaltung über Fernsteuerung
Mehr als 60 Minuten	Umschaltung vor Ort bzw. Reparatur

Hieraus ergibt sich für Störungsereignisse der Wahrscheinlichkeitsklasse A:

- Höhere Leistungen von mehreren hundert MW (Transportnetz) erfordern den ständigen Parallelbetrieb, so dass eine Versorgungsunterbrechung gar nicht erst auftritt.
- Soweit kein Parallelbetrieb vorgesehen wird, ist bis herab zu etwa 70 MW eine automatische Umschalteneinrichtung erforderlich.
- Für eine unterbrochene Leistung in der Größenordnung zwischen etwa 70 MW und 3,5 MW ist für die Wiederversorgung eine Umschaltung mittels Fernsteuerung vorzusehen.
- Beträgt die unterbrochene Leistung weniger als etwa 3,5 MW, so reicht die zur Verfügung stehende Zeit aus, um die Wiederversorgung durch Umschaltungen vor Ort bzw. durch Reparatur zu ermöglichen.

Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass es bei einfachen Ausfällen im Transportnetz durch ständigen Parallelbetrieb in der Regel nicht zu einer Versorgungsunterbrechung kommt, während bei Ausfällen im

Verteilungsnetz je nach Höhe der unterbrochenen Leistung Unterbrechungen unterschiedlicher Dauer zugelassen werden. Zu den Störungsereignissen der Klassen B bis D gehören vor allem Ausfälle von Betriebsmitteln während der wartungsbedingten Nichtverfügbarkeit von Parallel- oder Reservebetriebsmitteln sowie Mehrfachfehler.

VI. GRUNDSÄTZLICHER NETZAUFBAU

Aus den hier gezeigten Überlegungen, die seit den 1960'er Jahren aufgestellt und stetig weiterentwickelt wurden, ergibt sich ein grundsätzlicher Netzaufbau im Versorgungsgebiet Hamburg. Das Netz ist durch die vier Spannungsebenen 380 kV, 110 kV, 10 kV und 0,4 kV bestimmt. An das 380-kV-Netz sind die Großkraftwerke als Erzeuger und die 380/110-kV-Hauptabspannwerke als Verbraucher angeschlossen. Das 110-kV-Netz dient teils als Transportnetz, teils als Verteilungsnetz sowie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen kleinerer Leistung. Von dort erfolgt die Einspeisung in die 10-kV-Verteilungsnetze und weiter in die 0,4-kV-Ebene. Die in der 380-kV-Ebene eingespeiste elektrische Energie wird in 380/110-kV-Hauptabspannwerken (HAW) abgespannt. Da der größte Teil der elektrischen Energie im inneren Teil des Versorgungsgebietes benötigt wird, wird sie über 110-kV-Freileitungen hoher Übertragungsfähigkeit von den HAW stadteinwärts zu näher an den Verbrauchsschwerpunkten gelegenen 110-kV-Schaltanlagen, den Hauptverteilungswerken (HVW), herangeführt. Von diesen Anlagen wird die Energie an die über das Stadtgebiet verteilten 110/10-kV-Umspannwerke (früher Verteilungsabspannwerke (VAW)) weitergeleitet. Die 110/10-kV-Umspannwerke werden vorwiegend über Stichtable an die 110-kV-Hauptverteilungswerke angeschlossen. Von den 10-kV-Sammelschienen der Verteilungsabspannwerke wird die Leistung über Kabel zu den 10/0,4-kV-Ortsnetzstationen (ONS) transportiert.

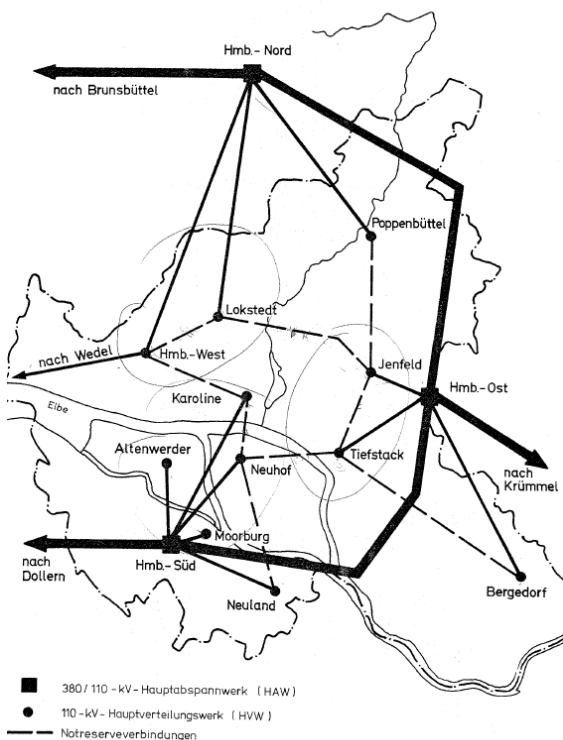


ABBILDUNG 2: 380/110-kV-NETZPLANUNG IM JAHRE 1981.

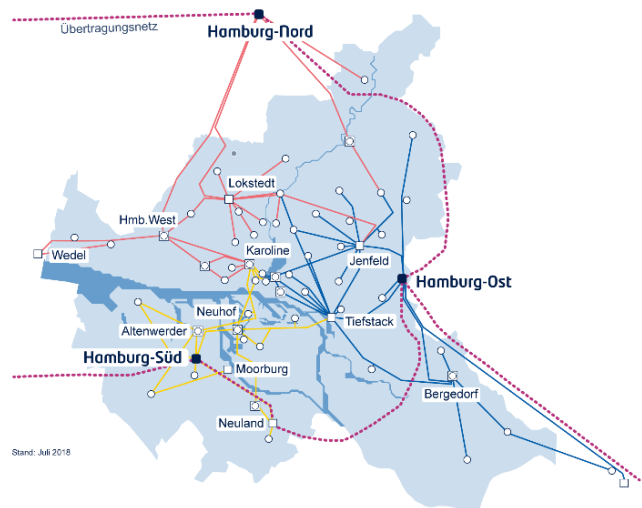


ABBILDUNG 3: 380/110-kV-NETZ HEUTE.

Die Abbildungen 2 und 3 stellen die 380- und 110-kV-Netze im Versorgungsgebiet Hamburg dar. ABBILDUNG 2 stammt aus den grundsätzlichen Überlegungen der 1980'er Jahre, ABBILDUNG 3 bildet die heutige Situation ab. Es zeigt sich, dass die grundsätzlichen Überlegungen der vergangenen Jahrzehnte nahezu vollständig umgesetzt wurden. In ABBILDUNG 3 sind zusätzlich die Anbindungen der 110/10-kV-Umspannwerke dargestellt, daher die höhere Zahl an dargestellten Betriebsmitteln.

VII. VERGLEICH DER HEUTIGEN SITUATION MIT DEN PLANERISCHEN ANNAHMEN SEIT DEN 1960'ER JAHREN

Zunächst lässt sich feststellen, dass das heutige Netz im Versorgungsgebiet Hamburg in weiten Teilen den planerischen Vorgaben der letzten Jahrzehnte entspricht (vergleiche ABBILDUNG 2 und ABBILDUNG 3). Allerdings haben Entwicklungen in allen Bereichen die Randbedingungen, die als Grundlage für die planerischen Überlegungen seit den 1960'er Jahren dienten, massiv verändert. Beispielhaft sollen hier einige relevante genannt werden:

- Liberalisierung des Energiemarktes, Trennung von Erzeugung, Transport, Vermarktung
- Gesellschaftsrechtliche Änderungen, Privatisierung des Netzes (Vattenfall), Rekommunalisierung (Stromnetz Hamburg)
- Geänderte Zuständigkeiten aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Veränderungen, Stromnetz Hamburg ist Verteilnetzbetreiber und damit für die Spannungsebenen 110-kV, 10-kV und 0,4-kV zuständig.
- Das 380-kV-Netz um Hamburg ist Teil des Übertragungsnetzes und wird von 50 Hertz Transmission betrieben
- Große Kraftwerke wie Moorbürg, Krümmel oder Brunsbüttel sind nicht mehr Teil des Verantwortungsbereiches und wurden entweder bereits vom Netz genommen oder werden in Kürze abgeschaltet (Moorbürg)
- Kleinere Erzeugungseinheiten im innerstädtischen Bereich (z.B. Kraftwerke Tiefstack und Wedel) sind ebenfalls nicht mehr Teil des

Verantwortungsbereiches und werden nun von der neuen Gesellschaft Wärme Hamburg betrieben

- Die Stadtentwicklung in Hamburg führt zum Wandel in den Quartieren, Hafen- und Industrieflächen werden zu hochwertigen Wohn- und Gewerbequartieren umgestaltet (Beispiele Hafencity, Grasbrook, Billebogen)
- Eine grundsätzliche Abkehr von fossiler und atomarer Stromerzeugung in Großkraftwerken, hin zu erneuerbarer dezentraler Erzeugung auch in kleinem und kleinstem Maßstab
- Ein verändertes Bewusstsein gegenüber elektrotechnischer Infrastruktur, kritische Haltung in der Gesellschaft z.B. gegenüber Freileitungen und anderen sichtbaren/hörbaren Betriebsmitteln
- Wandel in der technischen Gebäudeausstattung, die „Elektroheizung“ findet wieder stärkere Verbreitung, allerdings nicht als Nachtspeicher, sondern als Teil von Wärmepumpensystemen
- Wandel in der Mobilität, fossile Kraftstoffe werden zunehmend durch elektrische Antriebsformen substituiert

An diesen vielschichtigen Veränderungen muss nun gespiegelt werden, ob das Netz den planerischen Grundsätzen weiterhin gerecht wird und ob mit diesem Netz die Versorgungsaufgaben auch zukünftig sichergestellt werden können. Den Ausblick auf die langfristige Zielnetzplanung zeigt der Artikel „Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze“ in diesem Band. Bezogen auf die heute bereits bekannten Entwicklungen lässt sich sagen, dass das Bausteinprinzip insbesondere im Bereich der Schaltanlagen und Umspannwerke sehr gut geeignet ist. Das zeigt sich daran, dass gegenüber den bereits 1980 vorhandenen Schaltanlagen und Umspannwerken lediglich 3 Standorte bis 2020 neu erschlossen werden mussten. Zwei davon aufgrund städtebaulicher Entwicklungen, einer aufgrund der neuen Einspeisesituation aus Windkraftanlagen. Ansonsten wurden die vorhandenen Standorte gemäß dem Stand der Technik erneuert bzw. den veränderten Anforderungen angepasst (z.B. durch Hinzufügen weiterer Trafos, Rückbau nicht benötigter Sammelschienen usw.).

- Ebenfalls zeigt sich im Rückblick auf die markanten Versorgungsunterbrechungen der vergangenen Jahre eine hohe Resilienz des Netzes. Im Gedächtnis bleiben wenige Ereignisse, in allen anderen Fällen konnten Unterbrechungen konzeptgemäß beherrscht bzw. vermieden werden:
- 1997: Brandanschlag im HAW Hamburg Süd, große Teile des Südnetzes sind spannungslos
- 2004: Sprengung des ehem. Kraftwerks Moorburg, ein Metallgitter wird in die Schaltanlage Moorburg geschleudert, erneut ist das Südnetz großflächig betroffen
- 2006: Tornado im Hamburger Süden, dadurch wurden Blechteile eines Daches in eine Freileitung geschleudert, mehrere 100.000 Haushalte waren ohne Strom

- 2016: Hamburg Langenhorn: Baggerarbeiten führen zu einer Kabelbeschädigung an mehreren Anschlussleitungen zum UW Langenhorn, mehrere 10.000 Haushalte sind spannungslos

An diesen wenigen Ereignissen zeigt sich die grundsätzliche Richtigkeit mehrerer Annahmen:

- Derartige Ereignisse treten selten auf (einmal in 10 Jahren gemäß Kategorie A trifft näherungsweise zu)
- Die Ereignisse sind schwer vorhersehbar bzw. unterliegen zumeist äußeren Einflüssen (Ausnahme Sprengung Moorburg, hier war das Metallgitter unzureichend gesichert)

Ein weiteres positives Beispiel für die gute Eignung des Bausteinprinzips zeigt sich beim Thema Elektromobilität und dem darauf gründenden Lastzuwachs im Netz. Die Metastudie Elektromobilität [3] beschreibt den Zuwachs an Last je UW-Gebiet ausgehend von der Elektrifizierung des ÖPNV sowie Teilen des privaten und gewerblichen Verkehrs im Jahre 2030 (siehe ABBILDUNG 4).

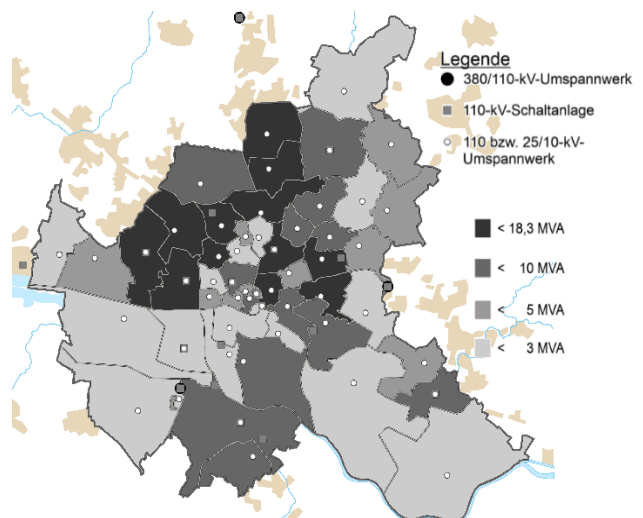


ABBILDUNG 4: ZUSÄTZLICHE LASTEN JE UW-GEBIET – 2030 [3].

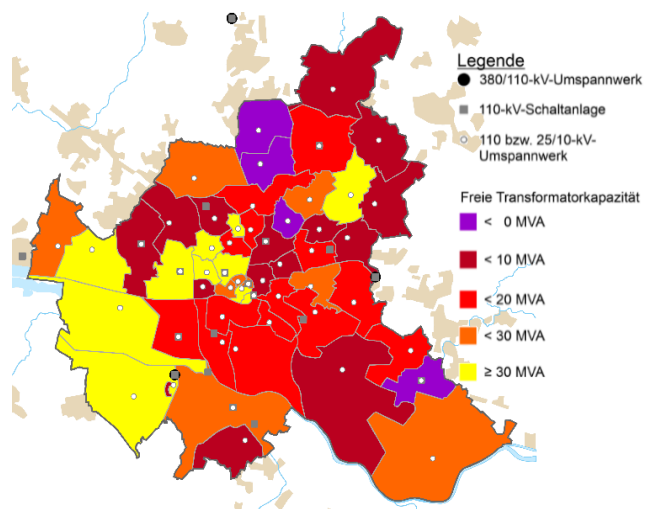


ABBILDUNG 5: UW-RESERVEN JE UW-GEBIET – 2030 [3].

Im Vergleich zu den heute freien Kapazitäten der jeweiligen Transformatoren sowie unter Berücksichtigung der

grundsätzlichen Lastprognosen zeigen sich in 4 Umspannwerken negative Bilanzen in 2030 (ABBILDUNG 5). In diesen 4 Umspannwerken ist eine Erhöhung der Transformatorkapazitäten bis 2030 erforderlich. Die entsprechenden Maßnahmen sind bereits in die Mittelfristplanung aufgenommen worden, die Transformatoren werden gemäß dem modularen Ansatz durch leistungsstärkere getauscht.

Etwas differenzierter zeigt sich das Bild bei Kabeln und Leitungen, also den Betriebsmitteln zwischen den Schaltanlagen, Umspannwerken und Netzstationen. Zwar treffen die planerischen Ansätze für diese Betriebsmittel ebenso zu, allerdings kann das „Bausteinprinzip“ nur sehr eingeschränkt umgesetzt werden. Ein Tausch von Kabeln oder Leitungen durch leistungsstärkere Typen ist möglich, aber bautechnisch sehr aufwändig. Auch ist es seitens behördlicher Genehmigungen ein sehr aufwändiges Verfahren. Gleiches gilt für den Bau zusätzlicher Trassen, selbst wenn diese in bereits genutzten Korridoren geplant werden. Die Akzeptanz gegenüber Freileitungen ist heute kaum mehr gegeben, daher werden neue Leitungstrassen ausschließlich als Kabel errichtet. Auch werden zukünftig Freileitungstrassen verkabelt, deren Erneuerung in gleicher Technologie nicht mehr gewollt ist.

Hier muss zukünftig ein größerer Fokus daraufgelegt werden, die vorhandene Infrastruktur bestmöglich auszunutzen. Eine relativ einfache Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen, wie zuvor für die sog. Punktobjekte (Schaltanlagen, Umspannwerke, Netzstationen) gezeigt, kann für die Linienobjekte (Kabel, Leitungen) nicht vorausgesetzt werden. Stromnetz Hamburg versucht diesem Umstand mit verschiedenen Optionen zu begegnen. Einerseits finden diese Randbedingungen Eingang in die Zielnetzplanung (siehe

Artikel „Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze“ in diesem Band). Andererseits werden unterschiedliche Konzepte zur gezielten Steuerung von flexiblen Verbrauchern erprobt und teilweise auch schon umgesetzt [4]. Als dritter Baustein wird eine stärkere Kopplung mit anderen Energieträgern konzeptionell geprüft um weitere Resilienzen aber auch wirtschaftlich optimalen Ausbau mehrerer Netze zu betrachten (siehe Artikel „Integrierte Netzplanung der Hamburger Energienetze“).

Abschließend kann festgehalten werden, dass das Verteilnetz der Stromnetz Hamburg aufgrund solider Planungsleistungen in der Vergangenheit und dem Bewusstsein der zukünftigen Herausforderungen bei den heutigen Planern sehr gut auf die weiteren Entwicklungen vorbereitet ist. Es existieren strategische Optionen für den Ersatz bzw. die Erneuerung von Betriebsmitteln ebenso wie Optionen für eine optimierte Nutzung der vorhandenen Infrastruktur.

LITERATUR

- [1] Hamburger Elektrizitätswerke, Arbeitskreis G56A, Bericht U156. HEW, 27. Juli 1981
- [2] Hamburger Elektrizitätswerke, Aktenvermerk Nr. 2829, Grundsätze für die Bemessung der Reserve im elektrischen Versorgungsnetz der HEW, 6. August 1980
- [3] M. Dietmannsberger, M. F. Meyer, M. Schumann, D. Schulz; Metastudie Elektromobilität Hamburg, Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg, Detlef Schulz (Hrsg.), 9. Dezember 2016
- [4] D. Schulz (Hrsg.); Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz, Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft, Band 1, 2019

Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze

Thomas Gündel*

Fachbereichsleiter Netzentwicklung
Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Deutschland

*E-Mail: thomas.guendel@stromnetz-hamburg.de

Thorsten Niepel**

Ing. Netzentwicklung Stromnetz
Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Deutschland

**E-Mail: thorsten.niepel@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Stromnetz Hamburg als Betreiber des zweitgrößten städtischen Stromnetzes in Deutschland hat es sich zum Ziel gesetzt, auf die Herausforderungen der Energiewende mit flexiblen und intelligenten Netzen zu reagieren, um die sichere Versorgung aller Hamburger Kunden auch zukünftig sicherstellen zu können. Im Fachbereich Netzentwicklung werden dazu Netzstrukturen entwickelt, die sich nach Bedarf den jeweiligen Anforderungen anpassen lassen. Dies bedeutet auch eine Abkehr von althergebrachten Methoden wie der starken Vermaschung bei geringer Übertragungsfähigkeit und einer exakt an jeden prognostizierten Lastfluss angepassten Leitungsdimensionierung. Stattdessen sollen klarere Strukturen sowie standardisierte Materialien und Betriebsmittel zur Anwendung kommen. Eine notwendige Grundlage für die Erstellung derartiger Netze ist die klare Vorstellung darüber, welchen Anforderungen diese genügen müssen. Anforderungen wie eine hohe Versorgungssicherheit, niedrige Wartungskosten, einfacher Netzbetrieb, angemessene Investitionskosten, Machbarkeit und Robustheit gegenüber Veränderungen müssen in entsprechend prüfbarer Parameter übersetzt werden, um einen gesamtheitlich optimierten Zielzustand erreichen zu können. Stromnetz Hamburg ist dies gelungen, und ein Zielnetz für die Hochspannungsebene liegt vor.

Stichworte – Zielnetze, Netzplanung, Netzstrukturen, Energiewende

NOMENKLATUR

BNetzA	Bundesnetzagentur
UW	Umspannwerk: HS-/MS- Transformator mit angebundener MS- Schaltanlage
SA	Schaltanlage: HS-Schaltanlage (Knoten im 110-kV-Transportnetz)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Das Netz von Stromnetz Hamburg wurde vor allem in den 1960er und 1970er Jahren errichtet. Damals wurde für das Jahr 2000 eine Last von fast 10.000 MVA prognostiziert. Die hierfür benötigten Konzepte lagen zum damaligen Zeitpunkt vor, auch eine Regionalisierung der prognostizierten Last auf die Stadtteile war vorhanden. Eine Umsetzung der Konzepte war daher ab diesem Zeitpunkt möglich und wurde begonnen. Besonders der Bau der 380/110-kV-Umspannwerke in Hamburg Nord, Ost und Süd zeigen den Glauben an die prognostizierten Lasten – bis dahin wurde das Hamburger Netz nur

aus dem 110-kV-Netz gespeist. Mit der Ölkrise Anfang der 1970er Jahre zeigte sich aber auch, dass die starke Steigerung der Last sich nicht mehr fortsetzen würde – allerdings waren zu diesem Zeitpunkt bereits zahlreiche Betriebsmittel gemäß dem neuen Netzkonzept in allen Spannungsebenen errichtet worden. Ein Rückbau der nun nicht mehr konzeptgemäßen Betriebsmittel wäre zum damaligen Zeitpunkt jedoch unwirtschaftlich gewesen – denn diese Betriebsmittel waren zu diesem Zeitpunkt noch sehr neu.

Der Zeitpunkt einer wirtschaftlich fundierten Umstellung bestehender Netzstrukturen auf neue Anforderungen ist mit dem Ende der Abschreibungsdauer grundsätzlich erreicht. Es ist daher sinnvoll, sich spätestens zu diesem Zeitpunkt über eine Anpassung von Netzstrukturen Gedanken zu machen.

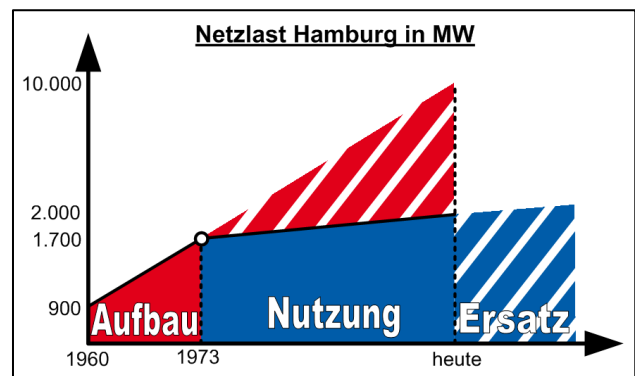


ABBILDUNG 1: NETZAUSBAU IN ABHÄNGIGKEIT VON NETZLAST UND ALTER.

Bei der Erstellung neuer Netzstrukturen müssen neben den technischen Fragestellungen auch die jeweils aktuellen energie- und umweltpolitischen Ziele sowie ökologische Fragestellungen Berücksichtigung finden. Hierbei ist vor allem die Rolle von Stromnetz Hamburg als Partner der Energiewende und Unterstützer bei umweltpolitischen Zielen zu nennen.

Die bei Stromnetz Hamburg durchgeführten Untersuchungen sollen im Folgenden dargestellt werden.

II. BESCHREIBUNG DES AKTUELLEN HOCHSPANNUNGSNETZES

A. Beschreibung der Altersstruktur des Netzes

Das Durchschnittsalter der Hochspannungskabelanlagen beträgt mittlerweile ca. 40 Jahre. Gerade auch aufgrund der vorhandenen Kabeltechnologien soll ein Fokus auf den Ersatz

beziehungsweise die Außerbetriebnahme von Öl- und Gaskabeln gelegt werden. Altersbedingt soll daher der Ersatz forciert werden – denn diese Kabelanlagen sind perspektivisch auch vom Ende des Herstellersupports betroffen.

Die Freileitungen im Hamburger Stadtgebiet sind mit einem Durchschnittsalter von 54 Jahren nochmals älter als die eingesetzten Kabelanlagen.

Für den langfristig notwendigen Betriebsmittlersatz soll daher eine von Stromnetz Hamburg definierte technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer nicht mehr überschritten werden. Hierfür müssen langfristig dauerhaft ca. 20 km Kabel und Leitungen pro Jahr ersetzt werden.

B. Mengengerüst

Das Hamburger Hochspannungsnetz umfasst 360 km Kabelnetz, davon sind 54 km VPE Kabel, 243 km Ölkabel und 63 km Gasdruckkabel. Die Gesamtlänge des Hochspannungsfreileitungsnetzes beträgt 690 km.

C. Struktureller Aufbau des Netzes

Das Hochspannungsnetz von Stromnetz Hamburg basiert auf drei Funktionen. Stromnetz Hamburg unterscheidet in eine Transportfunktion, die hauptsächlich von den Einspeisepunkten zu den innerstädtischen Lastschwerpunkten führt. Das Netz der Transportfunktion ist größtenteils in Freileitungsbauweise aufgebaut.

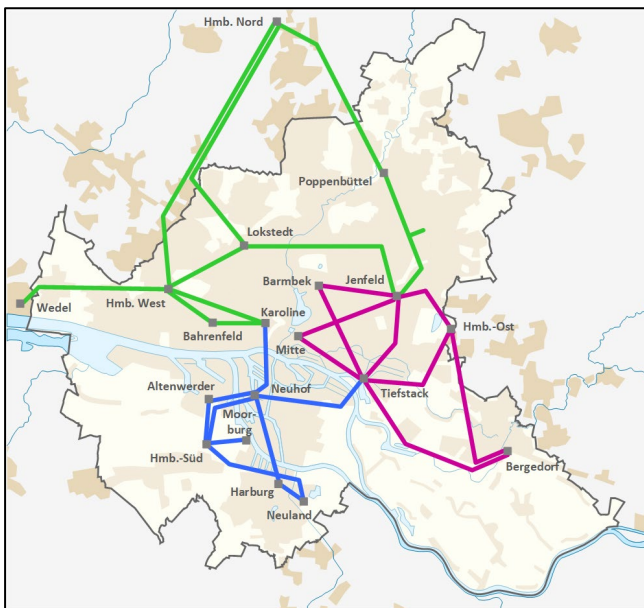


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES HEUTIGEN HOCHSPANNUNGSNETZES.

Das Netz zwischen den Lastschwerpunkten nennt Stromnetz Hamburg Verteilungsnetz. Von den Lastschwerpunkten gehen in aller Regel die Umspannwerkseinspeisungen ab. Beide letztgenannten Funktionen werden sowohl durch Kabel als auch Freileitungen realisiert.

Aufgrund der derzeit eingesetzten Betriebsmittel kann das Netz vermascht betrieben werden – dennoch muss es aufgrund der in das Netz speisenden Kurzschlussleistung aus Kraftwerken und dem vorgelagerten Übertragungsnetz in drei Teilnetzen betrieben werden.

D. Beispielhafte Herausforderungen im aktuellen Netz

Für die aktuellen Lasten und Anforderungen, die Stromnetz Hamburg an das Hochspannungsnetz stellt, eignet sich das aktuelle Netz sehr gut. Viele betriebliche Schaltungen sind möglich, was beispielsweise Lastverlagerungen für Baumaßnahmen ermöglicht. Das Netz beherrscht derzeit noch praktisch alle definierten Fehlerfälle und ermöglicht zusätzlich in einigen darüber hinausgehenden Fehlerszenarien Teilversorgungen. Die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel für die Fähigkeit, Ausfälle zu beherrschen, sind jedoch erreicht. Durch die Vermaschung des Netzes existieren entsprechende Abhängigkeiten, sodass Lasterhöhungen Wirkungen auf viele, auch geographisch entfernte, Verbindungen zeigen.

Bei steigenden Lasten bedeutet dies daher auch, dass einzelne in den Planungsgrundsätzen (siehe Kapitel IV.H) als „zu beherrschende Fehlersituationen“ definierte Netzsituationen durch dann entstehende Betriebsmittelüberlastungen nicht mehr beherrscht werden können. Hierdurch kommt es beim Anschluss neuer Lasten immer mehr auf den jeweiligen Schaltzustand im Netz an. So verliert die Netzführung die Freiheiten im Netz und muss das Netz nach der aktuellen Lastsituation führen – mit der Konsequenz, dann nicht mehr alle Fehlerfälle wie vorgesehen zu beherrschen. Für die Netzführung bedeutet dies, dass sie je nach Lastverteilung und Lasthöhe mit unterschiedlichen Schaltzuständen auf gleichartige Fehler reagieren muss. Dies erscheint nicht zielführend und soll im Zielnetz vermieden werden.

Es zeigte sich, dass die bisherige Netzkonstellation mit den bisherigen Betriebsmitteln die Anforderungen zum Anschluss neuer Lasten nicht mehr beherrscht. Bei gleichzeitiger Notwendigkeit des Betriebsmittlersatzes bedeutet dies, dass das bestehende Netz 1:1 ersetzt werden müsste.

Auf Grund von beschränkten Ressourcen erschien dieser Ansatz nicht zielführend, sodass die Struktur des Netzes überdacht werden musste, um in den nächsten Jahren die Anzahl der notwendigen Baumaßnahmen bestmöglich zu reduzieren und trotzdem alle an das Netz gestellten Anforderungen beherrschen zu können.

III. GENERELLE ANFORDERUNGEN

A. Politischer Rahmen

Der Verteilungsnetzbetreiber hat mit der Freien und Hansestadt Hamburg den „Vertrag über die Benutzung öffentlicher Wege für Anlagen zur Stromverteilung (Wegenutzungsvertrag)“ [1] sowie die „Kooperationsvereinbarung zum zukunftsorientierten Stromnetzbetrieb“ [2] für das Gebiet der Stadt Hamburg geschlossen, der am 01.01.2015 in Kraft getreten ist und am 31.12.2034 endet. Auf Basis dieses Vertrages darf Stromnetz Hamburg Anlagen im Stadtgebiet errichten und betreiben.

B. Städtebauliche Aspekte

Hamburg ist eine wachsende Stadt. Dies hat bereits 2001 mit der Erstellung des Leitbildes „Metropole Hamburg – Wachsende Stadt“ Einzug in ein Stadtentwicklungskonzept gefunden [3]. Im Kern soll dabei trotz Bevölkerungszunahme und der Schaffung neuer Arbeitsplätze die Stadt Hamburg eine lebenswerte, konkurrenzfähige und zukunftsfähige Stadt bleiben. Basierend auf diesen Wünschen hat Stromnetz Hamburg bereits Freileitungen im Stadtgebiet demontiert und wird dies auch in Zukunft versuchen. Im Bereich der Gebäude versucht Stromnetz Hamburg ebenfalls, ökonomische und ökolo-

gische Ansprüche zu vereinen, beispielsweise beim Energieverbrauch und beim Eingriff in den städtischen Raum. So sollen sich Gebäude in die Umgebung einfügen, möglichst viele Grünflächen sollen geschützt und Baumschnitt weitestgehend vermieden werden. Neben Gebäuden und Freileitungen versucht Stromnetz Hamburg auch bei der Kabellegung, möglichst mit weiteren Infrastrukturunternehmen der Stadt zu kooperieren, um auch hier den Eingriff in die Umwelt möglichst klein zu halten – so sollen zum Beispiel möglichst wenige Baustellen den Verkehr negativ beeinflussen und auch knapper Parkraum soll möglichst selten für Baumaßnahmen gesperrt bleiben.

C. Regulatorischer Rahmen

Stromnetz Hamburg wird als Verteilungsnetzbetreiber von der BNetzA reguliert. Dies geschieht, da Stromnetze ein natürliches Monopol sind – der Bau eines Netzes ist aufwändig und teuer, und damit ist eine Verlegung konkurrierender Netze nicht wahrscheinlich und wirtschaftlich auch nicht sinnvoll. Die BNetzA legt jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode fest, welche Erlöse dem Netzbetreiber Jahr für Jahr während der Regulierungsperiode zur Verfügung stehen sollen. Dafür werden zunächst die betriebsnotwendigen Kosten des Netzbetreibers geprüft. Diese Kosten gehen in einen Effizienzvergleich ein und sind der Ausgangspunkt für die Bestimmung der angemessenen Erlöse. Mit den genehmigten Erlösen kann das Unternehmen seine Aufgaben als Netzbetreiber erfüllen. Zusätzlich wird die Erlösobergrenze jedes Verteilungsnetzbetreibers jährlich um einen von der Regulierungsbehörde festgelegten Prozentsatz (sektoraler Produktivitätsfaktor) abgesenkt. Dem entgegen wirken von der BNetzA anerkannte Erweiterungsinvestitionen (Erweiterungsfaktor) sowie die Berücksichtigung der Inflation. Weiterhin überwacht die BNetzA den diskriminierungsfreien Zugang zu den Stromversorgungsnetzen.

Zur Sicherstellung von nötigen Netzinvestitionen sind in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bestimmte Regelungen und Mechanismen, zum Beispiel Investitionsmaßnahmen, Kapitalkostenaufschläge sowie eine angemessene Eigenkapitalverzinsung vorgesehen.

D. Unternehmerischer Rahmen

Stromnetz Hamburg hat sich selbst für seine Arbeit Ziele gesetzt. Diese müssen ebenfalls durch die Netzplanung unterstützt werden. Das erste Ziel stammt dabei aus der Vorgabe des Energiewirtschaftsgesetzes [4] und bezieht sich auf die Versorgung der Allgemeinheit. Gleichzeitig ist es das Ziel von Stromnetz Hamburg, die Wirtschaftlichkeit zu wahren und eine angemessene Eigenkapitalrendite zu erwirtschaften – bezogen auf gesetzliche und regulatorische Randbedingungen. Nicht zuletzt sollen die netzplanerischen Untersuchungen auch die Umsetzbarkeit der Energiewende sicherstellen, wenn nicht gar beschleunigen.

E. Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz der Ergebnisse der Netzplanung sind ein wichtiger Baustein für die Umsetzbarkeit der Planungen in die Realität. Stromnetz Hamburg geht davon aus, dass Akzeptanz vorliegen kann, wenn die angeschlossenen gewerblichen und industriellen Netznutzer auf eine weiterhin hohe Netzzuverlässigkeit, eine hohe Produktqualität und eine hohe Versorgungssicherheit setzen können. Gleichzeitig soll die Netzleistungsfähigkeit so groß sein, dass sich Netznutzer dadurch nicht eingeschränkt fühlen. Für die Hamburger Bürgerinnen und Bürger werden die Faktoren für eine

höhere Akzeptanz vielmehr in einer geringen Beeinträchtigung des täglichen Lebens erwartet, beispielsweise durch weniger Baustellen, Leitungstrassen und Eingriffe in die Natur.

F. Kosten

Der bevorstehende altersbedingte Ersatz vieler bereits bestehenden Kabel und Freileitungen wird einen großen Finanzbedarf aufweisen. Eine der Aufgaben war es daher, die Netzplanung darauf auszurichten, für jedes Kabel/jede Freileitung einen unbedingten Bedarfsnachweis zu liefern. Dazu muss geprüft werden, ob es Möglichkeiten gibt, durch eine Anpassung der Netzstrukturen Optimierungen im Netz zu finden, die den benötigten Leitungsumfang reduzieren können.

G. Ressourcen

Neben den entstehenden Finanzbedarfen bedeutet der Ersatz und Neubau von Kabeln und Leitungen im Stadtgebiet ebenfalls eine große Herausforderung, aufgrund beschränkter Ressourcen sowohl bei Dienstleistern als auch bei eigenem Personal. Auch aus diesem Grund bedarf es einer Prüfung, welche Betriebsmittel unbedingt notwendig sind, um genannte Ressourcen zu schonen.

H. Planungsgrundsätze

Die Planungsgrundsätze von Stromnetz Hamburg verschriftlichen die Anforderungen, die bei der Planung der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze zu berücksichtigen sind. Diese Planungsgrundsätze sind zwischen den verschiedenen Bereichen des Unternehmens abgestimmt und daher ein wichtiges Instrument zur Umsetzung von Maßnahmen, da hierdurch Einzelfallentscheidungen vermieden werden können. Die Planungsgrundsätze werden jährlich überarbeitet und um neue Erkenntnisse ergänzt beziehungsweise um überholte Festlegungen bereinigt.

IV. FESTLEGUNG VON PARAMETERN

Aus den generellen Anforderungen werden Optimierungsziele und prüfbare Parameter für die entsprechende Zielnetzplanung abgeleitet.

A. Optimierungsziele

1) Ausfallsicherheit

In Verteilungsnetzen ist die gewünschte Ausfallsicherheit immer auch von den Auswirkungen eines Schadensereignisses abhängig. Um diese diskriminierungsfrei für alle angeschlossenen Netzkunden gewährleisten zu können, setzt Stromnetz Hamburg über das qualitative (n-1)-Kriterium hinaus noch das Kriterium der nicht zeitgerecht gelieferten Arbeit ein [5]. Durch dessen Anwendung ist es möglich, zulässige Wiederversorgungszeiten in Abhängigkeit der Ausfallhäufigkeiten und der ausfallenden Leistung zu bestimmen – was dann aufgrund der sich daraus ergebenden Zeit zu einer vorzusehenden Netzredundanz führt. Hierbei ist in der Netzplanung darauf zu achten, dass aufgrund der Wirtschaftlichkeit die Redundanz aus der gleichen Spannungsebene erfolgt.

Im Ergebnis muss daher das Transportnetz einen beliebigen Fehler während einer Wartung beherrschen, gleiches gilt auch im Verteilungsnetz. Für Umspannwerksanschlüsse ist eine Redundanz insofern notwendig, dass das Umspannwerk nach einem ersten Fehler nicht ausfällt.

2) Last- und Einspeiseszenarien

Die zukünftig zu versorgende Last ist eine Eingangsgröße, deren Herleitung eine der großen Herausforderungen auf dem

Weg zu einer Zielnetzplanung darstellt. Bei Stromnetz Hamburg gibt es einen eigenen Bereich, welcher für diese Aufgabe verantwortlich ist.

Grundsätzlich können im einfachsten Fall Daten aus der Vergangenheit mit den entsprechenden Steigerungs- oder Stagnationsraten in die Zukunft fortgeschrieben werden. Aufgrund der durch die Energiewende erwarteten starken Veränderung des Nutzerverhaltens geht dieser Ansatz jedoch mit großen Unsicherheiten einher. Da sich die einzelnen Lasten und Einspeisungen unterschiedlich stark entwickeln und dabei auch abhängig von vielen Randbedingungen sind, wird hier auf die Entwicklung und Prüfung unterschiedlicher Szenarien gesetzt. Stromnetz Hamburg hat sich bei der Erstellung seiner Prognose am Prozess der ÜNB orientiert. So gibt es auch für Hamburg drei Szenarien zur Lastentwicklung. Für diese umfassenderen, aber auch komplexeren Ansätze soll hier auf die von der Bundesnetzagentur akzeptierte Methode verwiesen werden [6].

3) Leitungslänge

Die Länge neu zu legender oder zu erneuernder Leitungen ist grundsätzlich ein Faktor bei der Bewertung einer Netzstruktur, da die Leitungslänge einen Einfluss auf die begrenzten Ressourcen „Kosten“ und „Umsetzungskapazität“ hat. Als alleiniger Bewertungsmaßstab ist die Leitungslänge jedoch nicht geeignet, da man theoretisch redundante Leitungen in der gleichen Trasse führen könnte. Die Forderungen allgemein basieren allerdings auf der Basis der zeitgerecht gelieferten Arbeit [5]. Führt daher eine Ursache zur Abschaltung sich gegenseitig Redundanz stellender Systeme, so ist eine derartige Legung aber nicht zulässig – hierfür ist eine Georedundanz notwendig, die dann zur Legung in verschiedenen Trassen führt. Da die Materialkosten einer Hochspannungsleitung im Vergleich zu den Tiefbaukosten in städtischen Gebieten einen Bruchteil der Gesamtkosten ausmachen, ist es daher sinnvoller, eine Optimierung auf die Trassenlänge durchzuführen.

B. Abgeleitete Optimierungsziele

1) Trassenlänge

Die Trassenlänge ist ein Optimierungsparameter, der eine erkennbare Abhängigkeit zur Leitungslänge aufweist, jedoch zusätzlich unter Berücksichtigung der Ausfallsicherheit betrachtet wird.

2) Betriebliche Freiheitsgrade

Der Netzbetrieb muss auch zukünftig möglich sein, er soll durch Topologie-Änderungen nicht zusätzlich erschwert werden. Eine Abbildung dieser Anforderung ist eine besondere Herausforderung, da Aspekte aus den täglichen Herausforderungen des Netzbetriebs stark abstrahiert werden müssen, um sie in einer entsprechenden Planung berücksichtigen zu können.

3) Gesicherte Versorgungsleistung

Die gesicherte Versorgungsleistung eines Knotens ist ein Parameter, der sich aus der Anzahl und Leistungsfähigkeit der zur Verfügung stehenden redundanten Betriebsmittel ableitet. Aus der Summe der Leistungsfähigkeit der den jeweiligen Knoten versorgenden Leitungen, abzüglich der Anzahl der im jeweiligen Fehlerszenario ausfallenden Versorgungsleistung, ergibt sich die gesicherte Versorgungsleistung des Knotens.

V. ZIELNETZPLANUNG

A. Randbedingungen (Voruntersuchungen)

1) Prüfung der Anzahl notwendiger

Umspannungsgebiete

Es wurde geprüft, ob die heute existierende Anzahl an Umspannwerken noch ausreichend ist oder zu hoch sein könnte. Diese Frage wirkt sich auch auf die von einem UW versorgten Gebiete aus. Aus den erfolgten Untersuchungen wurde abgeleitet, dass eine Zusammenlegung nur in zwei Fällen sinnvoll sein könnte, in den anderen Fällen wäre ein großer Mehrbedarf auf der MS-Ebene entstanden. Ein erhöhter Bedarf an UW entsteht auch zukünftig nicht, da die aktuellen Standorte bei erhöhtem Leistungsbedarf entsprechend erweitert werden können.

2) Prüfung der Anbindung von Umspannwerken

Die bisherige Strategie zum Anschluss der Umspannwerke an verschiedenen Schaltanlagen unter Inkaufnahme erhöhter Verbindungslängen wurde in einer Studie überprüft und wird nicht weiter umgesetzt. Umspannwerke werden zukünftig bei Erneuerungsbedarf der Anschlussleitungen in der Regel an die nächstgelegene Schaltanlage angeschlossen.

3) Untersuchung zu einzusetzenden Kabeltypen

Im Zuge der Standardisierung von einzusetzenden Übertragungsmedien hat Stromnetz Hamburg untersucht, welche Übertragungsfähigkeiten die aktuell im Netz eingesetzten Betriebsmittel aufweisen. Aus der Vielzahl der dabei vorgefundenen Betriebsmittel wurde dann im nächsten Schritt eine Anforderung hinsichtlich der Funktion (Transport- und Verteilungsaufgabe sowie Anbindung der Umspannwerke) vorgenommen. Diesen drei Kategorien ist dann eine Übertragungsfähigkeit zugeordnet worden.

Der Ersatz verschiedener alter Kabeltechnologien mit geringen Übertragungsfähigkeiten durch aktuelle Standardkabeltypen höherer Querschnitte ermöglicht neue Freiheiten in der Netzgestaltung. Es kann beispielsweise auf einige Verbindungen zwischen den Lastschwerpunkten verzichtet werden, da diese durch die erhöhte Transportkapazität substituiert werden können.

4) Prüfung der Anzahl von notwendigen Schaltanlagen

Die Anzahl der im 110-kV-Netz vorhandenen Knoten wurde ebenfalls überprüft. Hier ergeben sich ebenfalls keine Änderungen in der notwendigen Anzahl. Es gibt jedoch den Bedarf, HS-Schaltanlagen im Hinblick auf die Anzahl der Sammelschienen und Schaltfelder in Abhängigkeit der erwarteten Last- und Einspeiseentwicklungen anzupassen.

5) Untersuchung der Auswirkungen der Elektromobilität auf das Hochspannungsnetz

In Kooperation mit der Helmut-Schmidt-Universität ist eine umfangreiche Analyse der Auswirkungen des Hochlaufens der Elektromobilität auf das Hochspannungsnetz und die hierdurch versorgten UW-Gebiete durchgeführt worden. Hier wurde insbesondere ein großes Augenmerk auf die Untersuchung eines Übergangs des öffentlichen Personennahverkehrs auf eine vollständige Elektrifizierung bis zum Jahr 2030 gelegt.

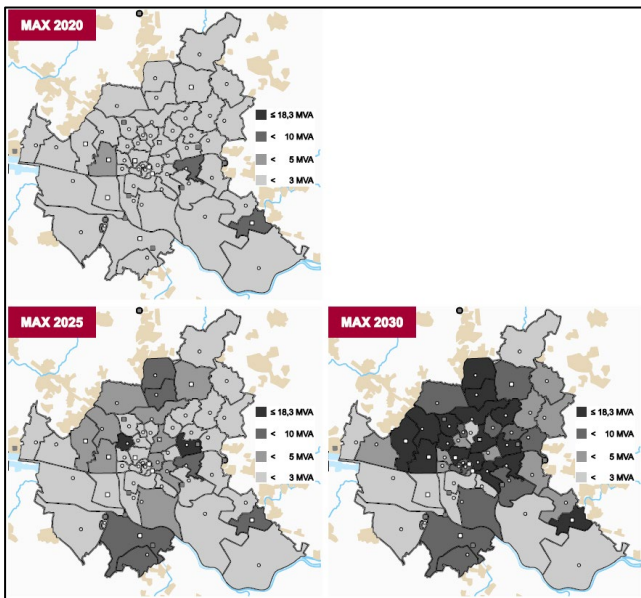


ABBILDUNG 3: ZEITLICHE ENTWICKLUNG DER LASTEN IM SZENARIO MAX [7].

B. Szenarien

Die Entwicklung eines passenden Szenarienraumes ist für einen Verteilungsnetzbetreiber sehr komplex. Dieser Raum sollte die Möglichkeiten hinsichtlich der Entwicklung von Last- und Einspeisung einerseits möglichst breit abbilden, jedoch auch nicht auf zu extreme und damit eher unwahrscheinliche Entwicklungen fokussiert sein. Je niedriger die betrachtete Spannungsebene, desto schwieriger ist insbesondere die Prognose des entsprechenden Ortes bestimmter Last- oder Einspeisungsentwicklungen – dies gilt insbesondere für die Mittel- und Niederspannungsebene. In der Hochspannungsebene aggregieren sich diese Entwicklungen wieder auf eine überschaubare Anzahl von Umspannwerken beziehungsweise Schaltanlagen. Werden jedoch Top-down-Ansätze für die Prognosen gewählt, ergibt sich auch hier ein Verteilungsproblem. Für eine wachsende Großstadt mit einem erwarteten Lastanstieg um mehrere hundert Megawatt ergäben sich je nach Verteilung der Last große Unterschiede in den Strukturen des Netzes und dem Ausbaugrad der Schaltanlagen. Stromnetz Hamburg setzt daher auf interne Bottom-up-Prognosen, die in regelmäßigen Abständen aktualisiert werden.

Um auch eine gegenüber stochastisch verteilten Veränderungen – wie beispielsweise der Verteilung von Busbetriebshöfen oder PtX-Anlagen – hinreichende Widerstandsfähigkeit aufzuweisen, wird in der Prüfung der Szenarien auch die gesicherte Versorgungsleistung einbezogen und nur bei ausreichendem Abstand zur prognostizierten Last akzeptiert.

C. Varianten

Für die Erzeugung von Varianten zur Prüfung können verschiedene Verfahren angewendet werden. Hier sind auch die bereits benannten Randbedingungen wie beispielsweise die Akzeptanz von Freileitungen zu berücksichtigen. Eine Variante könnte zum Beispiel ein Netz sein, in dem Freileitungen über bebautem Gebiet weitestgehend vermieden werden müssen. Diese Leitungen könnten einerseits durch Kabel ersetzt werden, alternativ könnte eine topologische Änderung an anderer Stelle diese Notwendigkeit auflösen. Es sind auch rechnergestützte Verfahren denkbar, um andere Varianten für etwaige Netzstrukturen zu generieren, hier liegt jedoch eine

Herausforderung in der Abbildung von Randbedingungen und einer entsprechenden Bewertung.

Grundsätzlich ist es möglich, einen iterativen Entwicklungsansatz ausgehend von den bestehenden Netzstrukturen zu wählen. Andere Ansätze setzen zusätzlich auf die Entwicklung eines idealen Netzes, um hier entsprechende Abhängigkeiten und stabile Lösungen erkennen zu können.

In Hochspannungsnetzen in der Größe des Hamburger Netzes ist es noch möglich, die entsprechenden Auswirkungen von Netzänderungen teilautomatisiert zu prüfen und zu bewerten. Wird die Anzahl oder Größe der Netze umfangreicher, wie beispielsweise in der Mittelspannungs- oder gar Niederspannungsebene, muss hier noch stärker auf eine Unterstützung von Optimierungsalgorithmen gesetzt werden.

VI. ZIELNETZ

Im Ergebnis ist ein Zielnetz entstanden, welches deutliche strukturelle Unterschiede zum heutigen Netzzustand aufweist, dabei jedoch der zukünftigen Versorgungsaufgabe deutlich besser gewachsen ist.

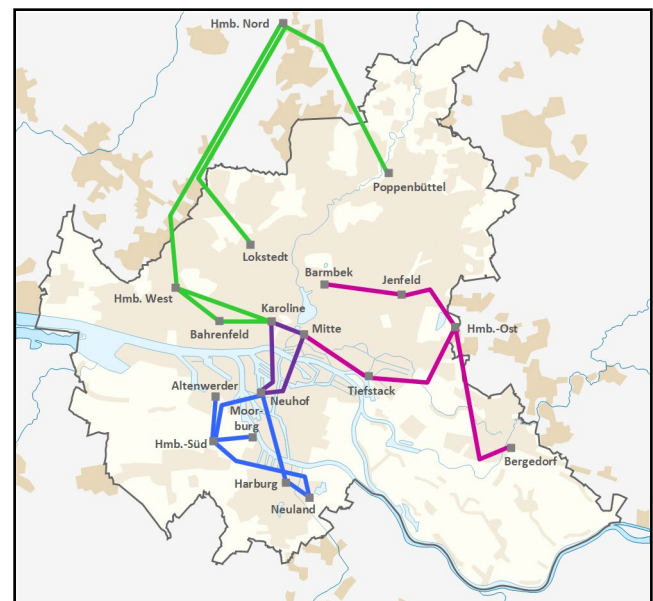


ABBILDUNG 4: VEREINFACHTE SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES HS-ZIELNETZES.

VII. NETZAUSBAUPLANUNG

Die Netzausbauplanung beinhaltet die Beschreibung des Weges von einer bestehenden Netzstruktur zu einer Zielnetzstruktur. Hierbei werden die gemäß Zielnetzkonzept erforderlichen Maßnahmen zur Umstrukturierung mit dem Erneuerungsbedarf des Netzes zusammengebracht und in eine sinnvolle Reihenfolge gebracht. Hierbei ist insbesondere auf den Einfluss von Maßnahmen auf die Ausfallsicherheit des Netzes, Abhängigkeiten von Maßnahmen untereinander und natürlich die Machbarkeit in Bezug auf Budget und sonstige Ressourcen zu achten.

Ein Rückbau von grundsätzlich betriebsnotwendigen Betriebsmitteln ist beispielsweise erst dann möglich, wenn hierfür ein entsprechender – konzeptgemäß auch an alternativer Stelle möglicher – Ersatz geschaffen worden ist. Die Netzausbauplanung ist ein Rahmen für einen Zeitraum von 10 Jahren,

der aufgrund vielfältiger Einflüsse einer beständigen Anpassung unterliegt. Je näher der Realisierungszeitraum der geplanten Maßnahmen rückt, desto detaillierter werden die Maßnahmen beschrieben und entsprechend konkrete Projekte zur Umsetzung beauftragt.

VIII. FAZIT UND AUSBLICK

Stromnetz Hamburg hat in den zurückliegenden Jahren ein Hochspannungszielnetz erstellt. Hiermit wurde der nötige Aufwand gegenüber einer 1:1-Erneuerung durch verringerte Leitungs- und Trassenlängen mit 15 Prozent beziehungsweise 5 Prozent deutlich verringert.

Basierend auf den Planungsgrundsätzen wurde ein Netz definiert, welches genau die bereits beschriebenen Anforderungen erfüllt. Zusätzlich sollte an allen Stellen im Verteilungsnetz mit Hilfe gleichartiger Strukturen und Betriebsmittel ein vergleichbar zuverlässiges Netz geschaffen werden. Redundanzen und Möglichkeiten von Teilversorgungen wurden dabei auf das in den Planungsgrundsätzen definierte Maß reduziert. Die Behandlung und Beherrschbarkeit einer Nichtverfügbarkeit ist daher zukünftig nicht mehr von der Lage der Nichtverfügbarkeit im Netz abhängig. Auf diese Weise ist ein Baukasten an Anschlussformen entstanden, der dann auf das gesamte Verteilungsnetz angewendet werden kann.

Mit dem Ausrollen auf das gesamte Netz haben noch Zuordnungen von Umspannwerken zu entsprechenden Teilnetzen stattgefunden, so konnte die benötigte Netzlänge weiter reduziert werden. Gleichzeitig ist die Leistungsfähigkeit des Netzes aufgrund des Einsatzes von Betriebsmitteln höherer Leistungsfähigkeit gestiegen.

Aus Sicht der Netzplanung ist es gelungen, ein Zielnetz mit angemessen hoher Reserve gegen Nichtverfügbarkeiten auszurüsten. Die Auflagen des Konzessionsgebers, Flächen sparsam zu nutzen, können durch das Zielnetz gut erfüllt werden, auch wenn einzelne Leitungen dafür zukünftig in Straßen verlegt werden müssen. Durch den modularen Aufbau des Netzes kann dieses auch gut den städtebaulichen Entwicklungen oder einer über die Prognose ansteigenden Last folgen, indem durch das Verlegen paralleler Leitungssysteme bedarfsgerecht mehr Leistung zur Verfügung gestellt werden kann. Bei einem Minderbedarf müssen eventuell auch nicht alle geplanten Leitungen gebaut werden. Regulatorisch werden alle beschriebenen Baumaßnahmen abgedeckt, durch weniger, dafür aber leistungsfähigere Leitungen wird die Effizienz erhöht. Diese Effekte wirken gleichartig auch auf den unternehmerischen Rahmen und die gesellschaftliche Akzeptanz. Besonders wichtig für Stromnetz Hamburg ist aber die Perspektive, bei weiterhin knappen Ressourcen, sowohl finanziell als auch personell (sowohl bei Eigen- als auch Fremdpersonal), diese Ressourcen bestmöglich zielgerichtet einzusetzen – was erneut die Effizienz steigern soll.

Es wird daher für den Fachbereich Netzentwicklung weiterhin das Ziel sein, die zugrundeliegenden Gedanken hinter der Netzplanung und dem Zielnetz offen zu kommunizieren und im Unternehmen hierfür ein gemeinsames Verständnis zu schaffen. Die Darstellung des Weges vom heutigen Netz zum Zielnetz ist dabei ein weiterer wichtiger Baustein. Gleichzeitig gilt es regelmäßig zu prüfen, ob die Anforderungen von Stromnetz Hamburg in den Planungsgrundsätzen ausreichend präzise beschrieben und zusätzlich marktüblich sind. Für eine weitere Priorisierung von Maßnahmen soll ermittelt werden, wo die Abweichungen zwischen Bestand und Zielnetz am

größten sind, damit, sofern technisch möglich, schnellstmöglich potenzielle Unternehmensrisiken weiter reduziert werden können. Die Restrukturierung und Erneuerung des gesamten Hochspannungsnetzes ist eine riesige Herausforderung, der wir uns gemeinsam mit den Kolleginnen und Kollegen von Stromnetz Hamburg annehmen und auf den richtigen Weg bringen werden. Durch städtische Kooperationen sollen weitere Möglichkeiten gesucht werden, um die Stadt Hamburg auf dem Weg zur Klimaneutralität zu unterstützen.

LITERATUR

- [1] Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, „Wegennutzungsvertrag Strom (notariell beurkundete Fassung)“, 17.11.2014. [Online]. Available: http://daten.transparenz.hamburg.de/Dataport.HmbTG.ZS.Webservervice.GetRessource100/GetRessource100.svc/a13aaee3-8b4d-4602-b5b9-a03878b88100/Akte_BR60.18-291.pdf. [Zugriff am 19 11 2020].
- [2] Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, „Kooperationsvereinbarung FHH und Stromnetz Hamburg zum zukunftsorientierten Stromnetzbetrieb“, 17.11.2014. [Online]. Available: http://daten.transparenz.hamburg.de/Dataport.HmbTG.ZS.Webservervice.GetRessource100/GetRessource100.svc/919bd94e-b60d-4aa3-9997-a267c98066fb/Akte_UI822.00-01.pdf. [Zugriff am 19 11 2020].
- [3] Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, „Räumliches Leitbild, Entwurf“, 2001. [Online]. Available: <https://www.hamburg.de/contentblob/155068/65b62ad9195e940e29ed0453626acd90/data/raeumliches-leitbild.pdf>. [Zugriff am 16 11 2020].
- [4] Energiewirtschaftsgesetz (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung), Artikel 1 des Gesetzes vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, ber. S. 3621), in Kraft getreten am 13.07.2005, zuletzt geändert durch Gesetz vom 08.08.2020 (BGBl. I S. 1818) m.W.v. 14.08.2020.
- [5] L. Fickert, „Zollenkopf vs. (n-1)-Prinzip vs. Kosten — ein Lösungsvorschlag für die optimierte Gestaltung von Netzen“, [Online]. Available: <https://link.springer.com/article/10.1007/BF03055484>. [Zugriff am 02 11 2020].
- [6] R. Esland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa und M. Wietschel, „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2016.
- [7] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg“, Helmut-Schmidt Universität, Hamburg, 2016.

Assetmanagement in elektrischen Netzen – nachhaltig in Balance

Florian Günzler*

Assetsteuerung & Methoden
Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Germany

*florian.guenzler@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Nachhaltige Bewirtschaftung ist in der Daseinsvorsorge – wie durch elektrische Netze – von jeher ein wichtiges Thema. Seit einigen Jahrzehnten hat sich dafür Assetmanagement als Begriff immer stärker etabliert. Das notwendige Vorgehen und die zugrundeliegenden Methoden werden beschrieben und der Beitrag stellt dar, wie diese für eine langfristige gute Verfügbarkeit des elektrischen Netzes bei Stromnetz Hamburg sorgen. Neben der Überprüfung der Umsetzung des Assetmanagements nach international anerkannten Normen setzt Stromnetz Hamburg dabei zukünftig auch auf Software. Somit wird das Projektportfolio zur Erneuerung und Erweiterung des Netzes objektiviert für den langfristigen Einsatz optimiert.

Stichworte – Assetmanagement, Infrastruktur, ISO 55000, Portfoliooptimierung, Software

NOMENKLATUR

AM	Assetmanagement
PDCA	Plan-Do-Check-Act
SAMP	Strategischer <u>A</u> sset <u>m</u> anagement <u>P</u> lan

I. EINLEITUNG

Assetmanagement (AM) ist der moderne Begriff für Tätigkeiten, die der Branche der Daseinsvorsorge seit jeher bekannt sind. Das Handeln dieser Branche zielte immer auf die verlässliche Versorgung der Bevölkerung mit lebenswichtiger Infrastruktur ab – sei es nun Zu- oder Abwasser-, Gas-, Stromnetze oder auch Straßen und Wege. All dies soll der Bevölkerung jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Nichtverfügbarkeit – auch durch Arbeiten zum Erhalt – sind auf ein Minimum zu reduzieren. Somit stand und steht eine langfristige, vorausschauende und somit nachhaltige Bewirtschaftung an oberster Stelle. Um dies zu erreichen, bedarf es eines strukturierten, aber auch komplexen Abwägungsmechanismus, der Assetmanagement genannt wird.

II. WERTSCHÖPFUNG DURCH ASSETMANAGEMENT

Asset ist Englisch und bedeutet Wert. Assets sind also das, was für ein Unternehmen oder eine Organisation einen Wert darstellt oder auch nur darstellen könnte. Dabei versteht man mittlerweile nicht nur physische Dinge als Assets, sondern auch nicht physische, wie zum Beispiel Verträge und Dokumente. Selbst Informationen können ein Asset sein. Wichtig ist, dass ein Asset einen Wert oder möglichen Wert darstellt (vgl. DIN ISO 55000 Kap. 2.3 [1]). So ist für einen großen amerikanischen Limonadenhersteller das Rezept der

Limonade ein wesentliches Asset. Für Internetkonzerne ist dies häufig deren Kundendatenbank mit verschiedensten Metadaten.

In elektrischen Netzen sind die Betriebsmittel, das heißt die Kabel, Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen, die wesentlichen Assets. Ebenso sind hier auch Verträge, Daten und Informationen über die Betriebsmittel, ja sogar Wissen und Fähigkeit der Mitarbeiter als Assets anzusehen. All diese liefern unterschiedliche Wertbeiträge zur Erreichung der verschiedenen Ziele, die mit dem Betrieb der elektrischen Netze verbunden sind. Das Assetmanagement stellt nun ein strukturiertes Vorgehen dar, verschiedene Ziele und unterschiedliche Wertbeiträge zusammenzuführen und ausgewogen in Einklang zu bringen.

III. ASSETMANAGEMENT MIT SYSTEM

A. Umfeld und Anforderungen

Der Ausgangspunkt für das Assetmanagement sind dabei die Anforderungen an die Organisation, hier ist das der Betreiber des elektrischen Netzes. Diese Anforderungen werden durch interessierte Parteien – Stakeholder – an die Organisation herangetragen. Die interessierten Parteien haben in irgendeiner Form ein Interesse oder eine Erwartung an der Tätigkeit des Netzbetreibers und stellen daher Anforderungen an diesen. Es kann externe wie interne interessierte Parteien geben. Kunden, öffentliche Hand und der Regulator sind Beispiele für externe interessierte Parteien, während intern Mitarbeiter, Management und Eigentümer Anforderungen haben. Die Anforderungen sind sehr unterschiedlich, ja teilweise sogar gegensätzlich. Aber auch die interessierten Parteien haben eine unterschiedliche Relevanz für den Netzbetreiber.

Die Stakeholderanalyse dient dazu, die verschiedenen Anforderungen zu erfassen und bezüglich ihrer Relevanz zu bewerten, um sie gegeneinander abzuwägen. Als Ergebnis lassen sich aus der Stakeholderanalyse der Geschäftswerterahmen und die Geschäftsziele ableiten. Dabei legt der Geschäftswerterahmen die wichtigen Themenfelder für das Unternehmen fest, wie beispielsweise Finanzen, Produktqualität, Reputation, aber auch Umwelt- und Sozialaspekte. Innerhalb dieser Themen sind die Geschäftsziele durch konkrete messbare Kenngrößen bestimmt, wie zum Beispiel ein gewisser Umsatz, Gewinn oder auch CO₂-Fußabdruck.

B. Die Strategie und Planung

Das Assetmanagement liefert mit den Assets des Unternehmens innerhalb des Geschäftswertrahmens einen Wertbeitrag zu den Geschäftszielen. Wie die Assets und das Assetmanagement zur Erreichung der Geschäftsziele beitragen sollen, ist im strategischen Assetmanagement Plan (SAMP) beschrieben. Dieser legt sowohl für die Assets als auch das Assetmanagement als Ganzes messbare Größen fest und definiert für diese die AM-Ziele. Für das elektrische Netz können die anteiligen Beiträge zu Versorgungsunterbrechungen nach geplanten und ungeplanten Unterbrechungen für die verschiedenen Betriebsmittel, Spannungsebenen, etc. oder aber auch die Nutzungsdauer beziehungsweise das Durchschnittsalter von Betriebsmitteln sein. Daraus ergibt sich dann zum Beispiel die durchschnittliche Ersatzquote für diese Betriebsmittel in der Zukunft.

Die Erreichung der AM-Ziele ist in AM-Plänen hinterlegt. Für jede Kategorie von Assets wird eine langfristige Strategie festgelegt, wie die AM-Ziele erreicht werden können, und ein kurzfristiger Plan mit konkreten Maßnahmen aufgestellt, um diese Strategie umzusetzen. Sowohl die Strategie als auch die Planung berücksichtigen die langfristigen Auswirkungen durch die Assets auf die wirtschaftliche Situation, die Umwelt und die Gesellschaft. Die sogenannte Life-Cycle-Betrachtung versucht, die gesamten Auswirkungen der Asset über ihren Lebenszyklus – life cycle – in Betracht zu ziehen und alle damit verbundenen Kosten, Umweltbeeinträchtigungen und Sicherheitsaspekte während des Baus, Betriebs und des Rückbaus zu berücksichtigen. Somit ist ein nachhaltiger Betrieb der Assets möglich.

C. Umsetzung der Pläne

In elektrischen Netzen ist bei Lebensdauern von circa 20 bis durchaus 100 Jahren eine so langfristige Planung mit vielen Unwägbarkeiten oder auch Risiken verbunden. Diese Risiken ergeben sich dabei durch sich ändernde Rahmenbedingungen und Anforderungen interessierter Parteien, aber auch durch Abweichungen von der erwarteten Leistungsfähigkeit der Assets. So fallen ältere Betriebsmittel häufiger aus, liefern also nicht mehr die ursprüngliche Leistungsfähigkeit. Es kann auch Designfehler geben, sodass die Betriebsmittel nicht die erwartete Leistung erfüllen.

Um damit umzugehen, werden Strategie und Planung regelmäßig überprüft und an die sich ändernden Anforderungen und Leistungsfähigkeit der Assets angepasst. Dies ist auch aus anderen Managementsystemen bekannt und wird als PDCA-Zyklus bezeichnet. PDCA steht dabei für Plan-Do-Check-Act, also auf Deutsch Planen-Umsetzen-Überprüfen-Handeln.

Dabei sind die aufgewendeten Ressourcen – also Finanzmittel, Personal- und Dienstleistungskapazitäten – zwischen Risiko und Leistungsfähigkeit der Assets abzugleichen. So kann ein altes Betriebsmittel, das droht überlastet zu sein, mit geringerer Maximalkapazität weiterbetrieben werden (Leistungsreduzierung), ersetzt werden (Ressourceneinsatz) oder dem höheren Ausfallrisiko unterworfen werden (Risikoerhöhung). Im Assetmanagement sind diese drei Größen immer wieder gegeneinander abzuwägen und langfristig im Lot zu halten.

Um dies zu tun, sind insbesondere die Messung und Überprüfung des Zustands der Assets und damit deren

Leistungsfähigkeit notwendig. Die Leistungsmessung und Zustandserfassung des Assetsystems ist eine wesentliche Voraussetzung des zuvor beschriebenen Leistungs-Risiko-Ressourcen-Abwägungsprozesses. Außerdem stellen diese den Check-Teil des PDCA-Zyklus dar und somit einen wichtigen Teil des Assetmanagements.

D. Systemüberblick

Zusammenfassend ist festzuhalten, das Assetmanagement hat vier wesentliche Bausteine:

- Durchgängigkeit der Anforderungen (line of sight)
- Lebenszyklusbetrachtung
- PDCA mit Erfassung und Messung sowie
- Abwägung zwischen Leistung-Risiko-Ressourcen

Diese greifen ineinander, und insbesondere die Lebenszyklusbetrachtung ermöglicht die Wertschöpfung durch Assets – also die Leistung – langfristig und somit nachhaltig ins Verhältnis zu den eingesetzten Ressourcen für Bau, Instandhaltung und Rückbau zu setzen. Vor diesem Hintergrund drängt sich die Frage auf, ob es nachhaltig und im Sinne des dargestellten Assetmanagement sein kann, große Anlagen mit Lebensdauern von mehreren Jahrzehnten bereits wenige Jahre nach deren Fertigstellung außer Betrieb zu setzen, um anderswo andere Anlagen nach neueren Anforderungen zu errichten oder sogar ganz alte Anlagen weiterzubetreiben. Denn jede dieser Ressourcennutzung ist immer mit einer Entnahme von unseren endlichen natürlichen Ressourcen verbunden.

IV. ASSETMANAGEMENT BEI STROMNETZ HAMBURG

Eingriffe in die Umwelt sind beim Assetmanagement und insbesondere in der Daseinsvorsorge nicht nur auf die einschlägigen Ökosysteme bezogen. Hier muss gerade in Großstädten wie Hamburg auch das Miteinander anderer Infrastrukturbetreiber und vor allem der Öffentlichkeit als wichtigstem Stakeholder berücksichtigt werden.

A. An Standards orientiertes Assetmanagement

Stromnetz Hamburg plant daher Maßnahmen und Projekte zum Bau, Ersatz und zur Instandhaltung seiner Anlagen des elektrischen Netzes schon lange über einen Zeitraum von zehn Jahren in die Zukunft. So lassen sich notwendige Eingriffe in die Umwelt langfristig planen und mit anderen Betreibern koordinieren, um Synergien zu heben und die Belastung für die Öffentlichkeit zu minimieren. Das schont die Umwelt.

Allerdings ist diese Planung bei der großen Menge an Anlagen und dem damit verbundenen Erhaltungsbedarf ein sehr komplexes Unterfangen. Es können leicht Abhängigkeiten zwischen Projekten, aber auch der Bedarf an Projekten übersehen oder falsch eingeschätzt werden. Auch ändert sich das Ergebnis der Abwägung zwischen Risiko, Leistung und den einzusetzenden Ressourcen durch neue oder geänderte Anforderungen über einen solchen Zeitraum immer wieder. Um hier alles im Blick behalten zu können und das Netz nachhaltig zu betreiben, hat Stromnetz Hamburg seine Prozesse und Abläufe zum Assetmanagement gemäß den Anforderungen international anerkannter Normen des Assetmanagement wie PAS 55-1 [2] oder ISO 55001 [3] aufgesetzt. Das damit verbundene Managementsystem wurde dann bereits 2013 entsprechend zertifiziert, womit Stromnetz Hamburg einer der ersten Netzbetreiber in Deutschland war, der solch eine Zertifizierung erhielt.

B. Software zur Optimierung

Aufgrund der hohen Komplexität, Änderungen von Anforderungen, Abhängigkeiten und Randbedingungen immer wieder durchgängig zu berücksichtigen, steht nun der nächste Schritt bei Stromnetz Hamburg an. Die Prozesse des Assetmanagements sollen durch eine Software unterstützt werden, die insbesondere die Abwägung von Risiko, Leistung und Ressourcen nachhaltig und objektiv gewährleistet und für sich ändernden Vorgaben die Planung zeitnah anpassen kann.

Diese Assetmanagement-Software [4] fokussiert auf den für Nachhaltigkeit wesentlichen Teil, das strategische Assetmanagement. Es wird das langfristige Projektportfolio zur Erneuerung und Erweiterung des Netzes unter den gegebenen Randbedingungen optimiert. Dazu sind drei wesentliche Schritte vorgesehen.

1. Risiken im Sinne von Abweichungen von Erwartungen erfassen und bewerten
2. mögliche Projekte als Lösungen erfassen und das Kosten-Nutzen-Verhältnis berechnen
3. Projektportfolio nach Kosten-Nutzen unter vorgegebenen Randbedingungen optimieren lassen

Durch Vorgabe unterschiedlicher Randbedingungen lassen sich dann Projektportfolios für verschiedene Szenarien vergleichen und das zielführendste als strategische Planung übernehmen. Randbedingungen können dabei sowohl Abhängigkeiten zu anderen internen wie externen Projekten sein, als auch unterschiedliche Begrenzungen von einzusetzenden Ressourcen in Form von Budget, Personal, Material und Dienstleistungen.

C. Die Vorteile

Mit Hilfe der Software kann schnell auf neue Anforderungen reagiert werden und deren längerfristige Auswirkung untersucht werden. Damit sind bessere und

nachhaltige Entscheidungen für den Betrieb des elektrischen Netzes möglich, sodass dessen langlebige Anlagen nicht nach kurzer Nutzung wieder außer Betrieb gesetzt werden. Ebenso ist eine nachhaltige Planung der eingesetzten Ressourcen möglich, sodass langfristige und nachhaltige Lieferantenbeziehung und Personalstrategien etabliert werden können. Die erhöhte Planungssicherheit führt auch zu einer verbesserten Abstimmung und Koordinierung mit anderen Infrastrukturbetreibern und reduziert somit die Belastung der Umwelt durch geringere Beeinträchtigungen, Emissionen und Ressourceneinsatz.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Bei Stromnetz Hamburg spielt Assetmanagement eine wesentliche Rolle für die langfristige und nachhaltige Planung des Betriebs seines elektrischen Netzes. Nach der methodischen Umsetzung wurde ein Abgleich mit international anerkannten Normen zur Überprüfung und zur Verbesserung genutzt. In Zukunft wird Software den Entscheidungsprozess ganzheitlich und objektiv unterstützen. Dies könnte auch Vorbild für andere Betreiber von Infrastruktur im Hamburger Verbund werden.

LITERATUR

- [1] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Asset Management – Übersicht, Leitlinien und Begriffe (ISO 55000:2014), Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2017.
- [2] Institute of Asset Management (IAM), PAS 55-1:2008 Asset Management, British Standards Institution (BSI), 2008.
- [3] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Asset-Management – Managementsysteme – Anforderungen (ISO 55001:2014), Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2017.
- [4] F. Günzler, K. Hackemack und M. Gernandt, „Integrierte Assetmanagementsoftware - risikobasierte Optimierung des Projektportfolio,“ in *ETG-CIRED Workshop 2018 (D-A-CH)*, Berlin, 2018.

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.

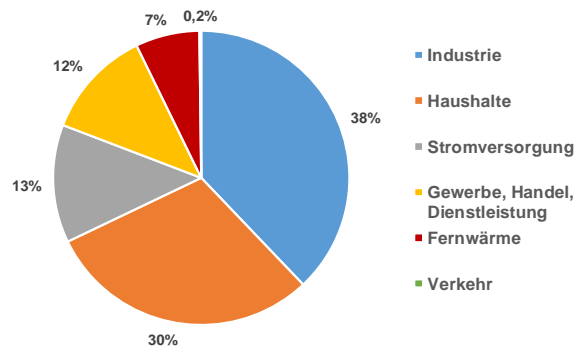


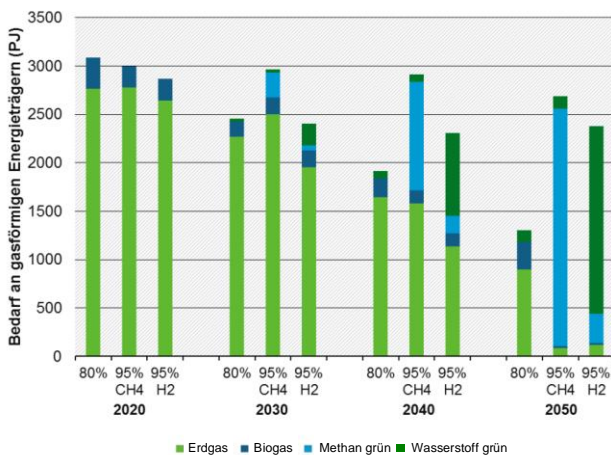
ABBILDUNG 1: ANTEILE DES GESAMTEN ERDGASABSATZES NACH VERBRAUCHERGRUPPEN IN DEUTSCHLAND IN 2019 [7].

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.

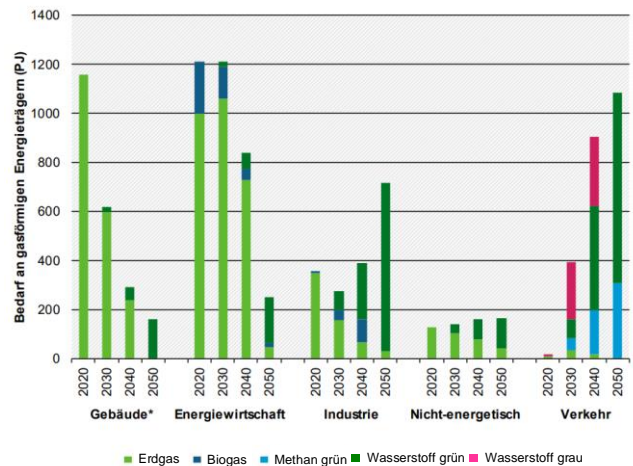


ABILDUNG 2: PROGNOSE DES GASBEDARFS IN DEUTSCHLAND NACH SZENARIEN (%-THG-REDUZIERUNG, GASMIX) [2].

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.

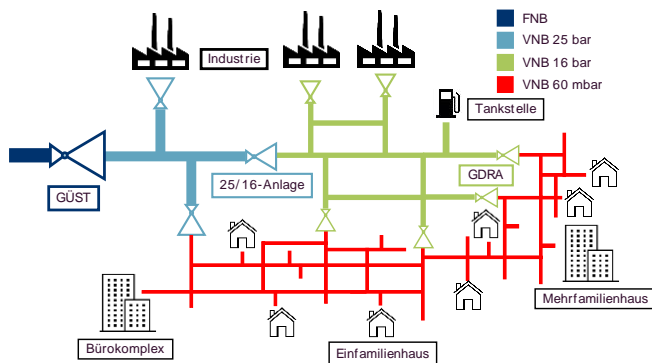


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER STRUKTUR EINES TYPISCHEN STÄDTISCHEN GASVERTEILNETZES.

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.

Fernwärme in Hamburg und Deutschland: Netzstruktur, Entwicklungsgeschichte und die regenerative Zukunft

Lars-Hendrik Michael*, Baysa Lkhamsuren, Robert Hankers, Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*michaell@hsu-hh.de

Kurzfassung – Mehr als die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen auf die Sektoren Wärme und Kälte. Für die Erreichung der Klimaziele spielt deshalb die Wärmeversorgung eine herausragende Rolle. Eine ebenso sichere wie effiziente Maßnahme zur Energieeinsparung in der Wärmeversorgung stellt die sogenannte Fernwärme dar. In diesem Beitrag werden eine historische Einordnung der bisherigen Entwicklungen des Fernwärmesektors vorgenommen sowie die wesentlichen technologischen Grundlagen der zugrunde liegenden Prozesse erläutert. Eine besondere Stellung nimmt hierbei die Kraft-Wärme-Kopplung ein, welche die Energieeffizienz beim Brennstoffeinsatz in Kraftwerken entscheidend verbessern kann. Um den weiteren Ausbau der Fernwärme und von Kraft-Wärme-Kopplung voranzutreiben, wurden unterschiedliche Förderprogramme entwickelt, deren wesentliche Grundzüge erläutert werden.

Stichworte – Fernwärme, Kraft-Wärme-Kopplung, Fernwärme 4.0, Energiewende im Wärmesektor

NOMENKLATUR

BHKW	Blockheizkraftwerk
EEG	Energieerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
GuD	Gas und Dampf
HKW	Heizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
TWh	Terawattstunden

I. EINLEITUNG

Auf die Versorgung mit Wärme und Kälte entfällt in Deutschland derzeit insgesamt über 50 % des gesamten Endenergieverbrauchs, was die hohe Bedeutung des gesamten Sektors zum Gelingen der Energiewende verdeutlicht [1]. Die Fernwärme kann hierbei einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten, basiert bislang aber größtenteils auf fossilen Energieträgern. In Ihrer 140-jährigen Geschichte hat die Fernwärme in Hinblick auf Wärmemedium, Temperatur, Erzeugungs- und Transportsystem sowie die Planung und Implementierung eine mehrstufige Entwicklung vollzogen. In der etablierten Ausführung bieten Fernwärmenetze eine sichere und effiziente Wärmeversorgung für die

angeschlossenen Verbraucher. Wesentlicher Aspekt ist nach wie vor die Nutzung von Wärmekraftwerken über die sogenannte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bei der die Abwärme aus der Elektrizitätserzeugung zur Wärmegewinnung genutzt wird. Die Brennstoffeffizienz lässt sich auf diese Weise maßgeblich verbessern. Die gültigen Klimaschutzziele der EU, der Bundesregierung und auch der Bundesländer und Gemeinden üben einen erhöhten Entwicklungsdruck auf die Wärmeversorger aus, der das System Fernwärme vor große Herausforderungen stellt. Die Entwicklung geht deshalb immer deutlicher in Richtung des Einsatzes erneuerbarer Energien und der flexiblen digitalen Planung und Steuerung, woraus nun eine sog. vierte Generation (Fernwärme 4.0) entsteht. Um die Fernwärme als für den Klimaschutz wichtiges System zu verstehen, stellt dieser Beitrag zum einen den jetzigen Status der Fernwärme dar, bevor zum anderem kurze Einblicke in eine weitere Entwicklung gegeben werden. Im Folgenden wird zunächst der derzeitige Status quo der Fernwärme in Deutschland und Hamburg dargestellt, wobei auch die lokale Entwicklungsgeschichte und zukünftige Entwicklung berücksichtigt werden soll. Es folgen Zusammenfassungen und Darstellungen zu technischen Produktions- und Anschlussbedingungen der Fernwärme sowie ein Überblick über die Kraft-Wärme-Kopplung mit Fokus auf die Situation im Raum Hamburg. Abschließend werden die weiteren Potenziale der Fernwärmeversorgung sowie Handlungsempfehlungen für Ausbau und Weiterentwicklung der Technologien aufgezeigt.

II. STATUS QUO UND ENTWICKLUNGSGESCHICHTE DER FERNWÄRME IN DEUTSCHLAND UND HAMBURG

Auf den Sektor Wärme und Kälte entfällt deutlich mehr als 50 % des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands. Von den insgesamt über 2.500 TWh des Endenergieverbrauchs für Wärme entfällt jedoch nur ein Anteil von 120 TWh, d.h. 4,8 %, auf die Fern- oder Nahwärme. Noch vor der Industrie mit 46 TWh machten 2018 private Haushalte mit 49 TWh den größten Absatz der Fernwärme aus [1]. Insgesamt waren 2017 rund 26.400 km Fernwärmeleitungen in Deutschland verbaut, davon rund 700 km (2,6 %) Dampfleitungen. Es wurden insgesamt 140 TWh Wärme eingespeist, hierbei lag der KWK-Anteil bei über 66 % [2]. Insgesamt 680 Fernwärmeversorgerunternehmen waren am Markt beteiligt, wovon 552 Unternehmen auch als Wärmeerzeuger tätig waren [2].

Im Hinblick auf private Haushalte ist die Fernwärme nach Erdgas- und Ölzentralheizungen der am dritthäufigsten verwendete Energieträger bei der Wärmeversorgung [3]. Durchschnittlich wird in 13,9 % aller Wohngebäude und damit in 5,6 Mio. Wohneinheiten Fernwärme verwendet, wobei die Verbreitung in Deutschland strukturell und historisch bedingt große Unterschiede aufweist. So ist in großen Ballungsräumen sowie allgemein in den ostdeutschen Bundesländern der Anteil der Fernwärme höher als in ländlich geprägten Räumen der übrigen Bundesländer. Den höchsten Anteil verzeichnet Berlin mit einem Fernwärmeanteil von 37,1 % in den Wohngebäuden. Den niedrigsten Wert hingegen verzeichnet das Saarland mit rund 4 %. Dabei gibt es vor allem bei Wohnungsneubauten seit Jahren einen deutlichen Trend in Richtung Fernwärme, 2018 wurden bereits 25,3 % aller neuen Wohneinheiten an die Fernwärme angeschlossen [1]. Außerdem bestehen in Deutschland große Ausbaupotenziale bei der Modernisierung von Bestandsgebäuden. In Deutschland sind 40 % aller Heizungsanlagen über 20 Jahre alt und könnten erneuert werden, wobei insbesondere bei alten Ölheizungen eine Umstellung des Energieträgers in den Fokus rückt [1]. Außerdem bestehen große Potenziale im Bereich der Nichtwohngebäude, allein bei über 100.000 öffentlichen Gebäuden besteht ein energetischer Sanierungsbedarf [3].

Als leitungsgebundener Energieträger ist die Fernwärme in Deutschland hoch reguliert [2]. Mehrere Gesetze sollen die Energieversorgung klimaschützend, umweltfreundlich, sicher und wirtschaftlich ausbauen, um damit die Energiewende voranzutreiben. Im Vergleich zur Stromproduktion, bei der Erneuerbare bereits über 42 % der Erzeugung ausmachen, zeichnen sich Wärme und Kälte durch einen erhöhten Nachholbedarf aus [4]. Der Gesetzgeber fokussiert sich vor allem auf die Aspekte Gebäudeneubau und Modernisierung sowie auf die Erzeugung von Wärme, wobei neben dem weitreichend bekannten EEG vor allem das EEWärmeG sowie das KWKG zu nennen sind. Mit dem EEWärmeG sollte ab 2009 indirekt regulativ auf den Energiemarkt Einfluss genommen werden, sodass bis zu diesem Jahr die erneuerbaren Energien einen Mindestanteil von 14 % am Endenergieverbrauch von Wärme und Kälte ausmachen. 2019 wurde dieser Wert mit 14,5 % bereits übertroffen. Beim EEWärmeG handelt es sich um sog. gebäudebezogenes Energiesparrecht, es setzt also bei den Eigentümern von Neubauten und nicht bei Wärmeproduzenten an, die verpflichtet werden, den Wärmebedarf anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken [5]. Über ein Marktanzreizprogramm der Bundesregierung werden Hauseigentümer auch bei der Modernisierung finanziell unterstützt [6]. Falls der Eigentümer nicht direkt in Erneuerbare investieren möchte, können sog. Ersatzmaßnahmen getroffen werden. Hierzu zählen unter anderem die Nutzung von Abwärme für mindestens 50 % des lokalen Wärme- und Kältebedarfs sowie die Zurverfügungstellung von Dachflächen zur nachhaltigen Wärmeerzeugung von Dritten. Auch der Anschluss an die Fernwärme zählt ausdrücklich zu diesen Maßnahmen, die jedoch auch konventionell erzeugt werden kann. Auf der Seite der Fernwärmeproduzenten greift dann wiederum das KWKG, das den Neubau und die Modernisierung von gekoppelter Kraft- und Wärmeerzeugung fördert [7], [8] (Siehe Kapitel IV). Auch auf Ebene der Bundesländer gibt es weitere Gesetzgebungen, die Einfluss auf die Verbreitung von

Fernwärme haben. Erwähnt sei hierbei das Hamburgische Gesetz zum Schutz des Klimas durch Energieeinsparung (HmbKliSchuG), bei dem eine Anbindung von Gebieten an das Fernwärmenetz vorgeschrieben werden kann [9]. Mit Blick auf die Fernwärme liegt der EE-Anteil deutschlandweit bei über 19 %. Dies stellt trotz eines steigenden Einsatzes von erneuerbaren Energien einen geringen Anteil dar, insbesondere wenn man bedenkt, dass der EU-Durchschnitt bei 21 % liegt und nur fünf andere EU-Staaten einen geringeren Anteil an Erneuerbaren im Bereich Wärme und Kälte vorweisen [10]. 2017 wurden in Deutschland immer noch knapp 70 % der Fernwärmeenergie aus Erdgas, Stein- und Braunkohle sowie Mineralöl gewonnen. Demgegenüber sind unter den Erneuerbaren biogene Festbrennstoffe aus den Privathaushalten, der Industrie und dem Handel mit 62,5 % am meisten vertreten [7].

Als einer der größten Ballungsräume Deutschlands besitzt auch Hamburg ein ausgedehntes Fernwärmenetz, welches von der städtischen Wärme Hamburg GmbH betrieben und ausgebaut wird. Heute werden bei einer thermischen Leistung von 1.800 MW 31,2 % aller Wohngebäude mit Wärme versorgt, was etwa 22 % aller hamburger Haushalte entspricht [11]. Insgesamt sind 495.000 Nutzereinheiten an die Fernwärme angeschlossen, was auch Gewerbetunden und die Industrie mit einbezieht [12]. Das Hamburger Netz weist aktuell eine Länge von 845 km auf, die sich auf das innerstädtische Kerngebiet sowie auf mehrere periphere Inselnetze, wie in Schnellsen und Neuallermöhe, verteilen. Jedes Jahr wird das Netz um 5 bis 10 km erweitert [13]. Zwischen Tiefstack und Hammerbrook besteht zudem ein 17 km langes Dampfnetz, welches jedoch aufgrund der hohen Instandhaltungskosten zurückgebaut wird [12]. Im Heizwassernetz wird Heißwasser mit einer Temperatur von 90 bis 133 °C im Zulauf und 50 °C im Rücklauf verwendet. Im verdichteten städtischen Raum Hamburgs ergibt sich ein für Gesamtdeutschland vergleichsweise hoher Leistungswert von 4,0 MW pro km Fernwärmetrasse, sowie niedrige thermische Netzverluste von rund 11 % [12]. Wärme Hamburg verfügt dabei über 11 Heizkraftwerke, Heizwerke und BHKWs, wobei der KWK-Anteil bei 90,4 % und der Anteil an erneuerbaren Energien bei 13,8 % liegt. Die drei größten Erzeugungsanlagen sind das Heizkraftwerk Tiefstack mit einer Wärmeleistung von 779 MW (aus Steinkohle und Erdgas), das Heizkraftwerk Wedel mit einer Wärmeleistung von 389 MW (aus Steinkohle) sowie das Heizwerk HafenCity mit einer Wärmeleistung von 315 MW (aus Erdgas) [13].

In Hamburg begann das Zeitalter der Fernwärme bereits im Jahr 1884 [14]. Damit lässt sich die Entwicklungsgeschichte der Fernwärme sehr gut am Hamburger Netz nachzeichnen. Wie damals üblich, basierte das frühe Fernwärmenetz der ersten Generation in der Hansestadt auf Hochdruckdampf als Wärmemedium, eine Ausführung, die zuvor vor allem in Nordamerika installiert wurde [15]. Erster Kunde war das damals neu errichtete Hamburger Rathaus, welches aus einem 330 m entfernten Kraftwerk in der Poststraße mit Heißdampf versorgt wurde [14]. Anfangs wurde das Netz über Kohledampfkessel versorgt, die nachträglich in das bestehende Kraftwerk zur Stromproduktion installiert wurden. Transportiert wurde der Dampf meist über vor Ort isolierte und in kostenaufwendiger Kanalbauweise verlegte Stahlrohre [16]. Seit den späten 1920er Jahren kann von einer zweiten Generation gesprochen

werden, die auf hochtemperiertes Wasser als Wärmemedium setzt. Auch in Hamburg wurde 1926 zum ersten Mal Heißwasser als Medium verwendet und der erste Heizwasserspeicher mit einer Kapazität von 2.700 Kubikmeter Wasser errichtet [14]. Bereits ab 1921 wurde das erste Fernheizwerk mit KWK entwickelt, nachdem bereits reine Heizwerke errichtet wurden. Die immer intensivere Nutzung von KWK, aber auch die Nutzung von Abwärme zeichnete die zweite sowie in der Folge auch die dritte Generation der Fernwärme aus. Die Entwicklung ging dabei immer weiter in Richtung niedrigere Transporttemperaturen, effizientere, vorproduzierte Transportsysteme und eine intensivere Kopplung von Strom und Wärme und dem Nutzen von Abwärme, was schließlich ab den späten 1970er Jahren in der dritten Generation mündete. Das Hamburger Versorgenetz, welches Ende der 1920er Jahre als das längste Fernwärmenetz Europas galt, wurde stetig ausgebaut, sodass 1963 die 100 km- und bis 1993 die 600 km-Marke erreicht wurde [14]. In den 2000er Jahren rückten dann schließlich neben der Effizienzsteigerung und der Versorgungssicherheit die Dekarbonisierung des Energiesektors immer weiter in den Fokus der Entwicklungen.

Eine Aktuelle Herausforderung der Fernwärmeinfrastruktur in Hamburg ist ein umfassender Erneuerungsdruck, der klar von den Klimaschutzzielen des Hamburger Senats und der Bundesregierung ausgeht. Die größten Erzeugungsanlagen in Wedel und Tiefstack haben mittlerweile ein fortgeschrittenes Alter erreicht, was sich auch in einem vergleichsweise geringen Einsatz von erneuerbaren Energien in der Hansestadt widerspiegelt. Ein direkter Handlungszwang ergibt sich zuletzt auch dadurch, dass das Kraftwerk Wedel bereits 2025 vom Netz gehen soll [17]. Vor diesem Hintergrund wurden Pläne formuliert, die einen kompletten Kohleausstieg der Wärmeversorgung Hamburgs vorsehen und dabei einen Wechsel hin zu einem flexiblen Erzeugungsverbund aus Gas, dezentraler Abwärmeerzeugung und verschiedenen erneuerbaren Energiequellen erreichen (vgl. [12], [18]). Hamburg als Stadtstaat muss dabei natürlich immer das Problem der Flächenknappheit berücksichtigen, auch wenn mit neueren dezentralen und hocheffizienten Gasheizwerken, der Nutzung eines kombinierten Biogas- und Kompostwerks und der Abwärmenutzung eines Stahlwerks erste bedeutende Schritte in Richtung nachhaltiger Wärmeversorgung beschränkt wurden [9]. Die städtischen Versorger kooperieren zudem mit mehreren Hochschulpartnern im Rahmen von Forschungsprojekten. Mit dem Verbundforschungsprojekt „Integrierte WärmeWende Wilhelmsburg“ (IW³) wird der für die Fernwärme in Zukunft sehr wichtige Aspekt der saisonalen Speicherung über Aquifere untersucht [19]. Beim Projekt des Norddeutschen Reallabors „integrierte Netzplanung“ (iNeP) wird unter Beteiligung der HSU das komplexe Thema der effizienten, ganzheitlichen, digitalen Netzplanung behandelt [20].

III. TECHNISCHE GRUNDLAGEN UND INFRASTRUKTUR DER FERNWÄRMEVERSORGUNG

Als Fernwärme wird die zentrale Wärmeversorgung von Verbrauchern aus einer Fernwärmeerzeugungsanlage über ein Fernwärmenetz bezeichnet, wobei sich das Fernwärmeversorgungssystem aus den folgenden Hauptkomponenten zusammensetzt [21]:

- Fernwärmeerzeugungsanlage

- Fernwärmenetz
- Pumpstation und Druckhaltungsanlage
- Hausanschluss
- Hausübergabestation
- Hausverteilung

Bei der Fernwärmeversorgung wird die Wärme in einer *Erzeugungsanlage*, z.B. in einem Heizkraftwerk, zentral erzeugt. In einem großen Heizkraftwerk werden in der Regel Entnahme-Kondensationsturbinen eingesetzt. Bei dieser Turbine ist eine sehr flexible Anpassung der Wärmeauskopplung durch die Steuerung der entnommenen Dampfvolumen möglich.

Das technische Prinzip der Energieumwandlung in dampfthermischen Anlagen sind die sogenannten Kreisprozesse. Die wichtigsten Kreisprozesse sind für die Stromerzeugung in Heizkraftwerken der Clausius-Rankine-Vergleichsprozess mit Wasser als Arbeitsmittel und der Joule-Prozess bei Gasturbinenanlagen. Die ABBILDUNG 1 zeigt das Prinzip des Clausius-Rankine-Vergleichsprozesses als Beispiel.

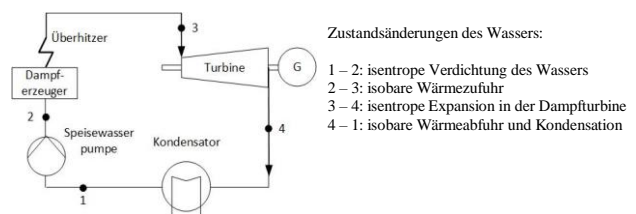


ABBILDUNG 1: CLAUDIUS-RANKINE-PROZESS.

Die zugeführte bzw. abgeführte Wärme eines Dampfprozesses wird aus dem Temperatur-Entropie-Diagramm (T-s-Diagramm) des Arbeitsmittels berechnet. Die Wärme Q ist das Produkt aus der absoluten Temperatur T und Entropiedifferenz Δs.

$$Q = T * \Delta s \tag{1}$$

Der thermischer Wirkungsgrad lässt sich wie folgt berechnen:

$$\eta_{th} = 1 - \frac{Q_{ab}}{Q_{zu}} \tag{2}$$

Die Turbinen in den großen Heizkraftwerken sind so konzipiert und gebaut, dass man beim Betrieb Wärme im Niederdruckteil auskoppeln kann. Für die Bereitstellung der Fernwärme wird ein Teil des noch arbeitsfähigen Dampfes in einen Heizkondensator geleitet und so entstandenes Heißwasser wird in das Fernwärmenetz gepumpt.

Die meisten Fernwärmenetze in Deutschland werden als Zweileitersystem auf eine maximale Vorlauftemperatur von 130 °C und für Nenndruckstufen ND 16 oder ND 25 ausgelegt [21]. Als Wärmeträger wird meistens Heißwasser eingesetzt. Der Druck ist abhängig von mehreren Parametern, wie Netzlänge und Rohrmaterial. Man unterscheidet zwischen gleitendem Betrieb, gleitend-konstantem-Betrieb und konstantem Betrieb. In der Regel wird die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur gleitend zwischen

70 °C und 130 °C, gefahren. Die niedrigste Vorlauftemperatur von 70 °C ist notwendig, um eine Erwärmung von Brauchwarmwasser in den Hausstationen auf 60 °C zu gewährleisten. Die Rücklauftemperatur wird bei der Auslegung auf 70 °C bzw. bei modernen Netzen auf 50 °C festgelegt. Die Höhe des Nenndruckes wird durch die tiefste Stelle im Netz bestimmt. An dieser Stelle des Netzes darf der Druck in keinem Betriebsfall, auch nicht bei Druckstößen, den zulässigen Druck im System übersteigen.

Die Auswahl der Rohrsysteme für Fernwärmeleitungen ist von Standortbedingungen (Werkleitungen, Umgebung, Bauten, Straßen, Gleise, Unterquerungen, Grundwasser, Bodenbeschaffenheiten und Baumstand) und Betriebsparametern (Betriebstemperatur, Betriebsdruck, Leckageüberwachung, Wärmeverlustkosten, Abnehmerdichte, Nennweiten, Art der Tiefbauverlegung) abhängig [22]. Aufgrund der Standardisierung und der Robustheit werden überwiegend erdverlegte Kunststoffmantelrohre als Fernwärmeleitungen eingesetzt. Abhängig von der Anwendung und dem Hersteller werden diese Rohre für maximale Betriebstemperaturen zwischen 140 °C und 160 °C und für einen Nenndruck von 25 bar hergestellt. Die Rohre bestehen aus dem sog. Mediumrohr aus Stahl, der Polyurethan-Wärmedämmung und dem Kunststoffmantel. Das Mantelrohr schützt die Wärmedämmung vor äußeren Einflüssen. Die Wärmedämmung aus Polyurethanschaum trägt das Gewicht des befüllten Mediumrohres und stellt einen kraftschlüssigen Verbund zwischen Mediumrohr, Wärmedämmung und Mantelrohr her [22]. Der spezifische Wärmeverlust der Rohre pro Trassenmeter ist von dem Innen- und Außendurchmesser, der Wandstärke und der Dämmstärke des Rohres abhängig.

Für den Wasserumlauf in Fernwärmenetzen werden drehzahlgeregelte *Umwälzpumpen* mit einem hohen Wirkungsgrad eingesetzt. In ABBILDUNG 2 ist die Fernwärmeversorgung von Haushalten schematisch dargestellt.

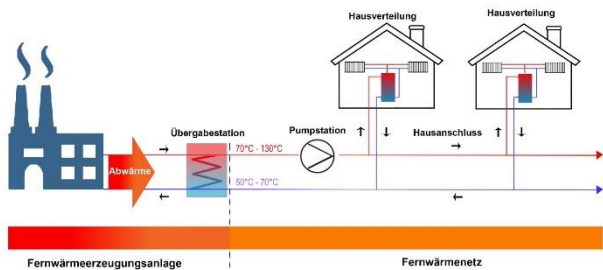


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINER FERNWÄRMEVERSORGUNG VON HAUSHALTEN (EIGENE DARSTELLUNG NACH [22]).

In einem geschlossenen System muss die Volumenänderung kompensiert werden, um den Druck konstant zu halten. Dazu werden sog. *Druckhalteanlagen* eingebaut. Diese Anlagen haben folgende Aufgaben:

- Den Druck an jeder Stelle des Systems in zulässigen Grenzen (maximal zulässige Überdruck, Mindestdruck) halten

- Kompensation der Volumenschwankungen des Wassers infolge der Temperaturschwankung
- Vorhalten von systembedingten Wasserverlusten in Form einer Wasservorlage.

In ABBILDUNG 3 ist ein typischer Wärmenetzanschluss eines Hauses mit den einzelnen Komponenten und mit den Eigentumsverhältnissen schematisch dargestellt. Die wichtigsten Begriffe der Wärmeversorgung ist den Normen DIN 4747-1 und VDI 2036 definiert.

Die *Hausanschlussleitung* verbindet das Fernwärmenetz mit der Übergabestation und ist Eigentum des Wärmenetzbetreibers. Der Wärmelieferant bestimmt die Auslegung und die Ausführung der Hausanschlussleitung. Diese wird meistens aus Kunststoffmantelrohr oder aus Biegerohr hergestellt. Die *Übergabestation* ist in der DIN 4747-1 als das Bindeglied zwischen der Hausanschlussleitung *der Hausanlage definiert*. Die Übergabestation hat die Aufgabe, die Wärme mit den vereinbarten Parametern (Druck, Temperatur, Volumen) an die Hausanlage zu übergeben. Die Hauszentrale ist das Bindeglied zwischen Übergabestation und der Hausanlage und dient der Anpassung der Wärmelieferung. Man unterscheidet zwischen direktem und indirektem Anschluss. Bei einem direkten Anschluss wird das Heizwasser aus dem Fernwärmenetz direkt durch die Hausanlage geführt, sodass die Versorgung aus einem gemeinsamen Wasserkreislauf besteht. Bei dem indirekten Anschluss wird das Heizwasser vom Fernwärmenetz durch einen Wärmetauscher hydraulisch getrennt. So entstehen im System zwei separate Wasserkreisläufe.

Die *Hausstation* vereint die Übergabestation und die Hauszentrale [21]. Für kleinere und mittlere Anlagen bis 400 kW Leistung werden betriebsfertige Kompaktstationen mit montierten Teilen inklusive Elektroinstallation eingesetzt. Zur Steigerung der Effizienz bei der Wärmeversorgung und Erhöhung der Versorgungssicherheit werden in Fernwärmenetzen thermische Energiespeicher integriert.

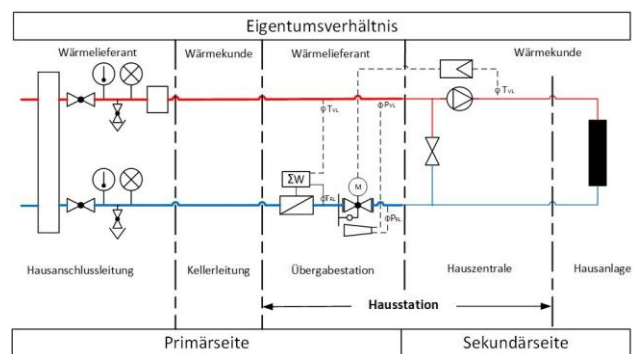


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES WÄRMENETZANSCHLUSSES IN EINEM WOHNHAUS [22].

Man unterscheidet zwischen sensibler Wärmespeicherung, latenter Wärmespeicherung und thermochemischer Wärmespeicherung. Der Einsatz thermischer Energiespeicher bietet daher ein erhebliches Potential zur Optimierung des Anlagenbetriebs und Senkung des Primärenergieverbrauchs. In Rahmen der Energiewende bestehen noch weitere Möglichkeiten für die Optimierung und Flexibilisierung der Wärmeversorgung durch Nutzung des

Fernwärmenetzwerks als Speicher, Installation eines Warmwasserspeichers, Prozeßoptimierung bei der Wärmeauskopplung, Installation von Elektrodenkessel-Anlagen (Power to Heat-Technologie), durch Nutzung industriellen Abwärme und durch Nutzung von Niedertemperatur-Abwärme mittels Wärmepumpen.

Für die Verbaucher, die an das Fernwärmenetz angeschlossen sind oder angeschlossen werden, gelten die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Wärmerversorgers vor Ort, z.B. TAB von Wärme Hamburg GmbH.

Die TAB sind Bestandteil des Wärmeliefervertrages und dienen dem Wärmelieferanten und dem Wärmeabnehmer als Vorgabe zur Sicherstellung der technischen Aspekte bei Planung, Umsetzung und Betrieb der Wärmeversorgung. In der TAB werden die Punkte, wie Geltungsbereich, Begriffe, Druck und Temperatur, Wärmeübertrager, Wärmeübergabestation, Regelung, Montage und Inbetriebnahme geregelt.

IV. KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG IN DEZENTRALER AUSFÜHRUNG

Eine bereits seit vielen Jahrzehnten genutzte Technologie, welche in den kommenden Jahren noch einmal eine steigende Bedeutung bei der Auslegung von Wärmenetzen erfahren wird, ist die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung, auch bekannt als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Durch den Einsatz von Brennstoffen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme ergeben sich Vorteile in der Primärenergieeffizienz gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung, da beispielsweise die Systemabwärme zur Erhitzung von Heizwasser für Industrie- und Privatanwender genutzt werden kann. Mit Hilfe dieser Prozesse lässt sich der Brennstoff-ausnutzungsgrad im Vergleich zur getrennten Erzeugung um bis zu 30 % erhöhen. Auf diese Art können Ressourcen geschont und CO₂-Emissionen reduziert werden. Derzeit befindet sich diese Technologie noch im Wachstum, welches unterschiedlichen Studien zufolge noch bis zum Jahr 2030 anhalten könnte [23]. Die aktuelle Fassung des KWK-Gesetzes verfolgt das Ziel von 120 TWh Strom aus KWK im Jahr 2025, was einer Erhöhung um 16,5 % gegenüber dem Wert von 2012 entspricht [24]. Dieses Ziel wird aller Voraussicht nach übererfüllt werden, lag doch die Stromerzeugung bereits im Jahr 2017 bei 117 TWh. Die in gekoppelten Anlagen erzeugte Wärme erhöhte sich zwischen 2012 und 2017 um 7 % auf 226 TWh [23].

Die ABBILDUNG 4 zeigt die Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung seit dem Jahr 2003 [25].

Deutlich erkennbar ist, dass der wesentliche Anteil der Stromerzeugung mittels fossiler Energieträger und hier vor allem mit Erdgas stattfand. Steigende Anteile an der Stromerzeugung hatte zudem die Energiegewinnung aus Biomasse. Mit einem zukünftig abnehmenden Anteil fossiler Energieträger am Gesamtenergiemix ist allerdings absehbar, dass auch der Einsatz von fossilen KWK-Anlagen langfristig nachlassen wird [26]. Zwar werden auch in Zukunft KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse und somit regenerativem Brennstoff in Betrieb bleiben. Diese haben jedoch insgesamt nur einen kleinen Anteil an der Strom- und Wärmeerzeugung, wengleich auch der KWK eine besondere Rolle in der Fernwärme zukommt. In beiden Bereichen existieren zudem regenerative Technologien, die gänzlich ohne Brennstoffe auskommen. KWK-Anlagen sind demnach vor allem als Übergangstechnologie zu betrachten, mit deren Hilfe fossile Kraftwerke bis zu ihrem Laufzeitende ökologisch vorteilhaft betrieben werden können [24]. Alternativen zur Wärmeerzeugung mit zentralisierten KWK-Anlagen finden sich vor allem in dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW), Wärmepumpen, Elektrodenkesseln und Solar- sowie Geothermie.

Die technische Umsetzung von KWK-Anlagen basiert ursprünglich auf traditionellen Dampfturbinen-Heizkraftwerken. In der einfachsten Form wird in den Kühlkreislauf des erzeugten Hochdruckdampfes ein Wärmeverbraucher integriert, welcher einen Teil der Abwärme zu weiteren Verwendungszwecken abführen kann. In den letzten drei Jahrzehnten wurden weitere Bauarten entwickelt, die sich hinsichtlich des verwendeten Brennstoffs, der Leistungsklasse sowie der Methoden zur Wärmeauskopplung unterscheiden. Zum Einsatz kommen hier unterschiedliche Techniken: Dampfturbinen, Gasturbinen, Verbrennungsmotoren, Dampfmaschinen, Stirlingmotoren, ORC-Anlagen oder Brennstoffzellen. Jede dieser Techniken hat ihre speziellen Parameter, welche sich hinsichtlich der wesentlichen Kennwerte Stromkennzahl, elektrischem Wirkungsgrad und Gesamtwirkungsgrad voneinander unterscheiden. Insbesondere im unteren Leistungsbereich, beispielsweise in Ein- und Mehrfamilienhäusern, kommen kleinere BHKW zum Einsatz. Diese werden üblicherweise wärmegeführt betrieben und sind ausschließlich zur lokalen Verwendung vorgesehen. Ein Anschluss an ein Fernwärmenetz erfolgt hier in der Regel nicht. Im Gegensatz dazu verfügen große Heizkraftwerke nicht nur über Anschlüsse an das Stromnetz, sondern zusätzlich auch über separate Dampf- und Wärmekreisläufe. In ABBILDUNG 5 ist das Wärmeschaltbild eines Dampfturbinen-Heizkraftwerks dargestellt [21]. Links zu sehen ist eine Gegendruckanlage, bei der Strom- und Wärmeerzeugung starr aneinander gekoppelt sind. Der Brennstoff wird dem Hochdruck-Kessel zugeführt und erzeugt dort heißen Dampf unter hohem Druck. In der Gegendruck-Turbine gibt dieser Dampf einen Teil seiner Energie als kinetische Energie auf die Welle der Turbine ab, welche daraus mittels eines Generators Strom erzeugt. Der nun entspannte Dampf wird einem Kühlkreislauf zugeführt, in welchem die Restwärme entzogen wird und das Prozesswasser wieder kondensiert. Eine flexible Reaktion auf schnell ändernde Stromspitzen ist bei diesen Anlagen nicht möglich, wenn nicht zusätzlich Wärmespeicher oder

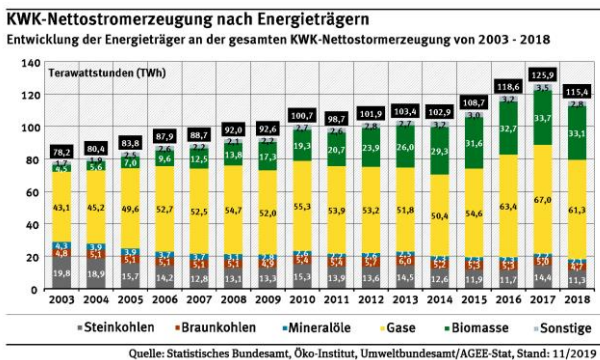


ABBILDUNG 4: KWK-NETTOSTROMERZEUGUNG IN TWH NACH ENERGIETRÄGER [25].

Hilfskondensatoren zum Einsatz kommen. In KWK-Anlagen wird die Wärmeenergie dem Kühlkreislauf entnommen und einem Wärmeverbraucher zugeführt. Dabei kann es sich um ein Fernwärmenetz handeln, häufig erfolgt die Abnahme jedoch von Industrieverbrauchern, welche sich in unmittelbarer Nähe zum Kraftwerk befinden. In einer Entnahme-Kondensationsanlage, welche rechts in ABBILDUNG 5 zu sehen ist, kann die Stromerzeugung unabhängig von der benötigten Wärmeleistung stattfinden, wobei jedoch der Gesamtwirkungsgrad der Anlage reduziert wird. Eine Dampfentnahme findet hierbei über Steuerventile aus der Hochdruckturbine statt, aus welcher ein Teil des Dampfes dem Wärmeverbraucher zugeführt wird. Je nach Lastzustand im Stromnetz kann hierbei die Menge variabel angepasst werden. Der restliche Dampf wird in eine Kondensationsturbine geleitet, wo zusätzlicher Strom erzeugt wird. Je nach Leistungsklasse können die Turbinen auch mehrstufig ausgeführt werden, wobei in jeder Stufe eine Dampfentnahme stattfinden kann. Grundsätzlich lässt sich hierbei sagen, dass der Gesamtwirkungsgrad einer Anlage sinkt, je mehr Strom ungekoppelt erzeugt wird, da in diesem Fall die Nutzung der Abwärme entfällt [21].

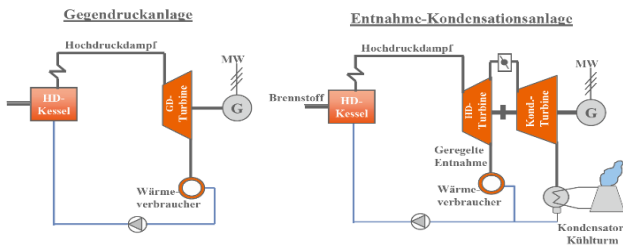


ABBILDUNG 5: WÄRMESCHALTBILD VON DAMPFTURBINEN-HEIZKRAFTWERKEN [21].

Weiter optimiert wird dieser Prozess in Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerken (GuD-HWK). Das vereinfachte Wärmeschaltbild eines solchen Kraftwerks ist in ABBILDUNG 6 zu sehen.

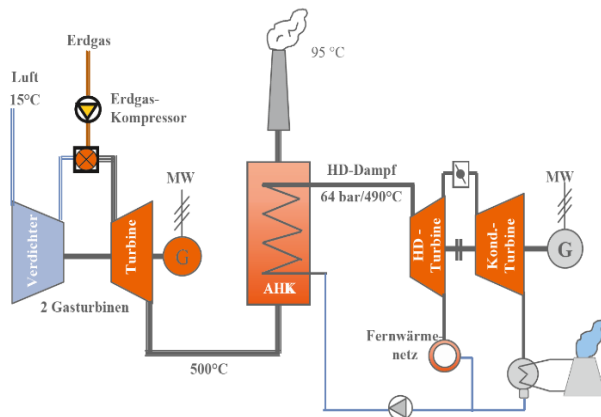


ABBILDUNG 6: VEREINFACHTES WÄRMESCHALTBILD EINES GU-D-HKW [21].

Wie der Name bereits sagt, wird hier die Funktion einer Gasturbine mit der einer Dampfturbine kombiniert. Die bei der Gasverbrennung in der Turbine entstehende Wärme wird hierbei in einem zweiten Prozessschritt einem Abhitzekessel zugeführt, in welchem die Erzeugung von Dampf unter hohem Druck stattfindet. Dieser treibt wiederum eine

Hochdruckturbine sowie eine Kondensationsturbine an. Aus dem Dampfkreislauf kann nun, analog zum Dampfturbinen-Heizkraftwerk, Wärmeenergie in Form von Dampf entnommen und zur Versorgung von Wärmeverbrauchern verwendet werden. Da sich Gasturbinen prinzipbedingt relativ schnell ansteuern lassen, vereinen diese Anlagen einen hohen Wirkungsgrad mit einer schnellen Reaktionsfähigkeit.

Die bereits erwähnten Hamburger Großkraftwerke Tiefstack und Wedel sind beides KWK-Anlagen, die zusammen eine Wärmeleistung von 1168 MW erbringen können. Während Wedel bereits im Jahr 1987 für den Einsatz als Heizkraftwerk erweitert wurde, entstand das HKW Tiefstack im Jahr 1993, damals noch als reines Steinkohlekraftwerk. Die Erweiterung um eine GuD-Anlage erfolgte im Jahr 2009. Das neueste Kraftwerk ist das Heizkraftwerk Moorburg, welches 2014 erstmals ans Netz ging. Obwohl dieses als eins der modernsten Kohlekraftwerke Europas gilt, wird die Wärmeleistung derzeit durch eine unzureichende Anbindung an das Fernwärmenetz limitiert. Im Maximum könnten bis zu 650 MW Fernwärme abgegeben werden [27]. Zusätzlich zu diesen kombinierten Heizkraftwerken existieren weitere Heizkraftwerke, die ausschließlich Wärme für das Fernwärmenetz produzieren. Neben diesen Großkraftwerken gibt es im Hamburger Stadtgebiet noch eine Reihe weiterer, kleinerer KWK-Anlagen im BHKW-Format. Als Beispiel ist hier das BHKW Neullermöhe zu nennen, welches zusammen mit dem Bergedorfer Stadtteil Neullermöhe-West im Jahr 1997 errichtet wurde [28]. Als relativ junges Baugebiet konnte hier bereits während der Planungsphase viel Wert auf eine klimaschutzgerechte Umsetzung gelegt werden. So wurden hier für die Wohngebäude durch energiesparende Bauweisen Heizleistungen von 70 W/m² erzielt, im Vergleich zu 116 W/m² für ein durchschnittliches älteres Gebäude im Hamburger Stadtgebiet. Die Wärmeversorgung kann hier demnach – mit Ausnahme einzelner Wohngebäude am Siedlungsrand – ausschließlich über die Fernwärme aus dem BHKW sichergestellt werden. Die Anlage arbeitet mit einem Brennstoffnutzungsgrad von über 90 % bei einer Jahresnutzungsdauer von 7200 Stunden, mit einer thermischen Leistung von 27,1 MW und einer elektrischen Leistung von 5,2 MW. Ähnliche Anlagen finden sich bspw. in Burgwedel oder im BHKW Borsigstraße.

Mit dem KWK-Gesetz wurden diverse Förderinstrumente geschaffen, welche für eine beschleunigte Einführung von KWK-Anlagen sorgen sollen. Seit dem Bestehen des KWKG wurden dabei unterschiedliche Mechanismen verwendet, die sich hinsichtlich ihres Umfangs und der Art der Förderung unterscheiden [23].

A. Einspeisevergütung

Mit diesem Instrument soll direkt die KWK-Stromerzeugung gefördert werden. Der Anlagenbetreiber erhält eine fixe Vergütung für eingespeisten KWK-Strom, welche unabhängig von aktuellen Börsenstrompreisen ist. Der Erzeugungszeitpunkt spielt somit keine Rolle und eine Maximierung des Profits kann nur durch hohe Betriebsstundenzahlen erzielt werden.

B. Gleitende Marktprämie

In diesem Fall hängt die Förderung von den möglichen Einnahmen aus der Direktvermarktung des Stromes ab. Bei niedrigen Strompreisen werden die Einnahmen auf einen

Mindestbetrag aufgestockt, so dass in diesem Fall diese Fördermethode der Einspeisevergütung gleicht. Bei einem Börsenstrompreis über diesem Niveau entfällt jedoch die Förderung und der Börsenpreis wird erzielt. Hier kann eine gezielte Stromerzeugung im Zeitraum geringer Stromverfügbarkeit und somit hoher Börsenpreise für zusätzliche Erlöse sorgen.

C. Fixe Marktprämie mit Korridor

In diesem Fall wird auf den erzielten Markterlös ein Fixbetrag aufgeschlagen, so dass sich die Gesamtvergütung als Summe dieser Beträge ergibt. Dadurch folgt die Summe dem Verlauf des Strompreises. Es ist allerdings ein Korridor festgelegt, durch den die Förderbeträge begrenzt werden. Bei niedrigen Preisen wird ein Mindestwert gezahlt, allerdings ist der Maximalwert ebenfalls gedeckelt.

D. Fixe Marktprämie

Auf diesem Förderinstrument basiert die aktuell geltende Fassung des KWKG. Hier wird ein fixer Zuschlag auf den Markterlös aufaddiert, unabhängig von der aktuellen Höhe des Börsenstrompreises. Der Gesamtpreis kann somit höher, aber auch tiefer als beim Instrument "Fixe Marktprämie mit Korridor" ausfallen. Dies erhöht den Anreiz, den produzierten Strom systemdienlich anzubieten, also hohe Strompreise auszunutzen. In einer Variation dieses Instruments erfolgt die Ermittlung der fixen Marktprämie nicht durch den Gesetzgeber, sondern in Form von Ausschreibungen. Dies ergänzt das Verfahren um eine weitere wettbewerbliche Komponente, um möglichst unabhängig von Fördergeldern wirtschaften zu können.

E. Steuerliche Förderungen und Investitionshilfen

Mit diesem Instrument wird Einfluss auf Investitionsentscheidungen genommen, in dem Neuerrichtungen oder Modernisierungen von Altanlagen bezuschusst werden. Ziel dieses Instruments ist vor allem die Erhöhung der Erzeugungskapazität, während der Betrieb der Anlage den üblichen Marktbedingungen unterliegt.

F. Quotensystem mit Zertifikatshandel

In diesem System werden die Marktteilnehmer zur Erfüllung bestimmter Erzeugungsquoten gezwungen. Wettbewerb wird dadurch erzeugt, dass handelbare Zertifikate eine bilanzielle Erfüllung der vorgegebenen Quoten ermöglichen, selbst wenn ein tatsächlicher Betrieb der Anlage nicht sinnvoll ist.

Je nach derzeitiger Markt- und Ausbausituation kamen in der Vergangenheit einzelne oder mehrere dieser Instrumente zum Einsatz. Eine weitere zukünftige Umstellung der Kraftwerke auf KWK-Prozesse wird nur durch fortgesetzte Anpassung der Förderinstrumente und gesetzlichen Rahmenbedingungen erfolgen. Dabei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die KWK als Brückentechnologie mit zunehmender Umstellung auf erneuerbare Energien an Bedeutung verlieren wird. Zukunftsfähige Konzepte zur emissionslosen Strom- und Wärmeversorgung müssen deshalb parallel entwickelt und umgesetzt werden, um einen rechtzeitigen Ausstieg aus der fossilen Energieerzeugung zu ermöglichen.

V. FAZIT UND AUSBLICK

Die Fern- und Nahwärme hat sich in ihrer langen Geschichte in mehreren Stufen weiterentwickelt und soll nun neben einer sicheren, effizienten und komfortablen Wärmeversorgung auch verstärkt zur Erreichung der Ziele der Energiewende beitragen. Die zentrale Fernwärmeversorgung hat jedoch in der heutigen Ausführung einen starken Nachholbedarf in Bezug auf Emissionswerte der Energieträger. Am Beispiel Hamburg zeigt sich, dass die Fernwärme immer noch mehrheitlich auf fossilen Brennstoffen basiert, auch wenn bereits ein Kohleausstieg beschlossen ist und mehrere Projekte unter Hochdruck an einer Modernisierung des Systems arbeiten. Sollte ein nachhaltiger Umbau gelingen, so bietet die Fernwärme, dann wahrscheinlich in einer mehr dezentralen, flexibleren Ausführung, ein enormes Potenzial, die immer noch hohen CO₂-Emissionen im Wärmesektor soweit zu reduzieren, dass sie dem Trend im Stromsektor folgen. Ohne eine immense Kraftanstrengung zur breiten Umstellung auf regenerative Energieträger droht dieser erhoffte Erfolg aber auszubleiben. Neben einer technischen Weiterentwicklung ist es auch von großer Bedeutung, dass die Bundesregierung und auch die Landesregierungen die Potenziale der Fernwärme erkennen und über die Gesetze und Förderinstrumente vorantreiben. Potenziale liegen hierbei zum einen im Neuanschluss an Neubauten und Bestandsgebäude, wobei vor allem eine Reduzierung von herkömmlichen Zentralheizungen im Vordergrund stehen sollte. Zum anderen ist auch ein weiteres Fortführen der energetischen Sanierungen im Netz und im Gebäudebestand wichtig, um die Energieeffizienz zu steigern und somit die Fernwärmeverlauftemperatur weiter zu senken.

Durch die Umstellung der beiden Großkraftwerke Tiefstack und Wedel auf eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung wurde bereits vor vielen Jahren der Grundstein für eine umfassende Fernwärmeversorgung des Hamburger Stadtbereichs gelegt. Die kontinuierliche Erweiterung um kleinere dezentrale BHKW ermöglicht die Erschließung zusätzlicher Kapazitäten in der Fernwärmeversorgung mit KWK-Anlagen. Diesen Sektor gilt es mit klimafreundlichen Modellen weiter auszubauen, denn Großkraftwerke können nur noch für eine begrenzte Zeit Wärmeleistung erbringen. Der beschlossene Kohleausstieg wird auch eine Abschaltung großer KWK-Erzeugungsanlagen zur Folge haben, deren Wärmeerzeugung dann im Fernwärmenetz fehlt. Damit einerseits der Kohleausstieg nicht gefährdet wird, aber andererseits die klimafreundliche Versorgung mit Wärme sichergestellt bleibt, müssen hier zeitnah entsprechende attraktive Marktanreize geliefert werden. Hier ist die Politik gefragt, um die Umstellung alter Anlagen sowie die klimaeffiziente Umsetzung bei Neubauten auch finanziell sinnvoll zu gestalten.

LITERATUR

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland,“ 29.04.2019. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/20190529_Waermeverbrauchsanalyse-Foliensatz-2019_420o8Va.pdf. [Zugriff am 03.11.2020].
- [2] T. Schütte, *Leistungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa*, Heidelberg: Springer Nature, 2019.

- [3] BDEW Bundesverband der Energieund Wasserwirtschaft e.V., „Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt,“ BDEW Bundesverband der, Berlin, 2019.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Erneuerbare Energien,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz,“ 2020. [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEWaermeG/das_eewaermeg.html. [Zugriff am 03 11 2020].
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Wärme aus Erneuerbaren: das Marktanzreizprogramm (MAP) für Privatpersonen, Unternehmen und Kommunen,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Foerderung/Marktanzreizprogramm/marktanzreizprogramm.html>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [7] Umwelt Bundesamt, „Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme,“ 16 03 2020. [Online]. Available: [https://umweltbundesamt.de/print/42350Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme](https://umweltbundesamt.de/print/42350Energieverbrauch_für_fossile_und_erneuerbare_Wärme). [Zugriff am 15 10 2020].
- [8] DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH, „KWKG-Umlage,“ 2020. [Online]. Available: https://www.drewag.de/wps/portal/drewag/cms/menu_main/geschaefskunden/service/sparen-gewusst-wie/stromkosten-sparen/kwkg-umlage. [Zugriff am 03 11 2020].
- [9] D. Schulz und T. Weiß, „Technischer Klimaschutz,“ in *Hamburger Klimabericht*, Berlin, Springer Nature, 2018, pp. 283-292.
- [10] eurostat, „Renewable energy for heating and cooling,“ 11 02 2020. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20200211-1?inheritRedirect=true&redirect=%2Ffeuerstat%2F>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [11] Wärme Hamburg GmbH, „Unternehmensprofil,“ 2020. [Online]. Available: <https://waerme.hamburg/ueber-uns/unternehmensprofil>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [12] Hamburg Institut, „Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg,“ HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg, 2016.
- [13] Wärme Hamburg GmbH, „Erzeugungsanlagen & Netz,“ 2020. [Online]. Available: <https://waerme.hamburg/erzeugungsanlagen>. [Zugriff am 25 10 2020].
- [14] M. Beimel, K. Grobecker und E. Verg, *Stadt am Strom, 100 Jahre Strom und Fernwärme in Hamburg*, Hamburg: Hamburger Electricitäts-Werke Aktiengesellschaft, 1994.
- [15] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund und B. V. Mathiesen, „4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into the future sustainable energy systems,“ *Energy*, Bd. 68, pp. 1-11, 2014.
- [16] P. Konstantin, *Praxisbuch Fernwärmeversorgung*, Heidelberg: Springer Nature, 2018.
- [17] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, „Meilenstein für den Klimaschutz Kohleverbrennung im Kraftwerk Wedel wird deutlich reduziert,“ 26 10 2020. [Online]. Available: <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/14517780/2020-10-26-bukea-kraftwerk-wedel/>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [18] Wärme Hamburg GmbH, „Energiepark Hafen,“ 2020. [Online]. Available: <https://energiepark-hafen.hamburg/impresum/>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [19] HAMBURG ENERGIE GmbH, „IW³ – Integrierte WärmeWende Wilhelmsburg,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.hamburgenergie.de/ueber-uns/unternehmen/forschungsprojekte/iw3/>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [20] Wärme Hamburg GmbH, „Städtische Netzgesellschaften planen Energienetze der Zukunft,“ 16 09 2020. [Online]. Available: <https://waerme.hamburg/presse/pressemitteilungen/energienetze-der-zukunft>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [21] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*, Berlin: Springer Verlag, 2009.
- [22] T. Nussbaumer, *Planungshandbuch Fernwärme*, Zürich: Bundesamt für Energie, 2018.
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung,“ Berlin, 2019.
- [24] F. Sensfuß, G. Deac, C. Bernath und K. Grave, „Vorabanalyse Langfristige Rolle und Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung,“ Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2017.
- [25] Umweltbundesamt, „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK),“ Statistisches Bundesamt, 26 02 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#kwk-anlagen>. [Zugriff am 03 11 2020].
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Strom 2030: Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre,“ Berlin, 2017.
- [27] „Heizkraftwerk Moorburg - eines der modernsten und effizientesten Kraftwerke in Europa,“ Vattenfall, [Online]. Available: <https://powerplants.vattenfall.com/de/moorburg>. [Zugriff am 05 11 2020].
- [28] „Ein Blockheizkraftwerk für das Wohngebiet Neuallermöhe-West,“ Umweltbehörde Freie und Hansestadt Hamburg, [Online]. Available: https://eneratio.de/uploads/czUmgTpr/bhkw_allermoehe.pdf. [Zugriff am 11 05 2020].

Kapitel 2
Künftige Anforderungen an Energieversorgungsnetze

mit Beiträgen von

Gasnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Abschätzung der Auswirkungen einer Umstellung auf Elektro-Busse auf das deutsche Energiesystem

Amra Jahic*, Mina Eskander, Edvard Avdevicius und Detlef Schulz

Fakultät für Elektrotechnik

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Germany

*amra.jahic@hsu-hh.de

Kurzfassung – Mit dem Ziel der Reduzierung von schädlichen Emissionen im öffentlichen Personennahverkehr setzen viele deutsche Städte auf Elektromobilität. In einigen Städten hat die Umstellung auf Elektro-Busse längst begonnen und andere zeigen sehr ambitionierte Ziele für den Zeitraum bis 2030. Die steigende Anzahl von Elektro-Bussen bringt aber auch viele Herausforderungen mit sich, wie bspw. der Ausbau von passenden Ladeinfrastrukturen, aber auch die Auswirkungen auf die elektrischen Netze und das gesamte Energiesystem. Für die Planung der zukünftigen Energiesysteme ist es daher sehr wichtig, die von den Elektro-Bussen zu erwartenden Lastprofile und ihren Energieverbrauch zu analysieren. Während die Lastprofile den Ausbau der elektrischen Netze stark beeinflussen können, ist der gesamte Energieverbrauch für die Planung der Stromerzeugung in der Zukunft entscheidend. Aus diesem Grund wird in diesem Beitrag die geplante Umstellung auf Elektro-Busse deutschlandweit analysiert, und zwar für die Zeiträume 2020, 2025 und 2030. Weiterhin wurden die zu erwartenden Lastprofile und der Energieverbrauch in allen Bundesländern untersucht.

Stichworte – *Elektrobusse, Ladeinfrastruktur, deutsches Energiesystem, Lastprofile, Energieverbrauch*

NOMENKLATUR

BMVI	Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur
E-Busse	Elektro-Busse
VDV	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen

I. EINLEITUNG

Die Anschaffung von elektrischen Bussen wurde in den vergangenen Jahren durch unterschiedliche Programme der Bundesregierung gefördert. Diese Förderungen, der Markthochlauf, eine steigende Marktverfügbarkeit von Elektro-Bussen (E-Bussen) sowie eigene Investitionen und das Ziel vieler Unternehmen, eine emissionsfreie Flotte zu betreiben, haben zu steigenden Zahlen von E-Bussen, geführt. Die Umstellung auf E-Busse hat viele Vorteile für die Lebensqualität und die Gesundheit der Einwohner in den Städten und trägt zur Umsetzung der von der Bundesregierung beschlossenen Klima- und Umweltschutzziele bei. Die Elektrifizierung der Busflotten stellt aber gleichzeitig auch eine große Herausforderung dar. Zunächst muss die passende Ladeinfrastruktur aufgebaut werden. Das Laden der Busse kann zu höheren Lastspitzen und zu einer höheren Auslastung des elektrischen Netzes führen [1, 2]. Je nach Auslastung müssen die Netzbetreiber die Kapazitäten des Netzes

erweitern. Die E-Busse sind auch große Stromverbraucher und ihre weitere Entwicklung in Deutschland ist ein wichtiger Faktor für die Planung der Stromerzeugungskapazitäten in der Zukunft [3].

Dieser Beitrag untersucht die Umstellung auf E-Busse in Deutschland und fokussiert sich auf die Analyse der zu erwartenden Lastprofile und des gesamten Energieverbrauchs in allen Bundesländern. Dabei wird der Stand im Jahr 2020 untersucht, sowie die geplante Entwicklung in den Jahren 2025 und 2030. Nach einer kurzen Einleitung ist die Umstellung auf E-Busse in Deutschland im Kapitel II dargestellt. Dabei wurden die Anzahl der Busse, welche schon im Betrieb sind, und die geplante Anzahl der Busse in den Jahren 2025 und 2030 für mehrere Städte in unterschiedlichen Bundesländern untersucht. Die für die Analyse genutzte Vorgehensweise ist im Kapitel III beschrieben. Hierfür wurde zuerst die Berechnung eines durchschnittlichen Lastprofils, basierend auf den bisherigen Erkenntnissen der Umstellung auf E-Busse in Hamburg, durchgeführt. Anschließend wird die Übertragung der Lastprofile auf Busbetriebshöfe in anderen Städten erklärt. Die Ergebnisse der Analyse, aufgeteilt in die Auswirkungen auf das Lastprofil und die Auswirkungen auf den Energieverbrauch, werden im Kapitel IV dargestellt. Zuletzt wird eine kurze Zusammenfassung der Analyse im Kapitel V gegeben.

II. UMSTELLUNG AUF E-BUSSE IN DEUTSCHLAND

Die TABELLE I zeigt den Überblick der E-Busse in Deutschland heute, sowie die geplante Anzahl in 2025 und 2030 für die Städte, die mehr als 20 E-Busse haben oder planen. Andere Städte, die 20 oder weniger Busse haben, bzw. planen, sind gemäß ihrer Bundesländer in der TABELLE II zusammengefasst. Die Grundlage für den Überblick sind die Datenbank des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) [4] sowie die Projektübersicht des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) [5]. Weitere Informationen kommen von den Internetseiten der einzelnen Verkehrsunternehmen und anderen Quellen [6-24]. In dieser Arbeit werden nur die Städte analysiert, die in [4] und [5] berücksichtigt wurden, wie in der TABELLE I und TABELLE II gezeigt. Für den Fall, dass die Antriebstechnologie (Brennstoffzellen, Batterien oder Hybrid) für die geplanten emissionsfreien Busse noch nicht festgelegt ist, wurde angenommen, dass diese Busse batteriebetrieben sind. Zwei Städte haben sich bisher als Vorreiter beim Thema E-Mobilität im öffentlichen Personennahverkehr profiliert, Berlin und Hamburg. Mit der kompletten Elektrifizierung der Busflotten, werden im Jahr 2030 etwa 3000 E-Busse in diesen

Städten fahren. Laut den Plänen und Zielen der deutschen Verkehrsunternehmen könnten deutschlandweit im Jahr 2025 insgesamt 2964 E-Busse und im Jahr 2030 etwa 6210 E-Busse fahren.

Die Bundesländer Saarland und Sachsen-Anhalt werden in dieser Analyse nicht berücksichtigt, da die Recherche der Autoren bis zur Erstellung dieses Beitrags keine konkreten Daten über die geplante Anschaffung von E-Bussen in der Zukunft ergab.

III. VORGEHENSWEISE

A. Berechnung eines durchschnittlichen Lastprofils

Für die Berechnung der zu erwartenden Lastprofile auf elektrischen Busbetriebshöfen deutschlandweit wurde zuerst ein durchschnittliches Lastprofil berechnet.

TABELLE I: ÜBERBLICK DER ANZAHL VON E-BUSSEN IN DEUTSCHEN STÄDTEN IN 2020, SOWIE DER PLAN FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030.

Bundesland	Stadt	Quelle	Anzahl der E-Busse		
			2020	2025	2030
BE	Berlin	[6, 5]	108	700	1400
NW	Bonn	[7]	7	100	200
NI	Braunschweig	[4, 8]	6	48	48
HE	Darmstadt	[5]	2	80	80
NW	Düsseldorf	[5, 9]	14	24	32
NW	Essen	[4, 10]	5	5	283
HE	Frankfurt	[5, 11, 12, 23]	3	24	370
BW	Freiburg	[5, 24]	2	17	65
HH	Hamburg	[5]	74	765	1530
NI	Hannover	[5, 13, 14]	29	58	178
SH	Kiel	[5]	30	36	36
NW	Köln	[5]	10	101	363
MV	Schwerin	[5]	0	45	45
SN	Leipzig	[5]	25	38	38
SH	Lübeck	[15]	2	100	200
RP	Mainz	[5]	4	27	140
BW	Mannheim/Heidelberg /Ludwigshafen	[5]	6	36	120
BY	München	[5, 16]	6	191	382
NW	Münster	[17, 4]	5	100	200
BY	Nürnberg	[5]	7	80	160
HE	Offenbach	[4, 18]	7	36	36
NI	Osnabrück	[5]	13	62	62
MV	Rostock	[19]	0	23	47
HE	Wiesbaden	[5]	56	120	120
	Andere Städte	[4, 5]	98	167	175

TABELLE II: ÜBERBLICK DER DEUTSCHEN STÄDTE, DIE 20 ODER WENIGER E-BUSSE FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030 PLANEN.

Bundesland	Stadt	Quelle
BY	Bad Neustadt an der Saale, Bad Wörishofen, Burghausen, Fürth, Regensburg und Würzburg	[4, 5]
BW	Aalen, Esslingen, Heidenheim an der Brenz, Künzelsau/Öhringen, Lahr, Ludwigsburg, Reutlingen, Rottweil und Waiblingen	[4, 5]
HB	Bremen	[20]
BB	Eberswalde	[4]
NW	Aachen, Bocholt, Bottrop, Duisburg, Extertal, Herten, Oberhausen, Bochum/Gelsenkirchen, Solingen	[4, 5, 22]
NI	Borkum	[4]
RP	Trier	[4]
TH	Bad Langensalza und Suhl/Zella	[4]
SN	Dresden	[5, 21]
SH	Pinneberg und Westerland	[4, 5]

Hierfür wurden die realen Umläufe der heutigen Dieselbusse von 13 Busbetriebshöfen der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH in Hamburg genutzt: Ahrensburg, Bergedorf, Billbrook, Elmshorn, Geesthacht, Glinde, Lauenburg, Mölln, Norderstedt, Rahlstedt, Ratzeburg, Schenefeld und Quickborn. Die Lastprofile aller Busbetriebshöfe wurden für einen typischen Arbeitstag unter der Annahme berechnet, dass alle Dieselbusse durch E-Busse ersetzt wurden. Zur Vereinfachung der Analyse wurden weitere Annahmen getroffen:

- Alle Busse laden mit einer konstanten Leistung von 150 kW.
- Der Verbrauch der Busse ist typ- und temperaturabhängig, wie in der ABBILDUNG 1 gezeigt. Es handelt sich um Annahmen, da der tatsächliche Verbrauch von vielen weiteren Faktoren abhängig ist, wie z.B. Anzahl der Passagiere, Strecke, Verkehrsbedingungen usw.
- Wenn ein Bus länger als zwei Stunden auf dem Busbetriebshof steht, wird er vor der Abfahrt für eine Stunde lang vorkonditioniert. Die notwendige Leistung für die Vorkonditionierung ist temperaturabhängig, siehe ABBILDUNG 1. Die Vorkonditionierung oberhalb von 20 °C wurde in diesem Beitrag nicht berücksichtigt.
- Die Busse laden sofort nach ihrer Rückkehr zum Busbetriebshof. Es gibt kein intelligentes Lade-managementsystem.
- Bei der Zuweisung der Umläufe wird das sogenannte FIFO Prinzip (engl. First In First Out) verfolgt, unter der Bedingung, dass der Bus einen ausreichenden Ladezustand für den vorgesehenen Umlauf hat.
- Die Busse haben eine Reichweite bzw. Batteriekapazität, die dem Verbrauch des längsten Umlaufs für den entsprechenden Bustyp entspricht, zuzüglich einer Reserve von 20 %.
- Umläufe basieren auf typischen Werktagen. Die Unterschiede zu den Wochenenden und Feiertagen wurden nicht berücksichtigt.

Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise bei der Berechnung der Lastprofile für einen bestimmten Busbetriebshof wurde in [25] dargestellt.

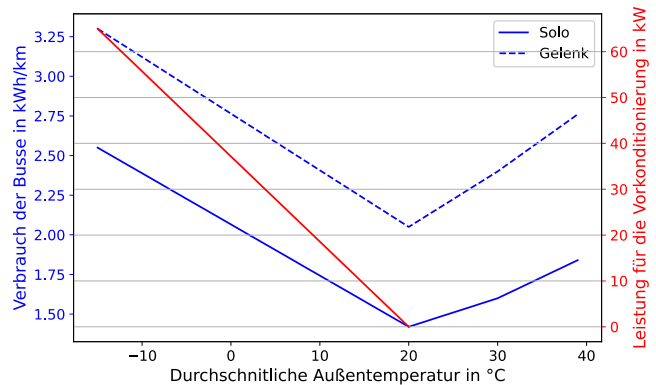


ABBILDUNG 1: TEMPERATURABHÄNGIGER VERBRAUCH DER SOLO- UND GELENKBUSSE (BLAU) UND DIE TEMPERATURABHÄNGIGE LEISTUNG FÜR DIE VORKONDITIONIERUNG (ROT).

Die **ABBILDUNG 2** zeigt das resultierende durchschnittliche Lastprofil eines Busses für einen typischen Tag im Winter mit einer Außentemperatur von 0 °C.

Die Gleichung 1 zeigt das Vorgehen bei der Berechnung. Die durchschnittliche Leistung $\bar{P}_{t,T}$ wird für jede einzelne Minute in einem Tag analysiert.

$$\bar{P}_{t,T} = \frac{\sum_{i \in LBH} P_{t,T,i}}{N_{ges}} \quad (1)$$

Dabei sind $P_{t,T,i}$ die Leistung für die Minute t und die Temperatur T auf dem Busbetriebshof i , LBH die Liste der 13 untersuchten Busbetriebshöfe und N_{ges} die gesamte Anzahl der Busse auf allen 13 Busbetriebshöfen. $\bar{P}_{t,T}$ wird für einen ganzen Tag von 00:00 Uhr bis 23:59 Uhr und für jede Temperatur -15 °C bis 42 °C berechnet.

B. Berechnung der Lastprofile auf weiteren Busbetriebshöfen

Da die durchschnittliche Leistung mit N_{ges} normalisiert wurde, ist eine Skalierung auf eine geplante Anzahl von Bussen $N_{Busse,BH}$ und die Berechnung der entsprechenden Leistungen $P_{t,T,BH}$ auf einem anderen Busbetriebshof BH möglich, wie in Gleichung 2 gezeigt.

$$P_{t,T,BH} = \bar{P}_{t,T} \times N_{Busse,BH} \quad (2)$$

Die Anzahl der Busse auf anderen Busbetriebshöfen ist damit die einzige für die Berechnung notwendige Variable. Diese Vereinfachung ist erforderlich, da die Daten, wie z. B. Umläufe, Reichweiten und Bustypen, noch nicht deutschlandweit für alle einzelnen in der Zukunft bestehenden Busflotten und Busbetriebshöfe bekannt sind.

Die Größe $P_{t,T,BH}$ ist die Leistung für eine bestimmte Minute t sowie eine bestimmte Temperatur T . Um das ganze Lastprofil für ein Jahr darzustellen, wurden Temperaturprofile in allen Bundesländern berücksichtigt. Dafür wurden die verfügbaren Daten des Deutschen Wetterdienstes mit einer minimalen, maximalen und durchschnittlichen täglichen Temperatur für ein ganzes Jahr genutzt [20]. Für die Vereinfachung der Analyse wurde angenommen, dass alle Städte in einem Bundesland den gleichen Temperaturverlauf haben. Die **ABBILDUNG 3** zeigt den Verlauf der maximalen und minimalen täglichen Temperatur in den drei größten Städten Deutschlands, in Hamburg, München und Berlin für das Jahr 2019 [26].

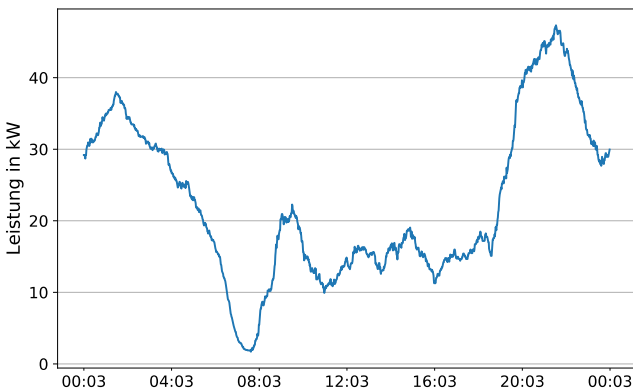


ABBILDUNG 2: DURCHSCHNITTLICHES LASTPROFIL EINES BUSES FÜR EINEN TYPISCHEN TAG IM WINTER MIT EINER AUßENTEMPERATUR VON 0 °C.

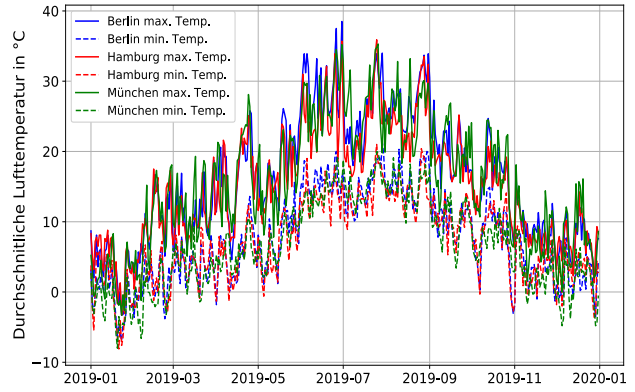


ABBILDUNG 3: DURCHSCHNITTLICHE TÄGLICHE LUFTTEMPERATUR GEMESSEN IN DEN DREI GRÖßTEN STÄDTEN DEUTSCHLANDS IN 2019 [26].

Bei der Berechnung der $P_{t,T,BH}$ wurden immer die folgenden Randbedingungen berücksichtigt. Für die Vorkonditionierung gilt die minimale gemessene Temperatur, da sie zum größeren Verbrauch führt. Für den Verbrauch der Busse ist ein Vergleich zwischen dem Energieverbrauch der Busse bei minimaler Temperatur $E_{T,min}$ und bei maximaler Temperatur $E_{T,max}$ entscheidend, wie gezeigt in Gleichung 3. Es wurde immer die Temperatur mit dem größeren Verbrauch berücksichtigt.

$$T_{\text{Verbrauch}} = \begin{cases} T_{\max}, & \text{wenn } E_{T,\max} \geq E_{T,\min} \\ T_{\min}, & \text{wenn } E_{T,\max} < E_{T,\min} \end{cases} \quad (3)$$

Wenn beide Temperaturen definiert sind, kann das durchschnittliche Lastprofil für den analysierten Tag entsprechend ausgewählt werden.

Bei der Berechnung der Lastprofile für andere Busbetriebshöfe wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Alle Busse laden mit 150 kW.
- Alle Busse sind elektrisch vorkonditioniert.
- Die Busse laden auf zentralen Busbetriebshöfen. „Unterwegsladen“ auf den Haltestellen (engl. Opportunity Charging) ist nicht berücksichtigt.
- Die Temperaturentwicklung in den kommenden Jahren bis 2030 wurde nicht berücksichtigt, Temperaturverläufe von 2019 gelten bis 2030.
- Alle Busse in der emissionsfreien Flotte sind batteriebetrieben.

IV. AUSWIRKUNGEN AUF DAS ENERGIESYSTEM

A. Auswirkung auf das Lastprofil

Die **ABBILDUNG 4** zeigt die durch E-Busse verursachten Lastprofile in Berlin und Hamburg, die Städte mit der größten geplanten Anzahl von E-Bussen, für einen typischen Werktag im Winter mit der Außentemperatur von 0 °C für die Jahre 2020, 2025 und 2030. In Hamburg wird so in 2025 eine Lastspitze von 36,2 MW und in 2030 von 72,4 MW erwartet. In Berlin hingegen könnte man in 2025 eine Lastspitze von 33,1 MW und in 2030 von 66,2 MW erwarten. Da die Last von der Temperatur abhängig ist, kann es zu starken Abweichungen bei der Lastspitze im Winter und im Sommer kommen, wie gezeigt in der **ABBILDUNG 5** für Berlin und Hamburg in den Jahren 2025 und 2030.

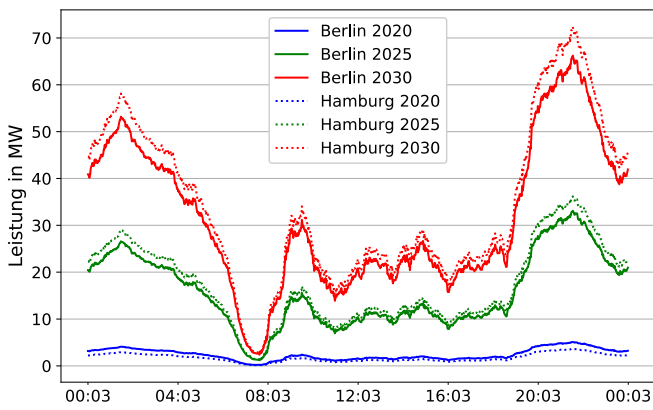


ABBILDUNG 4: DURCH E-BUSSE ENTSTEHENDE LASTPROFILE IN HAMBURG UND BERLIN FÜR EINEN TYPISCHEN WERKTAG IM WINTER FÜR DIE JAHRE 2020, 2025 UND 2030.

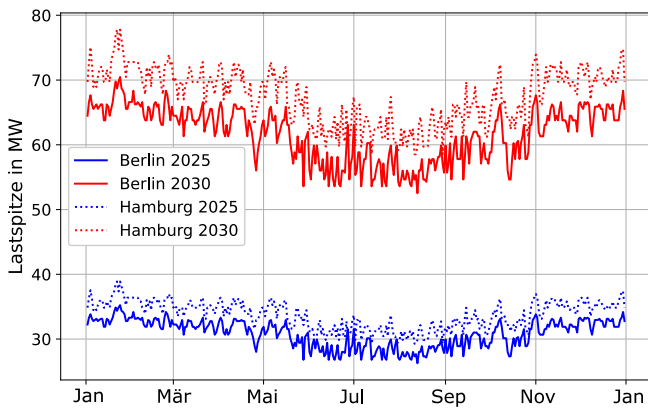
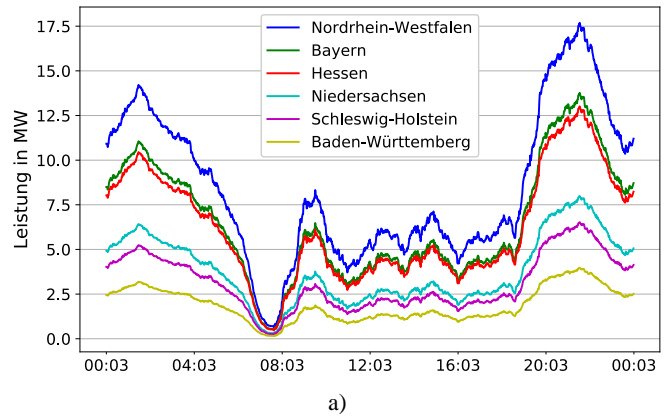


ABBILDUNG 5: VERLAUF DER LASTSPITZEN IN BERLIN UND HAMBURG FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030 IN ABHÄNGIGKEIT DER JAHRESZEITEN.

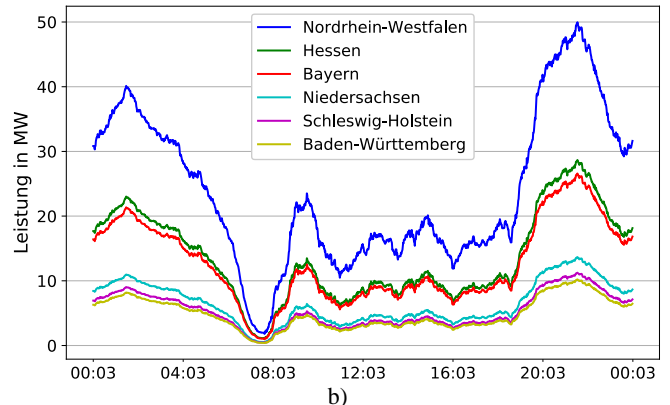
Da beide Städte geographisch nah beieinanderliegen und ähnliche Temperaturverläufe haben, zeigen sie ähnliche Verläufe der Lastspitze in einem Jahr. Unter der Annahme, dass sich der Temperaturverlauf im Jahr 2025 und 2030 nicht vom analysierten Temperaturverlauf in 2019 unterscheidet, kann man z.B. in 2025 in Hamburg eine maximale Lastspitze von 38,9 MW erwarten. Die minimale Lastspitze hingegen beträgt 29,1 MW. Das ergibt einen Unterschied von 9,8 MW oder 25,2 % des Maximalwertes. In 2030 ist eine maximale Lastspitze von 77,8 MW und eine minimale Lastspitze von 58,1 MW zu erwarten. Das macht einen Unterschied von 19,7 MW oder 25,3 % des Maximalwertes aus.

Die Entwicklung der Lastprofile auf den E-Busbetriebshöfen in anderen Bundesländern (außer Hamburg und Berlin) ist für das Jahr 2025 auf der ABBILDUNG 6 und für das Jahr 2030 in der ABBILDUNG 7 dargestellt. Alle Lastprofile stellen einen typischen Werktag im Winter mit der Temperatur von 0 °C dar. Im Vergleich zu den anderen Bundesländern zeigen hier Nordrhein-Westfalen, Bayern und Hessen einen Vorsprung bei der Umstellung auf E-Busse und dementsprechend auch bei den dadurch entstehenden Lasten. In Nordrhein-Westfalen, Bayern und Hessen zeigen sich jeweils die Lastspitzen von 17,7 MW, 13,8 MW und 13,0 MW in 2025 und von 49,9 MW, 26,6 MW und 28,7 MW in 2030.

Die ABBILDUNG 8 zeigt den Verlauf der Lastspitzen in Deutschland für die Jahre 2025 und 2030.

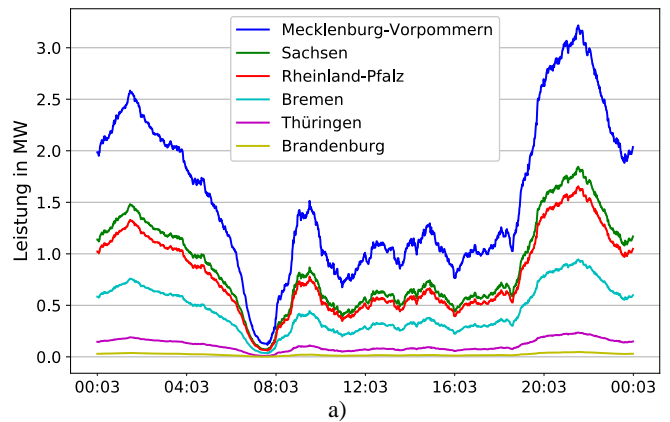


a)

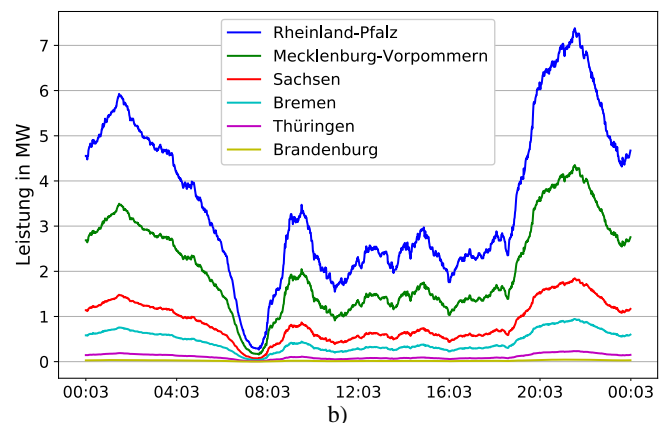


b)

ABBILDUNG 6: DURCH E-BUSSE ENTSTEHENDE LASTPROFILE IN NORDRHEIN-WESTFALEN, BAYERN, HESSEN, NIEDERSACHSEN, SCHLESWIG-HOLSTEIN UND BADEN-WÜRTEMBERG IN A) 2025 UND B) 2030.



a)



b)

ABBILDUNG 7: DURCH E-BUSSE ENTSTEHENDE LASTPROFILE IN MECKLENBURG-VORPOMMERN, SACHSEN, RHEINLAND-PFALZ, BREMEN, THÜRINGEN UND BRANDENBURG IN A) 2025 UND B) 2030.

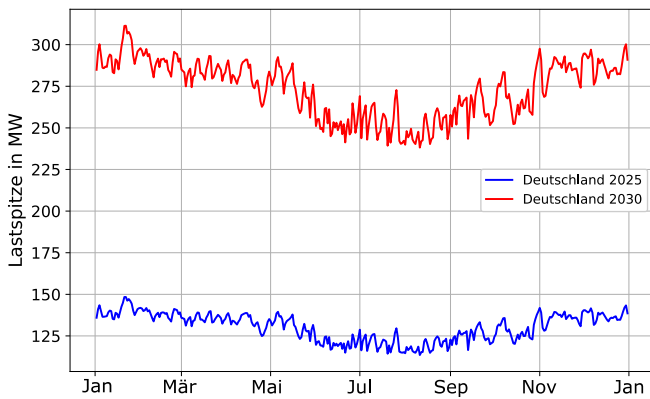


ABBILDUNG 8: VERLAUF DER LASTSPITZEN IN DEUTSCHLAND FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030.

Genauso wie für Berlin und Hamburg wurde für alle anderen Bundesländer angenommen, dass sich der Temperaturverlauf im Jahr 2025 und 2030 nicht von dem analysierten Verlauf in 2019 unterscheidet. Die Analyse zeigt eine maximale Lastspitze von 148,4 MW und eine minimale von 113,5 MW für das Jahr 2025 in Deutschland. Das ergibt einen Unterschied von 23,5 % des Maximalwertes. In 2030 hingegen ist eine maximale Lastspitze von 311,3 MW und eine minimale von 238,1 MW zu erwarten, mit einem entsprechenden Unterschied von ebenfalls 23,5 % des Maximalwertes.

B. Auswirkung auf den Energieverbrauch

Ein weiterer wichtiger Aspekt für das Energiesystem ist der gesamte Energieverbrauch. Die ABBILDUNG 9 zeigt den Energieverbrauch in den analysierten Bundesländern im Jahr 2025 sowie im Jahr 2030. Hamburg, Berlin und Nordrhein-Westfalen zeigen den größten Energieverbrauch durch die E-Busse, da diese Regionen auch die größte Anzahl von E-Bussen planen. In 2025 beträgt der Energieverbrauch in diesen drei Bundesländer jeweils 132,5 GWh, 120,8 GWh und 64,2 GWh. In 2030 beträgt der Energieverbrauch hingegen jeweils 264,9 GWh, 241,8 GWh und 231,5 GWh. Unter Berücksichtigung aller Städte, die in diesem Beitrag untersucht wurden, und aller Annahmen, die bei der Analyse getroffen wurden, ist deutschlandweit in 2025 ein Energieverbrauch der E-Busse von 514,5 GWh und in 2030 von 1124,7 GWh zu erwarten.

V. FAZIT

In diesem Beitrag wurde die Umstellung auf E-Busse deutschlandweit mit dem Ziel der Abschätzung der Auswirkungen auf das gesamte deutsche Energiesystem untersucht. Die Analyse wurde auf drei Ebenen durchgeführt: Für jede analysierte Stadt, für die Bundesländer und letztendlich für ganz Deutschland. Es wurde analysiert, welche von den E-Bussen verursachten Lastprofile für die Jahre 2020, 2025 und 2030 zu erwarten sind. Zusätzlich wurde der gesamte Energieverbrauch der E-Busse in den gleichen Jahresscheiben untersucht.

Mithilfe der Informationen des VDV und BMVI wurde die geplante Umstellung auf E-Busse in über 50 Städten in 14 Bundesländern analysiert. Laut den Plänen und Zielen der Verkehrsunternehmen in diesen Städten könnten im Jahr 2025 insgesamt 2964 E-Busse und im Jahr 2030 etwa 6210 E-Busse deutschlandweit fahren.

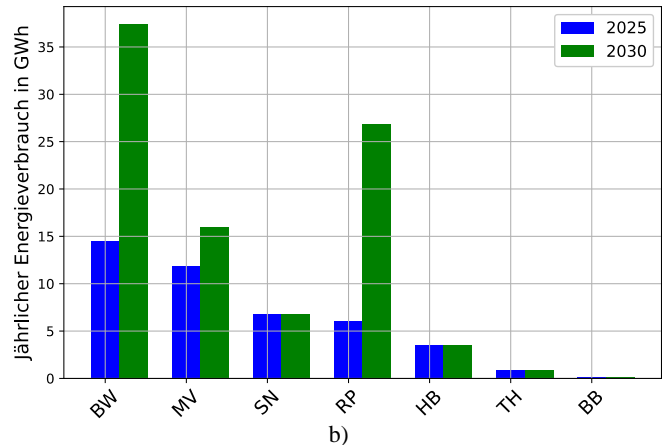
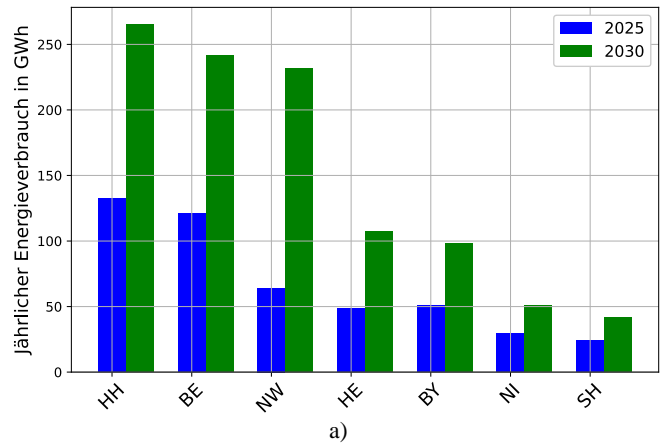


ABBILDUNG 9: ENERGIEVERBRAUCH FÜR UNTERSCHIEDLICHE BUNDESLÄNDER FÜR DIE JAHRE 2025 UND 2030 IN A) HAMBURG, BERLIN, NORDRHEIN-WESTFALEN, HESSEN, BAYERN, NIEDERSACHSEN UND SCHLESWIG-HOLSTEIN UND B) BADEN-WÜRTTEMBERG, MECKLENBURG-VORPOMMERN, SACHSEN, RHEINLAND-PFALZ, BREMEN, THÜRINGEN UND BRANDENBURG.

Die Städte Berlin und Hamburg zeigen einen Vorsprung bei der Elektrifizierung ihrer Flotten und erwarten dementsprechend einen höheren Energieverbrauch in den kommenden Jahren. Weitere Bundesländer, die größere Lastspitzen und Energieverbräuche aufgrund ihrer Umstellung auf E-Busse erwarten können, sind Nordrhein-Westfalen, Bayern und Hessen.

Die Analyse zeigt, dass deutschlandweit aufgrund der E-Busse im Jahr 2025 eine maximale Lastspitze von 148,4 MW und in 2030 von 311,3 MW entstehen kann. Der durch Elektrobusse verursachte Energieverbrauch in Deutschland wurde für das Jahr 2025 mit 514,5 GWh und für das Jahr 2030 mit 1124,7 GWh abgeschätzt.

Die Ergebnisse dieser Analyse können bei der Planung der zukünftigen Energiesysteme helfen, wie z.B. bei der Planung des Ausbaus der elektrischen Netze oder bei der Gestaltung der Stromerzeugungskapazitäten in der Zukunft.

VI. DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Aufbau von Ladeinfrastrukturen auf Busbetriebshöfen" und wird vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert (AKZ G20/3552.1/3). Weiterhin gilt unser Dank unseren beiden Projektpartnern Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH und Hamburger Hochbahn AG für die enge Zusammenarbeit.

LITERATUR

- [1] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg,“ Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, [Online]. Available: <https://edoc.sub.uni-hamburg.de/hsu/volltexte/2017/3156/>.
- [2] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph und P. Pfeifer, „Metastudie Forschungsüberblick, Netzintegration Elektro-mobilität; Eine Studie im Auftrag von VDE (FNN) und BDEW,“ 12 2018. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/20181210_Metastudie/Forschungsueberblick-Netzintegration-Elektromobilitaet.pdf. [Zugriff am 15 10 2020].
- [3] „Das „BEE-Szenario 2030“ 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE),“ 05 2019. [Online]. Available: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionen-papiere_Stellungnahmen/BEE/20190606_BEE_Szenario_2030_online.pdf. [Zugriff am 15 10 2020].
- [4] „E-Bus-Projekte in Deutschland,“ Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV), [Online]. Available: <https://www.vdv.de/e-bus-liste.aspx>. [Zugriff am 12 10 2020].
- [5] M. Faltenbacher, A. Hendrich und S. Kupferschmid, „Projektübersicht 2019/2020 Zero Emission Busse in Deutschland, Im Rahmen der Programmbegleitforschung Innovative Antriebe im straßengebundenen ÖPNV,“ Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin, Deutschland, 2020.
- [6] Berliner Vekehrsbetriebe (BVG), 27 03 2019. [Online]. Available: https://www.bvg.de/images/content/presse-mitteilungen/2019/20190327_PM_Alle_Wege_fuehren_nach_Strom.pdf. [Zugriff am 12 10 2020].
- [7] Stadtwerke Bonn Verkehrs GmbH (SWB Bus und Bahn), 12 2019. [Online]. Available: https://www.swb-busundbahn.de/fileadmin/dokumente/Leistungsqualitaet/Leistungsqualitaet_2019.pdf. [Zugriff am 12 10 2020].
- [8] Kraftwerkgesellschaft mbH Braunschweig (KVG), [Online]. Available: <https://www.kvg-braunschweig.de/Aktuelles/Pressemitteilungen/Archiv/details.htm?recordid=162B96DDEF0>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [9] „Elektromobilität bei der Rheinbahn nimmt erste Formen an,“ Rheinbahn AG, [Online]. Available: <https://blog.rheinbahn.de/2019/12/19/elektromobilitaet-bei-der-rheinbahn-nimmt-erste-formen-an/>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [10] „Sauber durch die Stadt,“ Ruhrbahn GmbH, [Online]. Available: <https://www.ruhrbahn.de/muelheim/aktuelles/meldung/artikel/sauber-durch-die-stadt.html>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [11] T. Reinhold, T. Schreiber und C. Wagner, „Elektrifizierung des städtischen Busverkehrs - Das Frankfurter Konzept,“ *Internationales Verkehrswesen*, Bd. 2, p. 71, 2019.
- [12] „Ebusco liefert Ende 2020 13 Elektrobusse nach Frankfurt/Main,“ Ebusco, [Online]. Available: <https://www.ebusco.com/de-frankfurt-transdev/>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [13] „Beschluss des Aufsichtsrats: ÜSTRA bereitet Verkehrswende vor,“ United News Network GmbH, [Online]. Available: <https://www.lifepr.de/inaktiv/uestra-hannoverscheverkehrs-betriebe-ag/Beschluss-des-Aufsichtsrats-UeSTRA-bereitet-Verkehrswende-vor/boxid/779651>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [14] „Initiative für bessere Luft – regiobus setzt auf E-Mobilität,“ regiobus Hannover GmbH, [Online]. Available: https://www.regiobus.de/unternehmen/presse/aktuelles/news/initiative-fuer-bessere-luft-regiobus-setzt-auf-e-mobilitaet/?tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=c32c44c6fcdf004680e2f2b7aa74e17f. [Zugriff am 13 10 2020].
- [15] „Erstmals reine Elektrofahrzeuge für Stadtverkehr und LVG,“ Stadtverkehr Lübeck GmbH, [Online]. Available: <https://www.sv-luebeck.de/de/aktuelles/pressemitteilungen/845-erstmal-reine-elektrofahrzeuge-f%C3%BCrstadt-verkehr-und-lvg.html>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [16] „Mehr Elektrobusse für München: MVG bekommt bis zu 40 weitere E-Fahrzeuge,“ Münchner Verkehrsgesellschaft mbH (MVG), [Online]. Available: <https://www.mvg.de/ueber/presse-print/pressemitteilungen/2018/oktober/2018-10-09-40-E-Busse-bestellt.html>.
- [17] „Für neue E-Busse wird der Betriebshof elektrisch,“ Stadtwerke Münster GmbH, [Online]. Available: <https://www.stadtwerke-muenster.de/blog/verkehr/fuer-neue-e-busse-wird-der-betriebshof-elektrisch/>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [18] „Sieben Elektrobusse kommen zum Fahrplanwechsel 2020,“ Stadt Offenbach am Main, [Online]. Available: https://www.offenbach.de/stadtwerke/mobilitaet/aktuelles/Aktuelles_aus_dem_Geschaeftsfeld_Mobilitaet/sieben-elektrobusse-zum-fahrplanwechsel-2020-08.11.2019.php. [Zugriff am 13 10 2020].
- [19] „Zeitalter der Elektrobusse in Rostock beginnt - RSAG erhält Förderbescheid für zwei E-Busse,“ Rostocker Straßenbahn AG, [Online]. Available: <https://www.rsag-online.de/unternehmen/presse/pressemitteilungen/2019/zeitalter-der-elektrobusse-in-rostock-beginnt/>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [20] „Umstieg auf Elektrobusse: BSAG bestellt 20 Modelle,“ WESER-KURIER Mediengruppe, Bremer Tageszeitungen AG, [Online]. Available: https://www.weser-kurier.de/bremen/bremen-stadt_artikel-umstieg-auf-elektrobusse-bsag-bestellt-20-modelle-_arid,1919792.html. [Zugriff am 13 10 2020].
- [21] „Dresden bekommt 20 neue Elektrobusse auf zwei Linien,“ Mitteldeutscher Rundfunk (mdr), [Online]. Available: <https://www.mdr.de/sachsen/dresden/dresden-radebeul/dresden-bekommt-zwanzig-neue-elektrobusse-auf-zwei-linien-100.html>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [22] „DVG erhält Fördermittel für Elektrobusse,“ Duisburger Verkehrsgesellschaft AG (DVG), [Online]. Available: <https://www.dvg-duisburg.de/die-dvg/presse/pressemitteilungen/detailseite/dvg-erhaelt-foerdermittel-fuer-elektrobusse/>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [23] „Transdev-Gruppe gewinnt bundesweit größte Ausschreibung für den Einsatz von E-Bussen in Frankfurt/Main,“ Transdev GmbH, [Online]. Available: <https://www.transdev.de/de/neu-igkeiten/transdev-gruppe-gewinnt-bundesweit-groesste-aus-schreibung-fuer-den-einsatz-von-e-bussen>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [24] „100 Tage E-Busse: Eine erste Bilanz,“ Freiburger Verkehrs AG (VAG), [Online]. Available: <https://www.vag-freiburg.de/aktuelles/meldung/100-tage-e-busse-eine-erste-bilanz>. [Zugriff am 13 10 2020].
- [25] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, "Charging Schedule for Load Peak Minimization on Large-Scale Electric Bus Depots," *Applied Sciences*, Bd. 9, Nr. 9, 1748, 2019.
- [26] „Historische tägliche Stationsbeobachtungen (Temperatur, Druck, Niederschlag, Sonnenscheindauer, etc.) für Deutschland,“ Deutscher Wetterdienst, [Online]. Available: <https://opendata.dwd.de/>. [Zugriff am 06 10 2020].

Smart-Meter-Gateway-basiertes Demand Side Management

Felix Heider*, Maik Plenz, Detlef Schulz

Institut für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg

*felix.heider@hsu-hh.de

Kurzfassung – Das Demand Side Management ist eine Maßnahme zur Flexibilisierung des nachfrageseitigen Energieverbrauches. Es gewinnt durch die immer stärkere Durchdringung Erneuerbarer Energien an Bedeutung, auch um beispielsweise Netzausbaukosten und Einspeisemanagement von EE-Anlagen wirksam zu verringern. Während sich die registrierende Leistungsmessung und weitere wirksame Lösungen im Industrie- und Gewerbebereich etabliert haben, fehlte es im Sektor unterhalb 100.000 kWh an einer geeigneten Infrastruktur zur Übermittlung der relevanten Daten und Signale. Mit dem Rollout von Smart-Meter-Gateways implementiert Deutschland nunmehr eine leistungsfähige und cybersichere Lösung zur Anbindung von bisher starren Verbrauchern an das digitalisierte Energieversorgungsnetz. Somit wird eine Grundlage für die Einbeziehung auch von Haushaltskunden in das DSM geschaffen. Dieses Paper liefert einen Überblick über die Programme des DSM und deren Zielsetzungen, zeigt bestehende Lösungen auf (Kapitel II) und erläutert die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur und ihre Möglichkeiten näher (Kapitel III).

Stichworte – Demand Side Management, Demand Response, Smart-Meter-Gateway, Flexibilität

NOMENKLATUR

BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System
DSM	Demand Side Management
DR	Demand Response
EE	Erneuerbare Energien
EMT	Externer Marktteilnehmer
EV	Electric-Vehicle
HAN	Home Area Network
iMES	Intelligentes Messsystem
LMN	Local Metrological Network
mME	Moderne Messeinrichtung
PAR	Peak-to-Average Ratio
SMGw	Smart-Meter-Gateway
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

WAN	Wide Area Network
α_{WP}	Wärmepumpenstatus
e_{1k}	Realisierter Energieträgereingang
e_{2k}	Realisierter Energieträgerausgang
c_x	Variabler Preis für elektrische Energie
p_i	Leistungsbedarf von Gerät i
P_{NVP}	Leistungsbedarf an Netzverknüpfungspunkt
P_{set}	Grenze für Leistungsbezug
p_{WP}	Leistungsbedarf Wärmepumpe
P_{WP}	Wärmepumpenbemessungsleistung

I. EINLEITUNG

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien (EE) unterliegt einer starken Fluktuation. Mit einem Anteil von etwa 28,3 % an der Bruttostromerzeugung tragen Wind- und Photovoltaikanlagen bereits entscheidend zur Energieversorgung in Deutschland bei [1]. Das Aufkommen der externen Faktoren Wind oder Einstrahlung tritt nicht gleichzeitig mit einem hohen Energiebedarf von Industrie und Haushalten ein. Da das Energiesystem stets auf ein Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch ausgelegt ist, muss Energie räumlich (über weite Strecken innerhalb des Verbundnetzes) oder zeitlich (über Speichersysteme) verteilt werden. Dies ermöglicht den Ausgleich eines örtlichen Ungleichgewichtes [2]. Das Verbundnetz ist in seiner jetzigen Übertragungskapazität begrenzt. Übersteigt die zu übertragende Leistung die Kapazitäten des Übertragungsnetzes, kann es zu Abschaltungen von EE-Anlagen kommen. Das sogenannte Einspeisemanagement wird als eine mögliche Maßnahme je nach netzseitiger Einbindung der Anlage vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) oder dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber (VNB) veranlasst. Insgesamt betrug die absolute Abregelung der erzeugten Energie im II. Quartal 2020 948 GWh aus EE-Anlagen. Dieser Wert liegt 8 % über dem Wert von 2019. Von der Abregelung betroffen waren zu 81 % Anlagen der Verteilnetzebene, obwohl 80 % der verursachenden Netzengpässe auf der Ebene des Übertragungsnetzes lagen [3]. Die Vermeidungskosten bzw. entstehenden finanziellen Ausfälle durch Abregelung werden über die Netzentgelte an die Letztverbraucher weitergegeben. Eine wirksame Maßnahme gegen die aufgezeigten Herausforderungen,

bedingt durch die Integration von fluktuierenden Erzeugern, ist der Netzausbau, auch auf der Ebene der Verteilnetze. Während 31 % der VNB ihren Schwerpunkt beim Netzausbau sehen, sehen 41 % weiteres Potenzial in der Nutzung von Flexibilisierungsmaßnahmen, dem sogenannten Demand Side Management (DSM), zur Anpassung des Verbrauchs [4]. VNB profitieren somit von einer Verringerung der Peak-to-Average Ratio (PAR) in ihrem Energieversorgungsnetz und damit von einer möglichen geringeren Spitzenbelastung der Betriebsmittel. Weiterhin kann DSM die Gefahr von Netzausfällen verringern und damit die Verlässlichkeit des Gesamtsystems erhöhen [5]. Ebenso können Letztverbraucher, je nach Ausgestaltung des DSM, von geringeren Kosten für elektrische Energie profitieren, indem sie ihre Verbräuche in Zeiten geringerer Netzauslastung legen [6]. Dem DSM im Privathaushalt fehlte es bis heute an einer geeigneten, sicheren Kommunikationsinfrastruktur zum Austausch von Signalen und Daten zur Steuerung von Geräten, sogenannten Controllable Local Systems (CLS). Mit dem Beginn des flächendeckenden Ausbaus von intelligenten Messsystemen (iMES), bestehend aus dem Kommunikationsmodul Smart-Meter-Gateway (SMGw) und einer modernen Messeinrichtung (mME) steht eine Infrastruktur bald flächendeckend zur Verfügung [7]. Im Folgenden wird der Flexibilitätsbegriff erläutert sowie eine Analyse aktueller in der Literatur behandelte DSM-Programme und ihrer grundsätzlichen Funktionen erfolgen. Zusätzlich wird die SMGw-Infrastruktur, ihre Funktionalität und Einbettung in das bestehende Energiesystem behandelt.

II. DEMAND SIDE MANAGEMENT

In den vergangenen Jahren sind in der Literatur verschiedene Ansätze zur Nutzbarmachung von verbraucherseitigen Flexibilitäten entwickelt worden. Bevor eine detaillierte Analyse dieser Ansätze erfolgen kann, muss ein einheitliches Verständnis von Flexibilität geschaffen werden.

A. Der Flexibilitätsbegriff

Grundsätzlich definiert Flexibilität die Eigenschaft sich schnell auf wechselnde Situationen oder auf sich verändernde äußere Einflüsse anzupassen. Eine direkte Übertragung auf das verbraucherseitige Energieversorgungssystem ist mit dieser Umschreibung nur begrenzt möglich. Ein umfassender Definitionsversuch wird in [8] unternommen:

„Die Flexibilität eines Energiesystems ist die Gesamtheit gültiger Kombinationen von Systemeingaben und ihren zustandsabhängigen Ausgaben in Bezug auf alle Energieträger, d.h. alle Kombinationen, die alle verpflichtenden Energiedienstleistungen auf eine Weise erbringen, die die Systemstabilität gewährleistet.“ [8, S. 607]

ABBILDUNG 1 zeigt ein Energiesystem, z. B. einen Privathaushalt, der mit seiner Umwelt über Energieträger wie Elektrizität oder Gas verbunden ist. Mithilfe der Energieträgerein-/ausgänge und auf Grundlage des internen Systemstatus, stellt das Energiesystem Energiedienstleistungen zur Verfügung. Dabei kann es sich um heißes Wasser, Licht oder mechanische Arbeit verrichtet durch Maschinen handeln. Als Flexibilität des Energiesystems können somit alle möglichen Kombinationen aus Ein- und Ausgängen bezeichnet werden, die alle notwendigen Energiedienstleistungen in einem zeitlich akzeptablen

Zusammenhang abbilden können. Gleichung (1) stellt diesen Zusammenhang dar.

$$[e_{1k}(t), e_{2k}(t)] \epsilon \begin{bmatrix} e_{11}(t) & e_{21}(t) \\ \vdots & \vdots \\ e_{1n}(t) & e_{2n}(t) \end{bmatrix} \quad \forall t \quad (1)$$

Es handelt sich um die tatsächlich realisierten Energieträgerein-/ausgänge: $e_{1k}(t)$ und $e_{2k}(t)$, wobei $1 \leq k \leq n$, und um n Kombinationen aus Energieträgerein-/ausgängen: $e_{1n}(t)$ und $e_{2n}(t)$ zum Zeitpunkt t . Eine Nutzbarmachung dieser Systemflexibilität kann nur erfolgen, wenn eine Entität mit Entscheidungsgewalt auf das Energiesystem einwirkt und im geforderten Zeitintervall die Kombination $e_{1k}(t)$ und $e_{2k}(t)$ auswählt, die die notwendige Flexibilität zur Verfügung stellt. Somit sind weiterhin Informationen notwendig, die die Auswahlentscheidung der Entität dahingehend beeinflussen. So wird aus den Auswahlmöglichkeiten die geeignetste ausgewählt und die vorhandene Flexibilität des Energiesystems nutzbar gemacht. Grundsätzlich existieren drei Varianten des Automatisierungsgrades der Kombinationsmöglichkeiten, die aufgrund ihres Zustandekommens keine optimierte Lösung sein müssen. Es lässt sich unterscheiden in:

- Manuelle Auswahl, Demand Response (DR)
- Halbautomatische Auswahl, DR
- Vollautomatische Auswahl, DR [9]

Vollautomatisches DR lässt sich durch die Integration eines Home-Energy-Management-Systems (HEMS) erreichen, das nach vordefinierten Rahmenbedingungen und den individuellen Bedürfnissen der Nutzer arbeitet. In der Literatur finden sich zumeist Lösungsansätze für eine vollautomatisches DR, das im Folgenden als Entscheidungsentität angesehen wird.

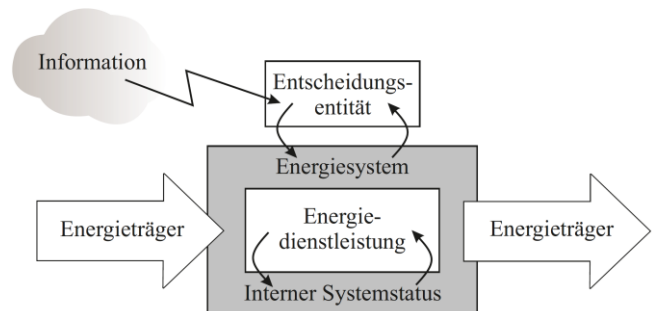


ABBILDUNG 1: EINE ENTSCHEIDUNGSENTITÄT, DIE AUF GRUNDLAGE VON INFORMATIONEN AUF EIN ENERGIESYSTEM EINWIRKT, DAS ENERGIEDIENSTLEISTUNGEN ZUR VERFÜGUNG STELLT, IN ANLEHNUNG AN [8].

B. Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten

Die Nutzungsmöglichkeiten der realisierten Flexibilität, auch DSM-Techniken genannt, aus einem Energiesystem, wie einem Privathaushalt, sind vielfältig. Grundsätzlich unterscheidet man in: peak shaving, valley filling, load shifting, strategic conservation, strategic load growth and flexible load shaping. Eine Übersicht und weitere Erläuterungen der Einsatzmöglichkeiten zeigt TABELLE I. Zur Erreichung der Zielsetzungen des DSM ist die Übermittlung von Informationen an das HEMS notwendig, um einen geeigneten Fahrplan für die teilnehmenden CLS auszuwählen. Bei den übermittelten Informationen kann es sich um

verschiedenen Inhalten handeln, deren Einteilung in zwei Kategorien erfolgt.

C. Umsetzungsstrategien von DSM

Über die vergangenen Jahre haben sich zwei Hauptrichtungen für die Umsetzung von DSM und der damit verbundenen Übermittlung von Informationen entwickelt, die über unterschiedliche finanzielle Anreizsysteme realisiert werden. Man unterscheidet in DR Programme und in dynamic pricing Programme [10], [11]. ABBILDUNG 2 zeigt die Vertreter der beiden Programme.

TABELLE I: DSM TECHNIKEN UND IHRE ZIELSETZUNG [12], [13].

Technik	Zielsetzung
Peak shaving	Verringerung der Spitzennachfrage während Hochverbrauchszeiten
Valley filling	Aufschieben der Nachfrage in Niedrigverbrauchszeiten
Load shifting	Verringerung der Nachfrage während Hochverbrauchszeiten durch Verschiebung in Niedrigverbrauchszeiten
Strategic conservation	Reduzierung des Lastprofils auf Grundlage von saisonalen Veränderungen
Stategic load growth	Erhöhung der generellen Last über dem Verbrauchsprofil
Flexible load shaping	Verbrauchsanpassung durch Setzen von Leistungsgrenzen in bestimmten Zeiträumen

a) Demand Response Programme

Im Rahmen von DR Programmen, die auch als incentive-based Programme bezeichnet werden, erhält der Letztverbraucher finanzielle Anreize, wenn er sein Verbrauchsverhalten den flexiblen Erfordernissen zur Leistungsreduzierung anpasst. Die genauen Rahmenbedingungen werden in einem separaten Vertrag festgehalten, der die Höhe der Anreize, Häufigkeiten des Eingriffs oder die Zeiträume regelt. Beim Direct Load Control (DLC) hat der Vertragspartner direkten Zugang bis in das Home Area Network (HAN) des Letztverbrauchers bis teilweise auf die Einzelgeräteebene, die er somit beeinflussen kann. Bei der Beeinflussung handelt es sich zumeist um eine Leistungsbegrenzung oder das Abschalten des Gerätes.

Programme des DSM	
DR Programme	Dynamic Pricing Programme
Direct Load Control (DLC)	Time-of-Use Pricing (TOU)
Interruptible Tariffs (IT)	Real-Time Pricing (RTP)
Demand Bidding	Variable-Peak Pricing (VPP)
Emergency DR	Critical-Peak Pricing (CPP)
Capacity Market (CM)	Critical-Peak Rebate (CPR)
Ancillary Services Market (ASM)	

ABBILDUNG 2: ÜBERBLICK ÜBER DIE PROGRAMME DES DSM [9], [10].

Bei Interruptible Tariffs (IT) oder Curtailable Tariffs stimmt der Letztverbraucher der Leistungsreduzierung auf vorher festgelegte Bereiche zu, die während einer Systeminstabilität vom Vertragspartner abgerufen werden können. Die grundsätzliche Formulierung des Problems wird in (2) dargestellt. Das gesetzte Leistungslimit $P_{set}(t)$ soll im gewählten Zeitpunkt t durch die Summe der Einzelleistungen $p_i(t)$ der m betriebenen Geräte nicht überschritten werden.

Durch die Formulierung weiterer Nebenbedingungen, die die spezifischen Eigenschaften der Geräte widerspiegeln, kann eine Steuerung durch ein HEMS realisiert werden.

$$\sum_{i=1}^m p_i(t) \leq P_{set}(t) \tag{2}$$

Als beispielhafte Nebenbedingung sei hier auf (4) und (5) verwiesen. Der Leistungsbedarf einer Wärmepumpe $p_{WP}(t)$ in einem beliebigen Augenblick ergibt sich aus ihrem Status $\alpha_{WP}(t) \in [0,1]$ und ihrer Bemessungsleistung P_{WP} . Fällt die Innenraumtemperatur $T_{in}(t)$ unter eine angegebene Raumtemperatur abzüglich einer zulässigen Abweichung $T_{set} - T_{Toleranz}$ ist ihr Status 1 / on. Übersteigt $T_{in}(t)$ die angegebene Raumtemperatur zuzüglich einer zulässigen Abweichung $T_{set} + T_{Toleranz}$ ist ihr Status 0 / off. Innerhalb des Toleranzbandes:

$$T_{set} - T_{Toleranz} \leq T_{in}(t) \leq T_{set} + T_{Toleranz} \tag{3}$$

wird der vorhergehende Status der Wärmepumpe übernommen. Ist weiterhin die Bedingung $t = t_{Sperr}$ erfüllt, wobei die Sperrzeit t_{Sperr} vom VNB vorgegebene Ausschaltzeiten sind, während der die Wärmepumpe nicht in Betrieb sein darf, ist ihr Status ebenfalls 0. Werden zu diesem physikalischen Zusammenhang weitere Gerätespezifika ergänzt ist es dem HEMS möglich Fahrpläne festzulegen, die bei Aggregation das gesetzte Leistungslimit $P_{set}(t)$ unterschreiten. Beim DR Programm des Demand Bidding (DB) weist der Letztverbraucher seiner Flexibilität einen Preis zu, den er als Ausgleich bzw. Vermeidungskosten für die Abweichung von seinem normalen Verbrauchsverhalten verlangt. Wird dieser Preis durch den Vertragspartner angenommen, wird der vereinbarte Preis gezahlt und der Letztverbraucher senkt zu den festgesetzten Zeitpunkten und um die festgesetzte Höhe seinen Leistungsbezug. Emergency DR beinhaltet finanzielle Anreize zur Senkung des Leistungsbezuges während Ereignissen, die die Systemstabilität hochgradig gefährden. Beim Capacity Market (CM) wird die Lastreduzierung als eine Alternative zu einem Kraftwerkseinsatz am Markt angeboten. Im Allgemeinen wird der Letztverbraucher am Tag des Einsatzes informiert, sodass die angebotene Leistungsreduzierung veranlasst werden kann.

$$p_{WP}(t) = \alpha_{WP}(t) \cdot P_{WP} \quad \forall t \tag{4}$$

wobei gelten muss: $t \neq t_{Sperr}$, dann

$$\alpha_{WP}(t) = \begin{cases} 1, & T_{in}(t) < T_{set} - T_{Toleranz} \\ 0, & T_{in}(t) > T_{set} + T_{Toleranz} \\ \alpha_{WP}(t - 1), & T_{set} - T_{Toleranz} \leq T_{in}(t) \leq T_{set} + T_{Toleranz} \end{cases} \tag{5}$$

Beim Ancillary Services Market (ASM) bieten Letztverbraucher die Leistungsreduzierung am Systemdienstleistungsmarkt an. Sie verbleiben abrufbereit, wenn ihr Angebot akzeptiert wurde und erhalten neben dem Bereithaltungspreis den vereinbarten Preis bei einem tatsächlichen Abruf. Eine Teilnahme an den verschiedenen DR Programmen ist jedoch nicht immer möglich, da oft Mindestleistungen zur Verfügung gestellt werden müssen.

b) Dynamic Pricing Programme

Bei der Anwendung von dynamic-pricing Programmen beeinflussen zeitabhängige Preise indirekt den Verbrauch an

elektrischer Energie, oft mit der Zielsetzung die PAR zu reduzieren. In der Literatur findet sich ebenfalls die Bezeichnung time-based rate Programme. Durch die Übermittlung von zeitabhängigen Preisen werden Anreize gesetzt, in Hochpreisphasen weniger Energie zu verbrauchen, indem Energiedienstleistungen verschoben, und in Niedrigpreisphasen realisiert werden. Beim Time-off-Use (TOU) unterscheidet man grundsätzlich zwischen einem off-Peak und einen on-Peak Preis, deren Mittel sich zum Standardpreis ergibt. Letztverbraucher zahlen somit in Zeiten eines hohen generellen Leistungsbedarfes im Netz einen höheren Preis als in Zeiten einer geringen Netzbelastung. Die Preise sind zu vorher definierte Zeiten am Tag über mehrere Stunden gültig. Eine Formulierung dieser Problemstellung für ein HEMS kann wie in (6) und (7) formuliert werden. Im gewählten Zeitintervall $[t_o; t_{end}]$, bestehend aus H Intervallen, der beliebig zu wählenden Schrittlänge Δt sollen die Gesamtkosten für den Bezug von elektrischer Energie über den Netzverknüpfungspunkt $P_{NVP}(h)$ minimiert werden. Der Leistungsbedarf am Netzverknüpfungspunkt bei Schritt h ist $P_{NVP}(h)$. Im Zeitintervall $[t_1; t_2]$ ist der deutlich höhere Bezugspreis in Höhe von c_{peak} anzuwenden.

$$\min_{P_{NVP}(h)} \sum_h^H c_x(h) \cdot P_{NVP}(h) \Delta t \quad (6)$$

wobei

$$c_x(h) = \begin{cases} c_{peak}, & \frac{t_1}{\Delta t} \leq h < \frac{t_2}{\Delta t} \\ c_{base}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (7)$$

Beim Real-time Pricing (RTP) ist der Bezugspreis für elektrische Energie direkt mit dem Großhandelspreis an der Strombörse gekoppelt, sodass er einer Anpassung bis zu einer 15-minütigen Basis unterliegen kann. Somit unterliegt das RTP einer größeren Veränderung als das TOU und kann den direkten Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch direkter wiedergeben.

Beim Variable-Peak Pricing (VPP) handelt es sich um eine hybride Form aus RTP und TOU mit variierenden on-Peak Preisen aber konstanten off-Peak Preisen. Critical-Peak Pricing (CPP) verfolgt die Zielsetzung durch sehr hohe Preise während weniger, aber besonders kritischer Stunden im Jahr eine Leistungsreduzierung zu erreichen. Die Preise können sich hierbei in Bereichen zwischen dem drei- und zehnfachen des normalen Preises bewegen. Eine Kombination mit TOU ist möglich. Das CPR Programm ähnelt dem CPP, da es sich in erster Linie an besonders kritischen Tagen und Stunden im Jahr orientiert, während derer sehr hohe Börsenpreise für elektrische Energie gezahlt werden. Anders als beim CPP werden jedoch Rabatte gewährt, die sich an der Differenz des prognostizierten Verbrauchs und dem tatsächlichen reduzierten Verbrauch orientieren.

D. Auswirkungen von DSM Programmen

Neben den positiven Effekten von DSM Programmen kann es bei der Umsetzung zu unerwünschten Nebeneffekten kommen, denen es bei der Einführung von DSM im Privatkundenbereich zu begegnen gilt. Beim sogenannten Energy Payback oder Rebound Effekt handelt es sich um einen erhöhten Energiebezug nach Eingriffen durch DR oder

auch dynamic pricing Programmen. Diese deutlich erhöhten Energieverbräuche entstehen dadurch, dass nicht vollzogene Energiedienstleistungen nachgeholt werden. Die Energy Paybacks können derart hoch ausfallen, dass sie sogar die ehemaligen on-peak Verbräuche übersteigen [9]. Die Höhe der Energy Paybacks ist abhängig von den spezifischen Einstellungen der Endkundengeräte bedingt durch Komfortexpectationen, die sich beispielsweise in gesetzten Abschaltzeiten oder Temperaturbereichen, wiederfinden lassen, und der Länge der Eingriffszeiten. Diesem unerwünschten Effekt kann begegnet werden, indem für das eigene Versorgungsnetz gültige maximale Eingriffszeiten ermittelt werden, die zu keinem erhöhten Energy Payback und damit zu einer geringen PAR führen. Eine weitere Gegenmaßnahme wird in [14] betrachtet. Hier wird ein RTP Programm um einen weiteren beeinflussenden Faktor, die Inclining Block Rate (IBR), erweitert. Die IBR kommt zum Tragen, wenn eine vorher hinterlegte Leistungsgrenze im Netz überschritten wird. In vormalig günstigen Zeitbereichen können somit höhere Preise realisiert werden, die zu einer geringeren Nachfrage nach elektrischer Energie führen. Es konnte gezeigt werden, dass trotz dieses zusätzlichen Kostenfaktors eine deutliche Reduzierung des PAR und der individuellen Kosten für Elektrizität erreicht werden konnte. Ein entscheidender Faktor für den Freiheitsgrad etwaiger HEMS Entscheidungen sind die hinterlegten Kundenpräferenzen. Je flexibler der Letztverbraucher seine Geräteeinstellungen tätigt und damit seine Bedürfnisse in Bezug zu seinen abgestrebten Energiedienstleistungen zeitlich verändert oder in ihrem Erfüllungsgrad anpasst, desto umfangreicher (zeitlich, absolut) können Eingriffe realisiert werden [9].

E. State-of-the-Art DSM in Deutschland

Im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden haben sich bereits Lösungen für erfolgreiches DSM herausgebildet, die meist das TOU oder das RTP beinhalten. Durch die Steuerung von Anlagen können Prozesse in günstige Tarifbereiche verlegt werden. Ebenfalls haben sich Lösungen für das Angebot von Regelleistung am Regelenergiemarkt (ASM) entwickelt, deren Vorteile sich durch eine intelligente Verknüpfung einer größeren Anzahl von Anlagen ergeben. Durch die Übermittlung der detaillierten Prozessschritte und Zustände kann das mögliche Angebot an Regelleistung sehr genau berechnet werden [15].

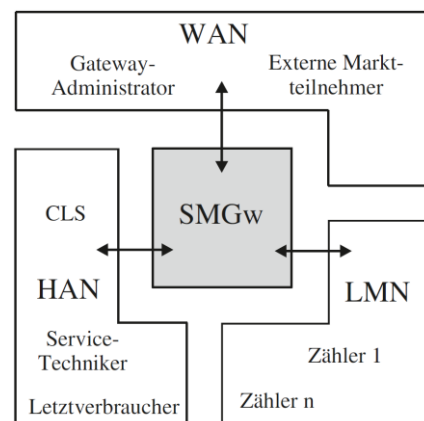


ABBILDUNG 3: DAS SMGW UND DIE ANGESCHLOSSENEN NETZE, ÜBERNOMMEN UND ÜBERSETZT AUS [14].

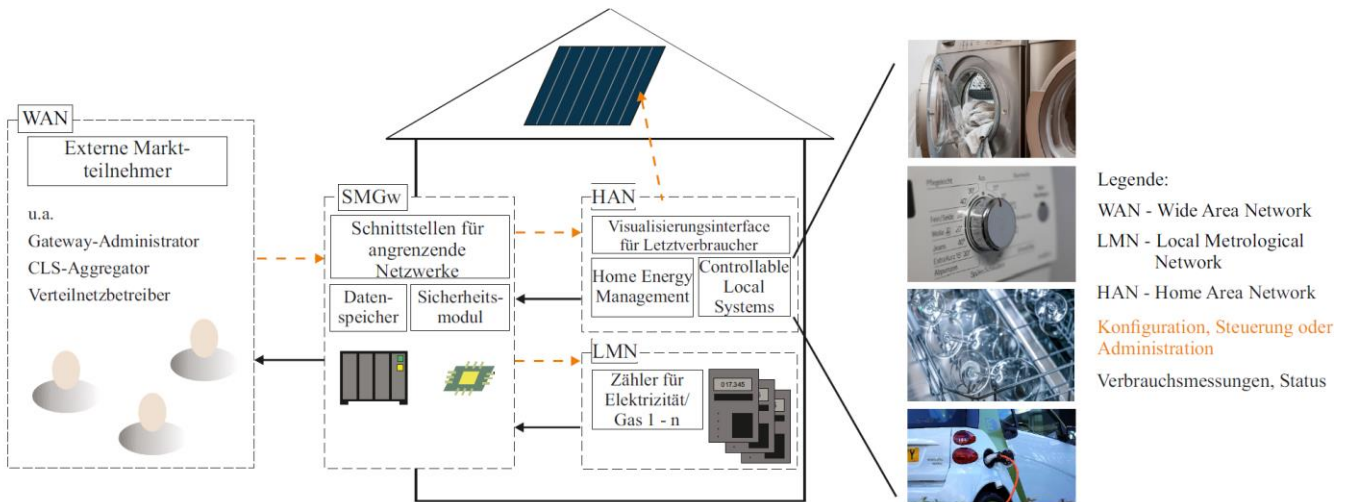


ABBILDUNG 4: EINBINDUNG DES SMGWs IN DIE EINSATZUMGEBUNG GEMÄß [18].

Die vorherrschenden Mindestangebotsmengen für Regelernergie von ± 1 MW für Primärregelleistung (und unter bestimmten Voraussetzungen auch für Sekundärregelleistung und Minutenreserve) und 5 MW für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve schlossen potenzielle Marktteilnehmer im Angebot ihrer eigenen Flexibilitäten aus. Eine Verknüpfung mehrerer Marktteilnehmer und ihrer Flexibilitäten schafft für den Einzelnen einen Marktzugang. Eine weitere Ausgestaltung des DSM für Großabnehmer sind die Regelungen über Abschaltbare Lasten, die sich dem ÜNB zuordnen lassen. Die Bereitsteller der Abschaltbaren Lasten bieten diese auf einer Plattform den ÜNB an. Wird das Angebot angenommen, erhält der Bereitsteller einen Leistungspreis, für die Bereithaltung der Abschaltleistung. Wird die Abschaltleistung abgerufen, zahlt der ÜNB zusätzlich einen Arbeitspreis [18]. Die Implementierung und Umsetzung der bereits praktizierten DSM Programme bedingen eine Kommunikationsinfrastruktur, die es ermöglicht Daten und Signale ohne größeren Zeitverzug zwischen Flexibilitätsanbietern und Energiedienstleistungsunternehmen oder Netzinfrastrukturbetreibern auszutauschen. Während sich im Bereich industrieller und gewerblicher Großverbraucher somit bereits Lösungen entwickelt haben, stehen die Potenziale von Privathaushalten nur begrenzt zur Verfügung. Zu beachten sind weiterhin die enorm hohen datenschutzrechtlichen Anforderungen und Anforderungen an die Cybersicherheit der Kommunikationsinfrastruktur, die sich aufgrund des Zugriffs bis in das Home Area Network (HAN) des Letztverbrauchers ergeben [17].

III. SMART-METER GATEWAY-INFRASTRUKTUR

Das SMGW als zentrale Kommunikationseinheit eines iMES ist mit drei voneinander getrennten Netzen verbunden, in denen sich unterschiedliche Teilnehmer mit eigenen Absichten in Bezug auf das SMGW befinden. Bei den Netzen handelt es sich um das HAN, das Local Metrological Network (LMN) und das Wide Area Network (WAN). ABBILDUNG 3 zeigt das SMGW und die verbundenen Netze und die in ihnen befindlichen berechtigten Rollen. Die modernen Messeinrichtungen für Strom oder andere Sparten wie Gas sind über das LMN mit dem SMGW verbunden. Sie senden ihre Daten entweder nach einer SMGW-Abfrage oder selbstständig in festgelegten Intervallen. Bei diesen Daten kann es sich neben Verbrauchswerten, ebenfalls um in das

Netz eingespeiste Energiemengen handeln. Weiterhin können zusätzliche netzorientierte Parameter, wie die Netzfrequenz oder die Netzspannung über die Zähler bereitgestellt und an das SMGW übermittelt werden. Im WAN befinden sich Externe Marktteilnehmer (EMT), die ein Interesse an den vom SMGW zur Verfügung gestellten Daten haben oder zusätzlich Zugriff in das HAN und mit den dort verbundenen CLS benötigen. Der Gateway-Administrator (GA) als sichere Instanz im WAN administriert und konfiguriert das SMGW, indem die zum Datenempfang notwendigen Zählerprofile, die zur Datenverarbeitung benötigten Auswertungsprofile und zur Datenversendung notwendigen Kommunikationsprofile hinterlegt werden. Alle drei dargestellten Profile haben somit Auswirkungen auf die Messwertverarbeitung auf dem SMGW. Im dritten Netz, dem HAN, werden dem Letztverbraucher Daten zur eigenen Visualisierung und Überprüfung bereitgestellt. Innerhalb des HAN befinden sich die CLS, die durch EMTs angesteuert und in ihrem Verhalten beeinflusst werden können. Der Gesamtüberblick der Einsatzumgebung des SMGW ist in ABBILDUNG 4 zu sehen. Die Ansteuerung von CLS geschieht über einen transparenten Datenkanal, den das SMGW für autorisierte, aktive EMT zur Verfügung stellt. Grundsätzlich müssen aktive EMT über ein Informationssicherheits-Managementsystem verfügen, das nach ISO 27001 zertifiziert wurde. Über das im SMGW verbaute Sicherheitsmodul wird die gesamte Kommunikation hinsichtlich des Transportes und der Dateninhalte an sich abgesichert.

A. Steuerung von CLS über das SMGW

Der transparente Datenkanal soll es EMT ermöglichen je nach eigener Zielsetzung CLS zu steuern. Hierzu stellt das SMGW wie in ABBILDUNG 5 gezeigt eine Proxy Funktionalität zur Verfügung, die eine gesicherte Verbindung vom SMGW zum CLS und vom SMGW zum EMT ermöglicht. Dabei kann der Aufbau der Verbindung vom CLS, vom SMGW oder vom EMT selbst erfolgen, wobei der Aufbau durch den EMT immer über den GA erfolgen muss. Die Nutzbarmachung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite über SMGW ist Inhalt verschiedenster Forschungsbeiträge. In [18] wurde ein Modell zur Abbildung der SMGW Infrastruktur vorgeschlagen, um die Vorgaben der vom Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik erlassenen (BSI) technischen Richtlinienreihe zu SMGWs (TR-03109-x) abzubilden. Zusätzlich wird ein Use-Case vorgestellt, der die

Einsatzmöglichkeiten eines SMGW-gekoppelten EMS zur Flexibilitätskommunikation aufzeigt.

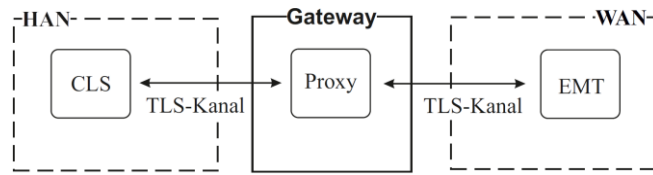


ABBILDUNG 5: SICHERE VERBINDUNG ZWISCHEN CLS UND EMT DURCH DIE PROXY FUNKTIONALITÄT DES SMGW [17].

In [19] wird ein Prototyp eines dezentralisierten EMS mit Anbindung an einen aktiven EMT entwickelt. Basierend auf dem BDEW Smart Grids Ampelkonzept, dargestellt in [20], sendet der aktive EMT die aktuelle Ampelphase, wodurch die maximal zulässige Ladeleistung für ein Electric-Vehicle (EV) begrenzt wird. In der grünen Phase steuert das EMS einen angeschlossenen Ladepunkt über ein RTP Programm. Während die Ladeleistung in der grünen Phase unbeschränkt ist, wird sie in der gelben auf 6 kW und in der roten Ampelphase auf 0 kW reduziert. In [21] wurde darüber hinaus ein Konzept zum netzdienlichen Handel von Flexibilität, unter Nutzung der SMGW-Infrastruktur, neben dem zentralen Handel von Systemdienstleistungen und Strom vorgestellt.

IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Durch die Darstellung der DSM Programme und ihrer Umsetzungen in Deutschland konnte gezeigt werden, dass eine Integration des nachfrageseitigen Verbrauches elektrischer Energie in Ausgleichprozesse zwischen Erzeugung und Verbrauch anzustreben und in Teilbereichen bereits umgesetzt ist. Aktuell verfügbare Lösungen orientieren sich dabei an Industrie und Gewerbe, da auf Kleinverbraucherebene bis 100.000 kWh derzeit keine Infrastrukturen für einen verlässlichen und schnellen Austausch von Daten bestehen. Mit dem Rollout von SMGW wird nun eine Infrastruktur installiert, die ein Heben des Potenzials auch dieser Kundengruppe ermöglicht. Dabei existiert eine Vielzahl von Programmen des DSM, die sich je nach Zielsetzung in unterschiedlichem Maße zur Anwendung eignen. Im Rahmen des durchgeführten Forschungsprojektes ELBE „Electrify Buildings for EVs“ wird eine Option zur netzdienliche Integration von Ladesäulen abseits des öffentlichen Raumes konzipiert und erprobt. Insgesamt sollen dadurch 7400 netzdienlich steuerbare Ladesäulen, gefördert durch die öffentliche Hand, im Raum Hamburg entstehen. Ein weiterer Aspekt des Projektes beinhaltet die pilothafte Einbindung von SMGWs in den netzdienlichen Steuerungsprozess. Netzdienlich meint in diesem Zusammenhang immer die Reduzierung der maximal möglichen Ladeleistung der Ladesäule. Den Forschungsschwerpunkt bildet hierbei zusätzlich die Hebung des Flexibilitätspotenzials von Privathaushalten durch DSM Programme auf Grundlage der SMGW-Infrastruktur. Die großflächige Integration von EV in Form von Heimladeplätzen bildet den zentralen Ansatzpunkt einer notwendigen Flexibilisierungsbetrachtung.

LITERATUR

[1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland“, 14 Sep. 2019. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/20200914_D_Stromerzeugung1991-2019.pdf. [Zugriff am 23 Okt. 2020].

[2] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

[3] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Zweites Quartal 2020,“ 09 Okt. 2020. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q2_2020.pdf. [Zugriff am 23 Okt. 2020].

[4] EY (Ernst & Young), „Barometer Digitalisierung der Enrgeiwende, Berichtsjahr 2019, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie,“ 08 Apr. 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energieiwende-berichts-jahr-2019.pdf>. [Zugriff am 24 Okt. 2020].

[5] S. Braithwait und K. Eakin, „The role of demand response in electricpower market design,“ R. Christensen Associates, Inc., Edison Electric Institute, 2002.

[6] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain und A. Miraoui, „Decentralized Neighborhood Energy Management With Coordinated Smart Home Energy Sharing,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 6, Nov. 2018.

[7] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme,“ [Online]. Available: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Einbau_01_2020.pdf. [Zugriff am 22 Okt. 2020].

[8] I. Mauser, J. Müller, K. Förderer und H. Schmeck, „Definition, Modeling, and Communication of Flexibility in Smart Buildings and Smart Grids,“ *International ETG Congress 2017, November 28-29, 2017, Bonn, Germany*, pp. 605-610, 2017.

[9] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu und S. Rahman, „An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 4, Dec. 2012.

[10] U.S. Energy Information Administration, „Form EIA-861 Annual Electric Power Industry Report Instructions,“ 31 Mär. 2020. [Online]. Available: <https://elecicd12c.eia.doe.gov/2017%20EIA-861%20Instructions.pdf>. [Zugriff am 22 Okt. 2020].

[11] Federal Energy Regulatory Commission, „Demand Response and Advanced Metering,“ Dez. 2019. [Online]. Available: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/DR-AM-Report2019_0.pdf. [Zugriff am 20 Okt. 2020].

[12] B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain und A. Miraoui, „Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes,“ *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, pp. 80:260 - 275, 2017.

[13] M. Macedo, J. Galo, L. De Almeida und A. Lima, „Demand side management using artificial neural networks in a smart grid environment,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 41:128-133, 2015.

[14] Z. Zhao, W. C. Lee, Y. Shin und K.-B. Song, „An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System,“ *IEEE Transactions on Smart Grids*, Vol. 4, No. 3, Sept. 2013.

[15] „next-kraftwerke,“ [Online]. Available: www.next-kraftwerke.de. [Zugriff am 27 Okt. 2020].

[16] F. Heider, M. Plenz, D. Becker und D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2020, akzeptiert für Veröffentlichung.

[17] Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Version 1.0.1,“ 16 Jan. 2019. [Online]. Available: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>. [Zugriff am 23 Okt. 2020].

[18] „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV), BGBl. I S. 3106, 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert,“ 2016.

- [19] N. Kroener, K. Förderer, M. Lösch und H. Schneck, „State-of-the-Art Integration of Decentralized Energy Management Systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure,“ *Appl. Sci.* 2020, 10, 3665.
- [20] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Diskussionspapier: Smart Grids Ampelkonzept,“ 10 Mär. 2015. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf. [Zugriff am 23 Okt. 2020].
- [21] A. Zeiselmaier, S. Köppl, T. Estermann, N. Lehmann, E. Kraft und N. Klempp, „Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF),“ *11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2019.

Untersuchung der Netzkapazität zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs bei steigender Wasserstoffbeimischung in Gasverteilnetzen

Tabea Anna Ender*, Moritz Laack
 Trainee Netztechnik / Planung Anlagen und Netz
 Gasnetz Hamburg GmbH
 Hamburg, Deutschland
 *tabeaanna.ender@gasnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Um sowohl die nationalen als auch die europäischen und internationalen Klimaziele einhalten zu können, sind umfassende Treibhausgasemissionsreduktionen in der Energiewirtschaft notwendig. Dies ist im Gassektor durch eine vermehrte Nutzung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff möglich. Dabei ist zum einen der Aufbau einer parallelen Wasserstoff-Infrastruktur denkbar. Doch gerade im Hinblick auf den volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen muss untersucht werden, inwieweit die bereits bestehende Erdgas-Infrastruktur weiterhin genutzt werden kann. Da Wasserstoff im Gegensatz zu Erdgas einen volumenbezogen geringeren Brennwert aufweist, erfordert eine fortschreitende Erdgassubstitution eine Erhöhung der Normvolumenströme im Gasnetz, um die gleiche Energiemenge transportieren zu können. Daraus resultiert eine steigende Strömungsgeschwindigkeit. Ein zu prüfender Aspekt stellt daher die Folge einer Wasserstoffbeimischung auf die Transportkapazität und damit die Netzhydraulik des Gasverteilnetzes dar. Eine systematische Darstellung von Geschwindigkeitsänderungen und Druckverlusten für verschiedene Wasserstoffanteil- und Bedarfsszenarien hat ergeben, dass eine erhöhte Beimischung von Wasserstoff in einigen Bereichen des Hamburger Gasverteilnetzes mit einer Überschreitung der vorgegebenen Strömungsgeschwindigkeit in Gasanlagen und mit partiell hohen Druckverlusten im Netz einhergeht. Identifizierte hydraulische Problembereiche lassen sich zum einen durch eine Druckerhöhung im Leitungssystem oder eine Ausweitung der Gasdruckregelanlagen mittels einer Steigerung der Anzahl oder der Kapazität der Anlagen reduzieren. Zum anderen ermöglicht im Einzelfall der Ersatz bestehender Leitungen durch größere Dimensionen oder die Errichtung zusätzlicher Leitungen eine gesteigerte Kapazität. Insgesamt lässt sich feststellen, dass das bestehende Hamburger Erdgasnetz zum weit überwiegenden Teil kapazitativ geeignet ist, um die Beimischung bis hin zu einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff zu ermöglichen.

Stichworte – Klimaschutz, Wasserstoff, Gasnetz, Beimischung, Kapazität

NOMENKLATUR

CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
H ₂	Wasserstoff
mbar(ü)	Millibar (Überdruck)
mm	Millimeter

PE Polyethylen
 Vol.-% Volumenprozent

I. EINLEITUNG

Basierend auf dem Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 sieht der nationale Klimaschutzplan vor, dass die Energieversorgung bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig dekarbonisiert wird. Um dies zu erreichen ist im Energiesektor bereits im Jahr 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 60 Prozent gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 notwendig [1]. Eine Dekarbonisierung des Erdgas-Sektors kann über verschiedene Ansätze ermöglicht werden. Neben einer nachhaltigen Nutzung des Energieträgers Erdgas als Übergangslösung gibt es zahlreiche Forschungsvorhaben zur Synthese erneuerbarer Gase. Von der Wasserstoffbeimischung ins bestehende Erdgasnetz über die Erzeugung synthetischen Methans bis hin zur Schaffung reiner Wasserstoffnetze gibt es vielfältige Ansätze zur Realisierung der Pläne.

Ein möglicher Grund, warum „grünes“ Gas ein so hohes Interesse weckt, ist die hohe Speicherkapazität für diesen Energieträger in Deutschland. Die 47 in deutschem Boden befindlichen Erdgasspeicher haben, bezogen auf das Speichermedium Erdgas, eine Gesamtkapazität von mehr als 230 Terrawattstunden. Darüber hinaus weist auch das Gasverteilnetz selbst eine gewisse Speicherfähigkeit auf [2]. Im Unterschied zum Stromnetz ist somit eine Pufferung über die sogenannte Netzatmung möglich. Der jährliche Gasverbrauch beträgt derzeit ungefähr 601 Terrawattstunden, was etwa 24 % des gesamten deutschen Endenergiebedarfs entspricht [3]. Unter anderem aufgrund der großen Speicherpotenziale schreiben viele Wissenschaftler*innen dem Gasbereich eine Schlüsselrolle zur Realisierung der Energiewende zu [4], [5], [6].

Damit das Gasverteilnetz seine wichtige Rolle für die deutsche Energieversorgung weiterhin wahrnehmen kann [5], müssen zwei Bedingungen erfüllt sein:

1. (Material-)Verträglichkeit des Netzes und der angeschlossenen Anwendungsgeräte gegenüber einer angepassten Gaszusammensetzung und
2. ausreichende Transportkapazität zur Abdeckung des zukünftigen Energiebedarfs.

Der notwendige Arbeitsaufwand zur Bewertung der Aspekte Materialverträglichkeit und Transportkapazität kann sich lokal unterscheiden. Neben der Größe und des Alters des zu betrachtenden Leitungsnetzes spielen beispielsweise auch die verwendeten Komponenten eine Rolle.

Im Folgenden wird die Zukunftsfähigkeit von Gasverteilnetzen hinsichtlich ihrer Transportkapazität untersucht. Die Transportkapazität stellt den Energiestrom dar, der mit einer Leitung transportiert werden kann. Sie beschreibt demnach, wieviel Leistung in Form von chemisch gebundener Energie je Zeiteinheit bereitgestellt werden kann. Aufgrund des volumenbezogenen geringeren Brennwertes von Wasserstoff gegenüber Erdgas führt eine ansteigende Beimischung zu einer Erhöhung der Normvolumenströme und somit der Strömungsgeschwindigkeiten (bei gleichem Netzdruck), um die gleiche Energiemenge zu transportieren. Gleichzeitig ergeben sich aufgrund der gegenüber Erdgas veränderten Stoffeigenschaften des Mischgases veränderte Druckverluste. Daher müssen die Änderungen der Geschwindigkeiten und Druckverluste für verschiedene Wasserstoffanteil- und Bedarfsszenarien systematisch aufgezeigt und hinsichtlich möglicher Gegenmaßnahmen analysiert werden.

II. EMISSIONSREDUKTION DURCH WASSERSTOFFBEIMISCHUNG

Die Beimischung von „grünem“ Wasserstoff in das Erdgasnetz führt zu einer Verminderung der Treibhausgasemissionen. Je nach Beimischungsgrad und unter der vereinfachten Annahme, dass Erdgas nur aus Methan besteht, kann die Treibhausgaseinsparung überschlägig berechnet werden. Im Mischgas führt lediglich der Erdgas-Anteil zu Emissionen. Bei einer konstant bleibenden benötigten Wärme- bzw. Feuerleistung errechnet sich die CO₂-Einsparung Δ_{CO_2} aus der Formel (1). Dabei stellt x_{H_2} den volumenbezogenen Wasserstoffanteil, H_{s,CH_4} den Brennwert von Methan und $H_{s,mix}$ den Brennwert des Gemischs dar.

$$\Delta_{CO_2} = (1 - x_{H_2}) \cdot \frac{H_{s,CH_4}}{H_{s,mix}} \quad (1)$$

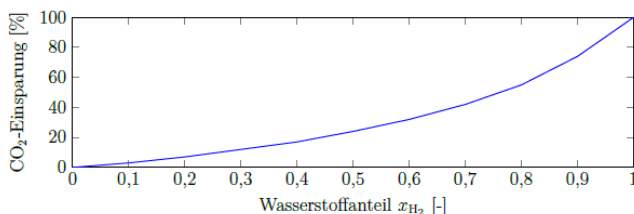


ABBILDUNG 1: CO₂-EINSPARUNG FÜR UNTERSCHIEDLICHE VOLUMENBEZOGENE WASSERSTOFFANTEILE.

ABBILDUNG 1 veranschaulicht die aus der Formel (1) ermittelte prozentuale Einsparung bei steigenden Wasserstoffanteilen. Es ist zu erkennen, dass es sich um keinen linearen Zusammenhang handelt. Ursächlich dafür ist die funktionale Abhängigkeit des Mischbrennwertes vom Wasserstoffanteil. Da dieser niedriger ist als bei reinem Erdgas (Methan), ist ein höherer Volumenstrom zur Erhaltung der Wärmeleistung notwendig. Daraus resultiert wiederum eine verringerte CO₂-Einsparung. Niedrigere Beimischungsanteile führen daher zu einer verhältnismäßig geringen Einsparung. Im Bereich der höheren Wasserstoffanteile

hingegen führen kleine Änderungen zu größeren CO₂-Emissionsreduktionen.

III. EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE NETZKAPAZITÄT

Mit zunehmender Wasserstoffbeimischung steigt bei einem konstanten Netzdruck die Strömungsgeschwindigkeit an. Eine höhere Strömungsgeschwindigkeit führt zu höheren Druckverlusten, kann aber auch ursächlich für Schwingungsanregungen, Schallemissionen und verstärkten Fluidtransport von Feststoffpartikeln sein. Als empfohlene Maximalwerte nennt die VDI-Norm 3733 für Gase eine Geschwindigkeit von bis zu 40 m/s, wobei sich die empfohlene Grenzgeschwindigkeit bei enthaltenden Feststoffen auf 15...25 m/s reduziert.

A. Schwingungen, Schallemissionen, Feststoffpartikel

Schwingungen stellen vor allem bei Gasdruckregelanlagen und frei verlegten Brückenleitungen eine dynamische Belastung der Bauteile dar [7]. Als relevantes Schwingungsphänomen sind Schwingungen infolge von stationärer Rohrströmung zu nennen. Je nach Betriebszustand und dynamischem Lastfall variiert die Entstehung von Schwingungen. Neben Turbulenzen in durchströmten Rohrleitungen im Normalbetrieb können beispielsweise auch abnormale Betriebszustände wie das Abblasen über Sicherheitseinrichtungen zu Schwingungen führen [7]. Die Intensität der induzierten Schwingungen ist dabei unter anderem abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit. Bei steigender Geschwindigkeit vergrößert sich auch die Schwingungsamplitude infolge der zunehmend turbulenten Strömung. Eine turbulente Strömung zeichnet sich durch wechselnde Geschwindigkeitskomponenten senkrecht zur Hauptströmungsrichtung aus [8]. Diese Fluidbewegungen senkrecht zur Rohrachse stellen eine dynamische Belastung der Bauteile dar und sie werden zu Schwingungen angeregt. Eine zusätzliche Schwingungsquelle sind eingebaute Formstücke wie Abzweige oder Reduzierungen. Die Formteile führen zu einer Umlenkung, Beschleunigung oder auch Verzögerung der Strömung und sind damit latente Schwingungserreger [9].

Hinsichtlich Schallemissionen ist das Regelgerät in Gasdruckregelanlagen als primäre Schallquelle einzuordnen. Zudem sind sie an freiverlegten Leitungen wie Brückenleitungen wahrzunehmen. Tendenziell werden bei steigenden Wasserstoffanteilen erhöhte Strömungsgeschwindigkeiten und damit zunehmende Schallemissionen erwartet. Der Grund hierfür liegt in einer rund 20 % höheren Strömungsenergie. Ein Anteil von etwa 1/1000 der Strömungsenergie wandelt sich in Schallenergie um [7]. Bei erdverlegten Leitungen ist in der Regel von einer ausreichenden Dämpfung sowohl der Schwingungen als auch des Schalls durch das umgebende Erdreich auszugehen.

Infolge von Verunreinigungen des Fördergases, Rückständen umgewidmeter Erdöltransportleitungen oder aus Stadtgaszeiten sowie bedingt durch Instandsetzungs- und Instandhaltungsmaßnahmen enthalten einzelne Leitungsabschnitte feste Partikel. Der Fluidtransport der Feststoffpartikel in Gastransportleitungen kann neben deutlichen Druckverlusten auch zu Bauteilversagen, Erosion an der Rohrleitung oder einer Reduzierung des verfügbaren Rohrleitungsquerschnitts führen. Weiterhin führen die Partikel zu einer zusätzlichen Geräuschquelle und haben daher Schallemissionen zur Folge.

Zusammenfassend bei einem Anstieg der Strömungsgeschwindigkeit aufgrund einer Wasserstoffbeimischung tendenziell mit stärkeren Schwingungen und Schallemissionen sowie einem ansteigenden Fluidtransport von Feststoffpartikeln zu rechnen.

B. Druckverlust

Der Druckverlust Δp_{v12} einer Leitung ermittelt sich gemäß Formel (2) unter der Voraussetzung einer konstanten Dichte ρ aus der Länge L und dem Innendurchmesser der Rohrleitung D , dem Druckverlust durch die Rohrreibung λ sowie den Verlusten durch Einzelwiderstände ζ_i , die aus Formteilen wie beispielsweise Bögen oder T-Stücken resultieren [10]. Zudem ergibt sich eine quadratische Abhängigkeit des Druckverlustes von der Strömungsgeschwindigkeit v .

$$\Delta p_{v12} = \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot \left(\lambda \cdot \frac{L}{D} + \sum \zeta_i \right). \tag{2}$$

Für eine Überschlagsrechnung des Druckverlustes bei unterschiedlichen Rohreigenschaften sind die folgenden Ausführungen grundlegend. Dabei werden der Normvolumenstrom, die Strömungsart und die Oberflächenrauigkeit näher beschrieben.

Der Volumenstrom Q ermittelt sich aus den Durchflussmengen. Hierbei wird das Volumen V nach der Zeit t abgeleitet. Der Normvolumenstrom hingegen beschreibt einen Volumenstrom von Gas, der sich auf den sogenannten physikalischen Normzustand des Gases bezieht. Er berechnet sich nach der Formel (3):

$$Q_N = Q \cdot \frac{p \cdot T_N}{p_N \cdot T}. \tag{3}$$

T ist hierbei die tatsächliche Temperatur und T_N die Temperatur im Normzustand also 273,15 K (0 °C). Ebenso stellt p den tatsächlichen Druck und p_N den Druck im Normzustand von 1,01325 bar(ü) dar. Für die Ermittlung des Normvolumenstroms Q_N wird der Volumenstrom Q mit diesen Faktoren verrechnet.

Die Strömungsart unterscheidet sich in eine laminare und in eine turbulente Strömung. Eine laminare Strömung ist eine gleichmäßige Strömung, bei der keine gegenseitigen Störungen vorkommen. Turbulente Strömungen sind unregelmäßig und chaotisch und an einem ständig wechselnden Strömungsmuster erkennbar. Es kommt zu einer Ausbildung von Wirbeln. Als Maß zur rechnerischen Bestimmung der Strömungsart gilt allgemein die Reynoldszahl Re [8]:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\eta}. \tag{4}$$

Das Produkt aus der Dichte des Fluids ρ , der Strömungsgeschwindigkeit v und der charakteristischen Länge (hier der Durchmesser D) wird durch die dynamische Viskosität η geteilt. Ab einer Reynoldszahl von $Re = 2320$ gilt die Rohrströmung als turbulent [1] [10]. Im Gasverteilstnetz kann allgemein von einer turbulenten Rohrströmung ausgegangen werden [7]. Begründet wird dies durch die im Netz vorherrschende Strömungsgeschwindigkeit und die verwendeten Durchmesser. Zudem führen beispielsweise Formteile oder Feststoffpartikel im Gas zu Wirbeln und damit zu einer turbulenten Strömung.

Die absolute Oberflächenrauheit k eines Rohres hat ebenfalls einen Einfluss auf den Druckverlust. Eine höhere Rauheit geht mit einem höheren Druckverlust einher. Ein Rohr gilt als hydraulisch rau oberhalb einer absoluten Oberflächenrauigkeit von $k = 0,07$ mm, darunter als hydraulisch glatt [11]. Zum besseren Verständnis der Oberflächenrauigkeit zeigt die TABELLE I einige Werte für Kunststoff- und Stahlleitungen [10], [11].

TABELLE I: BEISPIELHAFTE RAUIGKEITSBEIWERTE FÜR VERSCHIEDENE GASLEITUNGEN.

Rohrmaterial, Zustand	Absolute Rohrrauigkeit k in mm
PE-Gasleitungen, neu	0,02 ... 0,064
Stahlrohr, nahtlos, neu	0,02 ... 0,06
Stahlrohr, geschweißt, neu	0,04 ... 0,10
Stahlleitungen, alt	0,10 ... 0,14

Aufgrund der Komplexität von Gasverteilungsnetzen kommt bei der Berechnung der Rohrreibung oftmals eine integrale Rauigkeit zum Einsatz. Dieser Wert vereint alle für die Rohrreibung relevanten Anteile einer Rohrleitung wie Wandrauigkeit, Ablagerungen, Armaturen oder Verzweigungen [10]. Die entsprechenden Abteilungen der Gasverteilstnetzbetreiber, welche mit der hydraulischen Netzberechnung betraut sind, greifen in der Praxis auf Erfahrungswerte bei der Festlegung der integralen Rauigkeit zurück. Diese Werte beruhen zumeist auf Vergleichsdruckmessungen [12].

Für eine Überschlagsrechnung lässt sich die Rohrreibung λ in Abhängigkeit der Strömungsart und der Rauheit durch die in TABELLE II aufgeführten Formeln bestimmen [10] [11]:

TABELLE II: FORMELN DER ROHRREIBUNG BEI UNTERSCHIEDLICHEN STRÖMUNGSARTEN UND RAUIGKEITEN.

Laminare Strömung	Turbulente Strömung (hydraulisch raues Rohr)	Turbulente Strömung (hydraulisch glattes Rohr)
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\sqrt{\lambda} = \frac{1}{-2 \cdot \log\left(\frac{k}{3,71 \cdot D}\right)}$	$\lambda = \frac{0,316}{Re^{0,25}}$

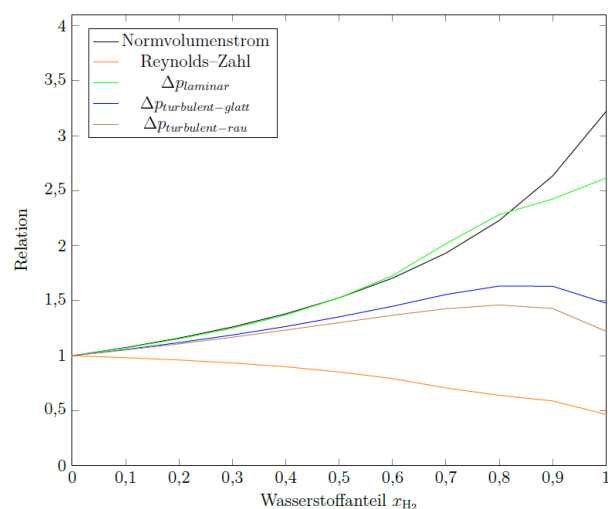


ABBILDUNG 2: ÜBERSCHLAGSRECHNUNG FÜR DEN DRUCKVERLUST.

ABBILDUNG 2 veranschaulicht die Ergebnisse einer Überschlagsrechnung für den Druckverlust bei einer Beimischung unterschiedlicher Wasserstoffanteile und für verschiedene Annahmen der Rohrreibungszahl. Der

Beimischungsgrad des Wasserstoffs variiert von 0 bis 100 Vol.-% bei einer Abstufung von 10 Vol.-%. Die Berechnung hinter der ABBILDUNG 2 ist unter der Annahme von Normbedingungen für Druck und Temperatur sowie unter der Voraussetzung einer identischen Energietransportkapazität durchgeführt worden. Letzteres führt aufgrund des veränderten Brennwertes zu einem ansteigenden Normvolumenstrom und einer Anhebung der Fließgeschwindigkeit des Gasgemisches.

Bei einer steigenden Wasserstoffbeimischung sinkt die Reynoldszahl. Begründet wird dies damit, dass die Dichte von Wasserstoff im Vergleich zu Methan nur etwa einen Anteil von 0,12 ausmacht. Die Geschwindigkeit bei einer vollständigen Substitution steigt etwa um den Faktor 3,22 an. Mit einer um rund 20 % sinkenden Viskosität ergibt sich eine um ca. 50 % verringerte Reynoldszahl.

Wie in ABBILDUNG 2 zu sehen ist, steigt bei einer laminaren Strömung der Druckverlust kontinuierlich mit dem Wasserstoffanteil an. Bei der Annahme einer turbulenten Strömung haben die Druckverlustkurven ein Maximum bei einem Wasserstoffanteil von ungefähr 80 Vol.-% und sinken dann bis 100 Vol.-% Wasserstoff wieder ab, verbleiben aber oberhalb des Referenzwertes von Eins. Bei einem Gemisch aus 60 Vol.-% Wasserstoff und 40 Vol.-% Erdgas entspricht der Druckverlust bei einer turbulenten Strömung in etwa dem Wert einer reinen Wasserstoffversorgung. Da im Bestandsnetz von einer turbulenten Strömung auszugehen ist, resultiert aus diesen Beobachtungen die Erkenntnis, dass es nicht ratsam ist die zukünftige Kapazität auf eine Beimischung von 80 Vol.-% auszulegen. Daraus würde eine Überdimensionierung folgen, die für eine reine Wasserstoffversorgung nicht benötigt werden würde. Stattdessen sollte ein Sprung in der Beimischung von 60 Vol.-% auf 100 Vol.-% Beimischung beziehungsweise Substitution erfolgen, damit die ausreichende Kapazität gewährleistet ist.

IV. EINFLUSS STEIGENDER WASSERSTOFFBEIMISCHUNG IM HAMBURGER GASNETZ

Im folgenden Abschnitt wird der Einfluss einer ansteigenden Erdgassubstitution durch Wasserstoff anhand des Hamburger Gasverteilnetzes beschrieben. Die Betrachtung, geht von unterschiedlichen Beimischungs- und Bedarfsszenarien aus.

Zum einen besteht die Annahme eines Bedarfsrückgangs. Hierbei würden beispielsweise Sanierungen der Gebäudehülle, der Einsatz moderner Brennwertthermen oder alternativer klimaneutraler Wärmekonzepte den Gasverbrauch senken. Im Verkehrssektor ist dabei mit einer weitgehenden Elektrifizierung zu rechnen, während die Industrie einen gleichbleibenden oder durch den Einsatz erneuerbarer Gase leicht gesunkenen Bedarf vorweist. Unter diesen Annahmen wären die Einflüsse einer Wasserstoffbeimischung auf die Durchflussmengen, Druckverluste, Strömungsgeschwindigkeiten und Gasdruckregelanlagen im Hamburger Gasverteilnetz als moderat einzuschätzen.

Ein anderer Ansatz betrachtet, dass der Energiebedarf bis zum Jahr 2030 gleichbleibend ist. Einsparungen aus Effizienzsteigerungen und der Mehrbedarf durch Substitutionsmaßnahmen in der Energieversorgung sowie der Wohnungszubau kompensieren einander. Hierbei ist bei einer steigenden Wasserstoffbeimischung ein Einfluss auf die

Durchflussmengen absehbar. Maßgebend dafür sind, wie bereits oben beschrieben, die zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten. Damit bezogen auf die Durchflussmengen keine gravierenden Umbauten an den Gasübernahmestationen sowie an den Gasdruckregelanlagen notwendig sind, ist ein maximaler Wasserstoffanteil von 30 – 50 % möglich. Einen positiven Einfluss hat eine Beimischung dabei auf die notwendige Vorwärmung. Erdgas kühlt sich auf Grund des Joule-Thompson-Effekts bei einer Druckabsenkung ab, wohingegen Wasserstoff sich bei der Druckreduktion erwärmt [13]. Es ist jedoch individuell für jede Anlage zu prüfen, ob eine ausreichende Wärmeübertragung bei gleichbleibender Wärmeübertragungsfläche gewährleistet ist.

Weiterhin wirkt der Anstieg der Wasserstoffbeimischung auf die bereits beschriebenen Druckverluste ein. Bei höheren Beimischungen steigt der Druckverlust im Hamburger Hochdrucknetz um mehr als 20 % an und geht daher mit einer Schwächung der Netzkapazität einher. Dabei ergeben sich Probleme über mehrere Druckstufen hinweg, da teilweise die erforderlichen Vordrücke der Gasdruckregelanlagen nicht erreicht werden können. Im Hamburger Niederdrucknetz ergeben sich Druckverluste von ca. 10 %. Die hohe Vermaschung sowie die in großen Teilen des derzeitigen Bestandsnetzes geringen Volumenströme wirken dem ansteigenden Druckverlust entgegen.

Die höheren Strömungsgeschwindigkeiten könnten zudem die Folge haben, dass der Fluidtransport von Staub, Sand und Feststoffen ansteigt und es zu Schäden an den Rohrleitungen, Bauteilversagen oder erhöhten Druckverlusten kommen kann. Durch die vermehrte Verwendung von PE-Leitungen im Hamburger Verteilnetz ist jedoch weniger Metallstaub vorhanden und es werden höhere Geschwindigkeiten ermöglicht.

V. ÜBERSICHT DER HYDRAULISCHEN MAßNAHMEN

Um die zukünftig notwendige Energiemenge im Gasnetz transportieren zu können, werden nachfolgend hydraulische Maßnahmen vorgestellt. Diese können ergriffen werden, wenn die bisherige Kapazität beispielweise aufgrund des Anstiegs der Wasserstoffbeimischung nicht ausreichend ist.

A. Druckerhöhung

Durch eine Erhöhung des Leitungsinwenddrucks lässt sich im Allgemeinen die Transportkapazität einer Gasversorgungsleitung steigern. Bei gleichbleibender Strömungsgeschwindigkeit erhöht sich bei ansonsten konstanten Randbedingungen wie Leitungslänge, Dimension und Verlauf (Armaturen, Formteile, etc.) die transportable Energiemenge. Für eine Druckerhöhung im Niederdrucknetz muss beachtet werden, dass der deutschlandweit maximale Leitungsinwenddruck von 100 mbar(ü) nicht überschritten wird. Der derzeitige Solldruck im Hamburger Niederdrucknetz beträgt 60 mbar(ü). Mit einer Erhöhung auf 80 mbar(ü) ließe sich die Kapazität einer vorhandenen Gasversorgungsleitung um bis zu 32 % steigern. Ein Anstieg des Druckes ist jedoch durch die in Gasdruckregelanlagen befindlichen Sicherheitseinrichtungen limitiert. Diese benötigen ausreichende Druckdifferenzen, um ihre Funktionsfähigkeit zu erhalten. Unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten ist lediglich eine Druckerhöhung auf 70 mbar(ü) realisierbar. Damit beschränkt sich die einhergehende Kapazitätserhöhung auf 17 %. Doch auch die Maßnahme der Druckerhöhung um 10 mbar(ü) hätte zur

Folge, dass die Einstellwerte aller Regel- und Sicherheitseinrichtungen aller Gasdruckregelanlagen des Niederdrucknetzes konfiguriert werden müssten. Weiterhin müssten in einigen Anlagen gewisse Bestandteile (zum Beispiel Sicherheitsausblasventile) ausgebaut werden, sofern dies sicherheitstechnisch zu verantworten ist. Im Bereich der Hausinstallationen sind bei einer Druckerhöhung auf 70 mbar(ü) keine gesonderten Maßnahmen notwendig. Aufgrund der Länge des Niederdrucknetzes erscheint eine schrittweise Druckerhöhung nach Bezirken sinnvoll, da nach deren Umsetzung eine Überprüfung des Leitungsnetzes ratsam ist. Die Rohrnetzüberprüfung ist witterungsabhängig, weil austretendes Gas erdverlegter Leitungen beispielsweise bei Frost nur bedingt an die Oberfläche treten kann. Daher wäre eine geplante Druckerhöhung im Zeitraum von April bis September empfehlenswert.

B. Ausbau der Gasdruckregelanlagen

Ein Ausbau der Gasdruckregelanlagen zielt im Wesentlichen auf eine Erhöhung der Durchflussmengen ab, um den Energiebedarf aus dem Gassektor zu decken. Dieses Ziel kann mit zwei Strategien erreicht werden. Einerseits kann die Gesamtzahl an Gasdruckregelanlagen erhöht werden. Andererseits ist eine Erhöhung der individuellen Kapazität einzelner Anlagen möglich. Die Leistungserweiterung ist dabei sowohl über einen Neubau der Gasdruckregelanlagen mit höherer Leistung als auch eine Ergänzung der vorhandenen Anlagentechnik durch beispielsweise zusätzliche Regelschienen möglich. Eine Erweiterung der existierenden Gasdruckregelanlagen mit zusätzlicher Anlagentechnik setzt den notwendigen Platz im Bestandsgebäude voraus. Weiterhin ist eine erneute Abnahme durch einen Sachverständigen notwendig. Die Option zur Erhöhung der Gesamtzahl an Gasdruckregelanlagen erfordert neben der Planung sowie dem tatsächlichen Bau der Anlagen zunächst die Verfügbarkeit eines geeigneten Grundstücks.

C. Leitungsbau

Als Ergänzung zum Ausbau der Gasdruckregelanlagen gibt es die Möglichkeit zur Anpassung des Leitungsnetzes. Durch Leitungsbau sind entweder der Ersatz bestehender Leitungen durch größere Dimensionen oder die Errichtung zusätzlicher Leitungen möglich. Die Ergebnisse der Berechnung zur Kapazitätserhöhung durch Dimensionsaufweitungen für das Niederdrucknetz sind in der TABELLE III dargestellt. Sie ist so aufgebaut, dass ausgehend von einer bestehenden Leitung der ersten Spalte in Bezug auf eine größere Dimension der folgenden Spalten die Kapazitätserweiterung abzulesen ist.

TABELLE III: KAPAZITÄTSERHÖHUNG DURCH DIMENSIONS-AUFWEITUNG.

		Neuer Leitungsdurchmesser in mm				
		32	63	110	160	225
Alter Leitungsdurchmesser in mm	25					
	32	164 %	635 %	1936 %	4096 %	8100 %
	40	X	388 %	1182 %	2500 %	4944 %
	50	X	248 %	756 %	1600 %	3164 %
	63	X	159 %	484 %	1024 %	2025 %
	90	X	X	305 %	645 %	1276 %
	110	X	X	149 %	316 %	625 %
	125	X	X	X	212 %	418 %
	160	X	X	X	164 %	324 %
	180	X	X	X	X	198 %
	225	X	X	X	X	156 %

VI. SCHLUSSBETRACHTUNG

Die grundlegenden Erkenntnisse der vorangegangenen Betrachtung ergeben zum einen, dass die Emissionsreduktion einer H₂-Beimischung einen nicht linearen Verlauf aufweist. Daher gehen geringere Wasserstoffanteile mit zunächst geringeren Treibhausgasemissionseinsparungen einher. Grund dafür ist der geringere volumenbezogene Brennwert von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas. Weiterhin ist zu beachten, dass es sich im Gasverteilnetz stets um eine turbulente Strömung handelt und der berechnete Druckverlust bei einem Wasserstoffanteil von 80 Vol.-% sein Maximum erreicht. Beimischungen von 60 Vol.-% sowie die vollständige Substitution des Erdgases zeigen den identischen Druckverlust auf. Im Hinblick auf die Transportkapazität ist deshalb ein schrittweiser Anstieg der Beimischung ab 60 Vol.-% nicht ratsam, sondern ein Sprung auf 100 % Wasserstoff geboten.

Der untersuchte Zusammenhang zwischen dem Wasserstoffanteil und den resultierenden Strömungsgeschwindigkeiten sowie Druckverlusten ist nützlich, um druckschwache Gebiete identifizieren zu können. Aus dieser Abschätzung ist eine effiziente Festlegung hydraulischer Netzbaumaßnahmen unter Beachtung strategischer Ansätze möglich. So lassen sich notwendige Investitionen auf die kommenden Jahre verteilen, um eine flächendeckende kapazitive Eignung für bis zu 100 % Wasserstoff zu realisieren. Des Weiteren hat die Untersuchung verschiedener Wasserstoffanteile gezeigt, dass Großteile des vorhandenen Netzes kapazitiv bereits für die betrachteten Szenarien geeignet sind. Der Netzdruck erfährt bei einem gleichbleibenden Gasbedarf größtenteils eine flächendeckende Reduzierung, was jedoch nur in ausgewählten Bereichen zu kritischen Situationen führt. Vor allem bei den Vordrücken der Gasdruckregelanlagen oder bei Bereichen mit einem geringeren Netzdruck als die minimalen Vorgabewerte, besteht Handlungsbedarf.

Hinsichtlich der steigenden Strömungsgeschwindigkeiten sind rechnerisch einige Kilometer an Versorgungsleitungen im kritischen Bereich. Hier ist jedoch zwischen dem Hochdrucknetz sowie niedrigeren Netzebenen zu unterscheiden. In einem sanierten Niederdruck- und Mitteldrucknetz wären gegebenenfalls höhere Geschwindigkeiten denkbar, da die Problematik etwaiger Metallstäube und damit verbundener Auswirkungen durch den flächendeckenden Einsatz von Kunststoffrohren reduziert wird.

Sofern der zukünftige Energiebedarf aus dem Gasverteilnetz stark rückläufig ist, bleiben die kapazitiven Auswirkungen in einem beherrschbaren Bereich. Die notwendigen Netzbaumaßnahmen verringern sich in diesem Fall auf ein Minimum.

Als Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität ist neben einer Aufweitung der Leitungsdimensionen auch die Errichtung zusätzlicher oder der Ausbau vorhandener Gasdruckregelanlagen möglich. Zudem wäre eine neue gutachterliche Abnahme denkbar, da sich die Vorgaben für den maximal zulässigen Volumenstrom bisher auf das Medium Erdgas beziehen und für Wasserstoff noch nicht geregelt sind. Im Niederdrucknetz ist zudem eine Druckerhöhung des Einspeisedrucks eine Option. Voraussetzung für die vorgestellte Druckerhöhung auf $p = 70 \text{ mbar(ü)}$ und die damit verbundene Druckstaffelung ist

allerdings der Rückbau vorhandener Sicherheitsausblasventile. Welche Maßnahme zum Einsatz kommt, ist unter Beachtung technischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte im Einzelfall zu entscheiden. Hierbei muss auch die strategische Netzplanung eine Rolle spielen.

Es besteht weiterhin Handlungsbedarf zur Prüfung der Materialverträglichkeit und der Funktionalität aller gastechnischen Bauteile einer Gasdruckregelanlage sowie der Leitungen. Hierbei sind gegebenenfalls die Erfahrungen aus Stadtgaszeiten ein erster Ansatz zur Beurteilung der Komponenten und eine mögliche Grundlage für weitere Untersuchungen in Forschungsvorhaben.

LITERATUR

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzplan 2050,“ 2016.
- [2] VNG AG, „Gasinfrastruktur 2019,“ [Online]. Available: <https://vng.de/de/erdgas-kann-mehr-wir-auch/gasinfrastruktur#Fakten>. [Zugriff am 11 09 2020].
- [3] D. Bothe, M. Janssen, S. van der Poel und et. al., „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse,“ Frontier Economics, Berlin, 2017.
- [4] DVGW, „Gasforschung im DVGW,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/>. [Zugriff am 11 09 2020].
- [5] K. Panos, Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [6] M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [7] Verein Deutscher Ingenieure, „Geräusche bei Rohrleitungen: Noise at pipes,“ 1996.
- [8] L. Böswirth, S. Bschorer und T. Buck, Technische Strömungslehre. Lehr- und Übungsbuch, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.
- [9] Verein Deutscher Ingenieure, „Schwingungen in Rohrleitungssystemen: Vibrations in piping systems,“ 2004.
- [10] G. Cerbe und B. Lendt, Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung, München: Hanser, 2017.
- [11] Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Wärmeatlas: Mit 320 Tabellen, Berlin: Springer-Vieweg, 2013.
- [12] F. Fischer-Uhrig, TNBER003 "STANET Rohrnetzberechnung Rechenverfahren", 2007.
- [13] K. Stierstadt, Thermodynamik, Springer Verlag, 2010.

Kapitel 3
Derzeitige und zukünftige Speichertechnologien

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Wärme Hamburg GmbH

Energiespeicher für den Einsatz in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen

Maik Plenz*¹, Florian Grumm¹, Felix Heider¹, Marc Florian Meyer¹, Detlef Schulz¹, Kathrin Lehmann²

¹Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität /
Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg, Deutschland
*maik.plenz@hsu-hh.de

²Elektrische Energietechnik
BTU Cottbus-Senftenberg
Senftenberg, Deutschland

Kurzfassung – Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft erkennen an, dass Energiespeicher ein Kernthema der Energiewende sind. Zur Erhaltung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie bilden sie zukünftig einen relevanten Bestandteil des Energiesystems. Dieser Beitrag zeigt eine Übersicht der bestehenden Speichertechnologien auf und verdeutlicht mögliche Entwicklungen. Eine Abschätzung des Bedarfs und ein Ausblick in die aktuelle Forschungslandschaft runden die Ausführungen ab.

Stichworte – Energiespeicher, Systemkopplung, Speicherbedarf

NOMENKLATUR

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
EE	Erneuerbare Energien
ESK	Elbe-Seiten-Kanal
ESM	Einspeisemanagement
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
G / M	Generator / M
GuD	Gas-und-Dampf
P2G	Power-to-Gas
P2G2P	Power-to-Gas-to-Power
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
SMES	Supraleitfähige elektromagnetische Energiespeicher

I. EINLEITUNG

Der Kreis schließt sich: Die Evolution der elektrischen Energieversorgung begann im Jahr 1850 mit erneuerbaren Energien und soll im Jahre 2050 in eine 100 % Versorgung aus EE-Anlagen übergehen. Dies geht nur mit Energiespeichern. ABBILDUNG 1 zeigt die Entwicklung der Primärenergieversorgungsstrukturen und geplante Ausrichtung in der Zukunft.



ABBILDUNG 1: PRIMÄRENERGIEVERSORGUNGSSTRUKTUREN IM VERLAUF DES JAHRHUNDERTS, EIGENE ABBILDUNG NACH [1].

Jeder fossile Primärenergieträger, auch Kernenergie, besitzt ein Förder- und Nutzungsmaximum – ist das weltweite Fördermaximum überschritten, sinkt die Fördermenge irreversibel. Allein technischer Fortschritt oder deutlich stärkerer ökonomischer Aufwand im Bereich der Exploration kann dazu führen, dass die Förderraten stabil bleiben. Alternativ kann eine effizientere Verwertung des Primärenergieträgers sinkende Förderraten kompensieren. Zwangsläufig verstärkt genutzt werden somit wieder die Energieträger Wind, Solar, Wasser und auch Biomasse.

Aufgrund dieser Entwicklung hat die Bundesregierung die Ziele aufgestellt den Bruttostromverbrauch aus Erneuerbaren Energien von 65 % bis 2030 und 80 % bis 2050 zu decken. Bereits im Jahr 2019 betrug der Bruttostromverbrauch von EE-Anlagen 42,1 % [2]. Die sich daraus ergebenden Probleme der Energieversorgung sind die wetterbedingte Fluktuation sowie die Einspeisung großer Energiemengen überwiegend weit ab, der urbanen Ballungszentren. Um dennoch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind von entscheidender Bedeutung [3]:

- Netzertüchtigung, Netzausbau,
- Intelligente Regelungskonzepte, Sektorenkopplung sowie
- Energiespeicher.

Energieerzeugung und -verbrauch sind zeitlich auszugleichen, da die Zahl an Volllaststunden relevanter EE-Erzeuger nach TABELLE I gering ist. Die Volllaststundenzahl ist die Anzahl an Stunden, die eine EE-Anlage benötigt, um die erzeugte jährliche Energiemenge unter Volllast zu erbringen.

TABELLE I: MITTLERE VOLLASTSTUNDEN ERNEUERBARER ENERGIETRÄGER BIS 2030 IN DEUTSCHLAND NACH [4].

Szenario	2020	2030
Wind (onshore)	1782 h/a	1932 h/a
Wind (offshore)	3500 h/a	3800 h/a
Photovoltaik	955 h/a	960 h/a

In den folgenden Kapiteln erfolgt die Abschätzung des Bedarfs sowie die Vorstellung relevanter Speichertechnologien.

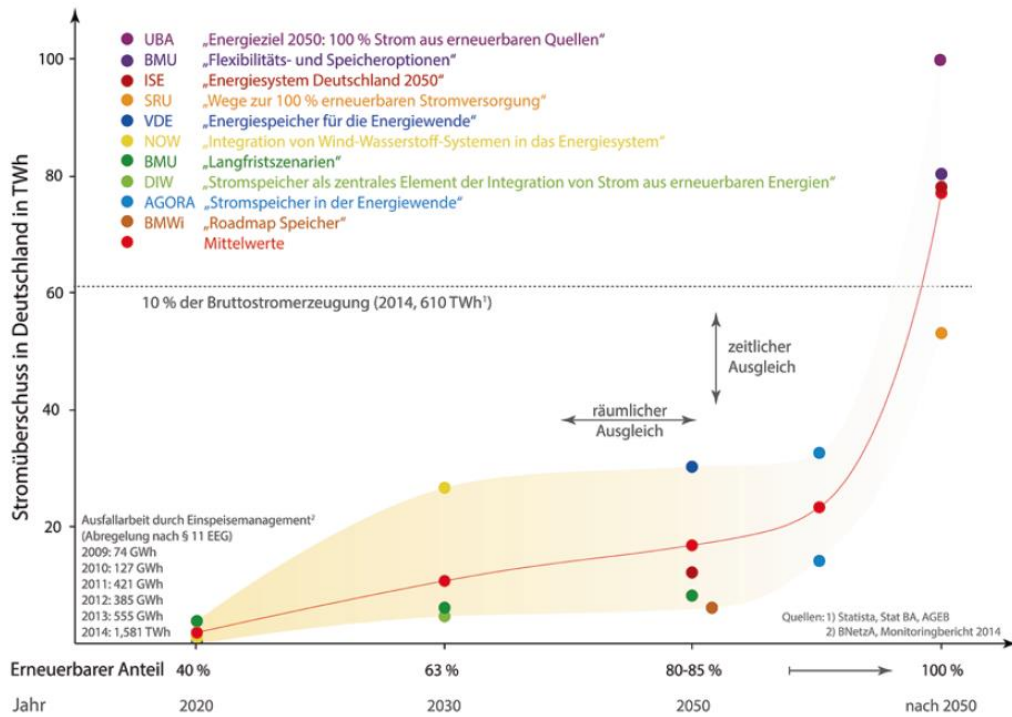


ABBILDUNG 2: ABSCHÄTZUNG DER ÜBERSCHÜSSE ELEKTRISCHER ENERGIE BIS 2050, ENTNOMMEN AUS [1].

II. BEDARF AN ENERGIESPEICHERN

Installiert waren in 2018 knapp 7,4 MW Speicherleistung und rund 40 GWh Speicherkapazität an reinen elektrischen Energiespeichern in Deutschland. Hiervon entfielen über 85 % auf Pumpspeicher, gefolgt von Batteriespeichern mit 9,5 %, Power-to-Gas (P2G) und Druckluft [5]. Nach heutigen Studien lohnt sich der Ausbau von Speichern erst, wenn der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung 60–80% beträgt und die Flexibilitätsoptionen ausgenutzt sind. Der resultierende Speicherbedarf ergibt sich aus den Überschüssen bei Überdeckung und aus den Defiziten bei Unterdeckung der Residuallast R : Die Residuallast zu einem bestimmten Zeitpunkt t beschreibt die Summe der nachgefragten Leistung N abzüglich der aktuellen Leistung aus EE-Anlagen F_{EE} .

$$R(t) = N(t) - F_{EE}(t) \quad (1)$$

$$SB = R - FO \quad (2)$$

Ermittelt wird der Speicherbedarf SB erst nach Abwägung aller vorrangigen Flexibilitätsoptionen FO — der Flexibilitätsbedarf ist damit größer als der Speicherbedarf. Eine Übersicht zu verschiedenen Studien und ihren Ergebnissen findet sich in ABBILDUNG 2. Die Entwicklung des Speicherbedarfes wird nachfolgend zusammengefasst.

A. Aktuell

Für den aktuellen Stand der EE-Anlagen an der Bruttostromversorgung von ca. 41 % sind Flexibilitätsoptionen ökonomisch zu bevorzugen. Flexibilitäten sind thermische Kraftwerksparks samt KWK, der europaweite Netzausbau und das Lastmanagement. Kontinuierlich und stetig umgesetzt, führen diese Maßnahmen dazu, dass kein zusätzlicher Speicherbedarf besteht. Die Installation zusätzlicher Speicherkapazitäten fördert weniger die Integration erneuerbarer Energien; vielmehr optimiert sie den Einsatz fossiler Kraftwerke.

In Verteilnetzen dient der Speicherausbau der Autarkieerhöhung einzelner Verbraucher oder zur Vermeidung von Netzausbau und damit der Kosteneinsparung [1]. Aktuell ist ein großflächiger Ausbau neuer Energiespeicher und Flexibilitäten noch nicht notwendig. Dennoch ist ein zeitlicher Vorlauf nötig, um die Anlagen techno-ökonomisch wettbewerbsfähig zu gestalten [6].

B. Speicherbedarf – ca. 60 % erneuerbarer Anteil

Erste signifikante Überschüsse elektrischer Energie, welche durch Kurzzeitspeicher (siehe Kapitel IV.1) integriert werden können, treten zwischen 40-60 %, für Langzeitspeicher zwischen 60-80 % EE-Anteil an der Bruttostromversorgung auf. Alle in diesem System bestehenden inflexiblen Kraftwerken und KWK-Anlagen verstetigen beim Ausbau von zusätzlichen Speichern den „Graustrom“ und erhöhen damit die CO₂-Emissionen des Gesamtsystems [1].

C. Speicherbedarf – ca. 80 % erneuerbarer Anteil

Ab 80 % sind sowohl Kurz- als auch Langzeitspeicher notwendig, um überproportionale Abregelungsmengen zu vermeiden. Nach den Szenarien des BMU aus ABBILDUNG 2 beträgt der Bedarf an Kurzfristspeichern 14 GW oder 70 GWh. Der Bedarf an Langfristspeichern ist 18 GW bzw. 7,5 TWh. Ein ökonomischer Einsatz erfolgt im Bereich bis 10 GW Speicherleistung [1]. Nach Gleichung (3) belaufen sich die annuitätischen Investitionskosten k_a auf 3 Mrd. €/a. Diese summieren sich aus den Investitionskosten k_0 mit einem Annuitätsfaktor a und den jährlichen fixen Betriebskosten k_{fix} .

$$k_a = k_0 \cdot a + k_{fix} \quad (3)$$

Die kalkulatorischen Zinsen i und die Nutzungsdauer t_{Nutz} per anno bestimmen den Annuitätsfaktor a .

$$a = \frac{i \cdot (1 + i)^{(t_{Nutz})}}{(1 + i)^{(t_{Nutz})} - 1} \quad (4)$$

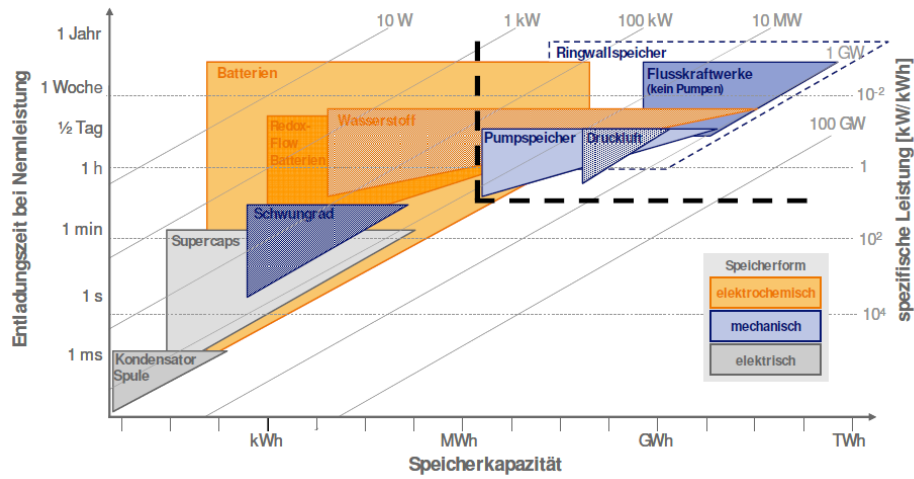


ABBILDUNG 3: ABSCHÄTZUNG DER ÜBERSCHÜSSE ELEKTRISCHER ENERGIE BIS 2050, ENTNOMMEN AUS: [HTTPS://DOCPLAYER.ORG/16667054-SPEICHER-FUER-DIE-ENERGIEVERSORGUNG-VON-MORGEN.HTML](https://docplayer.org/16667054-SPEICHER-FUER-DIE-ENERGIEVERSORGUNG-VON-MORGEN.HTML)

D. Speicherbedarf – 100 % erneuerbarer Anteil

Zur Stabilisierung des Gesamtsystems und zur Beibehaltung der Versorgungssicherheit sind in einer Vollversorgung Kurz- und Langfristspeicher von elementarer Bedeutung. Zwischen 80 % bis 100 % erneuerbaren Anteil erhöht sich der Speicherbedarf linear um den Faktor 2 bis 4. Speziell Langzeitspeicher werden verstärkt benötigt, da eine massive Überinstallation von Wind und PV besteht. Quantitativ wird ein Bedarf von 35 GW (184 GWh) bei Kurzfrist- und knapp 68 GW (26 TWh) bei Langfristspeichern abgeschätzt. Die heute vorhandene Gasspeicherkapazität wird im Maximalfall zu 30–40 % beansprucht und reicht somit für den Langzeitspeicherbedarf (Power-to-Gas) aus [1]. Die abgeschätzten annuitätischen Investitionskosten betragen $k_a = 12$ Mrd. €/a.

III. ENERGIESPEICHERKONZEPTE

Generell werden Energiespeicher in unterschiedliche Klassen und Kategorien eingeordnet. Dieses Papier und

ABBILDUNG 4 unterscheiden die Speicherarten in Kurz- und Langfristspeicher sowie die jeweiligen Speichertechnologien [3].

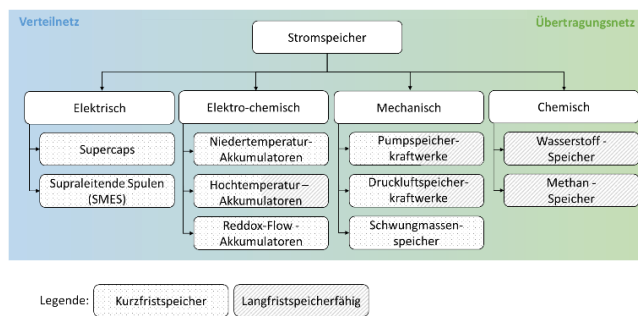


ABBILDUNG 4: ÜBERSICHT SPEICHERTECHNOLOGIEN.

Eine zeitliche Unterteilung gelingt auf Grundlage der Entladedauer bzw. Ausspeicherdauer t_{aus} . Mittelzeitspeicher werden den Kurzzeitspeichern zugeordnet, da eine klare Abgrenzung fehlt.

A. Kurzzeitspeicher

Kurzfristspeicher speichern elektrische Energie im Bereich von Nanosekunden (Leistungsspeicher) bis hin zu einem

ganzen Tag $t_{aus} < 24$ h (Verschiebespeicher). Das Energie-Leistung-Verhältnis (E/P-Ratio) variiert zwischen 1-10. Gleichzeitig haben sie eine hohe Zyklenzahl bei vergleichsweise gutem Wirkungsgrad. Im Wesentlichen glätten sie kurzfristig Frequenz und Spannung im Energiesystem und bei der Inbetriebnahme großtechnischer Anlagen und Maschinen. Hauptsächlich liegt ihr Einsatzgebiet innerhalb technischer Anlagen bzw. begrenzter Netzregelzonen. TABELLE II fasst weiterer Eigenschaften zusammen.

TABELLE II: EIGENSCHAFTEN VON KURZFRIST- UND LANGFRIST-SPEICHERN NACH [4].

Eigenschaften	Kurzfrist	Langfrist
E/P - Ratio	$P \gg E$	$E \gg P$
t_{aus}	ns - h	h - d
Zyklen	Mehrmals pro Tag	Mehrmals pro Jahr
Bereiche	Netzdienst-, Regel-, Systemdienst-, Blindleistungen, Sekundärregelung, Minutenreserve, Blindleistung, Spitzenlastdeckung, Netz- bzw. Einspeisemanagement, Ausnutzung von Preisdifferenzen	Saisonaler Ausgleich, Backup, Schwarzstartreserven

B. Langfristspeicher

Langfristspeicher halten Energie über mehrere Tage bis hin zu Jahren vor ($t_{aus} \geq 24$ h). Die grundsätzlichen Unterschiede zu Kurzfristspeichern sind in TABELLE II dargestellt. Kritikpunkte an dieser Art der Speicherung sind die mit Ver-

lusten behafteten Umwandlungsschritte sowie gewisse permanent wirkende Verluste, bspw. Wasserverlust bei Pumpspeichern. Allgemein überbrücken Langfristspeicher längere Windflauten, geringe Wassermengen oder längere einstrahlungsarme Perioden. In **ABBILDUNG 3** findet sich eine Übersicht der Speichertechnologien, ihrer Entladedauer, Speicherkapazität und spezifischen Leistung.

C. Speichertechnologien

1) Speicherkraftwerke / Pumpspeicherkraftwerke

In dem ein Fluss aufgestaut wird, speichert ein Speicherkraftwerke Energie. Diese Lageenergie E_{PSW} ergibt sich aus dem Höhenunterschied Δh zwischen dem aufgestauten Oberbecken und dem Unterbecken, dem gespeicherten Volumen V , dem Wirkungsgrad η_{Ges} sowie der Gravitation g und der Dichte des Wassers ρ :

$$E_{PSW} = \Delta h \cdot \eta_{Ges} \cdot V \cdot g \cdot \rho \quad (5)$$

Die Leistung P_{PSW} bestimmt sich aus der zeitlichen Ableitung des Volumens \dot{V} , die mit dem Durchfluss des ausgespeicherten Wassers Q identisch ist.

$$P_{PSW} = \Delta h \cdot \eta_{Ges} \cdot \dot{V} \cdot g \cdot \rho = \Delta h \cdot \eta_{Ges} \cdot Q \cdot g \cdot \rho \quad (6)$$

Meist reicht ein natürlicher Zufluss zur Deckung des Speicherbedarfs im Oberbecken aus. Ist dies nicht der Fall oder werden künstlich gebaute Becken zur Vorhaltung verwendet, spricht man von Pumpspeicherkraftwerken.

International stellen Pumpspeicherkraftwerke (PSW) über 97 % der Kapazität zur Speicherung der elektrischen Energie bereit. In Deutschland sind derzeit knapp 7 GW Leistung und 40 GWh Gesamtkapazität vorhanden [7]. Die Einspeicherung von Energie erfolgt in Überschusszeiten durch Pumpen des Wassers in das Oberbecken. In Bedarfszeiten, wird meist über Kaplan- oder Propellerturbinen Wasser in das Unterbecken abgelassen (Ausspeichern), siehe **ABBILDUNG 5**.

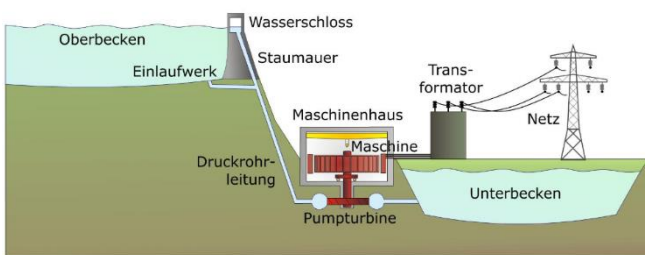


ABBILDUNG 5: SCHEMA PUMPSPEICHER, ENTNOMMEN AUS [20].

Neben den günstigen Betriebskosten je eingespeicherter kWh von ca. 7-8 ct/kWh, zeichnen sich PSW durch ihre hohen Wirkungsgrade $\eta_{Ges} = 70-80\%$, geringe Selbstentladung und eine robuste Technologie aus. Gleichzeitig stellen PSW meist große ökologische Eingriffe dar, die einhergehen mit hohen Investitionskosten und Akzeptanzproblemen. Wirtschaftlich rentabel sind aufgrund der geringen Varianz im Großhandelspreis meist nur Großprojekte, da regulatorische Unterstützungen für die Speicherung fehlen [8], [9], [10].

2) Druckluftspeicher

Bei Druckluftspeicher wird elektrische Energie durch komprimieren von Luft in mechanische Energie gewandelt. Die komprimierte Luft wird in unter- oder überirdischen Speichern, z. B. in Salzgestein ausgesolte Kavernen, gespeichert. Bei der Rückgewinnung werden Turbinen oder Gasturbinen eingesetzt und die Luft entspannt. Die potenzielle Energie E_{DL} ergibt sich aus dem Überdruck des Speicherortes Δp , der Luftdichte ρ_L und dem Abströmvolumen V_L .

$$E_{DL} = V_L \cdot \Delta p \cdot \rho_L \quad (7)$$

ABBILDUNG 6 zeigt einen vereinfachten Aufbau eines Druckluftspeichers.

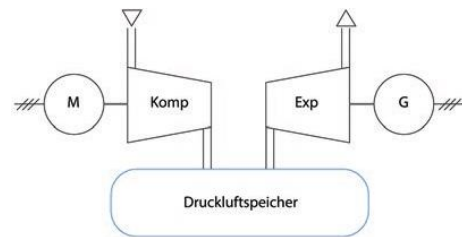


ABBILDUNG 6: VEREINFACHTE PROZESSBESCHREIBUNG EINES DRUCKLUFTSPEICHERS, ENTNOMMEN AUS [1].

Konventionelle Druckluftspeicher sind technisch ausgereift; die Vorteile sind vergleichbar mit denen von PSW. Allerdings haben Druckluftspeicher einen sehr geringen Wirkungsgrad $\eta_{H2} = 40-60\%$. Da die Anlage erst nach frühesten 15 min hochgefahren ist, eignen sich Druckluftspeicher nicht für Aufgaben, die sehr kurze bzw. schnelle Einspeichervorgänge benötigen wie dies bspw. bei Spannungsschwankungen notwendig wäre. Vorzuziehen sind Anwendungen mit einer Zugriffszeit von 2-24 h. Dabei besteht eine starke Nutzungskonkurrenz der Speicherkavernen mit der Speicherung von H_2 , CO_2 oder CH_4 , die rentabler erscheint [7], [11].

3) Schwungmassen/Schwungradspeicher

Schwungmassenspeicher sind die ersten bekannten Energiespeicher; bereits 6000 v.Chr. nutzte man sie bei der Herstellung von Fäden bzw. Töpferprodukten [1]. Genutzt wird die Bewegungsenergie einer rotierenden Masse als Speichermedium. Ein Elektromotor beschleunigt mit überschüssiger elektrischer Energie das Schwungrad. Die Rückverstromung erfolgt, indem das Schwungrad an einen elektrischen Generator gekoppelt und dadurch abgebremst wird. Einen schematischen Aufbau zeigt **ABBILDUNG 7**.

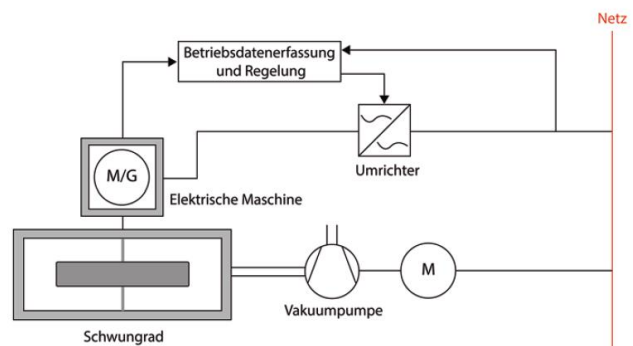


ABBILDUNG 7: AUFBAU SCHWUNGMASSENSPEICHER AUS [1].

Die gespeicherte Energie E_{kin} kann mit Gleichung (8) ermittelt werden. Das Schwungrad hat das Massenträgheitsmoment J und die Materialdichte ω .

$$E_{\text{kin}} = \frac{J \cdot \omega^2}{2} \quad (8)$$

Die gespeicherte Energiemenge ist begrenzt durch das Schwungrad, seine Beschaffenheit und die Drehzahl. Diese kann bis zu 25.000 min⁻¹ betragen. Schwungmassenspeicher haben bei kurzzeitiger Speicherung geringe Wirkungsgradverluste ($\eta > 90\%$). Bei längerer Speicherung besteht die Gefahr einer hohen Selbstentladung, weswegen man sie für Sekunden- bis Stundenbereich nutzt. Neben der Rekuperation im Rennsport werden sie primär in der Energie- und Verkehrstechnik eingesetzt. Sie stützen die Frequenz von regionalen Netzen (ABBILDUNG 8), gleichen Prognoseabweichungen bei EE-Erzeugung (Stadtwerke München) aus oder rekuperieren die kinetische Energie bei Straßenbahnen (Straßenbahn Zwickau).



ABBILDUNG 8: EIN 250kW FLYWHEEL, DER FIRMA HHANGUS, ONTARIO/CA. BILD ENTNOMMEN: [HTTPS://HHANGUS.COM/PROJECTS/TEMPORAL-POWER-FLYWHEEL-ENERGY-STORAGE/](https://hhangus.com/projects/temporal-power-flywheel-energy-storage/)

4) Supercaps/SMES

Doppelschicht-Kondensatoren bzw. Supercaps speichern elektrische Energie im elektrischen Feld. Die Änderung des Energiegehalts eines Kondensators dW_C , bedingt durch eine Ladungsänderung $i \cdot dt$ die zu einer Spannungsänderung du der Kapazität C führt:

$$C \cdot du(t) = i(t) \cdot dt \quad (9)$$

ergibt sich aus Gleichung (10).

$$dW_C = u \cdot i \cdot dt = u \cdot du \cdot C \quad (10)$$

Hieraus lässt sich in Gleichung (11) der Energiegehalt des Kondensators W_C herleiten:

$$W_C = \int_0^U u \cdot du \cdot C = C \left[\frac{u^2}{2} \right]_0^U = \frac{1}{2} CU^2. \quad (11)$$

Das ist die im Kondensator gespeicherte Energie, die durch eine Quellspannung U über einen Stromfluss auf den Kondensator geladen wird. Die Kapazität C_{ges} ergibt sich aus der Summe aus Doppelschicht- und Pseudokapazität. Die Technologie weist eine hohe Leistungsfähigkeit, eine lange Lebensdauer und kurze Zugriffszeiten von wenigen Millisekunden auf. Mit einem Wirkungsgrad von über 90 % ist sie sehr effizient [1]. Typische Einsatzgebiete sind neben dem IT- und Elektroniksektor (ABBILDUNG 9) auch:

- Transportsysteme, zur Bereitstellung von Startenergie (Schiene und Automobil) und Rekuperation,
- Energieverteilungssysteme, zur Stützung bei möglichen Ausfällen und zur Überbrückung bei kurzzeitigen Lastschwankungen und
- EE-Anlagen, wie Windkraftanlagen, zur Steuerung der Rotorblattverstellung und Reduzierung der Anstellwinkel.

SMES, supraleitfähige elektromagnetische Energiespeicher (engl: superconducting magnetic energy storage), bestehen aus einer supraleitenden Spule und kryogenen Kühlsystemen und ggf. angeschlossenem Wechselrichter. Die Energie E_{SMES} wird im magnetischen Feld gespeichert:

$$E_{\text{SMES}} = \frac{L}{2} \cdot I^2 \quad (12)$$

Vorteile sind höhere Speicherkapazitäten und geringere Energieverluste durch fehlende mechanische Teile oder Energieumwandlung. Andererseits verursachen SMES hohe Kosten ($K_0 =$ bis zu 915 €/kW) durch ihren komplexen Aufbau und der notwendigen aktiven Kühlung, aufgezeigt durch die vergleichsweise hohe thermische Verlustleistung.

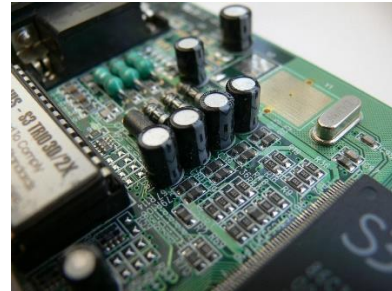


ABBILDUNG 9: EINSATZ VON SUPERCAPS IN EINER HAUPTPLATINE.

5) Elektrochemische Speicher, speziell Akkumulatoren

Elektrochemische Speicher lassen sich u.a. nach ihrer Betriebstemperatur, wie Hoch- und Niedertemperatur-Akkumulatoren, unterteilen. Bei Hochtemperatursystemen sind der Elektrolyt oder die Elektrodenkomponenten erst oberhalb einer Temperaturschwelle nutzbar. Eine weitere Einteilung kann in Primär- und Sekundärsysteme bzw. regenerative Systeme erfolgen. Bei Primärsysteme kann nur eine einmalige Entladung der chemischen Energie erfolgen, wohingegen Sekundärsysteme, wie Akkumulatoren, wiederholt be- und entladen werden können.

Die Energiespeicherung in Akkumulatoren erfolgt in Form von Ladungsträgern. Wenn Oxidations- und Reduktionsreaktionen stattfindenden, werden Ladungsträger abgegeben bzw. aufgenommen; durch die bewegten Elektronen bzw. Protonen mit der Ladung Q entsteht ein Strom i .

$$i(t) = \frac{dQ}{dt} \quad (13)$$

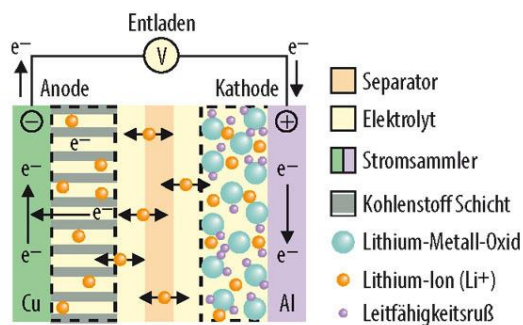
$$Q = (9,648534 \cdot 10^4) \cdot n_{e^-} = \int i(t) dt \quad (14)$$

Die Ladungsmenge Q wird durch die Faraday-Konstante (in C/mol) und die Anzahl der freigesetzten Elektronen n_{e^-} bestimmt.

Akkumulatoren treten zurzeit und auch in Zukunft großflächig in der Mobilität und Energiewirtschaft auf. Eingesetzt

werden Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Hybrid-/ Elektroautos, zur Autarkiesteigerung von Haushalten bzw. Regionen und für die Speicherung überschüssiger Energie aus EE-Anlagen Diese werden je nach Bedarf und Anwendung aus unterschiedlichen Materialien hergestellt. Im Folgenden werden überblicksartig die bekanntesten Technologien vorgestellt.

Die Bleibatterie ist eine der ältesten Batterietechnologien. Vor 150 Jahren hat Gaston Planté (1859) mittels Bleiblechen und Umpolen, eine Aktivmasseschicht erhalten, die einen ersten Ansatz für die industrielle Produktion lieferte [12]. Sie ist aktuell die günstigste Form des Akkumulators, mit Investitionskosten von etwa $K_0 = 90\text{-}350 \text{ €/kWh}$ und einem $n_{pb} = 85 \%$. Nicht mehr zeitgemäß sind ihre begrenzte Lebensdauer bei häufigen Ladungen, der Einsatz von Blei sowie die Energiedichte. In den vergangenen Jahren haben sich deshalb zunehmend Lithium-Ionen-Akkumulatoren verbreitet; deren Aufbau ist in ABILDUNG 10 dargestellt.



ABILDUNG 10: AUFBAU EINES LIITHIUM-IONEN-AKKUMULATORS, ENTNOMMEN AUS [13].

Durch ihre hohe Energiedichte, den hohen Wirkungsgrad $n_{Li/Ion} = 95 \%$ und die hohe Leistungsfähigkeit stellen sie eine gute Alternative dar. Weiterentwicklungen und größere Skalierungen in der Produktion reduzierten den Preis pro kWh auf $K_0 = 150\text{-}600 \text{ €/kWh}$. Werden die Zellen außerhalb des zulässigen Temperaturbandes betrieben, sind sie sehr stör anfällig, wodurch eine aufwendige Steuerung und Überwachung der Zellen erforderlich wird. Sogenannte Shuttle-Mechanismen die ein Ansteigen der Zellspannung verhindern, befinden sich in der Erforschung [1].

In Abweichung zu den bisher betrachteten Typen, wird bei Redox-Flow-Akkumulatoren auf einen externen Speicher zurückgegriffen. Damit können Leistung und Energiespeicherkapazität vollkommen unabhängig voneinander angepasst und variiert werden. Die Vorteile lassen sich zusammenfassen:

- Sehr hohe Speicherkapazitäten möglich
- Hohe Lebensdauer durch Ausbleiben einer Elektrodenreaktion
- Geringe/ keine Selbstentladung durch Trennung
- Kurze Reaktionszeiten
- Schnelle Ladbarkeit durch Austausch von Elektrolyten sowie modularer Zellaufbau

Nachteilig sind die niedrige Energiedichte, die zusätzlich benötigten Hilfsaggregate und damit der niedrigere Gesamtsystem-Wirkungsgrad sowie die Schwierigkeit beim Abdichten der Zellen und damit der Umgang mit großen Säuremen-

gen. Die hohen Investitionskosten müssen durch weitere Forschung im Bereich Materialien und Konstruktion reduziert werden. Allgemein befindet sich die Technologie noch in der Entwicklungs- bzw. Testphase.

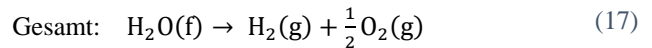
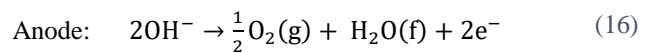
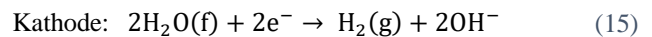
6) Wasserstoff/Methan/P2G2P

Wo Pumpspeicherwerke und Akkumulatoren bei der verlustarmen Langzeitspeicherung an ihre Kapazitätsgrenzen gelangen, bietet die chemische Energiespeicherung eine Lösung. In Verbindung mit der existierenden Gasinfrastruktur kann sie als Langzeitspeicher langfristige Abweichungen abfangen.

Sowohl Wasserstoff H_2 also auch Methan CH_4 können mittels Power-to-Gas-to-Power (P2G2P) elektrische Energie in chemischer Form speichern und in elektrische Energie zurückwandeln. Bei der Elektrolyse wird mithilfe einer Spannung

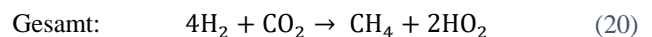
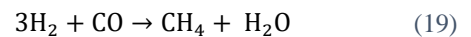
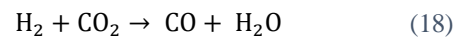
$$U > U_{Zersetzung} = 1,23 \text{ V}$$

Wasser in atomaren Wasserstoff und Hydroxid-Ionen aufgespalten:



Dieses Verfahren wird alkalische Elektrolyse genannt; bisher ist es das am besten erprobte Verfahren mit Großserienreife. Der Wirkungsgrad ist $n_{H_2} = 60\text{-}80 \%$ bei Investitionskosten von $K_0 = 800\text{-}1500 \text{ €/kWh}$.

Um den entstandenen Wasserstoff nutzbar machen zu können bzw. zu transportieren, wird er entweder in Methan umgewandelt oder durch bspw. eine Brennstoffzelle oder Gasturbine rückverstromt. Auch eine Einpeisung des Wasserstoffs in bestehende Erdgassysteme ist denkbar – der Wasserstoffanteil im Erdgasverteilungssystem ist auf 5-10 % beschränkt. Alternativ kann der Wasserstoff in anderen Sektoren verwendet werden, z. B. in der Industrie oder zur Bereitstellung von Wärme. Problematisch an P2G2P ist der geringe Wirkungsgrad von $n_{H_2} = 40 \%$. Zudem ist die Technologie sehr teuer und der notwendige Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bedingt weitere hohe Kosten. Die Methanisierung erfolgt über die Auftrennung des CO_2 und der Hydrierung des CO .



Der Vorteil von Methan liegt in den bedeutend besseren Eigenschaften, als Energieträger bzw. Speichermedium, der hohen volumetrischen Energiedichte gegenüber H_2 sowie der sehr guten Infrastruktur für Transport und Speicherung in Kavernen. Die Nachteile liegen in der niedrigen gravimetrischen Energiedichte und dem geringen Gesamtwirkungsgrad bei der Rückverstromung des Speichermediums (P2G2P) verglichen mit anderen Speichertechnologien. Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich in etwa aus 65 % Elektrolyse, 97 % Verdichtung und 60 % über z.B. GuD-Verstromung zusammen [12].

IV. AKTUELLER STAND DER FORSCHUNG

Bei Pumpspeicherkraftwerken liegt ein Fokus aktuell auf Mini-PSW im einstelligen MW-Bereich in Kombination mit EE-Anlagen [14]. Eine Verknüpfung mit unterschiedlichen EE-Anlagen wie PV-Systemen, Windkraftanlagen und chemischen Energiespeichern verbessert die Ansprechzeit und die Wirtschaftlichkeit [15]. Auch Ringwallspeicher, wie in ABBILDUNG 11, die innerhalb eines Sees oder künstlichen Gewässers zwei unterschiedlich hohe Becken nutzen, kombinierbar mit weiteren EE-Anlagen, sind beständiges Thema im wissenschaftlichen Diskurs. Meist scheitern solche Projekte an den umfangreichen Widerständen bezüglich der Landeinführung bzw. an der Wirtschaftlichkeit [1].



ABBILDUNG 11: IDEE EINES RINGWALLSPEICHER-HYBRID-KRAFTWERK, ENTNOMMEN AUS [1].

Eine Alternative zu traditionellen Pumpspeicherkraftwerken sind Pumpspeicherlösungen in Bundeswasserstraßen [8], [9]. Als Beispiel analysiert [8] den Elbe-Seiten-Kanal (ESK) und bewertet die möglichen Ausbauszenarien. Der ESK ist eine Bundeswasserstraße; sie verbindet die Regionen von Hamburg und Wolfsburg. Der Kanal ist ca. 100 km lang. Durch das Doppelsenkrecht-Schiffshebewerk Scharnebeck und der Schachtschleusengruppe Uelzen überbrückt der Kanal einen Bruttohöhenunterschied von 61 m (Scharnebeck: 38 m, Uelzen: 23 m). In Bundeswasserstraßen wird diese Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken genutzt, um elektrische Energie an Schleusen oder Schiffshebewerken gravimetrisch zu speichern. Die nutzbare Speicherlamelle mit der Höhe h_k in einem Kanal liegt innerhalb des vorgegebenen Toleranzbandes h_s zwischen oberem (OBW) und unterem Betriebswasserstand (UBW) – h_s des ESK beträgt ca. 20 cm. Die Breite des Kanals b_k sowie seine Länge, für das Beispiel des ESK ca. 100 km, begrenzen das Volumen der Speicherlamelle, dargestellt in ABBILDUNG 12.

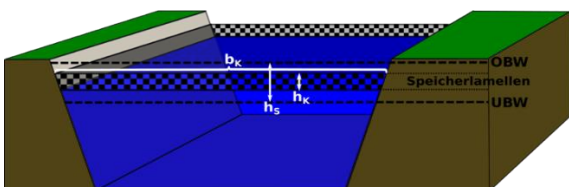


ABBILDUNG 12: SPEICHERLAMELLE IN EINEM KANAL, ENTNOMMEN AUS [8].

Eine mögliche Umbauvariante nutzt die Pumpen in den Schleusen und Schiffshebewerken. Zusätzlich werden Turbinen in die bestehenden Entlastungsleitungen installiert. Diese

Leitungen führen das überschüssige Wasser ab, wenn der OBW des Oberbeckens überschritten ist. Diese Variante des Pumpspeichers im ESK hat eine Einspeicherleistung $P_{in} = 13,30$ MW und eine Ausspeicherleistung $P_{out} = 5,47$ MW. Die Speicherkapazität liegt im Oberbecken bei 58 MWh und bei 31 MWh im Unterbecken. Der Wirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerkes für diese Umbauvariante beträgt $n_{ESK} = 77\%$. Zur Bewertung der theoretischen Speicherkapazitäten wird das Pumpspeicherkraftwerk im ESK unter realistischen Bedingungen simuliert. Als Beispiel dient eine Region in Niedersachsen, die Gemeinden in der Nähe der Schleuse Uelzen und des Schiffshebewerkes Scharnebeck umfasst. Um ein realistisches Einspeiseprofil zu erhalten, werden die folgenden bestehenden Erzeugungseinheiten und ihre installierten Leistungen P_{inst} angenommen:

- $P_{inst\ Wind} = 5,8$ MW aus Windenergie-,
- $P_{inst\ Solar} = 4,9$ MW aus Solarenergie- und
- $P_{inst\ Biomasse} = 0,9$ MW aus Biomassenanlagen.

Die zur Ermittlung realistischer Erzeugungsdaten verwendeten Einstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten werden für den Verlauf von sieben Tagen im Betrachtungshorizont einer zufälligen Kalenderwoche (KW 29 -Sommer) eines Jahres ermittelt. Der Verbrauch wird anhand auftretender regionaler Lasten abgebildet. Es werden 2.500 Dreipersonenhaushalte und regional vorkommende Unternehmen, wie Gasthäuser, KMU oder Gutshöfen mittels ihrer Standardlastprofile in die Simulation in ABBILDUNG 13 integriert.

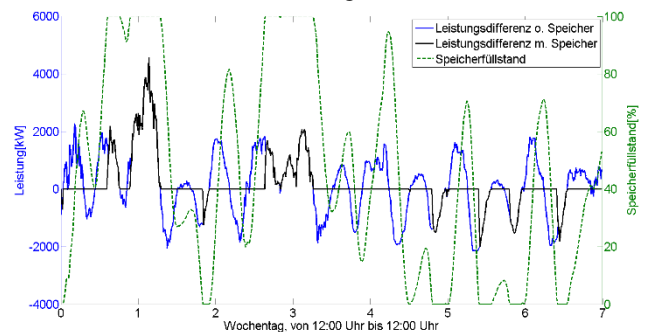


ABBILDUNG 13: IDEE EINES RINGWALLSPEICHER-HYBRID-KRAFTWERK, ENTNOMMEN AUS: [8].

ABBILDUNG 13 zeigt, es gelingt 65,71 % der überschüssigen elektrischen Energie (siehe schwarzer Graph) zu speichern und die Region in Teilen autonom zu versorgen. Somit kann eine Bundeswasserstraße – in diesem Fall der Elbe-Seitenkanal – als regionaler Energiespeicher fungieren. Vorrang haben jedoch immer die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs – nicht die energetische Nutzung [8].

Als weitere Alternative gelten Halden-Pumpspeicher. Das sind zu Pumpspeichern umgebaute Tagebau-Restlöcher von Stein- bzw. Braunkohle [16], [17].

Im Bereich der Druckluftspeicherung wird aktuell mit sehr kleinen Speichervolumen agiert. Das Gewerbe bzw. auch der Endverbraucher können so den Eigenverbrauch optimieren und den Autarkiegrad erhöhen [1].

Bei Schwunghmassespeichern kann die Drehzahl erhöht und die Masse des Schwungrades verringert werden, indem

Faserverbundränder und andere umgebende Medien wie Vakuum oder Wasserstoff genutzt werden. Das Ergebnis ist eine höhere Energiespeicherkapazität, bei geringeren Kosten. Zusätzlich wurde an der Reluktanzmaschine geforscht, um die Reaktionsgeschwindigkeit und die Verluste zu reduzieren [1].

Bei Supercaps und SMES liegt der Fokus auf der Skalierung der Anlagen in die Großspeicherebene. Diese wären für Netzanwendungen nutzbar, befinden sich aktuell aber noch in der Entwicklungsphase. Im Gegensatz befinden sich Klein-SMES zur Spannungsstabilisierung bereits in der Nutzung [18]. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf hybriden Superkondensatoren, die ähnlich schnell laden wie Kondensatoren und Speicherkapazitäten wie Akkumulatoren besitzen [19].

Bei Akkumulatoren wird sowohl an der Weiterentwicklung der bestehenden Typen, z. B. Natrium-Ionen-Akkumulatoren als auch neuartigen Typen, z. B. Feststoffspeicher, Organic-Flow- oder Keramik-Akkumulatoren gearbeitet. Alle Ansätze haben gemein, dass sie die Energiedichte erhöhen, mehr Ladezyklen ermöglichen oder/und die Kosten bei gleicher Größe senken.

Auch bei chemischen Speichern mittels H_2 und CH_4 fokussiert man die Skalierung der Anlagen für den kostengünstigen Großeinsatz auf industrieller und nationaler Ebene. Der Wirkungsgrad ist zu verbessern und die Investitionskosten zu senken. Projekte, wie die geplante 100-MW-Anlage im Hamburger Hafen als weltweit größtes H_2 -Projekt oder die leistungsstarken Windgasanlagen in Dänemark geben die Richtung vor.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Der vielfache Widerstand gegen neue Stromtrassen macht deutlich, dass eine Energiewende nur mit einer breiten, transparenten Kommunikation in Kombination mit vielfältigen Maßnahmen gelingen kann. Netze übernehmen den räumlichen und Speicher den zeitlichen Ausgleich elektrischer Energie. Daher konkurrieren Speicher und Stromnetz kaum. Es bedarf also eines weiteren Speicherausbaus und zusätzlichen Flexibilitätsoptionen um die Vermeidungskosten bei Netzengpässen und Ausgleichsmaßnahmen für ungenutzte elektrische Energie aus Wind- und Solaranlagen zu reduzieren. Insgesamt ist es sinnvoller, Redundanzen zu schaffen und zum elektrischen Netz auch die Speicherkapazitäten auszubauen. Dies gilt sowohl für die Übertragungs- als auch die Verteilnetze.

Es gilt, dass vielfältige technischen Lösungen vorhanden sind und Energiespeicher sowohl ökonomisch als auch ökologisch eine Alternative darstellen, die es regulatorisch einzu binden gilt. Um diesen Zeitpunkt der großflächigen Einbindung nicht zu verpassen, muss bereits heute mit der Integration begonnen werden, sodass eine Technologie- und Marktentwicklung sowie Kommerzialisierung möglich wird.

LITERATUR

- [1] Sterner, M., & Stadler, I. (2017): *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*. 2. Auflage, Springer-Verlag.
- [2] BMWi (2020): *Zahlen und Fakten Energiedaten*, 06/2020, URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, abgerufen: 30.10.2020.
- [3] VDE (Hrsg.) (2009): *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger-Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Frankfurt: Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2009.
- [4] Prognos (Hrsg.) (2020): *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*, Studie im Auftrag des BMWi, URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html>, abgerufen: 30.10.2020.
- [5] Stoll, T. (2018): *Die Bedeutung der Energiespeicherbranche für das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft in Deutschland*. ET-Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68/9.
- [6] Merten, F. (2015): *Langfristiger Bedarf an Energiespeichern für die Strom- und Energiewende*. Solarzeitalter (1/2016), ISSN-Nr. 0937-3802.
- [7] Heuck, K., Dettmann, K. D., Schulz, D. (2010): *Elektrische Energieversorgung*. Vieweg+ Teubner Verlag.
- [8] Plenz, M., Mattner, S., Koch, R., Weiß, T. & Schulz, D. (2015): *Technische Grundlagen und Umsetzungsvarianten eines Pumpspeichers am Elbe-Seitenkanal*. In: Pumpspeicher an Bundeswasserstraßen, S. 7-40, Springer Vieweg, Berlin 2015.
- [9] Obbelode, F. & Plenz, M. (2016): *Ökonomische Analyse kleintechnischer Energiespeicher*. ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66(4), S.47-50, ISSN 0720-6240.
- [10] Weiß, T., Meyer, J., Plenz, M. & Schulz, D. (2016): *Dynamische Berechnung der Stromgestehungskosten von Energiespeichern für die Energiesystemmodellierung und -einsatzplanung*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, S.1-14.
- [11] VDE ETG (Hrsg.) (2012): *Energiespeicher für die Energiewende*. Energietechnische Gesellschaft im VDE. VDE-ETG, Frankfurt am Main.
- [12] Sterner M., Thema M., Eckert F., Moser A., et. al (2014): *Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich*. Studie, Berlin.
- [13] Elektronik.net (Hrsg.) (2016): *Batterieforschung Lithium-Plating in Echtzeit beobachten*. Internetquelle, URL: <https://www.elektroniknet.de/power/energiespeicher/lithium-plating-in-echtzeit-beobachten.112570.html>, abgerufen: 10.11.2020.
- [14] Zhang J. & Zhang, Q. (2014): *High-rise building mini-hydro pumped-storage scheme with Shanghai Jinmao Tower as a case study*. 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, S. 1-5.
- [15] Li, J., Fu, J., and Gao, S. (2018): *A Conception of a New Generation of Pumped Storage Power Station with Multiple Energy Coupling*. 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, S. 1-6.
- [16] Schulz, D. (2009): *Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern ehemaliger Braunkohlereviere*. Forum Netzintegration, Deutsche Umwelthilfe, Berlin.
- [17] Thema, J., & Thema, M. (2019): *Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen: am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden*. (No. 194), TH Regensburg.
- [18] Norris B., Symons P., Schoenung S. et. al (2002): *Handbook of energy storage for transmission or Distribution Applications*. EPRI, California.
- [19] Prehal, C., Fitzek, H., et. Al (2020): *Persistent and reversible solid iodine electrodeposition in nanoporous carbons*. Nature Communications, 11, 4838.
- [20] Quaschnig, V. (2019): *Regenerative Energiesysteme: Technologie-Berechnung-Klimaschutz*. Carl-Hanser-Verlag.

Technologien zur Gasspeicherung

Daniel Becker*, Stefan Best, Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*daniel.becker@hsu-hh.de

Kurzfassung – Die zuverlässige Versorgung mit Erdgas, primär zur Bereitstellung von Wärmeenergie aber auch zur Stromerzeugung im industriellen Maßstab, ist eine Grundvoraussetzung für das Funktionieren unserer hochtechnisierten Gesellschaft und die Aufrechterhaltung von Infrastruktur im Transport-, Wirtschafts- und Gesundheitswesen. Die effizienteste Möglichkeit, Wärme zu erzeugen, bietet die kontrollierte Verbrennung von Gasen wie Erdgas, dessen größter Anteil Methan darstellt, und Wasserstoff. Die tragende Rolle von Gas als Energieträger zeigt z. B. der Fakt, dass allein im Gasnetz der Freien und Hansestadt Hamburg jährlich eine Energiemenge transportiert wird, die fast doppelt so hoch ist wie die durch das Stromnetz von Hamburg transportierte Energiemenge [1]. Alles andere als Konkurrenten, stellen Gasnetz und Stromnetz komplementäre Systeme zur Energieversorgung dar, die jeweils spezielle Anforderungen abdecken. Über die sogenannte „Power-to-Gas“-Technologie (PtG) bietet ein Gasnetz außerdem die Möglichkeit, überschüssige elektrische Energie, die z. B. aus regenerativen Quellen stammt, in Form von chemischer Energie, d. h. als Gas, zu speichern. Gase wie Methan und Wasserstoff lassen sich wesentlich verlustfreier speichern als dies für elektrische Energie der Fall ist. Damit eine kontinuierliche Versorgung mit Gas möglich ist, bedarf es der Fähigkeit zur Speicherung von Gasen in bzw. an Gasnetzen. Dieser Beitrag informiert über die Gründe zur Gasspeicherung, die momentan zu diesem Zwecke verwendeten Technologien und den aktuellen Stand der Erdgasspeicherung bevor er umschwenkt zum Zukunftsthema Wasserstoff, Vergleiche zwischen diesem und Methan/Erdgas zieht und auf weitere, noch beforschte Speichertechnologien eingeht.

Stichworte – Erdgasnetz, Kavernenspeicher, Metallhydridspeicher, Poröse Materialien, Liquid Organic Hydrogen Carrier

NOMENKLATUR

PtG	Power-to-Gas
H ₂	Wasserstoff
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
m-%	Massenprozent
Vol.-%	Volumenprozent

I. EINLEITUNG

Mit einem Anteil von knapp 25 % am Primärenergieverbrauch im Jahre 2019, stellt Erdgas nach Mineralöl den zweitgrößten Energielieferanten im Energiemix Deutschlands dar. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Erdgasverbrauch um drei Prozent auf 101 Mrd. m³ (V_n) gestiegen, was einem Energieverbrauch von 986 Mrd. kWh

entspricht (Berechnungsgrundlage: 9,77 kWh m⁻³; V_n: Normvolumen bei 0 °C, 1,013 bar). Von diesem Erdgasverbrauch konnten nur ca. 6 % aus inländischer Förderung gedeckt werden. Der Rest musste durch importiertes, gelagertes Gas gedeckt werden, was die Wichtigkeit der Gasspeicherung hervorhebt. Weitere Punkte, die eine Speicherung von Erdgas unabdingbar machen, werden im Folgenden erläutert.

Der Gasverbrauch individueller Verbraucher ist nur in grobem Maße vorhersagbar und kann weder zeitlich noch örtlich punktgenau mit der Bereitstellung der angefragten Gasmenge in Einklang gebracht werden. Die Fähigkeit zu einer groben Prognose ist im relativ hohen Anteil privater Haushalte an der Gesamtzahl der Gaskunden von ca. einem Drittel (Stand 2018) begründet. Dadurch kommt es zu einer jahreszeitlichen bzw. Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs, der zur kalten Jahreszeit zunimmt [2]. Erschwert werden Vorhersagen auch durch die räumliche Trennung von Orten der Erzeugung von denen des Verbrauchs, was eine signifikante Transportdauer des Gases von ersteren zu letzteren zur Folge hat. Diese Realitäten führen dazu, dass Gas in ausreichendem Maße vorgehalten werden muss und dies geschieht, indem ein Gasnetz permanent unter Druck steht, um jederzeit Gas liefern zu können. Unabdingbar dafür sind Rückhaltesysteme oder Speichermöglichkeiten, die wiederum das Gasnetz nachfüllen können, wenn dieses einen Verbraucher bedient hat.

Darüber hinaus sind die Marktbedingungen, zu denen Gas erworben werden muss, überaus volatil. Dies erzeugt den Anreiz, Gas in großen und in diesem Moment überschüssigen Mengen zu erwerben, wenn der Preis niedrig ist. Dadurch können enorme Kosten eingespart werden. Die Krux jedoch ist, dass die Ersparnis umso höher ausfällt, je mehr überschüssiges Gas erworben wird. Dieser Überschuss an Gas muss so verlustfrei wie möglich gespeichert werden. Damit eng verknüpft, spielt der Punkt der geopolitischen Stabilität in den Erzeugerregionen eine wichtige Rolle für Gasimporteure wie Deutschland. Eine ausreichend große Menge an gespeichertem Gas kann es einem Gasimporteure erlauben, Zeiten niedriger Produktion, z. B. verursacht durch politische Instabilitäten in Erzeugerregionen, zu überbrücken und sich nicht gezwungen zu sehen, temporär deutlich erhöhte Preise zu zahlen oder gar ganz auf den Erwerb dieses Energieträgers verzichten zu müssen. Es wird also deutlich, dass die Speicherung von Gas eine Bedeutung bis hoch auf die Ebene der kritischen Infrastruktur und nationalen Sicherheit hat.

Damit einher geht die nationale Aufgabe der Energiewende. Denn einerseits ist es natürlich von überragendem Interesse, das Erdklima in einer dem Leben zuträglichen Art zu erhalten; ein Ziel dem wir uns durch die Einbindung regenerativer Energien nähern. Andererseits wird

aus geostrategischer Sicht angestrebt, diese regenerativen Energien innerhalb der nationalen Grenzen zu erzeugen. Dies würde einen Netto-Energieimporteur wie Deutschland unabhängiger von anderen Regionen der Welt machen. Vor dem Hintergrund der Stabilität verleihenden und friedensstiftenden Wirkung, die der Handel zwischen Partnern erzeugen kann, soll hier aber betont werden, dass es politisch klug sein kann, keine vollständige Energie-Autarkie und damit Unabhängigkeit Deutschlands auf diesem Gebiet anzustreben. Eine Eigenart der regenerativen Energien ist die, dass sie eher diskontinuierlich erzeugt werden können oder anders: Die Sonne nicht immer am Himmel steht, der Wind oft nur als laues Lüftchen weht. Dies zieht eine Diskrepanz zwischen Energieerzeugung und -verbrauch nach sich, die durch den Einsatz von Speichersystemen überbrückt werden muss. Damit verbunden stellt die Überproduktion elektrischer Energie eine weitere Ursache für die Notwendigkeit von Gasspeichern dar. Zum Beispiel wird in Norddeutschland allein durch Windkraftanlagen mehr elektrische Energie produziert als in der Metropolregion Hamburg verbraucht wird (18 vs. 12 TWh; Stand 2018) [3], [4]. Wenn der Transfer dieser Energie in andere Regionen z. B. durch Mangel an stromführenden Leitungen nicht gelingt, wird es wichtig, die überschüssige Energie zu speichern. Der offensichtliche Weg der elektrochemischen Speicherung elektrischer Energie in Batterien und Akkus leidet unter folgenden entscheidenden Nachteilen:

- Keine verlustfreie Langzeitspeicherung
- Herstellung der Speicherzellen ist hochgradig ressourcenintensiv und umweltschädlich

Eine Alternative dazu bietet das Power-to-Gas (PtG)-Konzept mit Wirkungsgraden von bis zu über 80 % [5]. Hierbei wird mithilfe elektrischer Energie Wasserelektrolyse betrieben, um Wasser (H₂O) in seine elementaren Bestandteile Sauerstoff (O₂) und Wasserstoff (H₂) zu spalten. Elektrische Energie wird also in chemische Energie umgewandelt. Wasserstoff kann dann entweder als solcher gespeichert oder aber mit einem Volumenanteil von derzeit 5 bis 10 % in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden [6]. Um diese Einspeisegrenze zu umgehen, kann Wasserstoff nach dem *Sabatier*-Prozess mithilfe von Kohlenstoffdioxid (CO₂), idealerweise aus der Luft gewonnen, in Methan umgewandelt und in dieser Form unbegrenzt in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden.

Die Vorteile des PtG-Verfahrens überwiegen bei Weitem die Wirkungsgradverluste und sind vor allem diese:

- Quasi-verlustfreie Langzeitspeicherung
- Technisch einfache und ressourcenschonende Herstellung von Druckspeichern
- Speicherkapazität proportional zur Speichergröße, nicht zur Elektrolyseleistung

Neben der Vermeidung ungenutzter Kapazitäten z. B. durch Abschalten von Windrädern bei fehlender Nachfrage aber wehendem Wind, nimmt dieses Konzept dem Argument den Wind aus den Segeln, der Ausbau der erneuerbaren Energien müsse gebremst werden, da man mit dem Leitungsbau zum Abtransport der elektrischen Energie aus dem Norden ohnehin nicht nachkomme.

Zusammenfassend können also folgende Gründe für die Notwendigkeit von Gasspeichern genannt werden:

- Auffangen der Diskrepanzen zwischen Verbrauch und Förderung von Gas
- Abfedern von Marktvolatilitäten
- Steigerung der energiepolitischen Unabhängigkeit Deutschlands von Energieexporteuren
- Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch Bereitstellung von Überschusskapazitätsspeichern

II. ERDGASSPEICHERUNG IN DEUTSCHLAND

Als Gasspeicher kommen sowohl überirdische als auch unterirdische Strukturen zum Einsatz, wobei letztere eine wesentlich größere Rolle spielen und daher hier auch detaillierter beschrieben werden. Überirdische Gasspeicher stellen Metallkonstruktionen wie Gasometer (für Niederdruck von ca. 200 mbar), Kugelspeicher (für Mitteldruck von ca. 20 bar) und Röhrenspeicher (für Hochdruck bis zu 100 bar) dar, wobei letztere trotz ihrer Zuordnung zu den überirdischen Speichern wenige Meter unter der Erdoberfläche eingebaut werden.

In mehreren Hundert bis wenigen Tausend Metern unter der Oberfläche wird Gas in Poren- und Kavernenspeichern eingelagert. In Porenspeichern dient ein bereits natürlich vorhandenes poröses Medium wie Kalk- oder Sandgestein sozusagen als Schwamm, in dem Gas eingelagert werden kann. Porenspeicher werden auch als Lagerstättenspeicher bezeichnet, da sie in der Tat ehemalige Erdöl- und Erdgasspeicherstätten sind. Eine Sonderform der Porenspeicher ist der Aquiferspeicher, dessen poröses Medium bereits vor Gaseinlagerung mit Salzwasser gesättigt ist, welches dann durch eingepresstes Gas verdrängt wird [7]. Kavernenspeicher hingegen sind künstlich angelegte Hohlräume in Salzgesteinsschichten. Das natürlich vorhandene Salz wird mit Wasser ausgespült, wodurch unregelmäßig tropfenförmige Hohlräume von bis zu weit über 150 m Höhe, 100 m Durchmesser und 50 Mio. m³ Volumen entstehen [8]. Eine Kavernenspeicherstätte besteht dabei üblicherweise aus mehreren, teilweise Dutzenden, benachbarten Hohlräumen, die jeweils Zugang zur Oberfläche haben.

Das Verdrängen der untertage natürlich vorkommenden Materie und deren Ersetzen durch Gas führt zu einer Destabilisierung der unterirdischen Struktur. Damit es zu keinem Kollaps kommt und ein Mindestarbeitsdruck aufrechterhalten wird, muss stets ein gewisses Restgasvolumen („Kissengasvolumen“) und damit ein gewisser Restgasdruck im Reservoir verbleiben. Dieses Kissengasvolumen ist nicht nutzbar und muss vom Gesamtgasvolumen subtrahiert werden, um das nutzbare Arbeitsgasvolumen zu bestimmen. Als Faustregel gilt, dass der Anteil von Arbeitsgasvolumen am Gesamtgasvolumen ca. 50 – 60 % für Porenspeicher und ca. 80 % für Kavernenspeicher beträgt.

Aufgrund ihrer verschiedenen geologischen Natur, zeigen Poren- und Kavernenspeicher üblicherweise unterschiedliche Ansprechverhalten auf Änderungen in der Förderrate. Die im Porenspeicher bereits vorhandene poröse Masse, die das Gas aufnimmt, bewegt sich mit einer gewissen Trägheit und reagiert dementsprechend langsam auf Entnahme- und Befüllvorgänge. Dahingegen gibt es in einem Kavernenspeicher keine solche Masse (mehr) und dem Gas

bietet sich ein aufnahme- und entnahmebereiter Hohlraum an. Dies hat zur Folge, dass Porenspeicher eher für saisonale, sich über längere Zeiträume erstreckende Grundlastabdeckungen geeignet sind während Kavernenspeicher aufgrund ihrer höheren Dynamik bei Lastwechseln, auch auf tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen reagieren können.

Nennenswerte Porenspeicher in Deutschland und deren Arbeitsgasvolumen sind in folgender Tabelle aufgelistet.

TABELLE I: PORENSPEICHER IN DEUTSCHLAND, STAND 2019 [9].

Ortschaft	Bundesland	Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³ (V _n)
Rehden	Niedersachsen	3.900
Uelsen	Niedersachsen	860
Teutschenthal	Sachsen-Anhalt	440
Cluster München	Bayern	2.936
Cluster Mannheim	Hessen, Rheinland-Pfalz Baden-Württemberg	335

Im Gegensatz zum Großteil der Porenspeicher, sind Kavernenspeicher in der nördlichen Hälfte Deutschlands zu finden. Dabei konzentrieren sich die nennenswerten Reservoirs in Clustern in Sachsen-Anhalt und den nordwestlichen Regionen Nordrhein-Westfalens und Niedersachsens und sind in der folgenden Tabelle aufgelistet.

TABELLE II: KAVERNENSPEICHER IN DEUTSCHLAND, STAND 2019 [9].

Ortschaft	Bundesland	Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³ (V _n)
Cluster Bernburg	Sachsen-Anhalt	2.656
Cluster Gronau	Nordrhein-Westfalen	3.569
Cluster Nüttermoor	Niedersachsen	2.591
Cluster Etzel	Niedersachsen	4.399

Zum Ende des Jahres 2019 lag das insgesamt eingelagerte Arbeitsgasvolumen für Porenspeicher bei 8.615 Mio. m³ und für Kavernenspeicher bei 15.285 Mio. m³. Dies ergibt ein Gesamtvolumen an unterirdisch gespeichertem Erdgas von 23.900 Mio. bzw. 23,9 Mrd. m³, was knapp einem Viertel des im Jahre 2019 verbrauchten Erdgases entspricht (vgl. Einleitung). Vor dem Hintergrund, dass von den einst vorhandenen Erdgasvorkommen in Deutschland bereits knapp 81 % (ca. 1.060 Mrd. m³) gewonnen wurden und nach derzeitigem Stand nur noch 3,6 % (ca. 47 Mrd. m³) als zugänglich gelten, wird die Importabhängigkeit Deutschlands auf diesem Gebiet deutlich [9].

III. WASSERSTOFF IM ERDGASNETZ

Die starke Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten kann aufgrund der sich erschöpfenden inländischen Reserven nicht durch eine Erhöhung der eigenen Förderquote reduziert werden. Dieser Umstand stellt aber nicht nur ein Problem, sondern auch eine Chance dar, denn ein erklärtes Ziel der Energiewende ist die Abkehr von fossilen Energieträgern wie Erdgas zumindest in seiner konventionellen Form der Gewinnung. Dieser Kurs ist vor allem zweierlei motiviert. Zum einen entsteht bei der klassischen Verbrennung von Kohlenwasserstoffen wie Erdöl oder Erdgas das Treibhausgas CO₂, welches signifikant zur Erderwärmung beiträgt und dessen Ausstoß daher reduziert

werden muss. Zum anderen sind die Vorräte an fossilen Energieträgern begrenzt und neigen sich u. U. schnell ihrer Erschöpfung zu.

Die Energiewende erlaubt es, diese beiden Punkte gemeinsam und unabhängig voneinander zu adressieren. Dabei kommt einem anderen Gas die entscheidende Rolle zu: Wasserstoff, welches mithilfe von CO₂ nach der *Sabatier*-Reaktion zu synthetischem Erdgas (synthetic natural gas, SNG), genauer: synthetischem Methan, umgewandelt werden kann. Diese Vorgehensweise bietet sich vor allem dann an, wenn Wasserstoff als Quelle für Wärmeenergie dienen soll. Um am Ende eine CO₂-neutrale Bilanz zu erhalten, müssen dafür allerdings zwei Bedingungen erfüllt werden: i) Das CO₂ muss aus der Atmosphäre gewonnen bzw. direkt am Ende einer konventionellen Verbrennungskette abgefangen werden und ii) der Wasserstoff muss unter Einsatz von regenerativ erzeugter Energie z. B. durch Wasserelektrolyse hergestellt werden. Aber Moment! Warum der Umweg über Methan, bei dessen Verbrennung wiederum CO₂ entsteht und nicht die direkte Verbrennung von Wasserstoff, bei dessen Verbrennung lediglich Wasser entsteht? Die Antwort darauf liegt in der vorhandenen Infrastruktur. Leitungen, Pipelines und Endgeräte sind für den Einsatz von Erdgas konstruiert worden. Wasserstoff unterscheidet sich in vielen Punkten von Erdgas bzw. Methan, von denen der wichtigste die Energiedichte ist. Aufgrund der geringen Masse seiner Atome und der geringen Dichte des Gases, weist Wasserstoff einerseits eine wesentlich höhere *gravimetrische* Energiedichte als Methan (Heizwert H_u: 33,3 vs. 13,9 kWh kg⁻¹) und andererseits eine wesentlich geringere *volumetrische* Energiedichte als Methan (2,7 vs. 9,1 kWh m⁻³ bei 25 °C) auf [10]. Hinzu kommt der unterschiedlich große Anteil an Wasserstoffatomen in den beiden Gasen, der bei Wasserstoff 100 % und bei Methan 25 % bezogen auf die Masse, beträgt. Dies spielt bei der Betrachtung des Heizwerts eine Rolle. Der Heizwert H_i (heating value inferior, unterer Heizwert) gibt die bei einer Verbrennung freiwerdende nutzbare Wärmeenergie an und vernachlässigt den Energieanteil, der in die Verdampfung der Reaktionsprodukte (hier: Wasser) führt. Im Gegensatz dazu gibt der Brennwert H_s (heating value superior, oberer Heizwert) die gesamte freiwerdende Energie einer Verbrennung gemäß der Bildungsenthalpien der beteiligten Stoffe an. Bei Verbrennungen, in denen Wasser als Produkt verdampft, gilt damit H_i < H_s, genauer:

$$H_i = H_s - \Delta H_{v, H_2O} \cdot x_{H_2O} \tag{1}$$

mit ΔH_v : Verdampfungsenthalpie und x : Stoffmenge entstehenden Wassers. Je höher also der Anteil von Wasser an den Reaktionsprodukten einer Verbrennung, desto mehr Energie wird dafür aufgewandt, dieses Wasser zu verdampfen. Dieser Energieanteil ist nicht direkt als Wärmeenergie nutzbar (kann jedoch in entsprechend ausgelegten Systemen durch Kondensation und Wärmetauscher zurückgewonnen werden). Da Methan neben Wasserstoff auch Kohlenstoff beinhaltet, entsteht bei dessen Verbrennung neben H₂O auch CO₂. Kohlenstoffdioxid ist bei Umgebungsbedingungen (1,013 bar, 25 °C) gasförmig und beansprucht damit keine freiwerdende Energie für einen Phasenwechsel. Im Gegensatz dazu beansprucht das Verbrennungsprodukt des Wasserstoffs, Wasser, einen Teil der freiwerdenden Energie zum Phasenwechsel. Dies begründet die geringere Differenz zwischen H_s und H_i im

Falle von Methan (10 %) im Vergleich zu reinem Wasserstoff (16 %).

Die Folge davon ist, dass bei gleichen Umweltbedingungen ein ca. dreifach größeres Volumen an Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas benötigt wird, um denselben Energieeintrag zu erhalten. Hinzu kommt, dass Wasserstoffmoleküle zu Korrosion an Rohrleitungen führen können. Weiterhin weist Wasserstoff aufgrund seiner geringen Masse im Vergleich zu Methan nach dem *Grahamschen* Gesetz eine knapp dreimal so große Effusionsrate auf:

$$\frac{R_{H_2}}{R_{CH_4}} = \sqrt{\frac{M_{CH_4}}{M_{H_2}}} = \sqrt{\frac{16 \frac{g}{mol}}{2 \frac{g}{mol}}} = 2,8 \quad (2)$$

mit R : Effusionsraten und M : Molmassen der beteiligten Gase. Dies bedeutet, dass Wasserstoff knapp dreimal so schnell entweicht. Auch die etwa 150 K höhere Flammtemperatur von Wasserstoff im Vergleich zu der von Methan muss bei der Konstruktion von Geräten, die Wasserstoff verbrennen, um dessen Energie zu nutzen, berücksichtigt werden [11]. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Wasserstoff im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas

geschickte Auslegung der Pfade, die die Teilchen in diesem Prozess nehmen müssen, elektrischer Strom abgegriffen werden. Als Reaktions- bzw. Abfallprodukt entsteht lediglich Wasser.

IV. WASSERSTOFFSPEICHERKONZEPTE

Zur Speicherung von Wasserstoff werden ebenso, wie oben für Erdgas beschrieben, Salzkavernen eingesetzt. Aufgrund der höheren Flüchtigkeit von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas unterscheiden sich die technischen Details. Weitere Methoden zur Speicherung von Wasserstoff werden im Folgenden beschrieben:

- Physikalische Methoden
 - Druckgasspeicherung
 - Flüssiggasspeicherung
 - Transkritische Speicherung
- Chemische Methoden
 - Metallhydridspeicher
 - Adsorptive Speicherung
 - Chemische Speicherung

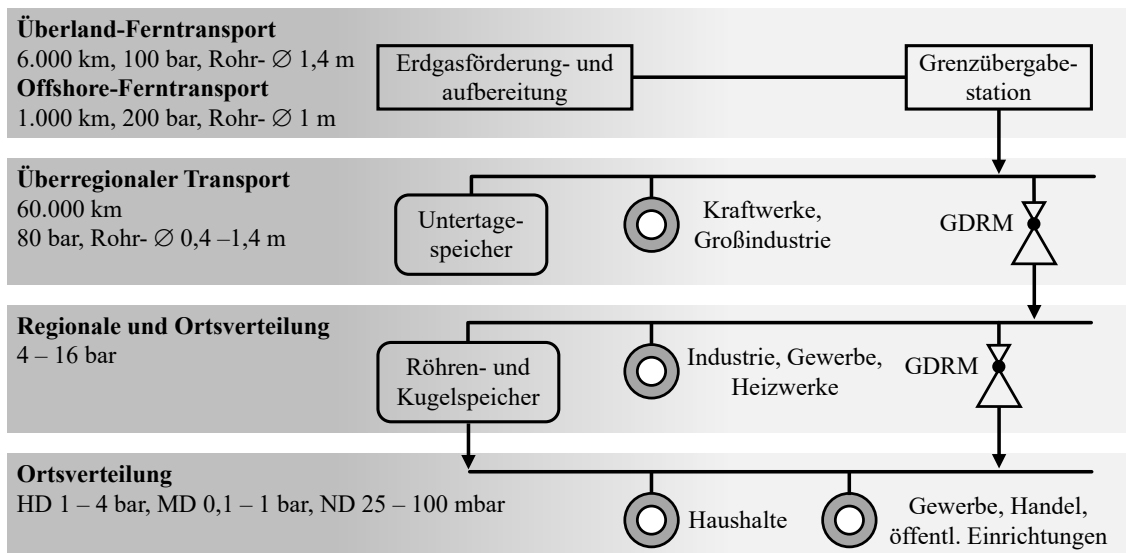


ABBILDUNG 1: AUFBAU ERDGASNETZ (HD/MD/ND: HOCH-/MITTEL-/NIEDERDRUCK, GDRM: GASDRUCKREGEL- UND MESSANLAGE) [14].

höhere infrastrukturelle Anforderungen in Bezug auf Druck- und Temperaturbeständigkeit, Korrosionsresistenz und Dichtigkeit stellt. Zeit und Investitionen sind notwendig, um diese Infrastruktur zumindest auf den teilweisen Gebrauch von Wasserstoff umzustellen. Bis dahin behilft man sich damit, Wasserstoff in kleinen Mengen zu Erdgas hinzuzudosieren (5 bis 10 Vol.-%) bzw. es gänzlich in Methan umzuwandeln. In diesem Sinne kann das bestehende fast 500.000 km lange Erdgasnetz als Wasserstoffreservoir angesehen werden [12]. Einen Überblick über den grundlegenden Aufbau des derzeitigen Erdgasnetzes bietet ABBILDUNG 1. Ein reines Wasserstoffnetz wird allerdings unabdingbar werden, wenn die Nutzung von Wasserstoff als Quelle elektrischer Energie in den Vordergrund tritt. Hierbei ist die Rede von Brennstoffzellen, in denen Wasserstoff und Sauerstoff (auch in Form von Luft) kontrolliert zusammengeführt werden, um eine kalte Verbrennung, d. h. Oxidation, von Wasserstoff zu erzielen. Dabei kann durch

A. Physikalische Methoden

Da die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff relativ gering ist, und bei 25 °C und 1 bar nur ca. ein Drittel der von Methan und sogar nur ein 3000stel der von Benzin entspricht, ist es für eine Speicherung auf physikalischem Wege unumgänglich, Wasserstoff zu komprimieren, um genügend Masse dieses Gases bereitzustellen. Aufgrund der repulsiven Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Molekülen, widerstrebt Wasserstoff einer Kompression und es muss Energie aufgewendet werden, um dies zu erreichen. Dafür gibt es zwei Stellschrauben: Druck und Temperatur.

Die Druckgasspeicherung dreht an der ersten Stellschraube, indem Wasserstoff unter hohem Druck, aber Raumtemperatur, komprimiert wird. Bei den dabei im Transportsektor üblicherweise anvisierten 700 bar besitzt Wasserstoff (bei 25 °C) eine ca. 470-fach erhöhte Dichte [10].

Die Methode der Flüssiggasspeicherung dreht dies um, behält einen Druck von ca. 1 bar bei und kühlt dabei den Wasserstoff auf extrem tiefe Temperaturen unter dessen Siedepunkt (-253 °C bei 1,013 bar) herab. Dadurch kondensiert der Wasserstoff und weist damit eine etwa 860-fach höhere Dichte auf als unter Normalbedingungen [10].

Eine Kombination dieser beiden Techniken stellt die Transkritische Speicherung dar. Dabei wird Wasserstoff auf -220 °C heruntergekühlt. Dies ist zwar extrem kalt, liegt aber über dem bei 1,013 bar geltenden Siedepunkt und auch über der kritischen Temperatur von -240 °C, deren Unterschreitung zur Kondensation notwendig ist. Eine Komprimierung durch Kondensation findet hier nicht statt. Die gleichzeitig stattfindende Druckerhöhung auf 1000 bar führt stattdessen zu einer Resublimation/Verfestigung vom gasförmigen in den festen Aggregatzustand.

Neben den Vorteilen erhöhter Dichten von Wasserstoff, weisen die genannten Methoden relativ selbsterklärende Nachteile auf. Die technische Umsetzung ist bei allen nicht trivial. Während die Druckgasspeicherung auf Anlagen angewiesen ist, die extrem hohe Drücke aushalten müssen, verlässt sich die Flüssiggasspeicherung auf Konstruktionen mit extrem guter Wärmeisolierung. Mittlerweile gibt es zwar hinreichend diffusionsdichte Druckgasbehälter, jedoch schlagen diese mit einem hohen Eigengewicht zu Buche, was sie für mobile Anwendungen ungeeignet macht. Ähnliches gilt für Anlagen der Flüssiggasspeicherung, in denen es darüber hinaus unweigerlich zu sogenannten *boil-off*-Verlusten von ca. 3 % pro Tag führt, da eine perfekte thermische Isolierung technisch nicht möglich ist. Dadurch kommt es permanent zum Sieden eines kleinen Teils des Wasserstoffs, der, da besonders in Verbindung mit Sauerstoff hochexplosiv, kontrolliert abgeführt werden muss. Auch dies verlangt nach technischem Mehraufwand.

Zudem benötigen sowohl Kompression als auch Herabkühlung von Wasserstoff viel Energie, was sich in der Gesamtenergiebilanz niederschlägt und dazu führt, dass für die Verdichtung auf 700 bar ca. ein Achtel und für die Verflüssigung bei -253 °C ca. Drittel der im Wasserstoff gespeicherten Energie aufgewendet werden muss.

Da die Betriebsbedingungen bei der Transkritischen Speicherung denen der beiden erstgenannten sehr ähneln, kann man es so formulieren, dass das Konzept der Transkritischen Speicherung die apparativen Nachteile der Druckgas- und der Flüssiggasspeicherung kombiniert.

B. Chemische Methoden

Als erste der chemischen Methoden sei hier der Metallhydridspeicher genannt. Im einfachsten Fall dient ein Metall (z. B. Magnesium) als Speichermedium. Metallatome ordnen sich in einem regulären dreidimensionalen Gitter an, in dessen Zwischenräumen Wasserstoffatome Platz finden. Diese H-Atome entstehen durch Spaltung der natürlich vorkommenden H₂-Moleküle durch die Metallatome. Es kommt zu einer chemischen Reaktion und der Ausbildung einer Bindung zwischen H-Atomen und Metallatomen (3). Man spricht daher von einer Chemisorption.



In einem solchen Metallgitter können volumetrisch mehr Wasserstoffatome gespeichert werden als in reinem, flüssigem Wasserstoff. Dies mag paradox klingen, lässt sich

aber dadurch erklären, dass auch in reinem, flüssigem Wasserstoff noch viel Platz zwischen einzelnen Wasserstoffmolekülen herrscht, die aufgrund ihrer (durch Druckerhöhung oder Temperaturerniedrigung) erzwungenen, Nähe hohe repulsive (abstoßende) Kräfte gegeneinander ausüben und sich nicht bzw. nur schwer noch weiter annähern lassen. Konzeptionell gesprochen, wird im Falle des Metallhydridspeichers nun eine Struktur (das Metallgitter) in die Zwischenräume der einzelnen Wasserstoffmoleküle geschoben, die es vermag, H₂-Moleküle in H-Atome zu spalten und diese mittels chemischer Bindung an die Metallatome zu binden, sodass ein Metallhydrid entsteht. Die repulsiven Kräfte zwischen einzelnen H₂-Molekülen werden so nicht nur aufgehoben sondern in attraktive (anziehende) zwischen Wasserstoff- und Metallatomen umgemünzt, wodurch mehr H-Atome in ein gegebenes Volumen hineinpassen als dies für reinen, flüssigen Wasserstoff der Fall ist. Obwohl hier pro Volumeneinheit viel Wasserstoff gespeichert werden kann, ist zu betonen, dass das eingeführte Metallgitter selber eine im Vergleich zu Wasserstoff hohe Masse aufweist, was dazu führt, dass die gravimetrische Speicherkapazität von Metallhydridspeichern jene von Druckspeichern nicht wesentlich übersteigt bzw. im Falle von kleinen Speichern sogar unterschreitet. Dies bedeutet, dass Metallhydridspeicher zwar niedrige Baugrößen aufweisen (ein Vorteil), aufgrund ihrer hohen Massendichte aber sehr schwer ausfallen, was ein Nachteil für mobile Anwendungen darstellt.

Als Metallhydridspeicher sind Substanzen geeignet, die Wasserstoff fest genug binden, um ihn speichern zu können, aber nicht so fest, dass er unter vertretbarem Energieaufwand nicht wieder freigesetzt werden kann. Für Be- und Entladung wird sich wiederum der beiden Stellschrauben Temperatur und Druck bedient. Als beispielhafter Metallhydridspeicher dient Magnesiumhydrid, dessen Beladung mit Wasserstoff entweder bei stark erhöhten (200 bar, 500 °C) oder lediglich leicht erhöhten Drücken und Temperaturen (1 – 80 bar, 20 – 65 °C) erfolgt. Letzteres erfordert den Einsatz von Katalysatoren, welche die Spaltung der H₂-Moleküle unterstützen, indem sie die Aktivierungsenergie, die für die Spaltung überwunden werden muss, herabsetzen. Die Freisetzung von Wasserstoff erfolgt in diesem Beispiel bei ca. 300 °C und Atmosphärendruck [10].

Eine weitere Methode der Wasserstoffspeicherung liegt in der Physisorption des Gases an Oberflächen. Die Physisorption ist eine schwächere Form der Sorption (Anlagerung) als die oben beschriebene Chemisorption. Bei der Physisorption kommt es zu keiner chemischen Reaktion zwischen Adsorbens (Speichermedium) und Adsorptiv (noch nicht angelagertes, zu speicherndes Medium, hier: H₂). Dennoch findet eine Anlagerung aufgrund von elektronischen Wechselwirkungen wie Dipol-Dipol- und/oder *Van-der-Waals*-Wechselwirkungen statt (das Adsorptiv wird zum Adsorbat). Die wesentlich schwächere Natur der Physisorption hat zur Folge, dass diese Wechselwirkungen sehr leicht überwunden werden können und z. B. schon bei Raumtemperatur nicht mehr beständig sind. Das heißt, dass Adsorptive häufig nur bei geringen Temperaturen (und hohen Drücken) überhaupt erst zur Adsorption gebracht werden können. Damit eine ausreichend große Menge an H₂ gespeichert wird, muss die angebotene Oberfläche entsprechend groß sein. Daher verwendet man hochporöse Materialien mit großen Oberflächen, die Poren in der Nanometerdomäne aufweisen. Dadurch ergibt sich ein

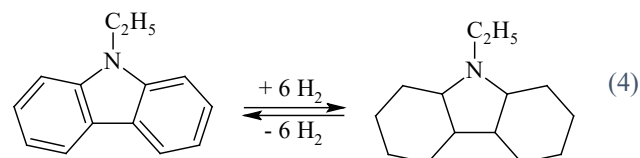
vorteilhaft hohes Verhältnis von Atomen, die exponiert an der Oberfläche sitzen zu solchen, die sich unzugänglich im Volumen befinden. Nur diese Oberflächenatome können mit dem Adsorptiv in Wechselwirkung treten.

Ein seit Jahrzehnten etabliertes Material für diesen Einsatz ist Aktivkohle. Aktivkohle ist hochporöser reiner Kohlenstoff mit spezifischen Oberflächen von bis zu $2000 \text{ m}^2 \text{ g}^{-1}$. Die Speicherkapazität beträgt allerdings nur $1 - 2 \text{ m}\%$ H_2 und das auch nur bei $-196 \text{ }^\circ\text{C}$ und 1 bar. Modernere Materialien auf reiner Kohlenstoffbasis sind Kohlenstoff-Nanoröhrchen (carbon nanotubes, CNT) bzw. Graphitnanofasern (graphite nanofibres, GNF), die Werte von $5 - 10 \text{ m}\%$ bzw. $14 \text{ m}\%$ erzielen können, dies allerdings unter erhöhten Drücken.

Eine andere Materialklasse entstand durch die chemische Verknüpfung von Metallionen mit organischen Linkermolekülen, was zur Ausbildung von metallorganischen Gerüststrukturen (metal organic framework, MOF) höchster Kristallinität und Porosität führt. Das MOF mit einer der höchsten bisher gemessenen Werte heißt NU-1501-Al (NU = Northwestern University) mit einer spezifischen Oberfläche von $7310 \text{ m}^2 \text{ g}^{-1}$ und einer H_2 -Aufnahme von $14 \text{ m}\%$, wenn auch bei $-196 \text{ }^\circ\text{C}$ und 100 bar [13]. Wenngleich in den letzten Jahren große Fortschritte erzielt wurden, leiden viele MOFs unter geringer physikochemischer Stabilität, die den Ansprüchen einer industriellen Anwendung nicht standhält. Typische Zerfallserscheinungen sind Hydrolyse bzw. Thermolyse durch Einwirkung von (Luft)Feuchtigkeit bzw. Hitze.

Die beiden zuvor erwähnten Konzepte, Metallhydridspeicher und Physisorption in porösen Materialien, bedienen sich Speichermedien, die im festen Aggregatzustand vorliegen. Hier soll nun noch auf ein Konzept eingegangen werden, dass sich ein flüssiges Speichermedium zunutze macht: Flüssige organische Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carrier, LOHC). Bei diesem Ansatz kommt es ähnlich der Chemisorption (vgl. Metallhydridspeicher) zu einer chemischen Reaktion zwischen zu speicherndem Medium und Speichermedium. Hier liegt allerdings keine Form der Sorption vor, da es in diesem Sinne keine Oberfläche gibt. Daher finden auch die Begriffe Adsorptiv, Adsorbat und Adsorbens hier keine Anwendung. Beim LOHC-Konzept werden organische Moleküle von Wasserstoff hydriert und dieser damit an erstere gebunden. Geeignete Moleküle sind aromatische Verbindungen mit Kohlenstoff-Kohlenstoff-Doppelbindungen wie z. B. Carbazol-basierte Moleküle. Die Hydrierungsreaktion muss reversibel sein, sodass der Wasserstoff unter bestimmten Bedingungen in einer Dehydrierungsreaktion wieder freigegeben wird. Gleichung (4) zeigt die Reaktion von N-Ethylcarbazol mit molekularem Wasserstoff. Durch die Hydrierung werden die Kohlenstoff-Kohlenstoff-Doppelbindungen gesättigt. Hydrierung und Dehydrierung laufen unter Einsatz von Katalysatoren ab. Ein entscheidender Punkt aus reaktionsenergetischer Sicht ist der bei der Hydrierung stattfindende Verlust des aromatischen Zustands. Aromatizität ist üblicherweise energetisch günstig und wird daher nicht gerne aufgegeben. Im Umkehrschluss liefert diese Überlegung allerdings auch einen Teil der Triebkraft für die Rückreaktion (Dehydrierung bzw. H_2 -Freisetzung), in der das Molekül seine Aromatizität zurückgewinnen kann. Der Wechsel vom aromatischen in den gesättigten Zustand hat auch Auswirkungen auf Aspekte wie Molekülgeometrie und

Toxizität, die bei der Planung des Einsatzes solcher Verbindungen Berücksichtigung finden müssen.



V. AUSBLICK

Die Notwendigkeit für große Kapazitäten zur Gasspeicherung wurde hier dargelegt und auch, dass diese in großem Umfang bereits bestehen. Vor dem Hintergrund, dass der Anteil regenerativ erzeugter elektrischer Energie in Zukunft zunehmen und damit, aus Gründen der Speichermöglichkeiten, auch das Power-to-Gas Verfahren an Bedeutung gewinnen wird, ist es von großer Bedeutung, die Kapazitäten zur Gasspeicherung zu erhöhen und überdies an die neuen Umstände anzupassen. Entscheidend dabei wird sein, ob man auf der Stufe des Wasserstoffs stehen bleibt und diesen als Energieträger nutzt, was entsprechende Anpassungen der Infrastruktur erfordert aber auch die Möglichkeit zur direkten Rückverstromung über Brennstoffzellen bietet, oder ob man einen Schritt weitergeht und Wasserstoff in Methan umwandelt, welches sich in die bereits bestehende Infrastruktur integrieren lässt. Im Bereich der Speicherung von Gasen in porösen Materialien wurden große Fortschritte erzielt, jedoch haben viele Ansätze die Laborstufe noch nicht überwunden und es bedarf intensiver Forschung, dies zu erreichen. Dabei muss besonderes Augenmerk darauf gelegt werden, die Praxistauglichkeit, d. h. vor allem Resistenz gegenüber Umwelteinflüssen, und die Lebensdauer neuartiger Materialien zu erhöhen und eine große Zyklenzahl von Beladung und Entladung mit Gas zu realisieren.

LITERATUR

- [1] Gasnetz Hamburg GmbH, [Online]. Available: <https://www.gasnetz-hamburg.de/ueber-gasnetz-hamburg/wasserstoff>. [Zugriff am 25. 09. 2020].
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/praeventionsplan-gas-fuer-die-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=9. [Zugriff am 23. 10. 2020].
- [3] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, [Online]. Available: https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Presseinformationen/S119_165.pdf. [Zugriff am 10. 11. 2020].
- [4] Stromnetz Hamburg GmbH, [Online]. Available: <https://www.energieportal-hamburg.de/distribution/energieportal/Index.action?currentlySelectedMenuItemId=home>. [Zugriff am 23. 10. 2020].
- [5] S. Milanzi, C. Spiller, B. Grosse, L. Hermann und M.-K. Joachim, [Online]. Available: https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf. [Zugriff am 29. 09. 2020].
- [6] Deutscher Bundestag, Drucksache WD 8 - 3000 - 066/19, „Grenzwerte für Wasserstoff (H_2) in der Erdgasinfrastruktur,“ Deutscher Bundestag, Berlin, 2019.
- [7] Storengy, SAS, „storengy.com,“ [Online]. Available: <https://www.storengy.com/de/unsere-aktivitaeten/erdgasspeicherung/unsere-speichertypen>. [Zugriff am 09. 28. 2020].
- [8] VNG Gasspeicher GmbH, [Online]. Available: <https://www.vng-gasspeicher.de/speichertypen>. [Zugriff am 28. 09. 2020].

- [9] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Niedersachsen, [Online]. Available: <https://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html>. [Zugriff am 01.10.2020].
- [10] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, Elektrochemische Speicher, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [11] J. Hord, „Is Hydrogen Safe? — Technical Note 690,“ National Bureau of Standards (U.S.), Boulder, Colorado, 1976.
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/praeventionsplan-gas-fuer-die-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=9. [Zugriff am 23.10.2020].
- [13] Z. Chen, P. Li, R. Anderson, J. F. Stoddart und O. K. Fahar, „Balancing volumetric and gravimetric uptake in highly porous materials for clean energy,“ *Science*, Bd. 368, Nr. 6488, pp. 297-303, 17 April 2020.
- [14] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft, Berlin: Springer Vieweg, 2017.

Saisonale Wärmespeicher im urbanen Umfeld

Dr. Ulrich Liebenthal* und Anne Zimmer
 Strategie & Systemplanung und Energiewirtschaft
 Wärme Hamburg GmbH
 Hamburg, Deutschland
 *ulrich.liebenthal@waerme.hamburg

Kurzfassung – Saisonale Wärmespeicherung kommt eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung der Fernwärme zu, da sie die Nutzung ganzjährig anfallender Abwärme auch im bedarfsintensiven Winter ermöglicht. Aquiferwärmespeicher bieten durch geringen Platzbedarf und große Speicherkapazitäten vor allem im urbanen Raum großes Potenzial. Dennoch ist die Technologie, die Wärme in geologischen Formationen speichert und mit Hilfe einer Wärmepumpe zurückgewinnt, bisher wenig erprobt. Besondere Herausforderungen stellen die Fündigkeitsabschätzung, die Integration ins Fernwärmesystem und die ökonomische Bewertung dar.

Stichworte – Saisonale Wärmespeicher, Abwärmenutzung, Fernwärme, Aquiferspeicher

I. EINLEITUNG

Vor dem Hintergrund der notwendigen Dekarbonisierung befinden sich zahlreiche Fernwärmenetze in oder kurz vor signifikanten Umbaumaßnahmen. So müssen im Fernwärmenetz der Stadt Hamburg bis spätestens 2030 zwei Kohlekraftwerke außer Betrieb genommen und durch eine Vielzahl klimaschonender Technologien und Wärmequellen ersetzt werden. Speziell im Hinblick auf Abwärmequellen bietet Hamburg ein großes Potenzial. Sowohl die lokal ansässige Metallindustrie als auch Abfallverwertungsanlagen erzeugen unvermeidbare Abwärme, die eine elementare Säule der künftigen Wärmeversorgung darstellen können. Diese Abwärmequellen haben allerdings gemeinsam, dass die Abwärme in der Regel ganzjährig anfällt. Dem entgegen steht ein volatiler und vor allem stark saisonal abhängiger Wärmebedarf für die Fernwärme.

In **ABBILDUNG 1** ist der prognostizierte Wärmebedarf als synthetische Dauerlinie für das Jahr 2030 dargestellt.

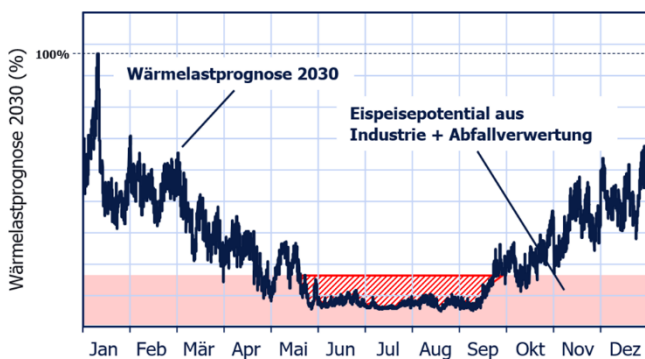


ABBILDUNG 1: PROGNOSE DER SYNTHETISCHEN WÄRMELASTKURVE IM FW-NETZ DER WÄRME HAMBURG 2030 OHNE ZUSÄTZLICHE SPEICHER (QUELLE: SYSTEMPLANUNG WH).

Daran wird deutlich, dass das mittelfristig verfügbare Einspeisepotenzial die Aufnahmefähigkeit des Wärmenetzes in den Monaten Mai bis Mitte September zum Teil deutlich übersteigt.

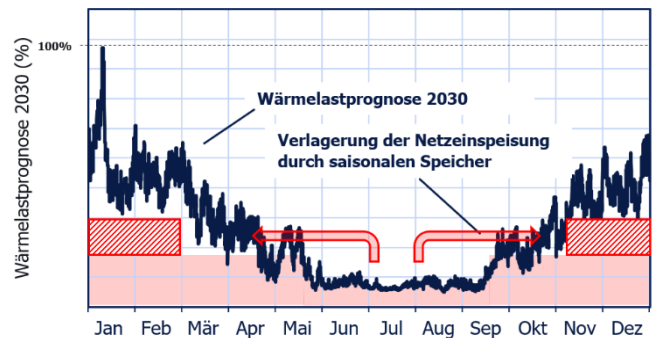


ABBILDUNG 2: VERLAGERUNG DES EINSPEISEPOTENZIALS AUS INDUSTRIE UND ABFALLVERWERTUNG IN DIE HEIZPERIODE DURCH SAISONALE SPEICHER.

Durch den Einsatz großskaliger saisonaler Wärmespeicher kann das ungenutzte Abwärmepotenzial aus den Sommermonaten in die Heizperiode verlagert werden und damit zur Steigerung des Anteils an CO₂-neutraler Wärme im Fernwärmesystem beitragen (vgl. **ABBILDUNG 2**). Speziell im urbanen Umfeld mit limitiertem Platzangebot stellen großskalige Wärmespeicher jedoch eine besondere Herausforderung dar.

II. VERFÜGBARE TECHNOLOGIEN SAISONALER SPEICHER

Saisonale Speicher sollten neben der Eigenschaft, Wärme über mehrere Monate mit erträglichen Verlusten speichern zu können, auch über eine hohe Speicherkapazität verfügen. Sollten zum Beispiel 10 MW_{th} saisonal gespeichert werden, so bedarf es bei einer Einspeisedauer von 90 Tagen eine Speicherkapazität von > 20 GWh. Diese Speicherkapazität entspräche einem äquivalenten atmosphärischen Warmwasservolumen von > 400.000 m³. Diese Dimensionen sind im urbanen Erscheinungsbild gemäß der Verdeutlichung in **ABBILDUNG 3** nicht umsetzbar.

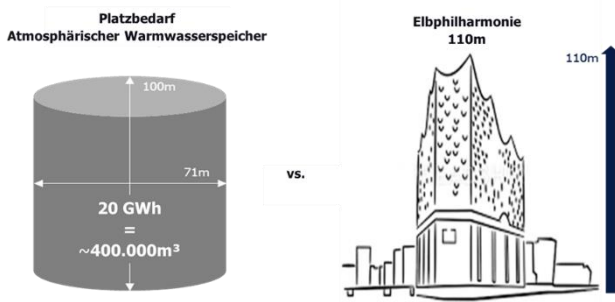


ABBILDUNG 3: VERANSCHAULICHUNG DES PLATZBEDARFS EINES GROßSKALIGEN ATMOSPHÄRISCHEN WARMWASSERSPEICHERS.

Aus diesem Grund eignen sich im urbanen Umfeld vor allem Speicherlösungen, bei denen der Großteil der Speicherkapazität untertägig angeordnet ist. Dazu zählen

- Behälterwärmespeicher (in den Untergrund eingelassen),
- Erdbeckenwärmespeicher,
- Erdsondenwärmespeicher und
- Aquiferwärmespeicher.

Behälterwärmespeicher und Erdbeckenwärmespeicher sollten möglichst 2 m oberhalb des Grundwasserspiegels liegen. Bei flach vorliegendem Grundwasser (wie z.B. in der Region Hamburg) ist zur Erreichung großer Speicherkapazitäten eine entsprechend große Fläche erforderlich. Erdsonden-Wärmespeicher werden in einer Tiefe von 30-100 m verbaut. In diesen Tiefen sind Nutzungskonflikte mit der Trinkwassergewinnung zu erwarten. Diese Technologie ist somit aus genehmigungsrechtlicher Sicht kritisch zu bewerten. Bei Aquiferwärmespeichern liegt das gesamte Speichervolumen untertägig. Als Speichermedium können unterschiedliche geologische Formationen genutzt werden, sodass trinkwasserrelevante Nutzungskonflikte umgangen werden können.

III. AQUIFERWÄRMESPEICHER

A. Aufbau und Funktionsweise

Das grundlegende Funktionsprinzip eines Aquiferwärmespeichers im Zusammenspiel mit einem Wärmenetz ist in ABBILDUNG 4 abgebildet. Ein Aquiferwärmespeicher besteht aus mindestens einer Brunnendublette, die sich in Produktionsbrunnen und Hilfsbrunnen untergliedert. Obertägig wird die Wärme mit Hilfe eines Sekundärwasserkreises, Wärmeübertragern und mindestens einer Kaltdampfkomppressionswärmepumpe (im Folgenden Wärmepumpe genannt) auf das Fernwärmewasser übertragen. Die Funktionsweise lässt sich anhand des Ein- und Ausspeicherzyklus erläutern.

1) Einspeicherzyklus

Beim Einspeichern soll Wärme aus dem Fernheizwasservorlauf in den Speicher eingebracht werden. Dazu wird Sole (hochmineralisiertes Grundwasser) aus dem kalten Hilfsbrunnen gefördert und über einen Wärmeübertrager erhitzt. Zur Wärmeabgabe ist ein Sekundärwasserkreislauf vorgesehen, der das Fernheizwasser auch bei Leckagen im Wärmeübertrager vor Kontaminierung

mit der korrosiv wirkenden Sole schützt. Die warme Sole wird anschließend in den Produktionsbrunnen geleitet und die Wärme so im Grundwasser und Feststoffgerüst des Grundwasserleiters gespeichert. Untertägig bildet sich dabei eine Temperaturblase aus.

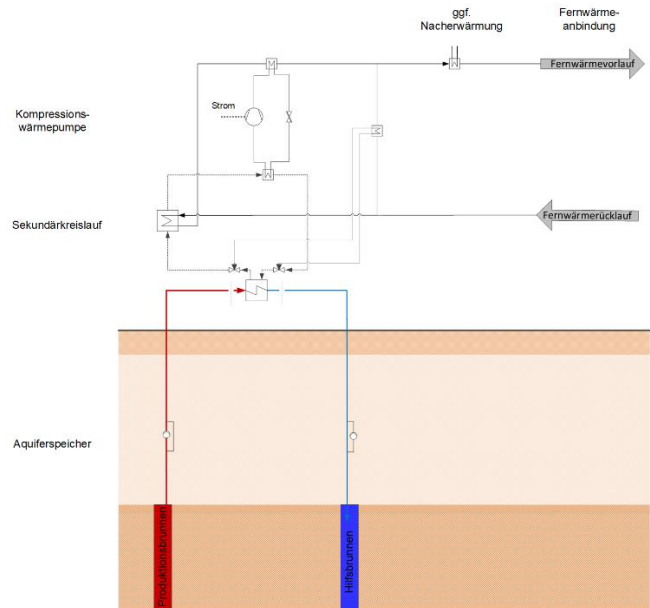


ABBILDUNG 4: TECHNISCHES FUNKTIONSPRINZIP EINES AQUIFERWÄRMESPEICHERS.

2) Ausspeicherzyklus

Im Einspeicherzyklus soll Wärme aus dem Aquiferwärmespeicher in das Wärmenetz eingebracht werden. Dazu wird Sole aus dem heißen Produktionsbrunnen gefördert und die Wärme wiederum über den Sekundärkreis an das Fernwärmewasser übertragen. Zur Kühlung der Sole ist (je nach Bohrtiefe und damit natürlicher Umgebungstemperatur des Hilfsbrunnens) der Rücklauf des Fernheizwasser nicht ausreichend. Aus diesem Grund wird der Sekundärkreis nicht nur mit dem Rücklauf des Fernheizwassers, sondern zusätzlich mit einer Wärmepumpe abgekühlt. Damit gelingt es, das Temperaturniveau im Hilfsbrunnen zu halten. Gleichzeitig wird die in der Wärmepumpe freigesetzte Wärme auf den vorgewärmten Fernheizwasserrücklauf übertragen und so das Temperaturniveau angehoben. Je nach geforderter Fernheizwasservorlaufstemperatur ist zusätzlich eine Nacherwärmung notwendig.

Die notwendige Antriebsleistung der Wärmepumpe hängt damit im Wesentlichen von der nötigen Kühlleistung und damit dem zu erreichenden Temperaturniveau des Hilfsbrunnens ab. Höhere natürliche Temperaturen in der Speicherschicht verringern die notwendige Antriebsleistung, verringern aber auch die Temperaturdifferenz zwischen dem Produktions- und Hilfsbrunnen. Von dieser hängt wiederum die Speicherkapazität ab. Niedrige Bodentemperaturen erfordern kleinere Bohrtiefen und damit geringere Baukosten. Aus diesem Zusammenhang ergibt sich bereits ein Konflikt bei der optimalen Temperatur des Hilfsbrunnens: Antriebsleistung der Wärmepumpe versus Bohrkosten.

3) Geologische Voraussetzungen

Die grundlegende Voraussetzung für den Bau eines Aquiferwärmespeichers ist das Vorhandensein geeigneter wasserführender geologischer Formationen. In einem

Untersuchungsgebiet im Hamburger Raum zählen dazu zum Beispiel die oberen und unteren Braunkohlesande (150 – 300 m Tiefe). Die präferierte geologische Formation „Neuengammer Gassande“ (NGGS) wird in einer Tiefe von ca. 1.000 m erwartet. Flachere Grundwasserleiter sind zwar in den quartären und tertiären Lockergesteinsserien vorhanden, sind aber derzeit aus genehmigungsrechtlicher Sicht als kritisch einzustufen. Insbesondere für die Braunkohlesande sind unter regulatorischen Perspektiven Nutzungskonflikte mit der Trinkwassergewinnung zu erwarten. Bei den NGGS handelt es sich um eine speicherfähige, sandige, schwach diagenetisch verfestigte Schicht mit einer erwarteten Gesamtmächtigkeit von ca. 20 m. Das Grundwasser ist in dieser Tiefe stark versalzen und weist Temperaturen von ca. 40 – 45 °C auf.

Für die betriebliche Eignung eines Aquiferwärmespeichers sind vor allem folgende Eigenschaften mit den in TABELLE I dargestellten Einflüssen relevant.

TABELLE I: RELEVANTE SPEICHEREIGENSCHAFTEN.

Speichereigenschaft	Einfluss auf
Tiefenlage der Formation	Bohrkosten, Temperaturniveau
Temperaturniveau	Leistung und Verlust
Mächtigkeit der Formation	Ausbreitung, Speicherkapazität
Durchlässigkeitsbeiwert	Infiltrationsrate Speicherleistung bzw.
Porosität	Ausbreitung, Wärmerückgewinnung

Aus den abzusehenden Temperatur- und Druckzustandsänderungen, die die hochsalinaren Wässer des Aquifers im Betrieb durchlaufen, ergeben sich darüber hinaus geochemische Aspekte und Fragestellungen, die zum einen wissenschaftlicher Natur sind und zum anderen direkt den geplanten Betrieb beeinflussen. Speziell die Mineralausfällungen und die daraus abzuleitende Solekonditionierung verlangen besondere Aufmerksamkeit.

4) Betriebsperformance

In einem Simulationsmodell wurde der Betrieb eines Aquiferwärmespeichers, bestehend aus einer Brunnendublette, in der NGGS Formation analysiert. Dabei wurde angenommen, dass im jeweils 90-tägigen Zyklus eingespeichert, geruht, ausgespeichert und wieder geruht wird. In ABBILDUNG 5 ist die Wärmeleistung für zehn komplette Zyklen dargestellt. Es zeigt sich, dass die prognostizierten Verluste mit steigender Zyklenzahl abnehmen und sich eine Wärmerückgewinnungsrate von etwa 80 % einstellt. Die Verluste sind dabei auf drei Effekte zurückzuführen:

- Advektiver Wärmetransport: Aufwärmung des Gesteins, das vor Inbetriebnahme die natürliche Umgebungstemperatur aufweist.
- Konduktiver Wärmetransport: Wärmeableitung über das Gestein und die Sole
- Dispersiver Wärmetransport: Vermischung der eingeleiteten heißen Sole mit kälteren Wässern

Speziell die Verluste über den advektiven Wärmetransport nehmen mit steigender Zyklenzahl ab.

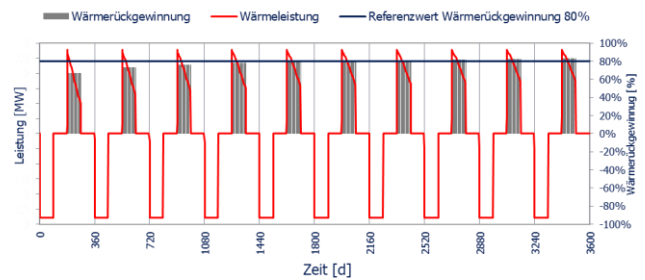


ABBILDUNG 5: SIMULIERTE PERFORMANCE IM 90-TÄGIGEN ZYKLUS.

B. Stand von Wissenschaft und Technik

Eine Übersicht über bestehende Aquiferwärmespeicherprojekte ist in TABELLE II dargestellt. In Deutschland sind bisher zwei Aquiferwärmespeicher realisiert worden [1]. Darüber hinaus wurden in Hamburg bereits erste Pilotversuche erfolgreich abgeschlossen [2], [3].

Die Gründe für die geringe Verbreitung dieser Technologie liegen neben dem fehlenden Bedarf (wirtschaftlich konnten entsprechende Speichersysteme bisher nicht mit der bedarfsgesteuerten Wärmeerzeugung in fossil befeuerten Heiz-(Kraft-)werken konkurrieren) auch im technischen und damit auch wirtschaftlichen Risiko.

TABELLE II: ÜBERSICHT ÜBER MITTEL Tiefe Aquifer-Wärmespeicher NACH [1].

	Neubrandenburg	Reichstag	BMW	Campus Leuphana	TU Berlin	Universität Utrecht	De Bruggen	Le Plaisir-Thiverval-Grignon
Ort	Neubrandenburg	Berlin	Dingolfing	Lüneburg	Berlin	Utrecht	Zwammerdam	Thiverval-Grignon
Land	Deutschland	Deutschland	Deutschland	Deutschland	Deutschland	Niederlande	Niederlande	Frankreich
Inbetriebnahme	2004	2000	Geplant	Geplant	Geplant	-	-	1987
Projektstatus	In Betrieb	In Betrieb	Geplant	Geplant	Geplant	Außer Betrieb	Außer Betrieb	Versuch abgeschlossen
Tiefe [m]	1.250	320	500-700	400-450	560	-	-	Ca. 500
Gesteins-schicht	Obere Postersandstein	Hettang Sandstein	Niederbayerischer Malm	Obereozän	-	-	-	-
Speicherkapazität [MWh]	12.000	-	115.000	10.000 (Duplette)	<=50.000	-	-	-
Natürliche Temperatur [°C]	55	19	-	20-25	-	-	-	-
Wärmeentnahme [MWh/a]	7.000	2.050	22.700	>1.700	-	-	-	-
Entnahmetemperatur [°C]	75-80	30-65	-	25-80	5-90	-	-	-

C. Herausforderungen und Risiken bei der Umsetzung

Bei bisher nicht erkundetem Untergrund stellt die Fündigkeit das größte Risiko dar. Dies lässt sich abschätzen in folgende Szenarien:

- Erwartete Formation ist nicht vorhanden
- Erwartete Formation liegt deutlich tiefer als angenommen
- Transmissivität bzw. Ergiebigkeit sind deutlich geringer als erwartet

Darüber hinaus besteht das Risiko wasserchemischer Reaktionen, die zu Ablagerungen und Korrosionen in den unterirdischen und oberirdischen Anlagenteilen führen können. Diesem Risiko lässt sich durch entsprechende Präventivmaßnahmen wie eingesetzte Materialien und Solekonditionierung begegnen.

Verlässliche Sicherheit über Vorhandensein, Tiefenlage und hydrogeologische Beschaffenheit der potenziellen Speicherschicht kann nur durch eine Erkundungsbohrung erlangt werden, die allerdings so hohe Kosten verursacht, dass es als sinnvoll erachtet werden kann, eine Erkundungsbohrung gleich als mögliche Brunnenbohrung zu konzipieren.

IV. AUSBLICK

Wärme Hamburg plant die Errichtung einer Demonstrationsanlage in industriellem Maßstab am Kraftwerksstandort Tiefstack. Der Aquiferwärmespeicher soll als integraler Bestandteil des Fernwärmesystems betrieben werden. Die dabei gesammelten Daten und Betriebserfahrungen dienen dabei sowohl der Validierung der vorherigen Untersuchungsergebnisse, als auch der Grundlage zur Optimierung der Speicherbewirtschaftung.

Speziell das Zusammenspiel unterschiedlicher technischer Disziplinen erfordert Kooperationen aus Wissenschaft und Industrie. Aus diesem Grund ist eine umfangreiche Begleitforschung in Bezug auf Systemsimulation und geochemische Untersuchungen geplant. Die Erkenntnisse aus diesem Großversuch können als Blaupause für andere Standorte dienen.

LITERATUR

- [1] L. Holstenkamp, J. Lauer, P. Neidig, O. Opel, J. Steffahn, N. Strodel, M. Vogel, H. Degenhart, D. Michalzik, T. Schomerus, J. Schönebeck und T. Növig, „Querschnittstudie Erfolgsfaktoren für mitteltiefe Aquiferwärmespeicher in Norddeutschland.“ 2016.
- [2] Consulaqua, Abschlussbericht zum Pilotversuch am Standort Dradenau, Hamburg, Februar 2018.
- [3] K. Radmann et al, „HAMBURG WASSER erprobt Aquiferspeicher,“ *bbr-Jahresmagazin 2017*, pp. S. 64- 69, 2017.

Kapitel 4
Technologien zur Wandlung von Energieträgern

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Power-to-Gas – Funktionsweise, Technologien und Anwendungen

Stefan Best*, Daniel Becker und Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*E-Mail: stefan.best@hsu-hh.de

Kurzfassung – Um die klimaschädlichen Folgen von Treibhausgasemissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger zu begrenzen, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien stetig vorangetrieben. Im Jahr 2019 stammten bereits 40 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands aus erneuerbaren Energiequellen [1]. Der größte Anteil wurde dabei mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugt. Dieser Anteil wird zukünftig noch wachsen, da auch weiterhin ein hohes Potential für den Ausbau dieser Anlagen besteht. Die Erzeugung elektrischer Energie mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen schwankt jedoch aufgrund der veränderlichen Umweltbedingungen. Um dennoch die Erzeugung und den Verbrauch auszugleichen, bedarf es der Speicherung elektrischer Energie. An dieser Stelle setzt das Konzept von Power-to-Gas an. Es ermöglicht die Umwandlung elektrischer Energie in chemische Energie (Gas) und deren Speicherung. Das grundlegende Prinzip ist die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser mit elektrischem Strom. Optional kann durch einen weiteren Schritt auch Methan erzeugt werden. Diese aus erneuerbaren Energien erzeugten Gase können verlustarm gespeichert werden. Im Falle von Methan kann dies nahezu unbegrenzt durch die bereits existierende Erdgasinfrastruktur geschehen. Durch die Umwandlung in chemische Energie entsteht zudem ein Verknüpfungspunkt zu anderen Verbrauchssektoren wie Wärme, Verkehr und Industrie. In dem folgenden Beitrag werden die naturwissenschaftlichen Grundlagen von Power-to-Gas und die technologische Umsetzung hin zu Power-to-Gas-Anlagen dargestellt.

Stichworte – *Power-to-Gas, PtG, P2G, Elektrolyse, Methanisierung, Energiespeicherung, erneuerbare Energien*

NOMENKLATUR

ΔH^0	Reaktionsenthalpie in kJ/mol
H_1	Heizwert in kWh/m ²
H_S	Brennwert in kWh/m ³
η_H	Energieausbeute
η_M	Wirkungsgrad der Methanisierung
η_P	Energieaufwand (Elektrolyse) in kWh/m ³
AEL	Alkalische Elektrolyse
CH ₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien

H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
O ₂	Sauerstoff
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PtG, P2G	Power-to-Gas
SNG	Synthetisches Erdgas (Substitute Natural Gas)

I. EINLEITUNG

Um die weltweite Klimaerwärmung gemäß dem Pariser Klimaschutzabkommen auf deutlich unter 2 K gegenüber vorindustriellen Werten bis zum Jahr 2050 zu begrenzen, muss der Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase und somit vor allem von Kohlenstoffdioxid (CO₂) massiv verringert werden [2]. Dieses Ziel kann nur durch den Übergang von der bisherigen Energieversorgung mit fossilen Energieträgern hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Unabhängig davon ist die Menge fossiler Energieressourcen ohnehin begrenzt und es bedarf auch daher einer Erschließung neuer Ressourcen. Im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris wird angestrebt, einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 75 % und am Stromverbrauch von 97 % in der Europäischen Union bis 2050 zu erreichen [3]. Durch den dazu notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch die Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland vor neue Herausforderungen gestellt. Zum einen führt der zunehmende Einsatz von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu einer zeitlich fluktuierenden Erzeugung elektrischer Energie, die dadurch vermehrt weder zeitlich noch räumlich mit dem Energieverbrauch übereinstimmt. Dies stellt eine Herausforderung für die Gewährleistung der Stabilität der Energieübertragung sowie der Energieverfügbarkeit und damit der Energieversorgungssicherheit dar. Das elektrische Energiesystem muss so ausgelegt sein, dass eine Balance zwischen Energieerzeugung und -verbrauch besteht [4]. Somit wird es zukünftig nötig sein, mehr Energie durch Übertragungsnetze weiträumiger zu verteilen und für eine verzögerte Nutzung in Energiespeichern bereitzuhalten. Zudem besteht die Möglichkeit einer erzeugungsabhängigen Anpassung des Verbrauchs.

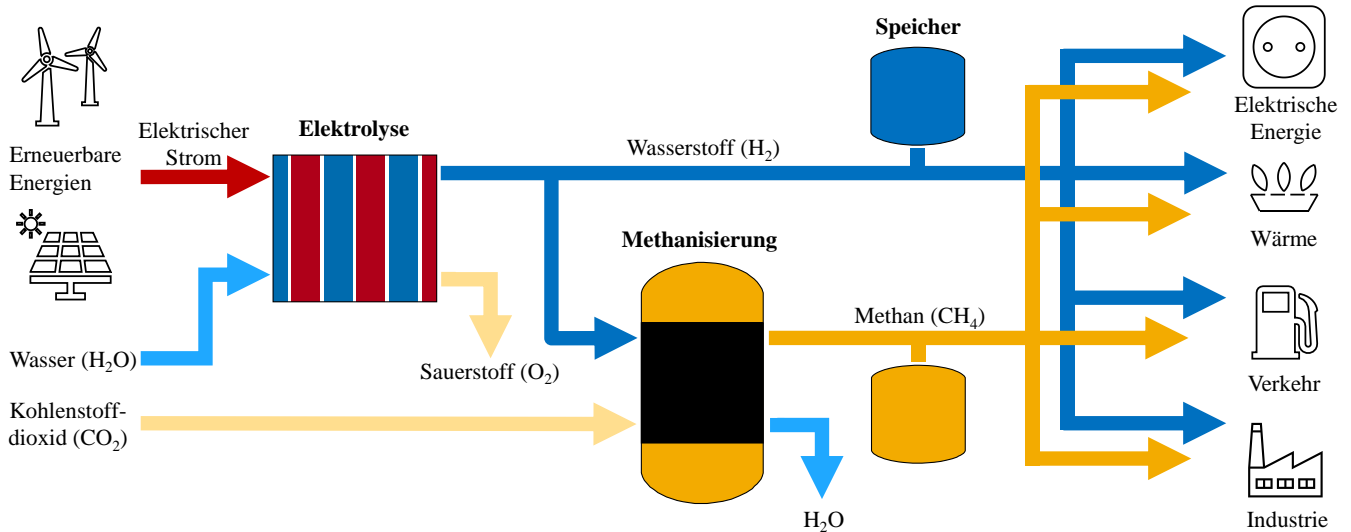


ABBILDUNG 1: DARSTELLUNG DES POWER-TO-GAS-KONZEPTS.

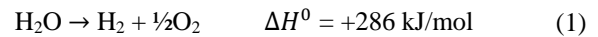
Ein Großteil der Energie aus erneuerbaren Energien wird zukünftig als elektrische Energie zur Verfügung stehen. Zum anderen wird es, um das angestrebte Ziel zu erreichen, notwendig sein, die Erzeugung elektrischer Energie mit den Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie zu koppeln [5]. Einen integralen Beitrag zur Bewältigung dieser Herausforderungen liefert das Konzept von Power-to-Gas (PtG) [6]. Dazu wurde 2020 von der Bundesregierung die Nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet, welche den Aufbau einer kompletten Wasserstoffinfrastruktur verfolgt [7]. Um die Entwicklung dieser Technologie voranzutreiben, entstand ein innovativer Ansatz an der Professur für Elektrische Energiesysteme, der im Rahmen des Projekts „Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal“ (StBZuEL) wissenschaftlich untersucht wird.

II. DAS KONZEPT: POWER-TO-GAS

Mit Power-to-Gas wird ein technologisches Konzept zur Speicherung elektrischer Energie in Form von chemischer Energie als energiereiche Gase wie Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄) beschrieben (siehe ABBILDUNG 1), die sich langfristig und in großen Mengen speichern lassen [8]. Zur Erzeugung von Methan oder einem methanreichen Gas ist ein weiterer Reaktionsschritt, die sogenannte Methanisierung von H₂ mit einer Kohlenstoffquelle, notwendig. Dieses methanreiche Gas wird auch als synthetisches Erdgas (SNG) bezeichnet, da sich Erdgas ebenfalls hauptsächlich aus Methan zusammensetzt. Werden zur Elektrolyse erneuerbare Energien eingesetzt, findet sich auch die Bezeichnung „grüner“ Wasserstoff und die erzeugten Gase können als EE-Gase bezeichnet werden. Power-to-Gas reiht sich damit in die sogenannten Power-to-X-Konzepte ein. Diese beschreiben alle die strombasierte Herstellung von stofflichen Energieträgern, wobei den ersten Schritt immer die Elektrolyse von Wasser bildet. Eine Ausnahme stellt das Power-to-Heat-Konzept dar, welches Technologien zusammenfasst, bei denen mittels elektrischer Energie Wärme erzeugt wird.

III. ERSTER SCHRITT: WASSERELEKTROLYSE

Wasserstoff wird durch die elektrochemische Spaltung (Elektrolyse) von Wasser (H₂O) mit elektrischem Strom erzeugt, wobei als Nebenprodukt Sauerstoff (O₂) entsteht. Die Wasserelektrolyse wird durch folgende chemische Gleichung beschrieben:



Es handelt es sich dabei um einen endothermen Prozess. Die Reaktionsenthalpie ΔH^0 von 286 kJ/mol setzt sich bei der Elektrolyse aus einem elektrischen und einem thermischen Anteil zusammen. Sie entspricht dem Brennwert H_{S,H_2} von 3,5 kWh/m³ [9]. Mit zunehmender Temperatur verringert sich die aufzubringende elektrische Energie. Zur Wasserelektrolyse in Elektrolyseuren sind drei Technologien für PtG von Bedeutung:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

In TABELLE I wird der Energieaufwand η_P der Elektrolyse pro Kubikmeter H₂ und die Energieausbeute η_H nach Gleichung (2) für die genannten Technologien gegenübergestellt. Die Energieausbeute η_H ist bezogen auf Brennwert H_{S,H_2} bzw. auf den Heizwert H_{I,H_2} von 3 kWh/m³ bei der HTEL, wobei der Energiebedarf zur Dampferzeugung nicht berücksichtigt wird. Schematisch sind diese Technologien in ABBILDUNG 2 dargestellt.

$$\eta_H = \frac{H_{I,S,H_2}}{\eta_P} \quad (2)$$

TABELLE I: SPEZIFISCHER ENERGIEVERBRAUCH η_P UND ENERGIEAUSBEUTE η_H VON ELEKTROLYSE-TECHNOLOGIEN.

	AEL	PEMEL	HTEL
Energieaufwand η_P der Elektrolyse in kWh/m ³ [10]	4,7	4,9	3,8
Energieausbeute η_H in % (H_{I,S,H_2})	75	72	79

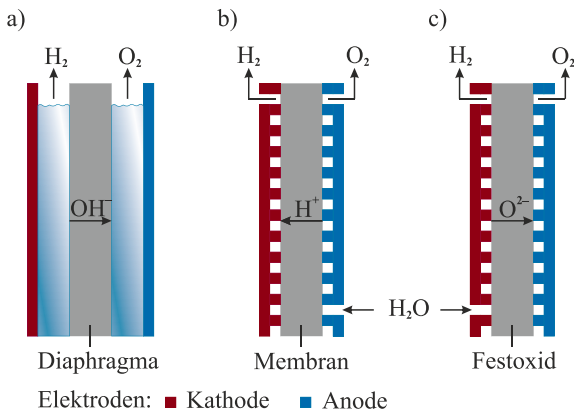


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG VON ELEKTROLYSE-TECHNOLOGIEN: A) ALKALISCHE ELEKTROLYSE, B) POLYMER-ELEKTROLYT-MEMBRAN-ELEKTROLYSE UND C) HOCHTEMPERATUR-ELEKTROLYSE.

A. Alkalische Elektrolyse (AEL)

Ein seit Jahrzehnten eingesetztes Verfahren ist die alkalische Elektrolyse, die mit einem flüssigen Elektrolyten aus wässriger alkalischer Lösung mit Kalium- oder Natriumhydroxid arbeitet. Zur Trennung des entstehenden Wasserstoffs und Sauerstoffs befindet sich im Elektrolyten zwischen den Elektroden ein poröser Separator (Diaphragma). Dieser ist durchlässig für Hydroxidionen (OH^-), welche für den Ladungstransport zuständig sind. Alkalische Elektrolyseure können in einem Bereich zwischen 20 % und 100 % ihrer Nennleistung betrieben werden, zudem ist ein kurzzeitiger Betrieb bis 150 % möglich [11]. Obwohl die Teillastfähigkeit im Vergleich zu PEM-Elektrolyseuren etwas eingeschränkter ist, eignet sich dieser weite Betriebsbereich für PtG mit einer intermittierenden und fluktuierenden Energieversorgung. Allerdings kann sich der Betrieb mit einer solchen Energieversorgung als problematisch erweisen, wie Gahleitner berichtet [12]. So kann unter anderem ein Kaltstart bis zu einer Stunde dauern [13]. Obwohl alkalische Elektrolyseure über eine lange Lebensdauer von bis zu 30 Jahren verfügen, ist ihr Betrieb mit erhöhten Wartungskosten verbunden, da es sich um ein korrosives System handelt [14].

B. Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Neuere Entwicklungen mit einem festen Elektrolyten sind die PEM-Elektrolyse und Festoxid-Elektrolyse. Bei der PEM-Elektrolyse wird die Leitfähigkeit von Protonen (H^+) bzw. Oxonium (H_3O^+) von Membranen aus speziellen Polymeren (Kunststoffe) genutzt. Es handelt sich dabei um Copolymere mit ionischen Gruppen. Der bekannteste Vertreter ist Nafion® des Herstellers DuPont. PEM-Elektrolyseure weisen einen weiten Betriebsbereich zwischen 5 bis 100 % der Nennleistung auf, mit einem Überlastbereich von zum Teil mehr als 200 % [15]. Zudem zeigen sie ein schnelleres Kaltstart- und Lastwechselverhalten im Vergleich zu anderen Technologien. Durch das dynamische Betriebsverhalten ist eine hohe Kompatibilität zu einer intermittierenden und fluktuierenden Energieversorgung gegeben [11]. Die Betriebstemperatur bewegt sich typischerweise in einem moderaten Bereich von 50 bis 80 °C, ähnlich dem der alkalischen Elektrolyse [16].

C. Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

Die jüngste Technologie zur Elektrolyse, die Hochtemperatur-Elektrolyse mit festem Elektrolyten, befindet sich noch im Forschungsstadium. Ein großer Vorteil ist, dass aufgrund der hohen Temperatur weniger elektrische Energie zur Elektrolyse benötigt wird. Ein Teil der notwendigen Reaktionsenthalpie ΔH^0 wird durch Wärmeenergie bereitgestellt. Dies ist besonders interessant, wenn eine äußere Wärmequelle vorhanden ist. Bei der HTEL nutzt man die Leitfähigkeit von Sauerstoffionen (O^{2-}) bestimmter Oxidkeramiken bei hohen Temperaturen aus. Daher werden die entsprechenden Elektrolyseure zumeist als Festoxid-Elektrolyseure bezeichnet. Das gebräuchlichste Material ist Zirkoniumdioxid (ZrO_2), das mit Yttriumoxid (Y_2O_3) dotiert ist. Die Betriebstemperatur von Festoxid-Elektrolyseuren bewegt sich im Bereich von 600 bis 850 °C, in der die hohe Ionenleitfähigkeit zur Verfügung steht [17]. Die Lebensdauer ist bisher wesentlich geringer im Vergleich zu anderen Technologien. Gründe für die schnelle Degradation sind strukturelle Änderungen im Elektrolyten und Deaktivierung der Elektroden, bedingt durch die hohen Temperaturen. Die Zyklenfestigkeit bei intermittierendem Betrieb von derartigen Elektrolyseuren ist bisher gering. Sie müssen sehr langsam hoch- und heruntergefahren werden, da sonst Temperaturgradienten auftreten, die mechanische Spannungen verursachen, was zu Mikrorissen führen kann [15]. Im europäischen Forschungsprojekt HELMETH wurde seit 2014 an einer neuen technologischen Umsetzung von PtG gearbeitet. Wasserdampf, der zur HTEL benötigt wird, wurde dabei durch Siedekühlung der nachgeschalteten Methanisierung erzeugt. Durch die thermische Kopplung zwischen HTEL und Methanisierung konnte in der Demonstrationsanlage ein Wirkungsgrad von 76 % erreicht werden [18].

IV. ZWEITER SCHRITT: METHANISIERUNG

In einem nächsten Reaktionsschritt, der sogenannten Methanisierung, kann der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid (CO) zu Methan oder einem methanreichen Gas reagiert werden. Das bei der konventionellen Verbrennung von Kohlenwasserstoffen anfallende Abfallprodukt CO_2 wird auf diesem Wege in einen klimafreundlichen Kreislauf zurückgeführt. Die in Gleichungen (3) und (4) dargestellten Reaktionen zur Methanisierung werden auch als Sabatier-Prozess bezeichnet.



Bei den Methanisierungsreaktionen handelt es sich um stark exotherme Reaktionen, das heißt um Reaktionen, die unter Abgabe von Wärme ablaufen. Thermodynamisch sind dadurch die Reaktionen zur Bildung von Methan bei niedrigen Temperaturen begünstigt, jedoch sind die Reaktionsgeschwindigkeiten in diesem Fall niedrig [19]. Nach dem Prinzip von Le Chatelier fördert ein höherer Druck die Reaktionen, da diese unter Volumenkontraktion verlaufen. Das thermodynamische Gleichgewicht verschiebt sich bei Druckerhöhung zur Produktseite und ermöglicht damit einen höheren Umsatz zu Methan. Im Vergleich zur Verwendung von Kohlenstoffmonoxid ist die Methanisierung mit CO_2 hoch selektiv und Methan ist normalerweise der einzig gebildete Kohlenwasserstoff [20]. Zudem ist die Aktivierungsenergie

der CO₂-Methanisierung meistens geringer und die Reaktionsrate unter ähnlichen Bedingungen höher [21]. Der theoretisch maximale Wirkungsgrad η_{M,CO_2} der CO₂-Methanisierung bei vollständigem Umsatz ergibt sich nach folgender Gleichung:

$$\eta_{M,CO_2} = \frac{H_{I,S,CH_4}}{4 \cdot H_{I,S,H_2}} \quad (5)$$

Mit einem Brennwert H_{S,CH_4} von 11 kWh/m³ für Methan beläuft sich der maximale Wirkungsgrad η_{M,CO_2} auf 78 %. Bezieht man den Wirkungsgrad auf den Heizwert H_{I,CH_4} mit 10 kWh/m³ für Methan ergeben sich 84 % [9]. Bedingt durch die exotherme Reaktion wird der Rest als Wärme abgegeben.

A. Katalytische Methanisierung

Signifikante Ausbeuten an CH₄ sind konventionell nur mit Hilfe von Katalysatoren bei erhöhten Temperaturen zu erreichen. Meist werden stöchiometrische Verhältnisse von CO₂ zu H₂ um 1 : 4 verwendet, da bei geringeren Verhältnissen die Neigung zu Produkten mit größerer Molekularmasse zunimmt [22]. Die Methanisierung wird technisch mit festen Katalysatoren, d.h. mittels heterogener Katalyse, in Reaktoren durchgeführt. Für die Methanisierung werden unterschiedliche Reaktortypen erforscht (siehe ABBILDUNG 3), dabei handelt es sich vor allem um:

- Festbettreaktor
- Wirbelschichtreaktor
- Wabenreaktor
- Blasensäulenreaktor

Die Reaktoren arbeiten üblicherweise bei Temperaturen im Bereich von 200 bis 550 °C. Da es sich um stark exotherme Reaktionen handelt, muss die entstehende Reaktionswärme effizient abgeführt werden [23]. Deshalb liegt ein Fokus bei der Reaktorentwicklung auf dem Temperaturmanagement. Dabei unterscheiden sich die Lösungsansätze je nach Reaktortyp [8].

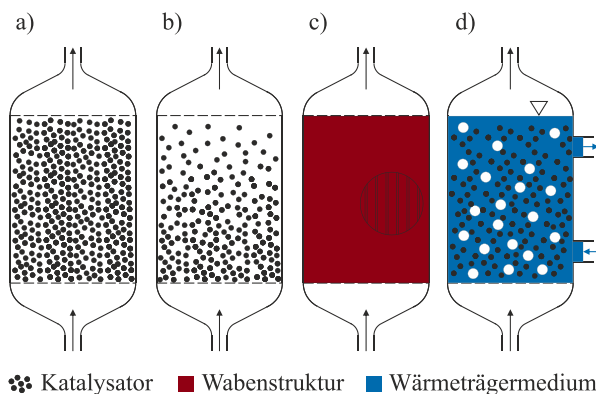


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG VON REAKTORTYPEN: A) FESTBETTREAKTOR, B) WIRBELSCHICHTREAKTOR, C) WABENREAKTOR UND D) BLASENSÄULENREAKTOR.

Als Katalysatoren eignen sich Übergangsmetalle der Eisen-Platin-Gruppe. Der Katalysator befindet sich fein verteilt auf einem Trägermaterial. Die Trägermaterialien weisen eine hohe Porosität auf, um eine große Oberfläche für die Reaktion am Katalysator bereitzustellen. Ein hoher

Umsatz wird nur durch die Kombination aus Katalysator und Trägermaterial erreicht. Am häufigsten wird als Katalysator Nickel in Kombination mit Aluminiumoxid als Trägermaterial eingesetzt, da das Metall eine hohe Aktivität zur Methanisierung von CO₂ aufweist und preiswert ist [24].

1) Festbettreaktor

In Festbettreaktoren liegt der Katalysator in Form einer festen granularen Schüttung vor. Das Reaktorbett ist sehr kompakt. Dadurch bedingt muss eine gute Wärmeabfuhr aus dem Katalysator gewährleistet werden, da sich sonst lokale Temperaturspitzen im Katalysator bilden können, die zu dessen Deaktivierung führen. Verfahren zur Herstellung von SNG aus der Kohlevergasung wurden bereits vor Jahrzehnten entwickelt. Eine intensive Entwicklung fand ab den 1970er Jahren vor dem Hintergrund der Ölkrise statt. In diesen Verfahren werden mehrere Festbettreaktoren in einer Kaskade betrieben. Zur Wärmeabfuhr wird das Gas zwischen den Reaktorstufen gekühlt und teilweise rezirkuliert [25].

2) Wirbelschichtreaktor

In diesem Zeitraum wurden ebenfalls Verfahren entwickelt, die Wirbelschichtreaktoren einsetzen. In Wirbelschichtreaktoren werden die Katalysatorpartikel durch den eintretenden Gasstrom aufgewirbelt, d.h. fluidisiert. Zur Temperaturregulierung befinden sich in diesen Reaktoren Wärmetauscher. Dies ermöglicht eine gute Wärmeabfuhr und führt zu einer nahezu isothermen Temperaturverteilung in Reaktor und Katalysator. Um die Katalysatorpartikel zu fluidisieren, ist jedoch ein bestimmter Gasstrom notwendig, was den Betriebsbereich einschränkt. Hinzu kommt, dass die Partikelbewegung zu Abrasion des Katalysators und Reaktors führt [8].

3) Wabenreaktor

Eine neuere Entwicklung sind Wabenreaktoren, die einen strukturierten Katalysatorträger, typischerweise aus Keramik, aufweisen. Diese Form wird seit Jahrzehnten standardmäßig als Abgaskatalysator für Kraftfahrzeuge eingesetzt. Als vorteilhaft wird deren Fähigkeit zur Wärmespeicherung, bei einem intermittierenden Betrieb in PtG-Anlagen, eingeschätzt [26].

4) Blasensäulenreaktor

Blasensäulenreaktoren verfügen, neben den bisher besprochenen Reaktortypen mit zwei Phasen, über eine zusätzliche flüssige Phase und werden deshalb auch als Drei-Phasen-Reaktoren kategorisiert. Die flüssige Phase dient als Wärmeträgermedium. Gleichzeitig sind die Katalysatorpartikel in ihr dispergiert. Durch die flüssige Phase wird eine sehr gute Wärmeabfuhr der exothermen Reaktion gewährleistet und ein isothermes Temperaturprofil des Reaktors erreicht. Jedoch schränkt die zusätzliche flüssige Phase den Stofftransport zwischen Katalysator und den Reaktionsgasen ein, was den Stoffumsatz verringert [8]. Problematisch ist zudem ein mögliches Verdampfen oder thermisches Zersetzen des Wärmeträgermediums [27].

B. Biologische Methanisierung

Neben der technisch katalytischen Methanisierung wird die Ausnutzung von biologischen Stoffwechselprozessen bestimmter Mikroorganismen erforscht. Bei der sogenannten Methanogenese werden Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid anaerob zu Methan umgewandelt. Diese speziellen Stoffwechselprozesse laufen im mesophilen (20 – 45 °C) bzw. thermophilen (45 – 80 °C) Temperaturbereich ab, wodurch keine aufwändige Wärmeabfuhr im Vergleich zur

katalytischen Methanisierung notwendig ist. Seit 2015 speist erstmals eine PtG-Demonstrationsanlage mit biologischer Methanisierung in Allendorf (Eder) in das öffentliche Erdgasnetz ein [28].

C. CO₂-Quellen

Das zur Methanisierung notwendige CO₂ kann verschiedenen Quellen entnommen werden, diese lassen sich wie folgt einteilen:

- Atmosphärische Quelle
- Fossile Quellen
- Biogene Quellen

Kohlenstoffdioxid kann direkt der Luft entnommen werden. Die weltweite Konzentration in der Erdatmosphäre betrug 2019 über 400 ppm (0,04 Vol.-%) [29]. Dort trägt es über die Reflexion von Wärmestrahlung zurück auf die Erdoberfläche zum Treibhauseffekt und damit maßgeblich zur globalen Klimaerwärmung bei. Weiterhin kann CO₂ den Rauchgasen fossiler Verbrennungsprozesse entnommen werden, welche größtenteils für den Anstieg der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre verantwortlich sind. Ebenso können biogene Umwandlungsprozesse als Quelle von CO₂ dienen. Das in Biogasanlagen erzeugte Biogas besteht gewöhnlich aus 50 bis 65 % Methan und zu 35 bis 50 % aus CO₂ [30]. Um das Biogas als Biomethan bzw. SNG in das öffentliche Gasnetz einspeisen zu können, muss das CO₂ entfernt werden. Oftmals wird das erzeugte Biogas jedoch direkt in einem angeschlossenen Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt. In diesem Fall kann CO₂ nach der Verbrennung des Biogases aus den Rauchgasen abgeschieden werden. Die Abtrennung von CO₂ aus Luft, Rauchgasen oder Biogas kann durch verschiedenste Verfahren erfolgen. Diese beruhen beispielweise bei der sogenannten Aminwäsche auf der chemischen Absorption von CO₂ an gelösten Aminverbindungen, mit denen es reversibel reagiert. Die Regeneration der Aminlösung erfolgt bei erhöhten Temperaturen unter Abtrennung des gebundenen CO₂ [31].

V. POWER-TO-GAS-ANLAGEN

Zur technischen Umsetzung des PtG-Konzepts verfügen PtG-Anlagen, zusätzlich zu den bereits genannten, über weitere Bestandteile, wobei die wesentlichen folgend aufgeführt sind [32]:

- Elektrische Versorgungseinheit
- Elektrolyseur inklusive Nebenaggregate
- Optionaler Methanisierungsreaktor
- Verdichter
- Speicher
- Einspeiseanlage

Die elektrische Versorgungseinheit dient der Anpassung der elektrischen Größen Strom und Spannung des elektrischen Versorgungsnetzes an die Anforderungen des Elektrolyseurs. Der grundlegende topologische Aufbau sieht eine Spannungsstellung mit einem Transformator vor. Darauf folgt eine Gleichrichtung des Wechselstroms aus dem Versorgungsnetz mit einem Gleichrichter. Der Elektrolyseur besitzt zur Versorgung mit deionisiertem

Wasser eine Wasseraufbereitungsanlage mit Speisewassertank. Aus dem Wasser werden in diesen Anlagen nahezu alle Fremdbestandteile mit Ionentauscher- oder Umkehrosmoseeinheiten entfernt. Mit einem Kühlsystem wird die optimale Betriebstemperatur der Elektrolyse eingestellt. Der erzeugte Wasserstoff verlässt den Elektrolyseur gesättigt mit Wasserdampf oder als Aerosol. Wasser wird dann in einem Flüssigkeitsabscheider und Gastrockner aus dem Wasserstoff entfernt. Der in Elektrolyseuren erzeugte Wasserstoff wird im Allgemeinen zunächst zwischengespeichert, bevor er in einem separaten Reaktor zur Methanisierung genutzt wird [33]. Die Zwischenspeicherung ist notwendig, da die Reaktoren zur Methanisierung nur für einen begrenzten Betriebsbereich ausgelegt werden können. Die Reaktoren können im Vergleich zur Elektrolyse typischerweise weniger dynamisch auf Schwankungen reagieren und den Schwankungen sind engere Grenzen gesetzt [11, 33]. Mit der Zwischenspeicherung erreicht man die Anpassung an die Anforderungen einer fluktuierenden Energieerzeugung. Dadurch erhöht sich der apparative Aufwand und die Systemeffizienz wird auch durch eine oftmals erforderliche Kompressionsstufe verringert. Abhängig von der Aufnahmeleistung eines Gasnetzes am Einspeisepunkt und der Gasproduktion kann eine weitere Zwischenspeicherung des EE-Gases erforderlich sein. Ein Verdichter kann notwendig sein, um einerseits das EE-Gas für eine Zwischenspeicherung zu komprimieren und andererseits den Einspeisedruck eines Netzes, wie zum Beispiel des Erdgasnetzes, aufzubauen. Die Einspeiseanlage verfügt über entsprechende Mess- und Regelungstechnik zur Erzeugung eines homogenen Gasgemisches [32].

VI. SPEICHERUNG & VERTEILUNG

Der erzeugte Wasserstoff kann lokal in Druckspeichern, Methallhydridspeichern oder Flüssigspeichern eingelagert werden. Für stationäre Anwendungen ist die Speicherung in Druckgasbehältern bereits technisch erprobt. Für große Anlagen bietet sich die Speicherung in unterirdischen Kavernen an. Eine Einspeisung von H₂ in das bestehende Erdgasnetz ist nur zu einem geringen Anteil zulässig. Der Anteil variiert z.B. je nach angeschlossenen Gaskunden. Er liegt bei der Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasversorgungsnetz bei max. 5 Vol.-% [34]. Neuere Untersuchungen legen nahe, dass höhere Wasserstoffanteile im Erdgasnetz technisch verträglich sind [35]. Im Gegensatz dazu kann erzeugtes SNG unbegrenzt in die bereits existierende Erdgasinfrastruktur oder in Erdgasspeicher eingespeist werden, da Methan den Hauptbestandteil von Erdgas bildet. Die Einspeisung ist im Allgemeinen an beliebigen Punkten des Erdgasverteilnetzes möglich. Auf Grund infrastruktureller Gegebenheiten, wie Gasmesssystemen, bietet sich jedoch eine Einspeisung in Gebiete von Anlagen zur Gasversorgung und Anlagen mit Gasverbrauch an. Die enorme Speicherkapazität der Erdgasinfrastruktur in Verbindung mit den vorhandenen Erdgasspeichern in der Bundesrepublik Deutschland von rund 220 TWh ermöglicht zugleich eine langfristige Speicherung großer Energiemengen [36].

VII. NUTZUNG

Die durch PtG erzeugten EE-Gase sind geeignet, um folgende Verbrauchssektoren zu bedienen:

- Elektrische Energie
- Wärme
- Verkehr
- Industrie

A. Elektrische Energie & Wärme

Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad bei der Rückverstromung zu erhalten, sollte die entstehende Abwärme ausgenutzt werden. Dies kann durch Kraft-Wärme-Kopplung gewährleistet werden. Dadurch können aus den EE-Gasen wieder elektrische Energie aber auch Wärmeenergie gewonnen werden. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind beispielsweise Blockheizkraftwerke und Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke). Die EE-Gase werden für Gasmotoren bzw. Gas- und Dampfturbinen genutzt, um damit Generatoren zur elektrischen Energieerzeugung anzutreiben. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung besteht auch die Möglichkeit einer direkten Rückverstromung von Wasserstoff. In dem zur Wasserelektrolyse entgegengesetzten Prozess kann in Brennstoffzellen direkt elektrischer Strom aus Wasserstoff und Sauerstoff bzw. Luft erzeugt werden. Wichtige Technologien, die fortwährend erforscht werden, sind vor allem PEM- und Festoxid-Brennstoffzellen. Die erzeugte Abwärme aus der Rückverstromung kann in lokalen Wärmenetzen verteilt oder bei entsprechendem Temperaturniveau als Prozesswärme genutzt werden. Neben der Bereitstellung des EE-Gases als Treibstoff für den Verkehrssektor oder Einspeisung in das Erdgasnetz existieren bereits Konzepte integrierter PtG-Anlagen, die über eine anlageneigene Gasspeicherung in Drucktanks oder Kavernen verfügen. Diese wandeln im Bedarfsfall das zwischengespeicherte EE-Gas wieder in elektrische Energie um [37, 38].

B. Verkehr

Analog zur stationären Anwendung der EE-Gase können diese auch für den Verkehrssektor eingesetzt werden (Power-to-Fuels) und hier als Treibstoff für Automobile, Flugzeuge und Schiffe dienen. Wasserstoff aus erneuerbaren Energien kann einen wichtigen Bestandteil einer zukünftig nachhaltigen Mobilität bieten. Dazu kann der Wasserstoff in Brennstoffzellen-Fahrzeugen direkt rückverstromt werden, um einen Elektromotor anzutreiben. Für diesen Einsatz werden gewöhnlich PEM-Brennstoffzellen in Verbindung mit Drucktanks zur Wasserstoffspeicherung eingesetzt. Die Drucktanks werden bis zu einem Druck von etwa 700 bar gefüllt, dazu muss der Wasserstoff zuvor stark komprimiert werden. SNG eignet sich als Treibstoff für Erdgasfahrzeuge mit Gasmotoren. Durch die Einspeisung von SNG in die bereits existierende Erdgasinfrastruktur können Erdgastankstellen weiterhin versorgt werden. Dort wird das SNG auf 200 bar komprimiert und als CNG (Compressed Natural Gas) bezeichnet.

C. Industrie

Die Stahlproduktion verursacht bisher rund ein Drittel der Treibhausgasemissionen der deutschen Industrie. Zur Dekarbonisierung dieses Industriesektors soll zukünftig EE-Gas, vor allem Wasserstoff, eingesetzt werden, da die

Stahlherstellung nicht elektrifiziert werden kann. In der chemischen Industrie können EE-Gase aus PtG zur Herstellung chemischer Rohstoffe eingesetzt werden. Bisher wird benötigter H₂ vornehmlich durch Dampfreformierung aus Erdgas erzeugt [39]. Durch nachgeschaltete Prozessschritte können daraus verschiedene chemische Grundstoffe (Power-to-Chemicals) wie z.B. Ammoniak, Ethylen und Propylen erzeugt werden, die wiederum als Ausgangsstoffe für eine Vielzahl von Folgeprodukten dienen [40].

VIII. AUSBLICK

Die Forschung im Bereich Power-to-Gas konzentriert sich derzeit darauf, technologische Fortschritte bei Elektrolyse und Methanisierung zu erzielen. Es wird versucht, den Wirkungsgrad von PtG-Anlagen, insbesondere der Elektrolyse, weiter zu erhöhen und die Investitionsausgaben zu senken. Im Bereich der Methanisierung wird daran gearbeitet, neue Katalysatoren und Reaktoren, die den Erfordernissen von PtG gerecht werden und Verfahren, die an eine fluktuierende Wasserstoffherzeugung angepasst sind, zu entwickeln [26]. Im Rahmen des Projektes „StBZuEL“ sollen die Elektrolyse und Methanisierung direkt miteinander gekoppelt werden, so dass eine Zwischenspeicherung von H₂ entfällt und Temperatursynergien genutzt werden können. Dies senkt den apparativen Aufwand und sollte somit zu verringerten Investitionskosten führen. Zur Erforschung und weiteren Entwicklung von PtG werden derzeit eine Reihe von Demonstrationsprojekten mit unterschiedlichen Technologien betrieben und untersucht [41]. Momentan behindern regulatorische und marktliche Rahmenbedingungen den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen [10, 42]. Der Einsatz von PtG kann zum Ausgleich von Fluktuationen einer zukünftig überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gespeisten Energieversorgung dienen und somit einen großen Anteil zum Gelingen der Energiewende leisten, hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Durch den Ausbau der Speicherleistung mit PtG-Systemen kann der Anteil erneuerbarer Energien stetig erweitert werden, ohne dass wie bisher bei Netzengpässen, überwiegend Windkraftanlagen abgeregelt werden müssen. Im Jahr 2019 wurden etwa 6,5 TWh aus erneuerbaren Energien im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt, was zu geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber von rund 700 Millionen Euro führte [43]. Allerdings sollte ein zukünftiges Energieversorgungssystem so ausgelegt sein, dass der Bedarf zur langfristigen Speicherung von Energie zur Rückverstromung möglichst gering ausfällt [6]. Weitere Vorteile von PtG sind einerseits die verringerte Notwendigkeit für die Verbrennung fossiler Rohstoffe und andererseits die Möglichkeit, dass dadurch entstehende CO₂ in einen Kreislauf zurückzuführen, was erheblich zur verminderten Anreicherung von Treibhausgasen in der Atmosphäre und damit zur Begrenzung der Klimaerwärmung führt. Durch den Aufbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft, in der die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien mit den Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie gekoppelt ist, wird es möglich auch diese Sektoren zu dekarbonisieren und die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger zu verringern.

LITERATUR

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20200914_D_Stromerzeugung1991-2019.pdf (Zugriff am: 12. November 2020).
- [2] B. Adler, *Moderne Energiesysteme – ein Beitrag zur Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019.
- [3] Europäische Kommission, „Energiefahrplan 2050“, Brüssel, 15. Dez. 2011. [Online]. Verfügbar unter: [www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com\(2011\)0885_com_com\(2011\)0885_de.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com(2011)0885_com_com(2011)0885_de.pdf). Zugriff am: 12. November 2020.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [5] J. Töpler und J. Lehmann, Hg., *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [6] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral: Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>. Zugriff am: 12. November 2020.
- [8] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller und M. Koppe, *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. Cham: Springer International Publishing, 2014.
- [9] P. Kurzweil und O. K. Dietmeier, *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [10] T. Smolinka et al., „Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme“, Berlin, 2018.
- [11] M. Götz et al., „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“, *Renewable Energy*, Jg. 85, S. 1371–1390, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [12] G. Gahleitner, „Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 38, Nr. 5, S. 2039–2061, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.010.
- [13] Ø. Ulleberg, T. Nakken und A. Eté, „The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 35, Nr. 5, S. 1841–1852, 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.10.077.
- [14] F. Graf, M. Götz, T. Schaaf und R. Tichler, „Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten Teilprojekte B-D Abschlussbericht“, 2014.
- [15] T. Smolinka, E. T. Ojong und J. Garche, „Hydrogen Production from Renewable Energies—Electrolyzer Technologies“ in *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing*, J. Garche, P. T. Moseley und P. Adelmann, Hg., Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2015, S. 103–128, doi: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00008-5.
- [16] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel und D. Stolten, „A comprehensive review on PEM water electrolysis“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 38, Nr. 12, S. 4901–4934, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [17] G. G. Tao, „A Reversible Planar Solid Oxide Fuel-Fed Electrolysis Cell and Solid Oxide Fuel Cell for Hydrogen and Electricity Production Operating on Natural Gas/Biomass Fuels“, Salt Lake City, 2007.
- [18] Karlsruher Institut für Technologie, *Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kit.edu/downloads/pi/KIT_PI_2018_009_Power-to-Gas%20mit%20hohem%20Wirkungsgrad.pdf
- [19] K. R. Thampi, J. Kiwi und M. Grätzel, „Methanation and photo-methanation of carbon dioxide at room temperature and atmospheric pressure“, *Nature*, Jg. 327, Nr. 6122, S. 506–508, 1987, doi: 10.1038/327506a0.
- [20] S.-I. Fujita und N. Takezawa, „Difference in the selectivity of CO and CO₂ methanation reactions“, *Chemical Engineering Journal*, Jg. 68, Nr. 1, S. 63–68, 1997, doi: 10.1016/S1385-8947(97)00074-0.
- [21] M. A. Henderson und S. D. Worley, „An infrared study of the hydrogenation of carbon dioxide on supported rhodium catalysts“, *J. Phys. Chem.*, Jg. 89, Nr. 8, S. 1417–1423, 1985, doi: 10.1021/j100254a023.
- [22] E. Baraj, S. Vagaský, T. Hlinčík, K. Ciahotný und V. Tekáč, „Reaction mechanisms of carbon dioxide methanation“, *Chemical Papers*, Jg. 70, Nr. 4, S. 395–403, 2016, doi: 10.1515/chempap-2015-0216.
- [23] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster, T. Rothenfluh und A. Orth, „Methanation of CO₂ - storage of renewable energy in a gas distribution system“, *Energy, Sustainability and Society*, Jg. 4, Nr. 1, S. 2, 2014, doi: 10.1186/s13705-014-0029-1.
- [24] I. Fechete und J. C. Vadrine, „Nanoporous materials as new engineered catalysts for the synthesis of green fuels“, *Molecules*, Jg. 20, Nr. 4, S. 5638–5666, 2015, doi: 10.3390/molecules20045638.
- [25] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer und S. M.A. Biollaz, „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009“, *Fuel*, Jg. 89, Nr. 8, S. 1763–1783, 2010, doi: 10.1016/j.fuel.2010.01.027.
- [26] M. Lehner, P. Biegger und A. R. Medved, „Power-to-Gas: Die Rolle der chemischen Speicherung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energie“, *Elektrotech. Inftch.*, Jg. 134, Nr. 3, S. 246–251, 2017, doi: 10.1007/s00502-017-0502-6.
- [27] J. Lefebvre, M. Götz, S. Bajohr, R. Reimert und T. Kolb, „Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation“, *Fuel Processing Technology*, Jg. 132, S. 83–90, 2015, doi: 10.1016/j.fuproc.2014.10.040.
- [28] J. Schmidt und T. Heller, „Power-to-Gas-Anlage in Betrieb genommen“, *Moderne Gebäudetechnik*, S. 48–49, 2015.
- [29] M. Ades et al., „Global Climate“, *Bulletin of the American Meteorological Society*, Jg. 101, Nr. 8, S9-S128, 2020, doi: 10.1175/BAMS-D-20-0104.1.
- [30] V. Wesselak und T. Schabbach, *Regenerative Energietechnik*. Berlin: Springer, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10359977>
- [31] T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münter und L.-A. Brischke, „CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/gl_07_10.pdf. Zugriff am: 5. November 2020.
- [32] G. Müller-Syring et al., „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/gl_07_10.pdf. Zugriff am: 5. November 2020.
- [33] G. Müller-Syring et al., „Power-to-Gas: Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive“, *gwf-Gas | Erdgas*, Jg. 152, Nr. 11, S. 770–777, 2011.
- [34] DVGW-Arbeitsblatt, *Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, 2011.
- [35] H. Dörr et al., „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“, *energie | wasser-praxis*, Jg. 67, Nr. 11, S. 50–59, 2016.
- [36] R. van Basshuysen, Hg., *Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains*. Cham: Springer International Publishing, 2016.
- [37] G. Butera, S. H. Jensen und L. R. Clausen, „A novel system for large-scale storage of electricity as synthetic natural gas using reversible pressurized solid oxide cells“, *Energy*, Jg. 166, S. 738–754, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.079.
- [38] Sunfire GmbH, *Sunfire supplies Boeing with the world's largest commercial reversible electrolysis (RSOC) system*. Dresden, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/sunfire-liefert-weltgroesste-kommerzielle-reversible-elektrolyse-rsoc-an-boeing?file=files/sunfire/images/content/company/press/2016_Feb_Sunfire_supplies_Boeing.pdf
- [39] T. Hamacher, „Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, J. Töpler und J. Lehmann, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 1–23, doi: 10.1007/978-3-662-53360-4_1.
- [40] U. Bünger, J. Michalski, P. Schmidt und W. Weindorf, „Wasserstoff – Schlüsselement von Power-to-X“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, J. Töpler und J. Lehmann, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 327–368, doi: 10.1007/978-3-662-53360-4_16.
- [41] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., *Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird ...: Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen.pdf> (Zugriff am: 17. November 2020).
- [42] C. Schenult, R. Heuke und J. Paschke, „Potenzialatlas Power to Gas.: Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale

Wertschöpfung ermöglichen.“, Berlin, 2016. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf. Zugriff am: 15. November 2020.

[43] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019“, 2020. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf. Zugriff am: 15. November 2020.

Gas-to-Power: Technologien und Potentiale

Daniela Vorwerk^{*‡}, Marc Schumann[‡], Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*daniela.vorwerk@hsu-hh.de

[‡]Diese Autoren haben in gleichem Maße an dem Beitrag mitgewirkt

Kurzfassung – Die Transformation „Gas-to-Power“ als Kopplung der Sektoren Strom und Gas bietet vielfältige Potentiale für die Energiewende. Bisher sind Gasturbinen und kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mit konventionellem Erdgas aus der Gasinfrastruktur zur zentralen Spitzenlastversorgung oder zur kombinierten Kraft-Wärme-Kopplung zur Speisung von Fernwärmenetzen in Betrieb. Brennstoffzellentechnologien hingegen arbeiten mit Wasserstoff bzw. Erdgas und können durch Abwärmenutzung insbesondere dezentral zur Kraft- und Wärme-gekoppelten Bedarfsdeckung dienen. Eine verstärkte Beimischung von Wasserstoff in die Gasinfrastruktur oder eine grundsätzliche Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ermöglicht die Nutzung regenerativ erzeugten Wasserstoffs ohne weitere Wirkungsgradverluste durch die Umwandlung zu Methan. Hierfür müssen die bekannten Technologien noch gerüstet werden, z. B. durch den Einsatz neuer Materialien, um den sich daraus ergebenden technischen Anforderungen gerecht zu werden. Im Rahmen dieses Beitrags werden zunächst die Technologien Brennstoffzelle, Gasturbinen-, Gas- und Dampfturbinenkraftwerk und Gasmotorenkraftwerke vorgestellt und anschließend deren Potentiale im Kontext der Energiewende und Dekarbonisierung der Energieversorgung aufgeführt.

Stichworte – Brennstoffzelle, Gaskraftwerk, Sektorkopplung, Erdgas, Wasserstoff, Energiewende

NOMENKLATUR

AFC	Alkalische Brennstoffzelle (engl.: Alkaline Fuel Cell)
AHDE	Abhitze-Dampferzeuger
BZ	Brennstoffzelle
DMFC	Direktmethanol-Brennstoffzelle (engl.: Direct Methanol Fuel Cell)
DT	Dampfturbine
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
HKW	Heizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MCFC	Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (engl.: Molten Carbonate Fuel Cell)
O.T.	Oberer Totpunkt
PAFC	Phosphorsäure-Brennstoffzelle (engl.: Phosphoric Acid Fuel Cell)

PEM-FC	Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle (engl.: Proton Exchange Membrane)
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle (engl.: Solid Oxide Fuel Cell)
U.T.	Unterer Totpunkt

I. EINLEITUNG

„Gas-to-Power“ beschreibt die Umwandlung von Gas als stoffgebundenen Energieträger zu elektrischer Energie. Die Verbrennung von Gas erzeugt Wärme, welche wiederum in Wärmekraftwerken seit Anfang des 20. Jahrhunderts in elektrische Energie umgewandelt und in die öffentliche Stromversorgung eingespeist wird [1]. Seitdem konnten durch Kombination mit Dampfturbinen in sog. Gas- und Dampfkraftwerken (GuD-Kraftwerken) und durch zahlreiche technische Maßnahmen wie Zwischenüberhitzung oder Wärmerückgewinnung Effizienzsteigerungen erzielt und durch Nachbehandlung der Rauchgase Schadstoffemissionen verringert werden [1]. Dennoch bedingt die chemische Beschaffenheit von Erdgas beim Verbrennungsprozess die Emission des Treibhausgases CO₂. Diese gilt es im Rahmen des Pariser Abkommens und der Klimaschutzziele zur Senkung des Anstiegs der Globaltemperatur und somit zur Begrenzung der Erderwärmung zu minimieren [2]. Der Einsatz von Wasserstoff stellt dabei eine emissionsfreie Alternative zum Erdgas dar. Dieser kommt insbesondere in der Brennstoffzelle (BZ), einer seit der ersten Hälfte des 19. Jh. bekannten Technologie zum Einsatz. Dabei wird die Redoxreaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zur Erzeugung von Strom und Wärme nutzbar gemacht. Im Zuge der künftigen Energieversorgung mit vermehrt erneuerbaren Energiequellen, welche langfristig den Einsatz fossiler Ressourcen ersetzen sollen, bietet regenerativ erzeugter Wasserstoff als sog. „Grünes Gas“ hohe Potentiale [3]. Durch „Power-to-Gas“-Prozesse kann überschüssig erzeugte regenerative Energie in Wasserstoff umgewandelt werden, welcher im Gegensatz zur elektrischen Leistung stoffgebunden und daher langfristig speicherbar ist. Der in diesem Beitrag fokussierte Begriff „Gas-to-Power“ definiert den umgekehrten Prozess: Die „Verstromung“ von Gas. Dazu werden zunächst zwei etablierte Technologien, Brennstoffzellen und Gaskraftwerke, thematisiert und deren Funktionsweise sowie derzeitige Anwendungsbereiche beleuchtet. Anschließend werden aktuelle Forschungsfelder, sowie bestehende Potentiale der Technologien und deren Rolle im Zuge der Energiewende und Minderung der

Treibhausgasemissionen in der Energieversorgung aufgezeigt.

II. BRENNSTOFFZELLEN

Brennstoffzellen wandeln die chemische Energie eines Brennstoffs direkt in elektrische Energie um. Sie wirken dabei nach dem Prinzip der „kalten Verbrennung“, es wird keine Zwischenstufe über einen Prozesskreislauf benötigt, um z. B. eine Turbine anzutreiben. Brennstoffzellen bestehen aus zwei Elektroden, der Anode und der Kathode. An der Anode wird der Brennstoff, z.B. Wasserstoff (H₂) oder Methan (CH₄), zugeführt. Die Kathode wird mit Sauerstoff bzw. Luft versorgt. Die beiden stromleitenden Elektroden werden durch einen isolierenden Elektrolyten voneinander getrennt, durch den keine Elektronen, aber bestimmte Ionen passieren können. Auch die Reaktionsgase werden hierdurch voneinander getrennt [4].

Brennstoffzellen lassen sich z. B. über den verwendeten Elektrolyten klassifizieren. In TABELLE I werden Eigenschaften verschiedener Typen zusammengefasst.

TABELLE I: EIGENSCHAFTEN VON BRENNSTOFFZELLEN [5], [6].

Eigenschaft	AFC	PAFC	PEM-FC	DMFC	MCFC	SOFC
Temperaturbereich in °C	< 90	160 – 220	60 – 80	90 – 130	600 – 650	800 – 1000
Brenngas	H ₂	H ₂	H ₂	CH ₃ OH	H ₂ , CH ₄ , Kohlegas	H ₂ , CH ₄ , Kohlegas
Elektrolyt	KOH	H ₃ PO ₄	Polymermembran	Polymermembran	Alkali-karbonat-schmelze	Oxidkeramischer Elektrolyt
Ladungsträger	OH ⁻	H ₃ O ⁺	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
El. Wirkungsgrad in %	60 – 70	38	35 – 45	40	48	47

Darüber hinaus können BZ entsprechend ihres Temperaturbereichs untergliedert werden, in welchem sie typischerweise arbeiten. Zu den Niedertemperatur-BZ gehören die alkalische (AFC) und die Protonenaustauschmembran-BZ (PEM-FC). Dem mittleren Temperaturbereich werden die Direktmethanol- (DMFC) und die Phosphorsäure-BZ (PAFC) zugeordnet, aber auch die Hochtemperatur-Protonenaustauschmembran-BZ arbeitet in einem ähnlichen Temperaturbereich. Zu den Hochtemperatur-BZ gehören die Schmelzkarbonat- (MCFC) und die Festoxid-BZ (SOFC). BZ bieten die Möglichkeit eines modularen Aufbaus, wodurch Leistungsklassen von einigen Watt bis zu mehreren Megawatt umgesetzt werden können [1].

Im aktuellen Fokus von Politik und Forschung stehen insbesondere die Protonenaustauschmembran- und die Festoxid-BZ, da sie sehr vielversprechend im Hinblick auf verschiedene Einsatzszenarien sind [4], [7]. Im Folgenden wird daher im Speziellen auf diese beiden Typen eingegangen, deren Aufbau und Funktionsprinzip erläutert und der jeweilige Anwendungsbereich, mit Vor- und Nachteilen, aufgezeigt.

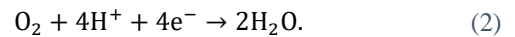
A. Protonenaustauschmembran-Brennstoffzellen

1) Aufbau und Funktionsprinzip

PEM-FC nutzen eine Polymermembran als Elektrolyten zur Gas- und Stromisolierung der beiden Kohlenstoffelektroden. Durch diese können nur Protonen (H⁺) transportiert werden. ABBILDUNG 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer PEM-FC. Auf der Anodenseite wird Wasserstoff als Brenngas hinzugegeben. Dieses oxidiert an der Elektrode mithilfe eines Platinkatalysators gemäß



Die hierbei entstehenden Protonen werden über den Elektrolyten zur Kathode transportiert, wohingegen die Elektronen über einen externen Stromkreis mit elektrischen Verbrauchern zur Kathode gelangen. An der Kathode reagieren die Protonen und die Elektronen nach (2) mit Sauerstoff zu Wasser:



Insgesamt ergibt sich damit für die PEM-FC die folgende Reaktionsgleichung:



Das Produktwasser an der Kathode wird mit überschüssiger Luft aus der BZ abgeführt.

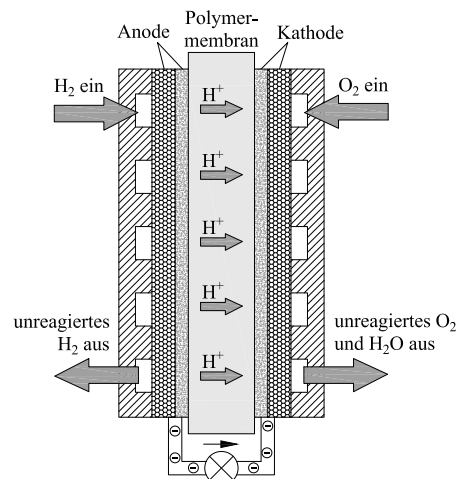


ABBILDUNG 1: AUFBAU EINER PROTONAUSTAUSCHMEMBRAN-BRENNSTOFFZELLE.

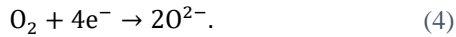
2) Anwendungsbereich

PEM-FC werden heute vielfältig eingesetzt. Im Transportsektor spielen sie die dominante Rolle, aber auch in stationären Heizsystemen finden sich PEM-FC wieder [4]. Vorteilhaft ist die Ausnutzung des gesamten Teillastbereichs insbesondere bei dynamischen Laständerungen, da sie dann einen noch höheren Wirkungsgrad aufweisen [1], [7]. Die geringen Arbeitstemperaturen ermöglichen zudem eine gute Kaltstartfähigkeit [1]. Andererseits ist die Reaktionskinetik aufgrund der geringen Temperaturen gehemmt, weshalb Platin als Katalysator eingesetzt wird. Da dieser bei Kontakt mit Kohlenmonoxid „vergiftet“ wird, kann bei PEM-FC kein Erdgas als Brenngas verwendet werden. Hierfür ist eine vorherige Reformierung des Erdgases zu Wasserstoff notwendig [1].

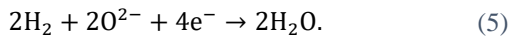
B. Festoxid-Brennstoffzellen

1) Aufbau und Funktionsprinzip

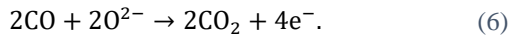
In SOFC trennt eine, häufig mit Yttriumoxid dotierte, Zirkonoxid-Keramik als Elektrolyt die beiden Elektroden voneinander [1]. Ab einer Temperatur von etwa 700 °C wird die Keramik leitend für Sauerstoff-Ionen (O²⁻). Der allgemeine Aufbau dieses Typs ist in ABBILDUNG 2 dargestellt. Zunächst wird der zugeführte Sauerstoff an der Kathode durch die Aufnahme von Elektronen nach der folgenden Gleichung reduziert:



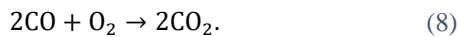
Die Sauerstoff-Ionen werden über den Elektrolyten zur Anode transportiert. Hier reagieren diese mit dem Wasserstoffhaltigen Brenngas:



Ebenfalls ist es möglich, anstelle von Wasserstoff Kohlenmonoxid für die Teilreaktion an der Anode zu verwenden:



Die dabei freiwerdenden Elektronen werden über den externen Stromkreis zur Kathode geleitet. Insgesamt ergeben sich folgende mögliche Gleichungen für die Festoxid-Brennstoffzelle:



Das entstehende Produkt Wasserdampf beziehungsweise Kohlendioxid wird auf der Anodenseite abgeführt.

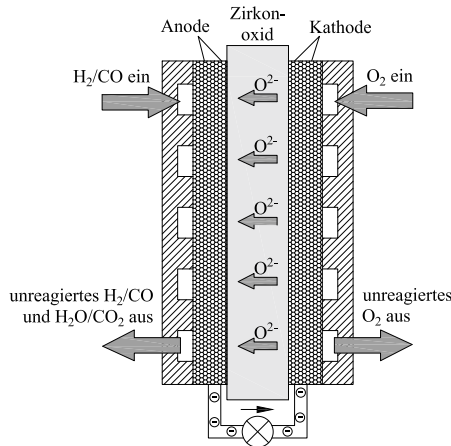


ABBILDUNG 2: AUFBAU EINER FESTOXID-BRENNSTOFFZELLE.

2) Anwendungsbereich

Aufgrund der hohen Arbeitstemperaturen werden SOFC, ähnlich wie konventionelle Kohlekraftwerke, hauptsächlich konstant im Grundlastbetrieb gefahren [1]. Dynamische Vorgänge und ein schnelles Herunterfahren und Neustarten dieses Typs sollte vermieden werden, um große Wärmespannungen im Material zu vermeiden [1], [4], die sich mindernd auf die Lebensdauer auswirken. Sie eignen sich hervorragend als Blockheizkraftwerk (BHKW), da neben der Erzeugung elektrischer Energie die hohen Temperaturen für Heizwärme- und Prozessdampferzeugung genutzt werden können. Durch diese kombinierte Nutzung im Sinne der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) steigt der Systemwirkungsgrad [1].

III. GASKRAFTWERKE

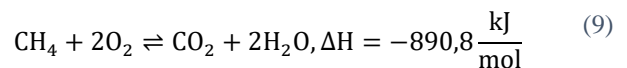
Die Erzeugung von elektrischer Energie aus Erdgas durch Verbrennung und Verstromung in Kraftwerken ist eine bereits lang bekannte und etablierte Technologie. Dabei durchläuft das jeweilige Prozessfluid einen Kreisprozess, in dem es verschiedenen Zustandsänderungen unterliegt [8].

A. Einsatz von Gaskraftwerken

Bei den Gaskraftwerken wird zwischen drei grundlegenden Technologien unterschieden: Reine Gasturbinenkraftwerke (GT), kombinierte Gas- und Dampfturbinen (GuD) Kraftwerke und Gasmotorenkraftwerke [1]. Während in GT- und GuD-Kraftwerken ein kontinuierlicher Kreisprozess stattfindet, funktionieren Gasmotorenkraftwerke getaktet. Gaskraftwerke zur reinen Stromerzeugung werden gemäß der Merit-Order und durch ihre flexible Dynamik vorwiegend als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt [1]. Aufgrund innerhalb von Minuten abrufbarer Leistung dienen sie zur Bereitstellung von Regelleistung [9] und werden im Zuge verstärkter erneuerbarer Energiesysteme eine wichtige Rolle spielen, um bestehende Bedarfe schnell und flexibel decken zu können [9]. Neben der Stromerzeugung finden viele Gaskraftwerke Anwendung als Heizkraftwerke (HKW), die darüber hinaus auch Wärmenetze speisen [1]. Der Brennstoffnutzungsgrad modernster kombinierter Kraftwerke kann dabei mehr als 90 % betragen [10]. Stand 2018 waren in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt etwa 24 GW an elektrischer Wirkleistung in Erdgaskraftwerken mit und ohne Wärmeauskopplung installiert [11].

B. Erdgas als fossiler Brennstoff

In herkömmlichen Gaskraftwerken dient fossiles Erdgas als Brennstoff, welches in der Brennkammer mit Luft bzw. Sauerstoff verbrannt wird. Das Erdgas wird dabei durch die Leitungsinfrastruktur geliefert. Die Zusammensetzung variiert dabei je nach Vorkommen, allgemein wird zwischen H- (High calorific gas) und L- (Low calorific gas) Gas unterschieden. H-Gas weist mit durchschnittlich 11,1 kWh/m³ einen höheren Brennwert als L-Gas (mittlerer Brennwert 8,8 kWh/m³) auf [2]. Da es sich im natürlichen Zustand um ein geruchsloses Gas handelt, wird es mit schwefelhaltigen Stoffen odoriert, um ggf. auftretende Gasleckagen unmittelbar erkennbar zu machen [12]. Neben seinem Hauptbestandteil Methan (CH₄) beinhaltet Erdgas auch höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan und Ethen und Schwefelwasserstoffe sowie Kohlenstoffdioxid [12], [13]. Die Verbrennungsreaktion von Methan mit Sauerstoff lautet nach [1]:



Dabei entsteht als natürliches Produkt der Verbrennung das Treibhausgas Kohlenstoffdioxid. Allerdings ist durch die chemische Beschaffenheit von Erdgas, welches anteilig weniger Kohlenstoff als Stein- oder Braunkohle enthält, die Schadstoffemission von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken reduziert [1].

C. Gasturbinenkraftwerke

1) Gasturbinen-Kreisprozess

In GT-Kraftwerken wird als Prozessfluid Luft bzw. Rauchgas eingesetzt. Dabei wird der gasförmige Zustand des Prozessfluids durchgehend beibehalten. Der Gasturbinenprozess ist nachstehend in ABBILDUNG 3 dargestellt.

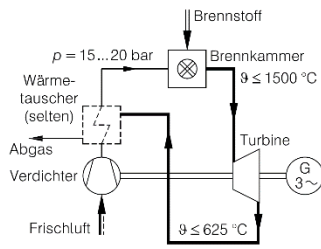


ABBILDUNG 3: SCHALTBILD DES GASTURBINEN-PROZESSES [8].

In einem ersten Schritt wird Umgebungsluft auf atmosphärischem Druckniveau angesaugt und durch einen Verdichter adiabat auf eine höhere Druckstufe komprimiert. Anschließend wird diese verdichtete Luft zur Verbrennung mit Erdgas in eine Brennkammer geleitet. Das Produkt ist das sog. Rauchgas, welches durch die Verbrennung eine hohe Temperatur und Enthalpie besitzt. Der Abbau an Druckenergie des Fluids durch die Turbine wird in kinetische Energie des Rotors umgewandelt. Die Turbine ist i. d. R. mit dem Verdichter auf einer Welle angeordnet, um den Antrieb der Verdichtung zu gewährleisten. Darüber hinaus wird durch die Rotation der Turbine auch ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben. Nach der Entspannung des Rauchgases in der Turbine wird dieses oftmals als Abgas auf noch hohem Temperaturniveau in die Atmosphäre abgelassen. Die Abgasverluste können durch Luftvorwärmung in einem Wärmeübertrager verringert werden [1].

Der ideale Vergleichsprozess für den Gasturbinenprozess ist der Joule-Prozess [14], dargestellt in ABBILDUNG 4, mit isentroper Verdichtung (0-1'), isobarer Wärmezufuhr (1-2) und isentroper Entspannung (2-3'). Real treten allerdings in Verdichter und Turbine irreversible Verluste auf, wodurch es sich bei Verdichtung und Entspannung nicht um isentrope, sondern polytrope Zustandsänderungen handelt (0-1 und 2-3) [1]. In der Brennkammer kommt es außerdem zu Druckverlusten, was Abweichungen von der idealen isobaren Zustandsänderung zur Folge hat.

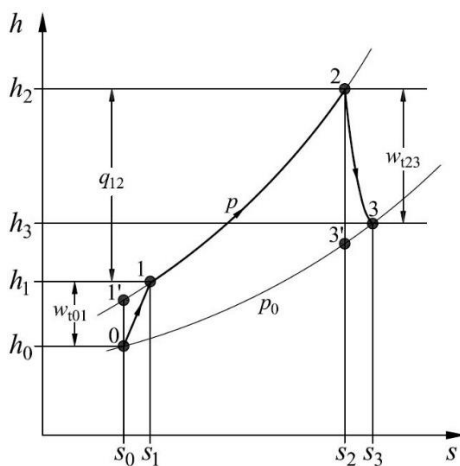


ABBILDUNG 4: JOULE-PROZESS IM H-S-DIAGRAMM, EIGENE DARSTELLUNG NACH [14].

2) Effizienz des Gasturbinenprozesses

Allgemein ist die Effizienz η_{ges} eines Kraftwerksprozesses definiert als nutzbare elektrische Leistung $P_{el,netto}$ bezogen auf die eingesetzte Brennstoffenergie, welche sich aus dem Brennstoffmassenstrom \dot{m}_{BS} und dem Heizwert $H_{i,BS}$ ergibt:

$$\eta_{ges} = \frac{P_{el,netto}}{\dot{m}_{BS} \cdot H_{i,BS}} \quad (10)$$

Der thermische Wirkungsgrad eines reversiblen und verlustfreien Joule-Prozesses $\eta_{th,Joule}$ ergibt sich zu

$$\eta_{th,Joule} = 1 - \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (11)$$

und ist daher nur vom Druckverhältnis p_1/p_2 [13] und dem Isentropenexponenten κ des Rauchgases abhängig. In Kraftwerken treten weitere Verluste durch endliche Güte der technischen Komponenten wie Turbine, Getriebe und Generator auf. Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich schließlich als Produkt der Komponentenwirkungsgrade von z. B. Turbine, Getriebe und Generator sowie des Kreisprozesses [13].

D. Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke

1) Kombiniertes Gas- und Dampfturbinen-Kreisprozess

Beim Gas- und Dampfturbinenprozess handelt es sich um die zwei kombinierten Kreisprozesse Gasturbinen- und Wasser/Dampf-Prozess. Ein Schaltbild des kombinierten GuD-Prozesses ist in ABBILDUNG 5 ersichtlich.

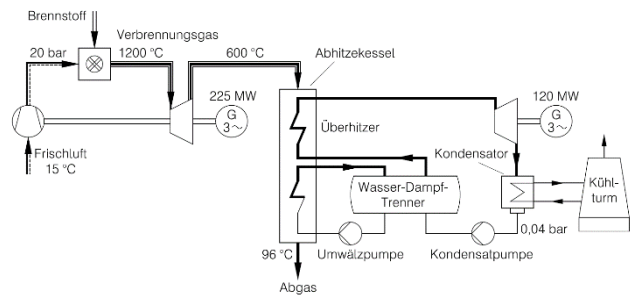


ABBILDUNG 5: SCHALTBILD DES GAS- UND DAMPFTURBINEN-KREISPROZESSES [8].

Der GT-Prozess erfolgt dabei analog zur Erläuterung in Absatz IV.C. Allerdings wird das Abgas nach der Entspannung in der Turbine nicht direkt an die Umgebung abgegeben oder zur Luftvorwärmung genutzt, sondern zur Wärmeübertragung in einen Abhitzedampferzeuger (AHDE) geleitet. Dabei überträgt das Abgas des Gasturbinenprozesses seine Abwärme auf Wasser, welches das Prozessfluid des anschließenden Dampfturbinenprozesses darstellt. Im AHDE wird dieses annähernd isobar verdampft und überhitzt. Der Dampf wird anschließend in einer Dampfturbine entspannt, welche wiederum einen Generator antreibt. Nach der Entspannung wird der Dampf im Kondensator durch Wärmeabfuhr wieder in den flüssigen Zustand kondensiert. Zur Kondensation bedarf es einer Wärmesenke, die in vielen Kraftwerken als Kühlturm realisiert wird [1]. Der Druck des flüssigen Wassers wird dann vor der Dampferzeugung im AHDE mittels Kondensatpumpe erhöht. Bei mehrstufig ausgeführten Dampfturbinen-Prozessen mit mehr als einer Expansionsstufe kann die Wärmezufuhr durch Zwischenüberhitzungen im AHDE realisiert werden. Dadurch wird die mittlere Prozesstemperatur und somit der thermische Wirkungsgrad gesteigert [1]. Der ideale Vergleichsprozess für den einstufigen Wasser/Dampfprozess ist der Clausius-Rankine-Prozess. Dieser ist zusammen mit dem Gasturbinenprozess in ABBILDUNG 6 dargestellt. Der Clausius-Rankine-Prozess besteht aus den Zustandsänderungen isentrope Druckerhöhung des Kondensats (0-1), isobare Erwärmung, Verdampfung und Überhitzung mit

Phasenwechsel des Prozessfluids (1-2), isentrope Entspannung (2-3) und isobarer Kondensation (3-0). Dieser Kreisprozess bietet durch den Phasenwechsel den Vorteil, dass die notwendige Leistungszufuhr der Kondensatpumpe zur Druckerhöhung im flüssigen Medium weitaus niedriger gestaltet werden kann, als zur Verdichtung eines dampf- oder gasförmigen Fluids wie beim GT-Prozess.

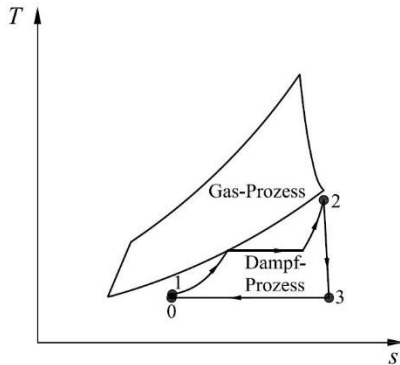


ABBILDUNG 6: T-s DIAGRAMM DES KOMBINIERTEN GAS- UND DAMPFTURBINEN-KREISPROZESSES, EIGENE DARSTELLUNG NACH [13].

In HKW mit KWK wird im Gegensatz zum reinen Kondensationskraftwerk der Dampf nicht vollständig entspannt und somit die Restwärme zur Speisung von Fernwärmeleitungen genutzt [1].

2) Effizienz des Gas- und Dampfturbinen-Kreisprozesses

Der Vorteil dieses kombinierten Kreisprozesses gegenüber dem reinen GT-Prozess stellt die Abwärmenutzung des Rauchgases im AHDE dar. Durch diese Kombination der beiden Prozesse können elektrische Wirkungsgrade mit mehr als 60 % erzielt werden [13]. Auch hier spielt die Güte der Prozesskomponenten eine Rolle [13].

E. Gasmotorenkraftwerke

In Konkurrenz zu den klassischen Turbinenkraftwerken stehen die Gasmotorenkraftwerke. Diese werden vorwiegend als BHKW mit KWK ausgeführt. Ein Vorteil gegenüber den Turbinenkraftwerken stellt dabei der modulare Aufbau und die dadurch realisierbare flexible Fahrweise dar. Wo bei Gasturbinenkraftwerken im Teillastbereich Verluste auftreten, kann durch die individuelle Regelbarkeit der einzelnen Module im Motorenkraftwerk eine optimale Betriebsweise eingestellt werden [15]. Darüber hinaus weisen Gasmotoren kürzere Anlaufzeiten auf [15]. Im Rahmen der KWK kann die Betriebsweise strom- oder wärmegeführt erfolgen [16]. Gasmotorenkraftwerke arbeiten vorwiegend nach dem Prinzip des Otto-Prozesses [1], dargestellt in ABBILDUNG 7. Zunächst wird das Kraftstoff/Luft-Gemisch im Zylinder isentrop verdichtet, indem der Hubkolben bei geschlossenen Ventilen von seinem unteren Totpunkt (U.T.) durch äußere Arbeitszufuhr zu seinem oberen Totpunkt (O.T.) bewegt wird (1-2). Dort wird das Gemisch durch eine Zündkerze entzündet, was zu einem schlagartigen Druckanstieg führt (2-3). Diese Wärmezufuhr wird idealisiert als isochor betrachtet, daher wird der Ottoprozess auch als Gleichraumprozess bezeichnet [1]. Nach der Zündung wird der Kolben durch den hohen Druck in Richtung des U.T. bewegt und verrichtet dabei Arbeit (3-4). Diese Zustandsänderung wird idealisiert als isentrope Entspannung bezeichnet. Befindet sich der

Kolben nun am U.T., werden die Auslassventile für das Abgas geöffnet. Durch die anschließende Bewegung vom U.T. zum O.T. werden die Restgase vom Kolben herausgeschoben (4-0). Am O.T. wird das Auslassventil geschlossen und das Einlassventil geöffnet, sodass bei Bewegung des Kolbens in Richtung U.T. neues Kraftstoff-/Luftgemisch in den Zylinder gesaugt wird (0-1) [1]. Der Hubkolben durchläuft daher zwei Zyklen für einen gesamten Kreisprozess. Speziell für den Gasmotor bedarf es eines Gasmischers für das Brenngas und die Verbrennungsluft [1].

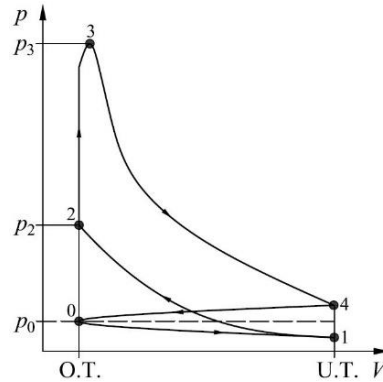


ABBILDUNG 7: p-V-DIAGRAMM DES OTTO-KREISPROZESSES, EIGENE DARSTELLUNG NACH [1].

1) Effizienz des Gasmotors

Der thermische Wirkungsgrad des idealen Ottoprozesses $\eta_{th,otto}$ unter Annahme von perfektem Gasverhalten ergibt sich aufgrund der Zustandsänderungen zu

$$\eta_{th,otto} = 1 - \frac{1}{(V_{U.T.}/V_{O.T.})^{\kappa-1}} \quad [1]. \quad (12)$$

IV. GAS-TO-POWER-TECHNOLOGIEN IN DER ENERGIEWENDE

Gas-to-Power-Technologien stellen eine Schnittstelle zur Kopplung der Energiesektoren Strom und Gas und bei KWK auch Wärme dar. Im Rahmen der Energiewende und Dekarbonisierung der Energieversorgung wird insbesondere die Verwendung erneuerbarer Gase und Wasserstoff zu einem zentralen Thema [3]. Die Gas-to-Power-Technologien Brennstoffzellen und Gaskraftwerke können je nach Leistungsklasse zentral sowie auch dezentral die „Rückverstromung“ generieren. Im Folgenden wird die jeweilige Relevanz dieser Technologien in der Energiewende und aktuelle Forschungsthemen behandelt.

A. Brennstoffzellen in der Energiewende

1) Die Rolle der Brennstoffzelle

Wie bereits erwähnt, können BZ in den verschiedensten Applikationen eingesetzt werden und somit die bisher genutzten, weniger umweltfreundlichen Technologien ablösen. Für einen großen Marktanteil an BZ-betriebenen Fahrzeugen ist eine flächendeckende Tankinfrastruktur erforderlich. Der Ausbau dieser geht stetig voran, jedes Jahr kommen weitere Wasserstofftankstellen in Deutschland dazu [17]. Aber auch die preisgünstige Anschaffung derartiger Fahrzeuge muss möglich sein, um einen schnellen Anteilsanstieg am Markt zu verzeichnen. Die Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff würde eine einfachere Prozesstechnik bei der gasseitigen Integration von BZ, sowie

von Elektrolyseuren, ermöglichen. Dies liegt am Wegfall von der Reformertechnik, da die BZ dann direkt mit Wasserstoff versorgt werden würde. Untersuchungen zur Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz [18] und Pläne zur Umstellung auf ein Wasserstoffnetz [3] sind bereits vorhanden. Brennstoffzellen werden derzeit bereits vermehrt in der Hausenergieversorgung als Mikro-BHKW [12] oder als Großkraftwerk mit Leistungen über 1 MW eingesetzt [1].

2) Aktuelle Forschungsthemen

Eine breitere Nutzung der Brennstoffzellentechnologien erfordert noch eine weitere Erforschung insbesondere geeigneter Materialien. Ziel ist es, Materialien zu finden, die unter den gegebenen Betriebszuständen eine hohe Lebensdauer aufweisen, geringe Kosten haben und dabei möglichst noch die Leistung steigern. Das Department of Energy in den USA hat für Brennstoffzellen Zielwerte für den stationären und mobilen Anwendungsfall gesteckt, die heute noch nicht immer erreicht werden [19], [20].

Ein weiteres Forschungsfeld stellt zurzeit die Möglichkeit zur reversiblen Umschaltbarkeit von PEM-FC dar. Dies bedeutet, dass die PEM-FC durch Stromaufnahme in den Elektrolysebetrieb übergehen kann [21]. Hiermit ergeben sich in einer auf Wasserstoff basierenden Energieversorgung neue Möglichkeiten, am Energiemarkt teilzunehmen. Z. B. ist ein Konzept als Notstromaggregat denkbar, bei dem die Elektrolyse die meiste Zeit am Energiemarkt teilnimmt und die Brennstoffzelle, neben der üblichen Funktionsüberprüfung für Notstromaggregate, insbesondere im Fall eines Netzausfalls einspringt [22]. Analysen zu Umschaltzeiten zwischen den Betriebsmodi und Lebensdaueruntersuchungen stehen hier noch aus.

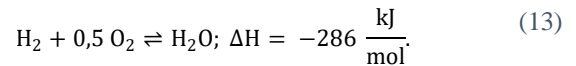
Zudem verspricht der Ansatz einer elektrisch steuerbaren Polymermembran in PEM-FC eine Verbesserung des dynamischen Verhaltens und eine (temporäre) Leistungssteigerung. Hierfür wird der bekannte Aufbau der PEM-FC um einen „Electric Field Modifier“ erweitert, mit dessen Hilfe sich ein zusätzliches elektrisches Feld an der Membran aufbauen und steuern lässt. Das Feld kann zur Manipulation des Widerstandes der Protonbewegung durch die Membran dienen und damit direkt Einfluss auf den BZ Betrieb nehmen. Diese Technologie könnte zukünftig bei speziellen Applikationen zu einer kostengünstigeren und einfacheren Netzintegration führen [23]. Dies bietet insbesondere im mobilen Anwendungsbereich große Vorteile.

B. Gaskraftwerke in der Energiewende

Die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe ist durch die Emission von Kohlenstoffdioxid nicht klimaneutral. Dennoch bestehen Potentiale für die Nutzung der Kraftwerksinfrastruktur. Diese könnte insbesondere in Hinblick auf die bevorstehenden Ausstiege aus Kern- (spätestens 2022) und Kohleenergie (spätestens 2038) eine Schlüsseltechnologie zur weiteren sicheren und schadstoffarmen Energieversorgung darstellen [24]. Ein Vorteil bestünde dabei durch den bereits bestehenden Kraftwerkspark und der vorhandenen Infrastruktur an Gasleitungen und insbesondere bei Gasmotorenkraftwerken die stark flexible Fahrweise. Im Folgenden werden Potentiale alternativer Brennstoffe wie Wasserstoff, Biogas und synthetisches Methan für Gaskraftwerke, dabei bestehende technische Herausforderungen und aktuelle Forschungsthemen aufgezeigt.

1) Einsatz von Wasserstoff

Als Alternative zum fossilen Erdgas könnte Wasserstoff (H_2) als Brennstoff in Gaskraftwerken eingesetzt werden. Die Verbrennungsreaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff lautet nach [1]



Dabei wird im Gegensatz zu der Verbrennung mit kohlenstoffhaltigen Brenngasen kein Kohlenstoffdioxid freigesetzt, wodurch Wasserstoff als klimaneutraler Brennstoff bewertet wird. Darüber hinaus ist die Gewinnung von „grünem“ Wasserstoff aus Elektrolyseprozessen, die mit überschüssigem, regenerativem Strom betrieben werden, ressourcenschonend. Durch den direkten Einsatz von Wasserstoff gegenüber synthetischem Methan in Gaskraftwerken könnte der Schritt der Methanisierung entfallen und so die Gesamteffizienz erhöht werden [25]. Allerdings kann in erdgasbasierten Kraftwerken nicht einfach eine Substitution des Brennstoffs ohne zusätzlichen technischen Aufwand erfolgen, da sowohl die zuzuführenden Brenngase als auch die aus der Verbrennung entstehenden Heißgase unterschiedliche Stoffeigenschaften aufweisen. Bei gleichbleibendem Volumenstrom durch die Turbine würde sich bei der Verbrennung mit Wasserstoff durch die niedrigere Dichte des Heißgases ein kleinerer Massenstrom einstellen, wodurch wiederum die zu gewinnende Leistung verringert werden würde. Gleichzeitig wird ein niedrigerer Luftmassenstrom benötigt, wodurch sich das Verhältnis von Verdichter- zu Turbinenleistung ändert. Die Komponenten müssen daher entsprechend für den Betrieb mit Wasserstoff in der Auslegung modifiziert werden. Bei der Verbrennung von reinem Wasserstoff treten höhere Temperaturen als bei der Verbrennung von Erdgas auf. Dies stellt insbesondere die Gestaltung, Konstruktion und Werkstoffentwicklung für Brennkammer und Turbine vor große Herausforderungen [26]. Herkömmliche Gasturbinen vertragen nur einen geringen Anteil an Wasserstoff im Erdgas. Es bedarf neuer Materialien, die gegenüber den höheren thermischen und mechanischen Belastungen Bestand haben [26]. Durch neue Ansätze in der Gestaltung der Bauteile kann deren Belastung verringert werden: Z. B. kann die Kühlung der Schaufeln, die bereits in herkömmlichen Gasturbinen essentiell für die Beständigkeit der Werkstoffe ist, durch entsprechende Anpassungen noch effizienter und zielgerichteter verlaufen. Diese komplexen Geometrien können mithilfe von 3D-Druck-Technologien realisiert werden. Bereits bestehende Gasturbinen können so durch Nachrüstung der Schaufeln für wasserstoffreiche Brenngase tauglich gemacht werden [27]. Die im Europäischen Verband „EU-Turbines“ organisierten Gasturbinenhersteller kündigten im Januar 2019 im Rahmen der Kampagne „PowerTheEU“ eine schrittweise Umstellung der Gasturbinenentwicklung auf erneuerbare Brennstoffe bis 2030 an. Im Zehnjahresplan ist dabei die Betriebsfähigkeit neu hergestellter Gasturbinen mit bis zu 20 Vol-% Wasserstoffbestandteil im Erdgas bis 2020 und die Einsatzfähigkeit der Turbinen bei der Verbrennung mit reinem Wasserstoff bis zum Jahre 2030 vorgesehen [26]. Auch soll im Rahmen des „Carbon-Free-Gas-Power-Projektes“ das GuD-Kraftwerk Magnum der Leistungsklasse 440 MW in Eemshaven in den Niederlanden vom bisherigen Erdgasbetrieb für den Wasserstoffbetrieb bis 2023 umgerüstet werden [28].

Neben Modifikationen an der eigentlichen Gasturbine besteht auch Handlungsbedarf in der Gestaltung der Brennkammer. Bei der Verbrennung von Wasserstoff stellen lokal auftretende Temperaturspitzen sowie lange Verweilzeiten in der Brennkammer Ursachen für Stickoxidemissionen dar [29]. An der TU Graz wird daher numerisch ein innovatives Verbrennungskonzept mittels Einzeldüsen zur Vermischung von Luft und Brennstoff analysiert. Dies soll zur Verkürzung der Mischstrecke und einer kompakteren Flamme mit kurzer Verweilzeit führen und damit schlussendlich die Minderung von Stickoxiden bewirken [29]. Darüber hinaus wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens „Development of smart community technology by Utilization of Hydrogen CGS (Co-Generation System)“ eine Diffusionsbrennkammer für den flexiblen Einsatz von Wasserstoff, Erdgas oder beliebiger Gemische entwickelt und deren Inbetriebnahme mit einer Wasserstoffturbine 2018 in Kobe umgesetzt [30]. Auch an der TU Berlin wird seit 2015 im Projekt „Blue Step“ die „nasse Verbrennung“, eine Verbrennung von Wasserstoff mit Wasserdampf erprobt [31]. Herausforderungen dabei bestehen bei der Ermittlung des geeigneten Verhältnisses von Wasser- und Sauerstoff [31].

Am DLR wird im Projekt „Hybrid-Kraftwerk“ die Kombination aus Mikro-Gasturbine und Brennstoffzelle erprobt [32]. Bei dieser Technologie wird verdichtete Luft durch Abgase des GT-Prozesses vorgewärmt und anschließend der Hochtemperatur-Brennstoffzelle als Sauerstoffquelle zugeführt. Daraufhin wird die Luft in der Brennkammer durch weitere Brennstoffzufuhr noch weiter erhitzt und anschließend in der Gasturbine mit einem Generator verstromt. Durch die intelligente Verschaltung der Prozesse und die dadurch resultierende Wärmeausnutzung werden Wirkungsgrade von bis zu 70 % denkbar [33].

Bei Gasmotoren, die für den Erdgasbetrieb ausgelegt sind, bedarf es neuer Umrüstungsstrategien um auch bestehende Anlagen tauglich für die Verbrennung von Brenngasen mit hohem Wasserstoffgehalt oder reinem Wasserstoff zu machen [34]. Dabei muss eine Anpassung der konstruktiven Ausgestaltung der Zylinder und Kolben erfolgen. Im Gegensatz zum reinen Erdgasbetrieb bestehen bei der Verbrennung von wasserstoffreichem Brenngas hohe Zündgrenzen, weshalb bei der Einblasung in die Vorkammer keine Betriebssicherheit gewährleistet werden kann. Daher muss ein Konzept mit offenem Brennraum verfolgt werden. Die notwendige Turbulenz kann dabei durch Asymmetrien in der Kolbenmulde und eine drallerzeugende Zylinderform erreicht werden [34]. Eine weitere Herausforderung ist die zuverlässige Gemischbildung und das Verhindern unkontrollierter Selbstentzündungsvorgänge, welche durch die deutlich schnellere Verbrennung ohne erkennbares Klopfen auftreten. Diese irregulären Verbrennungszyklen müssen mithilfe eines zylinderdruckgeführten Regelkonzeptes frühzeitig erkannt und vermieden werden [34].

Eine weitere Herausforderung für die Nutzung von Wasserstoff in Gaskraftwerken stellt außerdem die Bereitstellung des Brenngases dar: Im Gegensatz zur gut ausgebauten leitungsgebundenen Erdgasinfrastruktur, bedarf der Einsatz von Wasserstoff bisher noch großen, separaten Speichern [25]. Mit einer ausgebauten Wasserstoffinfrastruktur, wie sie bereits geplant wird [3], würde die Notwendigkeit von Speichern hinfällig werden. Die Gewinnung des Wasserstoffs könnte in der einfachsten Umsetzung auch lokal durch Elektrolyseure geschehen. Im

österreichischen GuD-Kraftwerk Mellach wird ebenfalls der anteilige Ersatz von fossilem Erdgas durch Wasserstoff geprüft. Hier wird für die Bereitstellung des Wasserstoffs zur Beimischung eine Hochtemperatur-Elektrolyse-Anlage errichtet, deren Betrieb mit überschüssigem Wind und Solarstrom erfolgen soll. Diese ist außerdem reversibel als Brennstoffzelle einsetzbar, um zur Eigen- oder Notstromversorgung elektrische Leistung und Wärme aus Erdgas zu gewinnen [35].

2) Einsatz von Biogas

Biogas wird aus dem Vergärungsprozess von Biomasse jeglicher Art gewonnen. Rohstoffe dafür können neben biomassehaltigen Reststoffen, wie Bioabfall und Klärschlamm, auch anfallende Gülle, Pflanzenreste oder gezielt angebaute Energiepflanzen darstellen [36]. Aufgrund der vielfältigen Herkunft der Rohstoffe kann die Zusammensetzung von Biogas stark variieren. Durch Gasaufbereitung kann aus inhomogenem Biogas Biomethan generiert werden. Dieses kann in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden. Prozessschritte der Aufbereitung von Biogas bis hin zur Einspeisung von Biomethan bestehen im Allgemeinen aus Entschwefelung und Gastrocknung zur Vermeidung von Korrosion durch Schwefelwasserstoffe oder Wasser, Abtrennung von Kohlenstoffdioxid, Konditionierung zur Anpassung des Brennwertes über die Gaszusammensetzung, Odorierung und Verdichtung auf Leitungsdruck [36]. Die Kriterien und Bedingungen zur Gasbeschaffenheit und -qualität sind in den DVGW-Regelwerken G 260 (A) und G 262 (A) festgelegt [37], [38]. Dabei muss eine kontinuierlich homogene Beschaffenheit des Bezugsgases für die Verbraucher sichergestellt sein, was durch messtechnische Überwachung des Brennwertes realisiert wird [36]. Im Zuge einer ordnungsgemäßen Einspeisung von Biomethan in die bestehende Infrastruktur werden alle Erdgasverbraucher erschlossen, daher bedarf es keines zusätzlichen Handlungsbedarfs für Kraftwerksbetreiber als Bezieher.

3) Einsatz von synthetischem Methan

Als synthetisches Methan soll hier methanisierter Wasserstoff, der aus Elektrolyseverfahren gewonnen wurde, bezeichnet werden. Dieses wird auch als erneuerbares Methan bezeichnet, wenn es ausschließlich durch Strom aus erneuerbaren Energien generiert wird und bietet somit eine stoffgebundene Art der Speicherung für überschüssigen Strom. Die entsprechenden Kriterien zur Einspeisung von synthetischem Methan liegen ebenfalls dem DVGW-Regelwerk zu Grunde [37], [38]. Der Kohlenstoff für die Methanisierung kann dabei durch Abscheideprozesse von CO₂ aus Kohlekraftwerken oder Biogasanlagen gewonnen werden. Es besteht ein Patent für ein GuD-Methankraftwerk: Dieses soll mit synthetischem Methan betrieben werden, welches lokal aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff mit CO₂ erzeugt wird, das durch den Kraftwerksprozess selbst aus dem Abgas gewonnen worden ist und in unterirdischen Lagerstätten zwischengespeichert wird. Dadurch wird das Treibhausgas dauerhaft im Kreis geführt und somit der Umwelt entzogen [39].

LITERATUR

- [1] R. Zahoransky, H.-J. Allelein, E. Bollin, H. Oehler und U. Schelling, *Energietechnik, Systeme zur Energieumwandlung*, Kompaktwissen für Studium und Beruf, 5. Auflage, Vieweg + Teubner Verlag, 2010.

- [2] T. Schütte, *Leitungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa*, Elektrizität, Erdgas und Fernwärme, T. Schütte, Hrsg., Wiesbaden: Springer Vieweg, 2019.
- [3] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., „Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030,“ Berlin, 2020.
- [4] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik - Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [5] H. Watter, *Energiesysteme: Systemtechnik und Beispiele nachhaltiger Energiesysteme aus der Praxis*, 3 Hrsg., Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [6] V. Quaschnig, *Erneuerbare Energien und Klimaschutz: Hintergründe, Techniken, Anlagenplanung, Wirtschaftlichkeit*, 2 Hrsg., München: Carl Hanser Verlag, 2010.
- [7] R. O’Hayre, S.-W. Cha, W. Colella und F. B. Prinz, *Fuel Cell Fundamentals*, New York: John Wiley & Sons, 2016.
- [8] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9. aktualisierte und korrigierte Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [9] [Online]. Available: <https://www.enbw.com/energieentdecken/energieerzeugung/konventionelle-erzeugung/>. [Zugriff am 6 Oktober 2020].
- [10] [Online]. Available: <https://www.hutter-frei.com/kombi-gud-heizkraftwerke,8.html>. [Zugriff am 23 Oktober 2020].
- [11] „Bundesnetzagentur,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. [Zugriff am 15 Oktober 2020].
- [12] T. Badenhop und M. Schellen, „Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven*, 2. Auflage, J. Lehmann, Hrsg., Berlin, Springer Vieweg, 2017.
- [13] C. L. u. J. S. (Hrsg.), *Stationäre Gasturbinen*, 3. Auflage, Berlin: Springer Vieweg, 2019.
- [14] H. D. Baehr und S. Kabelac, *Thermodynamik, Grundlagen und technische Anwendungen*, 16., aktualisierte Auflage, Berlin: Springer Vieweg, 2016.
- [15] [Online]. Available: <https://www.bayern-innovativ.de/seite/gaskraftwerke>.
- [16] [Online]. Available: <https://www.energate-messenger.de/news/183961/kraftwerke-im-bau--teil-2-gasmotorenkraftwerke>.
- [17] H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG, „H2 tanken - Wasserstoffmobilität beginnt jetzt,“ [Online]. Available: <https://h2.live>. [Zugriff am 22 Oktober 2020].
- [18] T. Lindemann, „Lokale Wärmeversorgung mit bis zu 30% Wasserstoff,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz: Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2019, pp. 99-102.
- [19] U.S. Department of Energy, „DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems and Stacks for Transportation Applications,“ [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-and-stacks-transportation-applications>. [Zugriff am 14 Oktober 2020].
- [20] U.S. Department of Energy, „DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems for Stationary (Combined Heat and Power) Applications,“ [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-stationary-combined-heat-and-power>. [Zugriff am 14 Oktober 2020].
- [21] B. Paul und J. Andrews, „PEM unitised reversible/regenerative hydrogen fuel cell systems: State of the art and technical challenges,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 585-599, November 2017.
- [22] R. Hankers, S. Best, C. Cosse und D. Schulz, „Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz: Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft*, Bd. 1, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2019, pp. 116-121.
- [23] M. Schumann, F. Grumm, J. Friedrich und D. Schulz, „Electric Field Modifier Design and Implementation for Transient PEM Fuel Cell Control,“ *WSEAS TRANSACTIONS on CIRCUITS and SYSTEMS*, pp. 55-62, 2019.
- [24] [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/energiewende/energie-erzeugen/moderne-kraftwerke-bilden-bruecke-404310>. [Zugriff am 23 Oktober 2020].
- [25] [Online]. Available: https://www.energielexikon.info/gas_und_dampf_kombikraftwerk.html.
- [26] [Online]. Available: <https://www.zfk.de/energie/gas/artikel/europaeische-gasturbinen-industrie-verpflichtet-sich-fuer-das-erneuerbare-zeitalter-2019-01-24/>. [Zugriff am 6. Oktober 2020].
- [27] [Online]. Available: <https://www.nzz.ch/wissenschaft/forscher-machen-gasturbinen-fit-fuer-wasserstoff-und-energiewende-ld.1494462>. [Zugriff am 6 Oktober 2020].
- [28] [Online]. Available: <https://www.hzwei.info/blog/2018/09/13/wasserstoff-statt-methan-im-kraftwerk/>.
- [29] O. Borm und K. Eckerstorfer, „Numerische Untersuchung einer schadstoffarmen Wasserstoffbrennkammer für Kleingasturbinen,“ Technische Universität Graz.
- [30] [Online]. Available: https://www.kawasakigasturbine.de/files/Entwicklungen_zur_Wasserstoff-Gasturbine.pdf. [Zugriff am 23 Oktober 2020].
- [31] [Online]. Available: <https://www.hzwei.info/blog/2016/06/14/tuberlin-erforscht-nasse-verbrennung/Hybrid.> [Zugriff am 6 Oktober 2020].
- [32] DLR, [Online]. Available: https://www.dlr.de/next/desktopdefault.aspx/tabid-6327/11173_read-25485/. [Zugriff am 5. Oktober 2020].
- [33] DLR, [Online]. Available: https://www.dlr.de/next/desktopdefault.aspx/tabid-6748/11089_read-25486/. [Zugriff am 5 Oktober 2020].
- [34] S. Laiminger, M. Url, K. Payrhuber und M. Schneider, „Wasserstoff für Gasmotoren – Kraftstoff der Zukunft,“ *MTZ worldwide*, Bd. 81, Jahrgang, Nr. 05/2020, pp. 66-71, 2020.
- [35] [Online]. Available: https://www.stadt-und-werk.de/meldung_31231_Wasserstoff+im+GuD-Kraftwerk.html. [Zugriff am 1 Oktober 2020].
- [36] M. Kaltschmitt und H. Hartmann, *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, H. Hofbauer, Hrsg., Berlin, Heidelberg: Springer, 2009.
- [37] DVGW, *Technische Regel- Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2013.
- [38] DVGW, *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2011.
- [39] [Online]. Available: https://www.handelsblatt.com/technik/das-technologie-update/energie/power-to-gas-das-wohl-sauberste-gaskraftwerk-der-welt/v_detail_tab_print/9950478.html.
- [40] J. Zhang und e. al., „High temperature PEM fuel cells,“ *Journal of Power Sources*, pp. 872-891, 6 Oktober 2006.

Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs mit regenerativem Strom

Marc Schumann^{*,‡}, Maik Plenz[‡], Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*marc.schumann@hsu-hh.de

[‡]Diese Autoren haben in gleichem Maße an diesem Beitrag mitgewirkt

Kurzfassung – Während der Anteil an erneuerbaren Energien zur Deckung des Strombedarfs stetig und rasant steigt, ist dies bei der Deckung des Wärmebedarfs bisher nur sehr langsam der Fall. Wärmepumpen sind geeignete Heizsysteme zur Deckung des Wärmebedarfs. Dabei nutzen Wärmepumpen hauptsächlich natürliche Wärmequellen, wie die Umgebungsluft, das Grundwasser oder das Erdreich, und zusätzlich noch elektrische Energie. Die elektrische Energie stammt idealerweise aus erneuerbaren Energiequellen, sodass das Gesamtsystem umweltfreundlich und nachhaltig heizt. Zunächst erfolgt eine Erklärung des allgemeinen Funktionsprinzips einer Wärmepumpe und eine Vorstellung der verschiedenen, in Deutschland üblichen Wärmequellen. Anschließend wird eine vereinfachte Methode zur Abschätzung der benötigten Wärmepumpenleistung eines Hauses vorgestellt. Aktuelle Forschungshemen schließen den Beitrag ab.

Stichworte – Wärmepumpe, Sektorkopplung, Power-to-Heat, Wärmepumpendimensionierung

NOMENKLATUR

COP	Leistungszahl (engl.: Coefficient of Performance)
EM	Elektromotor
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
JAZ	Jahresarbeitszahl
WP	Wärmepumpe
A	Fläche
f	Zusätzlicher Faktor
H_T	Transmissionswärmeverlustkoeffizient
N_{Bew}	Anzahl der Bewohner
Q_{th}	Thermische Energie
t	Zeit
U_{WBT}	Wärmedurchgangskoeffizient
\dot{V}_L	Luftvolumenstrom
V_R	Volumen eines Raumes
W_{el}	Elektrische Arbeit
Φ	Thermische Leistung / Heizlast
θ	Temperatur

I. EINLEITUNG

Die nach dem Klimaschutzplan 2050 aufgestellten Ziele im Gebäudesektor weisen einen geplanten CO₂-Ausstoß von maximal 72 Mio. t bis 2030 auf [1]. Zur Umsetzung dieser Ziele wird aktuell an einer neuen Verschärfung der Regelung gearbeitet (GEG 2019 - GebäudeEnergieGesetz 2019), die zukünftig noch effizientere Heizungssysteme beim Neubau fordert [2]. Im Gebäudebestand dominieren gegenwärtig Gas- und Ölheizungen. Beim Austausch ineffizienter, alter Beheizungssysteme wird derzeit zu 5 % auf Wärmepumpen (WP) umgestiegen, beim Neubau entscheiden sich mindestens 35 % der zukünftigen Ein- und Zweifamilienhausbesitzer (EZFH-Besitzer) für eine WP. Der Bestand beläuft sich (Stand 2018) auf 0,8 Mio. Anlagen [3]. Prognostiziert wird ein Anstieg bei EZFH auf bis zu 7,9 Mio. Anlagen (siehe TABELLE I).

TABELLE I: SZENARIEN ZUR ENTWICKLUNG DER ANZAHL INSTALLIERTER WÄRMEPUMPEN IN DEUTSCHLAND.

Szenario	Prognose	Quelle
Trend	2,0 Mio.	[4], [5]
Szenario 80%	5,4 Mio.	[1], [6]
Szenario 95%	7,0 Mio.	[1]
dena (Min-Max)	1,6 - 7,9 Mio.	[7]

II. FUNKTIONSPRINZIP

Im Kreislauf einer Kompressionswärmepumpe zirkuliert ein Kältemittel, welches dabei abwechselnd den Aggregatzustand flüssig und gasförmig annimmt [8]. Hierfür wird ein Kältemittel anstelle von Wasser genutzt, da es einen geringeren Siedepunkt aufweist und so bereits bei geringeren Umgebungstemperaturen verdampft. Das Kältemittel durchläuft periodisch die folgenden vier Schritte: Verdampfung, Verdichtung, Kondensation und Expansion [8]. In der ABBILDUNG 1 wird das Funktionsprinzip dargestellt. Zur Verdampfung nimmt das flüssige Kältemittel die Wärme des Umgebungsmediums, also der Wärmequelle, auf und wechselt in den gasförmigen Zustand. Bei der anschließenden Verdichtung wird dem Verdichter elektrische Energie zugeführt und damit das Kältemittel auf ein höheres Druck- und Temperaturniveau angehoben. Im idealen Fall wird hierbei elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt und so der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des

Wärmebedarfs gesteigert. Nach der Verdichtung gibt das Kältemittel die Energie z. B. an einen Heizkreislauf ab und kondensiert dabei. Abschließend wird das Kältemittel über eine Drossel entspannt und der Kreislauf beginnt erneut [8].

Energetisch betrachtet wird bei Verwendung dieser Technologie der größte Teil aus der Umwelt genutzt und nur ein kleinerer Anteil entstammt der zugeführten elektrischen Energie. Umso größer der Anteil aus der Wärmequelle ist, umso effizienter arbeitet die WP. Diese sogenannte Leistungszahl *COP* (engl. für Coefficient of Performance) wird mit Gleichung (1) berechnet

$$COP = \frac{Q_{th}}{W_{el,Verdichter}} \quad (1)$$

und berücksichtigt das Verhältnis aus der nutzbaren thermischen Energie Q_{th} und der eingesetzten elektrischen Energie des Verdichters $W_{el,Verdichter}$ [8]. Die erreichbare Leistungszahl ist unter anderem auch von der Wärmequelle abhängig. Moderne Anlagen können unter Laborbedingungen Leistungszahlen von vier bis fünf erreichen. Eine bessere Vergleichbarkeit ergibt sich mit der Jahresarbeitszahl *JAZ* [8]:

$$JAZ = \frac{Q_{th}}{W_{el,Verdichter} + W_{el,Steuerung} + W_{el,Pumpe}} \quad (2)$$

Diese ergibt sich aus dem Verhältnis über dem Jahr abgegebener Heizwärme zur aufgenommenen elektrischen Energie und berücksichtigt neben dem Verdichter auch den Energiebedarf von Hilfsanlagen, wie z. B. Pumpen und der Steuerung. Die Nutzung der *JAZ* ermöglicht eine Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Wärmequellen. Jahresarbeitszahlen von WP liegen meistens zwischen drei und vier. Im Grunde genommen bedeutet dies, dass eine WP den Wärmebedarf zu drei bis vier Anteilen aus einer Wärmequelle und zu einem Anteil aus elektrischer Energie deckt. Damit stellen sie eine sehr effiziente Technik zum Heizen von Gebäuden dar.

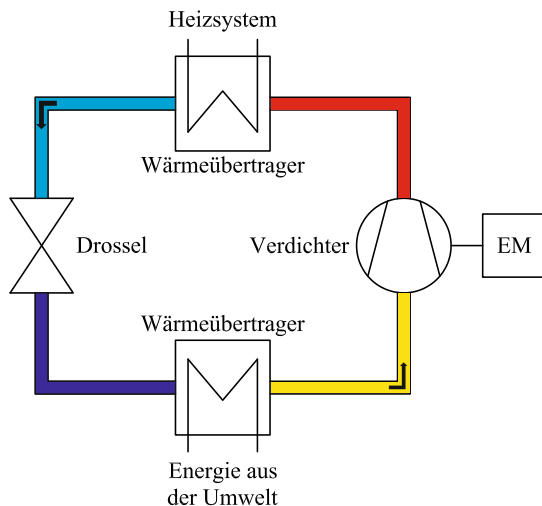


ABBILDUNG 1: FUNKTIONSPRINZIP EINER KOMPRESSIONSWÄRMEPUMPE MIT EINEM ELEKTROMOTOR (EM). Das Farbschema indiziert die Kältemitteltemperatur, von dunkelblau (sehr kalt) bis rot (heiß).

III. WÄRMEQUELLEN

Im Folgenden werden die Konzepte zur Nutzung der verschiedenen Wärmequellen vorgestellt. Die Benennung von Wärmepumpen erfolgt nach DIN EN 14511-1, in dem an erster Stelle der Wärmeträger für den Außenwärmeüberträger

und an zweiter Stelle der Wärmeträger für den Innenwärmeüberträger angegeben wird [9].

A. Luft/Wasser-Wärmepumpe

Bei diesem Typ Wärmepumpe dient (Außen-)Luft als Wärmequelle. Hierbei saugt ein Ventilator die Luft an und leitet sie zu der WP. ABBILDUNG 2 zeigt das Konzept einer Luft/Wasser-Wärmepumpe. Das Kältemittel in der WP entzieht der Außenluft Energie in Form von Wärme und verdampft dabei [10].

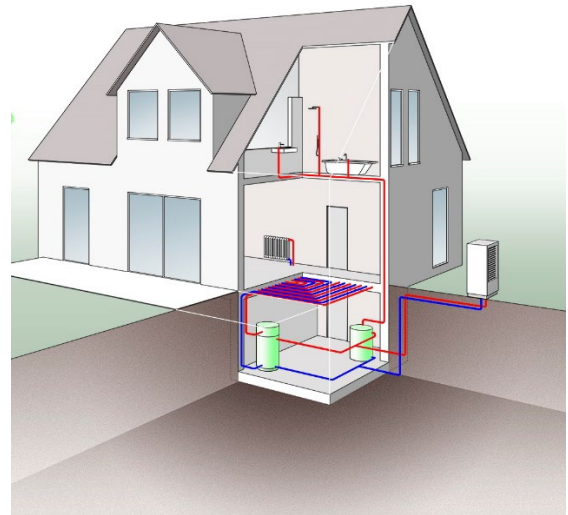


ABBILDUNG 2: DARSTELLUNG EINER LUFT/WASSER-WÄRMEPUMPENANLAGE, ENTNOMMEN AUS [11].

Bei der Wahl des Standortes des Ventilators muss berücksichtigt werden, dass der Betrieb des Ventilators zu erhöhten Schallemissionen führen kann [10]. Prinzipiell kann der Ventilator sowohl innerhalb als auch außerhalb des Gebäudes aufgestellt werden. Wichtig ist, dass ein „Kurzschluss“ im Luftstrom vermieden wird, bei dem der Ventilator die bereits genutzte Luft direkt wieder einsaugt. Um dies zu verhindern, wird die Luft anderenorts ausgeblasen als sie eingesogen wird.

B. Wasser/Wasser-Wärmepumpe

Bei einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe wird das Grundwasser als Wärmequelle genutzt. Zur Erschließung dieses werden zwei Brunnen benötigt, ein Förder- und ein Schluckbrunnen. Zwischen den Brunnen sollte ein Abstand von mindestens elf Metern sein. Um hier die Wiederverwendung des bereits genutzten Wassers zu verhindern, muss die Fließrichtung des Grundwassers beachtet werden. In Fließrichtung wird zunächst der Förderbrunnen und anschließend der Schluckbrunnen installiert. Über den Förderbrunnen wird das Grundwasser zur WP gefördert und überträgt im Verdampfer Energie in Form von Wärme an das Kältemittel. Anschließend wird das Grundwasser durch den Schluckbrunnen wieder zurück ins Erdreich geleitet, siehe ABBILDUNG 3. Bei diesem WP-Konzept können hohe Jahresarbeitszahlen erreicht werden, da das Grundwasser eine ganzjährig relativ konstante Temperatur von etwa 10 °C besitzt [11, 12].

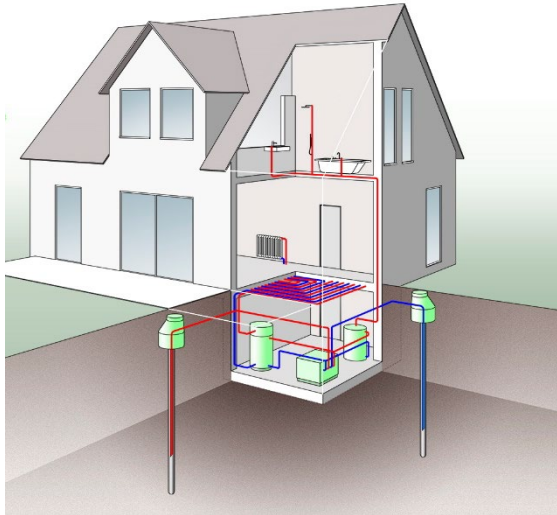


ABBILDUNG 3: DARSTELLUNG EINER WASSER/WASSER-WÄRMEPUMPENANLAGE ZUR NUTZUNG DES GRUNDWASSERS, ENTNOMMEN AUS [11].

Für die Nutzung des Grundwassers als Wärmequelle ist vorab eine kostenpflichtige Überprüfung durch die zuständigen Behörden notwendig. Beim Einsatz einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe ist insbesondere auf die Wasserqualität und die Förderhöhe zu achten. Ist das Grundwasser zu eisen- bzw. manganhaltig, führt dies schnell zu einer „Verockerung“ des Grundwassers und damit zu einer Verschlammung des Wärmeübertragers. Zu tiefe Förderhöhen senken die Jahresarbeitszahlen, da größere Förderpumpenleistungen benötigt werden.

C. Sole/Wasser-Wärmepumpe

Eine weitere und sehr häufig genutzte Wärmequelle ist das Erdreich. Hier gibt es zwei typische Konzepte zur Nutzung der Erdwärme, die Installation von Erdwärmekollektoren nach ABBILDUNG 4 und die Installation von Erdwärmesonden ähnlich der Darstellung von ABBILDUNG 3.

Erdwärmekollektoren bestehen aus vielen Rohrkreisen, welche zwischen 1,2 und 1,5 m tief unter der Erde vergraben sind. Damit liegen sie unterhalb der Frostgrenze und sind vor Beschädigungen durch Einfrieren geschützt. Der Abstand zwischen zwei Rohrschleifen liegt typischerweise zwischen 0,3 und 0,8 m. Durch die Rohre fließt meistens eine Sole, ein Gemisch aus Wasser mit bis zu 30-35 % Frostschutzmittel. Während des Durchfließens der Rohre nimmt die Sole Energie aus dem Erdreich auf und erwärmt sich. In der WP wird die Energie dann an das Kältemittel abgegeben. Durch die relativ geringe Tiefe der Kollektoren schwankt die Temperatur in diesem Bereich des Erdreiches über das Jahr gesehen. Damit verbunden sind Schwankungen in der Effizienz der WP [8]. Die maximale Wärmeentzugsleistung ist ortsabhängig und wird beeinflusst durch z. B. den Bodentyp und dem Feuchtegehalt des Bodens. Die Fläche, auf der die Erdwärmekollektoren verlegt sind, sollte nicht versiegelt und nicht mit tief wurzelnden Pflanzen begrünt sein. Für Erdwärmekollektoren besteht eine Anzeigepflicht, eine gesonderte Genehmigung ist nicht notwendig [13].

Beim Konzept mit Erdwärmesonden werden bis zu 100 m tiefe Bohrungen in das Erdreich eingebracht [14] und in diese

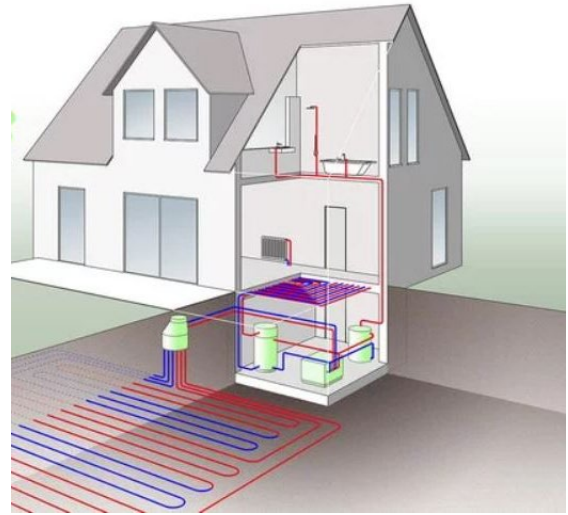


ABBILDUNG 4: DARSTELLUNG EINER SOLE/WASSER-WÄRMEPUMPENANLAGE MIT ERDWÄRMEKOLLEKTOR, ENTNOMMEN AUS [11].

anschließend ein bis zwei U-Rohre aus Kunststoff installiert. Durch diese U-Rohre pumpt eine Solepumpe die Sole, welche die Energie aus dem Erdreich aufnimmt. Zur Verbesserung der Wärmeübertragung werden die Bohrungen mit gut wärmeleitenden Materialien verfüllt [8]. Abhängig von der Heizleistung und den Eigenschaften des Untergrunds werden Tiefe und Anzahl an Bohrungen bestimmt. Bohrungen mit mehr als 100 m Tiefe erfordern bergrechtliche Genehmigungen. Aber auch bei geringeren Tiefen sind Genehmigungen einzuholen, die beispielsweise den Grundwasserschutz betreffen [15].

IV. VEREINFACHTES VERFAHREN ZUR AUSLEGUNG EINER WÄRMEPUMPE

Die Heizlast Φ_{GES} gibt den Wärmeleistungsbedarf (in W) für Raumheizungen an. Sie setzt sich aus den Transmissions- Φ_{T} und Lüftungsverlusten Φ_{L} sowie dem Aufheizzuschlag Φ_{H} zusammen. Bei Bedarf umfasst eine Zusatzleistung Φ_{Z} die Wärmeleistung zur Warmwasserbereitstellung. Die Betragsermittlung in Gleichung (3) stellt sicher, dass die bei hohen Außentemperaturen von der Wärmepumpe erbrachte Kühlleistung nicht zu negativen thermischen und damit elektrischen Lasten führt. Um eine aktive Kühlung realisieren zu können, muss die Wärmepumpe über einen umkehrbaren Kältekreislauf verfügen.

$$\Phi_{\text{GES}} = |\Phi_{\text{T}} + \Phi_{\text{L}} + \Phi_{\text{H}}| (+\Phi_{\text{Z}}). \quad (3)$$

Nach DIN 12831 muss die Heizlast für jeden Raum berechnet und für ein Haus summiert werden. Zur Ermittlung der aus der Heizlast resultierenden elektrischen Last wird ein auf Matlab basierendes Wärmepumpenmodul eingeführt. Da normalerweise zur exakten Ermittlung die Kennwerte (wie Baumaße, Raumzahlen, Baumaterialien) und Anwendungshinweise (wie Flächennutzung, Konditionierung von Räumen) eines jeden Hauses benötigt werden, wird in diesem Beitrag ein demgegenüber vereinfachtes Verfahren vorgestellt und detailliert ausgeführt. Es eignet sich zur vereinfachten Berechnung der Auslegung einer WP und kann, unter Zuhilfenahme weniger zu ermittelnder Größen, für eine schnelle Betrachtung hilfreich sein.

Das Verfahren benötigt nur einzelne zusätzliche Kennwerte, wie Baujahr des Hauses, Grundfläche, Wohnraum oder Sperrzeiten des Netzbetreibers, um eine Bestimmung der elektrischen Bedarfslast der Wärmepumpe (auf 15-min-Basis) zu ermöglichen. Hierfür wird auf die bestehende Gleichung (3) zurückgegriffen und die Zusammensetzung einzelner Größen nachfolgend ausgeführt.

Die Transmissionsverluste Φ_T setzen sich zusammen aus den Transmissionswärmeverlustkoeffizienten H_T des Raumes sowie der Temperaturdifferenz (innen θ_i und außen θ_a). Die Indizierung für beheizte Räume hat folgende Bedeutung:

- ia: Wärmeverlust nach außen (a),
- iu: Wärmeverlust in unbeheizte oder weniger beheizte Räume (u) und
- ie: Wärmeverlust in Richtung des Erdreiches (e).

$$\Phi_T(t) = H_T \cdot (\theta_i(t) - \theta_a(t)) \quad (4)$$

$$H_T = H_{T\text{ia}} + H_{T\text{iu}} + H_{T\text{ie}} \quad (5)$$

Die direkten Wärmeverluste an die Umgebung $H_{T\text{ia}}$ ermitteln sich aus den mittleren Bauteilflächen A_{BT} , deren Wärmedurchgangskoeffizienten, auch U-Werte genannt, UW_{BT} , und einem Zuschlagsfaktor für Wärmebrücken ($f_{ia} = 0,1 \text{ W/m}^2\text{K}$).

$$H_{T\text{ia}} = \sum (A_{BT} \cdot (UW_{BT} + f_{ia})) \quad (6)$$

Die Grundflächen der zu analysierenden Wohnhäuser können ggf. aus den GIS-Daten des Netzbetreibers, den Informationen des Statistischen Bundesamtes oder auch direkt bei Google Maps entnommen werden. Diese werden dann mittels Umrechnungsfaktoren auf typische Raumgestaltungen und -flächen verschiedener Häusertypen angepasst. Die zugehörigen U-Werte für z. B. Dächer, Außenwände oder Fenster werden je nach Bau- und Renovierungsjahr ermittelt und mit dem Faktor beaufschlagt [16]. Das gleiche Vorgehen findet bei unbeheizten Räumen $H_{T\text{iu}}$ und dem Erdreich $H_{T\text{ie}}$ statt. Hierfür können ggf. auch feste Faktoren zum Verhältnis bewohnter Fläche/unbewohnter Fläche oder Mittelwerte angenommen werden.

Der Lüftungswärmeverlust Φ_L definiert die Wärmemenge, die durch temporäre Zirkulation t_L eines Luftvolumenstroms \dot{V}_L in einem Raum mit dem Volumen V_R , mit der Außenwelt verloren geht.

$$\Phi_L(t) = \dot{V}_L \cdot 0,34 \cdot \left(\frac{1}{t_L} \cdot \sum_{n=1}^{t_n} (\theta_i(t_n) - \theta_a(t_n)) \right) \quad (7)$$

$$\dot{V}_L = 0,8 \cdot V_R \cdot t_L \quad (8)$$

Die Mindestluftwechseldauern für verschiedene Raumtypen sind integriert und finden sich ebenfalls in DIN 12831. Der Aufheizzuschlag Φ_H gilt nur in Gebäuden mit unterbrochenem Heizbetrieb, ausgelöst durch z. B. Sperrzeiten, Abwesenheit oder aus ökonomischen Gründen. Sogenannte Sperrzeiten sind vom Verteilnetzbetreiber (VNB) festgelegte Abschalt Dauern, an denen die WP aufgrund einer prognostizierten Netzhöchstlast abgeschaltet werden muss.

Im Falle eines typischen Mitteldeutschen Flächennetzbetreibers lag dieser Zeitraum im Jahr 2017 zwischen 11:30 - 12:30 Uhr und 17:45 - 19:15 Uhr (t_S). Für eine Gebäudebetrachtung müssen zusätzlich Verteilungsverluste eingepreist werden, die die Luftzirkulation darstellen. Abgedeckt wird dies durch einen Aufschlagsfaktor ($0,15 \leq f_A \leq 0,5$), der abhängig vom Baujahr des Hauses ist.

$$\Phi_H = (\Phi_T \cdot \Phi_L) \cdot f_A \quad (9)$$

Unter der Annahme einer monovalenten Betriebsweise $t_d = 24 \text{ h}$ führen Sperrzeiten des VNB und der Warmwasserbedarf zu einer Erhöhung der zu installierenden Heizleistung (Zusatzleistung: Φ_Z). Die benötigte Wärmeleistung zur Warmwasserbereitstellung hängt von der Anzahl der Bewohner im Haushalt N_{Bew} und dem gewünschten Warmwasserkomfort ab. Überschlägig wird pro Person bei ca. 50 l Warmwasser mit 45 °C mit einer Wärmeleistung von 0,25 kW gerechnet [3].

$$\Phi_Z = \begin{cases} N_{Bew} \cdot 250 \text{ W, falls Warmwasser} \\ 0 \text{ W, falls kein Warmwasser} \end{cases} \quad (10)$$

Zur einfachen, schnellen Bestimmung der Heizlast und zum Vergleich der komplexen Berechnungsmethode nach Gleichung (3) kann Gleichung (11) verwendet werden. Hierbei wird die spezifische Bebauungsfläche A_{Grund} als Grundlage mit einem Dimensionierungsfaktor f_{HH} , auszugsweise in Gleichung (12), herangezogen [17].

$$\Phi_{GES(\text{Schätzung})} = \Phi_{S1} + \Phi_{S2} \quad (11)$$

$$\Phi_{S1} = A_{Grund} \cdot f_{HH} \quad (12)$$

$$f_{HH} = \begin{cases} 15 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \text{Passivhaus} \\ 30 - 50 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \text{Neubau (EnEV 2016)} \\ 50 - 70 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \text{Altbau (WSchVO 1995)} \\ 70 - 90 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \text{Altbau (Dämmung)} \\ > 90 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \text{Altbau (ohne Dämmung)} \end{cases}$$

$$\Phi_{S2} = \Phi_{S1} \cdot \left(\frac{t_d}{t_d - \sum t_S} - 1 \right) + \Phi_Z \quad (13)$$

Diese Grobschätzung führt im Vergleich zur vorgeschlagenen Berechnungsweise nach Gleichung (3) zu Abweichungen bis maximal 15 %. Es muss erwähnt werden, dass beide Vorgehen nicht zur Bestimmung des dynamischen Heizlastbedarfes für ein spezifisches Gebäude dienen können, da hierfür komplexere Berechnungsschritte und eine genauere Datengrundlage notwendig sind. Da eine monovalent betriebene WP deutlich größer ausgelegt werden muss, kann zu Optimierungszwecken eine zusätzliche Heizspirale implementiert werden. Diese dient als Unterstützung bei sehr kalten oder stark schwankenden Außentemperaturen und bei einem hohen Warmwasserbedarf. Der Deckungsanteil der Wärmepumpe wird so gewählt, dass die Zusatzheizung an weniger als 5 % aller Tage genutzt wird [16]. Bei Bedarf ermöglicht ein angeschlossener Wärmespeicher eine temporäre Entkopplung vom Strombezug, was ein Potential für Lastverlagerungen bietet.

Für ein Beispielhaus mit den folgenden Angaben, wird eine Darstellung der 15-min elektrischen Last einer Luft/Wasser-WP sowie der Heizlast mittels eines selbstentwickelten Wärmepumpentools (auf Basis von Mathworks Matlab) berechnet:

- Rauminnentemperatur: 20 °C
- Auslegungstemperatur: -16 °C (Region: SA, BB, TH, SN)
- Typ: Einfamilienhaus
- Baujahr: 1987
- Geschosse: 2
- Wohnfläche: 100 m²
- Bewohner: 4
- Warmwasserbedarf
- Monovalenter Betrieb

Die Sperrzeiten sind die bereits genannten Zeiten des Flächennetzbetreibers,

$$(t_s) = 11:30 - 12:30 \text{ Uhr und } 17:45 - 19:15 \text{ Uhr.}$$

Die Gleichung (11) zur schnellen Schätzung der Heizlast führt zu einem Betrag an maximaler Heizlast von $\Phi_{\text{GES(Schätzung)}} = 16 \text{ kW}_{\text{th}}$, währenddessen die Berechnung nach Gleichung (3) zu einer Heizlast von $\Phi_{\text{GES}} = 16,3 \text{ kW}_{\text{th}}$ führt. In ABBILDUNG 5 wird der resultierende elektrische Leistungsbezug dargestellt.

V. OFFENE FORSCHUNGSFRAGEN

Im Bereich der WP zur Wärmeversorgung in Haushalten werden in [18] verschiedene Forschungsbedarfe aufgeführt: Ein Fokus liegt bei der Anlagenplanung für die Nutzung natürlicher Kältemittel, wie z. B. Ammoniak, da diese einen

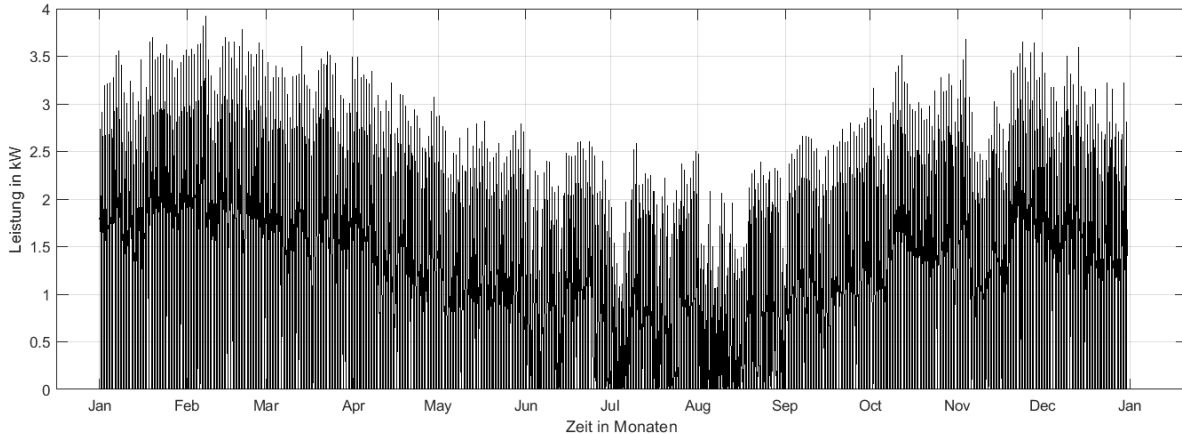


ABBILDUNG 5: ENERGETISCHER VERBRAUCH DES BEISPIELHAUSES ÜBER EIN JAHR.

geringeren Einfluss auf das Klima haben. Allerdings müssen hier Anpassungen an erhöhte Sicherheitsanforderungen durchgeführt werden. Zudem gibt es bei der WP selbst, insbesondere noch bei den Kompressoren und deren Regelung, Verbesserungspotential. So kann beispielsweise eine adaptive Regelung von WP Fehleinstellungen bei der Inbetriebnahme ausgleichen und somit zur Effizienzsteigerung beim Betrieb führen. Für eine zukünftige „intelligente“ Steuerung spielt auch der Aspekt der Digitalisierung eine große Rolle. Die Entwicklung geeigneter Standards und Schnittstellen ermöglicht z. B. ein intelligentes Lastmanagement.

Darüber hinaus werden heute verschiedene Geschäftsmodelle zur Einbindung vieler einzelner Anlagen zu einem

„virtuellen Kraftwerk“ (oder besser virtuelle Last eines „Flexumers“) im Zuge einer stromgeführten Betriebsweise getestet. Die Leistung einer Anlage spielt auf dem Energiemarkt eine unwesentliche Rolle, doch durch die gemeinsame Regelung einer Vielzahl an WP ergibt sich eine relevante Last. Für diese Fernsteuerung übergibt der WP-Besitzer die Kontrolle zur Regelung der WP einem externen Dienstleister, der dann den gemeinsamen Auftritt vieler WP auf dem Energiemarkt übernimmt. Damit die stromgeführte Betriebsweise nicht zu einem Problem in der Wärmeversorgung der einzelnen Hausbesitzer führt, sollte ein Speicher Wärmezeugung und -verbrauch entkoppeln. [19], [20], [21]

Im Bereich der zentralen Wärmeversorgung werden aktuell WP im Megawattbereich (bspw. Viessmann: 2 MW) geplant. Hierbei handelt es sich noch um individuelle Anlagen, die speziell für einen Anwendungsfall, ein Gewerbe und den Aufstellort geplant und designt werden. Insbesondere stehen hier die Frage nach der geeigneten Wärmequelle und die Temperaturerhöhung für Fernwärme, unter Einsatz natürlicher Kältemittel, im Mittelpunkt. Häufig stoßen dabei die verwendeten Materialien an ihre Grenzen, da sie großen Temperaturen und Drücken ausgesetzt sind.

Aus Sicht des Stromnetzes trägt der weitere Zubau von Wärmepumpen, gemeinsam mit dem Zubau der Elektromobilität, zu einer starken Veränderung des elektrischen Lastgangs bei. Hierfür müssen Steuerungsmechanismen im elektrischen Netz entwickelt werden, die den Zubau von Wärmepumpen und Elektromobilitätslösungen nicht behindern und den sicheren Netzbetrieb ermöglichen [22].

LITERATUR

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (Hrsg.), „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.“ [Online]. Available: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. [Zugriff am 11 Mai 2017].
- [2] Bundesregierung, „Gesetzentwurf der Bundesregierung - Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude.“ [Online]. Available: www.energie-m.de/images/energie/GEG-Entwurf_2018-11-01.pdf. [Zugriff am 19 März 2019].
- [3] J. Adolf, U. Schabla, A. Lücke, et. al, „Klimaschutz im Wohnungssektor-Wie heizen wir morgen?“, Hamburg, Köln, [Online]. Available: <https://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/>

- Publikationen/Studien/Shell_BDH_Hauswaerme_Studie_II.pdf. [Zugriff am 18 November 2020].
- [4] BWP - Bundesverband Wärmepumpen, „BWP-Branchenstudie 2015. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen,“ [Online]. Available: www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/details/bwp-branchenprognose-2030-die-waermewende-zwischen-klimazielen-modernisierungssstau-und-oelpreisschock. [Zugriff am 19 März 2019].
- [5] UBA - Umweltbundesamt, „Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU (Emissions-Projektionsbericht),“ [Online]. Available: [www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/?tx_ttnews\[backPid\]=933](http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/?tx_ttnews[backPid]=933). [Zugriff am 19 März 2019].
- [6] Fraunhofer ISE, „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050,“ [Online]. Available: www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISEstudie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf. [Zugriff am 19 März 2019].
- [7] dena - Deutsche Energie Agentur GmbH, „Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor,“ [Online]. Available: www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/dena_Gebaeudestudie.pdf. [Zugriff am 19 März 2019].
- [8] J. Bonin, „Handbuch Wärmepumpen: Planung und Projektierung,“ 2. Hrsg., Berlin: Beuth.
- [9] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., DIN EN 14511-1:2019-07: Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen für die Raumbeheizung und -kühlung und Prozess-Kühler mit elektrisch angetriebenen Verdichtern - Teil 1: Begriffe, Berlin: Beuth, 2019.
- [10] vPRESS. GmbH, „Luft-Wasser-Wärmepumpe,“ [Online]. Available: <https://www.energiesparen-im-haushalt.de/energie/bauen-und-modernisieren/hausbau-regenerative-energie/energiebewusst-bauen-wohnen/emission-alternative-heizung/heizen-mit-erdwaerme/arten-von-waermepumpen/luft-wasser-waermepumpe.html>. [Zugriff am 08 Oktober 2020].
- [11] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., „Wie funktioniert die Wärmepumpe?,“ [Online]. Available: <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/>. [Zugriff am 07 Oktober 2020].
- [12] vPRESS. GmbH, „Wasser-Wasser-Wärmepumpe,“ [Online]. Available: <https://www.energiesparen-im-haushalt.de/energie/bauen-und-modernisieren/hausbau-regenerative-energie/energiebewusst-bauen-wohnen/emission-alternative-heizung/heizen-mit-erdwaerme/arten-von-waermepumpen/grundwasser-waermepumpe.html>. [Zugriff am 08 Oktober 2020].
- [13] Umweltministerium Baden-Württemberg, „Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmekollektoren,“ Stuttgart.
- [14] M. Miara, D. Günther, T. Kramer, T. Oltersdorf und J. Wapler, „Wärmepumpen Effizienz: Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb,“ Freiburg.
- [15] A. Günther-Pomhoff, „Ganzheitliche Bilanzierung von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen als Basis einer Ökobilanz: Endbericht,“ München.
- [16] D. Thiel und D. Riedel, „Typisierte Bauteilaufbauten. Präzisierung der Pauschalwerte für Wärmedurchgangskoeffizienten aus der Bekanntmachung der Regeln der Datenaufnahme im Nichtwohngebäudebestand,“ Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart.
- [17] Solarbayer GmbH (Hrsg.), „Planungshilfe für Wärmepumpen - Auslegung der Wärmepumpenleistung,“ [Online]. Available: <https://www.solarbayer.de/Planungshilfe-Waermepumpen.html>, [Zugriff am 14 Juli 2015].
- [18] B. Wellig, „Wärmepumpen-Forschung: Stand und künftige Herausforderungen,“ in *25. Tagung des BFE-Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte*, Burgdorf.
- [19] U. Lenk und I. Pyc, „Flexibilisierung durch Hybridisierung der Energieversorgung,“ *Elektrotech. Inftech.* 133, 216–222, <https://doi.org/10.1007/s00502-016-0411-0>.
- [20] A. Werner, T. Esterl, K. Leonhartsberger, et al., „Eigeninteressen von Endkund/innen mit flexiblen Komponenten – Einbindung von Endkund/innen in die Entwicklung einer Flexibilitätsplattform und adäquater Geschäftsmodelle für den Handel an kurzfristigen Energiemärkten,“ *Elektrotech. Inftech.* 136, 398–399. <https://doi.org/10.1007/s00502-019-00767-8>
- [21] P. Witte und M. Kaltschmitt, „Dezentrale Steuerung eines Pools von Wärmepumpen auf Basis spieltheoretischer Methoden,“ *Z Energiewirtschaft* 41, 237–259. <https://doi.org/10.1007/s12398-017-0201-3>
- [22] S. Darvish, L. Baum, F. Grumm und D. Schulz, „A Smart Charging Management Interface for Electric Vehicles Based on Communication Links Through the Electrical Grid,“ in *4th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Virtual Event, 2020.

Kapitel 5
Sektorenkopplung in integrierten Energiesystemen

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Netzintegration von Brennstoffzellen- und Elektrolysesystemen: Anwendungen und technische Ausführung

Marc Schumann*[‡], Daniela Vorwerk[‡], Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
 Hamburg, Deutschland
 *marc.schumann@hsu-hh.de

[‡]Diese Autoren haben in gleichem Maße an diesem Beitrag mitgewirkt

Kurzfassung – Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme nehmen im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie als Beitrag für die Klimaneutralität des Energiesektors einen wichtigen Stellenwert ein. Die Elektrolyse als „Power-to-Gas“-Technologie bietet Potential zur Wandlung von regenerativem Strom zu speicherbarem Wasserstoff, welcher mittels der „Gas-to-Power“-Technologie Brennstoffzelle im Falle von elektrischen Bedarfen rückverstromt werden kann. Elektrolyseure sind bereits als Großanlagen zur Herstellung von Wasserstoff etabliert. Die Brennstoffzellentechnologie ist vielseitig einsetzbar und findet daher bereits in zahlreichen Bereichen und breiten Leistungsspektren Anwendung, z. B. als Heizsystem für Wohngebäude, zur Notstromversorgung oder in Großanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Die Stromnetzinfrastruktur ist weitestgehend als Drehstromsystem ausgebaut, daher muss der technische Anschluss der mit Gleichstrom arbeitenden Zellen zum sicheren Netzparallelbetrieb mittels zusätzlicher Leistungselektronik vorgenommen werden. Die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur bietet Kapazität zur Speicherung regenerativ erzeugter Gase und ermöglicht somit die Erschließung weiterer Nutzungspfade von regenerativen Energien. Zur zuverlässigen Einspeisung durch Power-to-Gas-Anlagen in Gasleitungen der öffentlichen Gasversorgung bedarf es weiterer technischer Komponenten über den Elektrolyseur hinaus. Die maximal zulässige Einspeisemenge an reinem Wasserstoff in erdgasführende Leitungen wird maßgeblich durch die Wasserstoff-verträglichkeit der Netz- und Verbraucherkomponenten limitiert. Für die Einspeisung von synthetischem Methan bestehen Anforderungen an Reinheit und Beschaffenheit des einzuspeisenden Gases.

Stichworte – Netzintegration, Dezentrale Erzeugung, Power-to-Gas, Gas-to-Power

NOMENKLATUR

ATS	Automatischer Trennschalter
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
DMFC	Direktmethanol-Brennstoffzelle
DN	Normdurchmesser
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EL	Elektrolyse

GDRM	Gasdruckregel- und Messanlage
HT	Hochtemperatur
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NEA	Netzersatzanlage
NT	Niedertemperatur
Nm ³	Normkubikmeter
PEMFC	Polymerelektrolytmembran-brennstoffzelle (engl.: Proton Exchange Membrane Fuel Cell)
PGC	Prozessgaschromatograph
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle (engl.: Solid Oxide Fuel Cell)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

I. EINLEITUNG

„Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern.“

(Jules Verne, „Die geheimnisvolle Insel“, 1870)

Dieses Zitat ist insbesondere 150 Jahre nach seiner Entstehung brandaktuell. Heutzutage stehen wir durch die von Treibhausgasemissionen getriebene Erderwärmung vor der großen Herausforderung der Dekarbonisierung unseres Energiesystems [1]. In der Bundesrepublik Deutschland sind Kohle- und Atomausstieg bereits beschlossene Sache, alle Zeichen stehen auf umweltfreundliche Energieversorgung. Regenerative Erzeuger, wie Wind- und Solaranlagen, tragen dazu einen wichtigen Teil bei – allerdings unterliegt deren Dargebot natürlichen Fluktuationen. Neben zahlreichen etablierten Energiespeichertechnologien können auch Elektrolyseure und Brennstoffzellen im Rahmen der Energiewende eine wichtige Rolle spielen [1], [2]. Bei der Brennstoffzelle wird im Zuge der „kalten“ Verbrennung durch die Zufuhr von Wasserstoff und Luft (Sauerstoff) Strom und Wärme als sog. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Wasser als Reaktionsprodukt erzeugt. Der umgekehrte Prozess zur

Brennstoffzelle, der Elektrolyseprozess, spaltet Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff mittels elektrischer Leistungszufuhr [1]. Durch die Prozesse in Brennstoffzelle bzw. Elektrolyseur lassen sich die Energiesektoren Strom und Gas miteinander verbinden, wodurch Redundanz, Resilienz, Flexibilität, Übertragungs- und Speicherkapazität eines Energiesystems erhöht werden können [2]. Überschüssige Leistungsspitzen erneuerbarer Erzeugung werden durch Power-to-Gas-Verfahren in Elektrolyseuren in „grünes Gas“ umgewandelt und somit speicherbar gemacht, wohingegen im Falle einer „Dunkelflaute“ die Rückverstromung durch Brennstoffzellenkraftwerke erfolgen kann.

Die technische Anbindung von Brennstoffzellen- und Elektrolysesystemen an bestehende Energieversorgungsnetze ist vorrangiges Thema dieses Beitrages. Der Betrieb von Elektrolyseuren erfolgt mittels Aufnahme von Gleichstrom, umgekehrt liefert die Brennstoffzelle Gleichstrom. Allerdings liegt das europäische elektrische Energieversorgungssystem überwiegend als Drehstromsystem in verschiedenen Spannungsebenen (Höchst-/Hoch-, Mittel- und Niederspannung) vor. Für die entsprechende Netzanbindung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren bedarf es daher zusätzlicher Leistungselektronik, um diese Technologien im Netzparallelbetrieb einzusetzen. Darüber hinaus stellt Wasserstoff den Brennstoff für den Brennstoffzellenprozess und das Produkt aus der Wasserelektrolyse dar – allerdings besteht die Gasinfrastruktur derzeit in Deutschland noch fast ausschließlich aus Erdgasleitungen. Das dort geführte Erdgas, vorwiegend aus Methan bestehend, darf nach derzeitigem Stand nur bis zu maximal 10 Vol.-% Wasserstoff beinhalten [3], um den sicheren und zuverlässigen Betrieb der auf Erdgas ausgelegten Netzkomponenten und Endverbraucher nicht zu gefährden [4]. Zum Anschluss von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren an die Erdgasinfrastruktur sind daher zusätzliche Prozessschritte der Gasaufbereitung notwendig. Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über stationäre Anwendungsmöglichkeiten und realisierte Anlagen der beiden Technologien gegeben, anschließend werden strom- und gasseitige technische Ausführungen zum Netzparallelbetrieb erläutert.

II. STATIONÄRE ANWENDUNG VON BRENNSTOFFZELLEN UND ELEKTROLYSEUREN

A. Brennstoffzellen

Brennstoffzellen finden u. a. Verwendung in der Heizbedarfsdeckung von Wohngebäuden [5], in der Notstromversorgung für kritische Infrastrukturen [6] und in Industrie- und Gebäudeanlagen mit großen Leistungsbedarfen an Strom und Wärme [7], [8]. Der Leistungsbereich erstreckt sich dabei von unter einem bzw. wenigen kW_{el} für die Hausenergieversorgung [9] bis zum MW-Bereich bei Brennstoffzellenkraftwerken [10].

1) Brennstoffzellenheizung in der Hausenergieversorgung

Immer mehr Hersteller bieten Brennstoffzellenheizungen anstelle von Gaskesseln für die Wärmeversorgung in Gebäuden an [5]. Ein Vorteil für die Installation von Brennstoffzellen im Haushaltssektor besteht durch die leichte Substitution konventioneller erdgasversorgter Heizungsanlagen bei bereits vorhandenem Gashausanschluss. Durch das Prinzip der KWK in Brennstoffzellen kann neben den Bedarfen für Raumwärme und Brauchwassererwärmung auch ein Teil des eigenen elektrischen Bedarfs gedeckt oder gegen

Vergütung eingespeist werden [5]. Für die Anwendung in der Hausenergieversorgung haben sich die beiden Zelltypen Polymerelektrolytmembran- (PEM) und Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) herauskristallisiert [5]. Die Niedertemperatur-PEMFC (NT-PEMFC) kommt dabei wirtschaftlich ausschließlich für Neubauten mit Niedertemperatur-Heizanlagen in Frage, wohingegen die Hochtemperatur-PEMFC (HT-PEMFC) und SOFC für den allgemeinen Gebäudebestand geeignet ist [5]. Zur Sicherung des gleichmäßigen Betriebs dient ein Wärmespeicher, der z. B. in Form eines Pufferspeichers bereitgestellt werden kann, zudem kann ein zusätzlicher Spitzenlastkessel installiert werden [5]. Die Wärmeleistung für solche Brennstoffzellenheizungen beträgt zwischen wenigen und mehr als 30 kW_{th}. Der Betrieb erfolgt oftmals wärmegeführt mit kleinen Stromziffern. Der elektrische Anschluss besteht dabei auf der Niederspannungsebene (400 V) [11].

2) Brennstoffzellen zur Ersatzstromversorgung

Bei der Ersatzstromversorgung wird zwischen den Anwendungen unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) und Netzersatzanlage (NEA) unterschieden. Durch die USV soll bei Ausfall der primären Energiequelle unmittelbar eine kurzzeitige Versorgung von Verbrauchern gewährleistet werden. Daher sind diese Technologien oft nur für kurze Überbrückungszeiten dimensioniert. Dabei hat sich nach heutigem Stand die Technologie der Blei-Säure-Akkus durchgesetzt [6]. Die NEA hingegen dienen zur temporären Versorgung von ganzen Netzbereichen über längere Ausfallzeiten der Hauptversorgung. Aufgrund einer gewissen Anlaufzeit werden sie oftmals um eine USV ergänzt [6]. Klassische NEA sind heute Dieselgeneratoren. Bisher führen Brennstoffzellen neben den etablierten Technologien für USV und NEA noch ein „Nischendasein“ [6].

Allerdings weisen Brennstoffzellen in der Notstromversorgung Vorteile gegenüber herkömmlichen Anlagen auf. Für die individuellen Standortanforderungen an die jeweilige Notstromversorgung muss stets die geeignete Technologie herangezogen werden. Schnelles Anlaufverhalten bei Netzausfall bieten z. B. die NT-Typen PEMFC und Direktmethanol-Brennstoffzellen (DMFC), die ihre Nennleistung üblicherweise nach einer Anlaufzeit zwischen 30 Sekunden und 3 Minuten erreichen. Zur Überbrückung bei kleinen Leistungen kann dabei durch Anwendung von Doppelschichtkondensatoren, sog. „Superkondensatoren“ vollständig auf Batterien verzichtet werden. Ein Nachteil ist dabei der Kostenpunkt, allerdings zeichnen sich Superkondensatoren durch hohe Zyklenfestigkeit und geringe Wartungsintensität aus [6]. Ein weiterer Vorteil der Brennstoffzellentechnologie gegenüber Akkus und Batterien ist, dass diese bei Nichtbetrieb keinen elektrochemischen Verschleiß aufweist, wodurch sich Degradationseffekte verringern. ABBILDUNG 1 zeigt die Möglichkeiten zur Integration von Brennstoffzellen in DC-USV bzw. AC-USV.

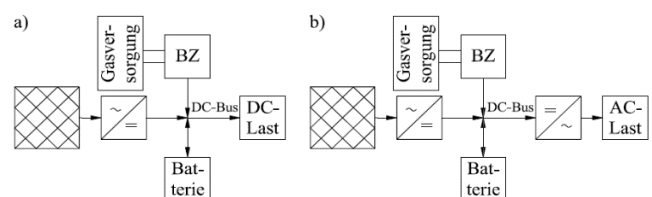


ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHER AUFBAU EINER USV MIT BRENNSTOFFZELLENERWEITERUNG. A) VERSORGUNG EINES GLEICHSPANNUNGSVERBRAUCHERS, B) VERSORGUNG EINES WECHSELSPANNUNGSVERBRAUCHERS, EIGENE DARSTELLUNG NACH [6].

Der Betrieb von z. B. PEMFC mit Druckwasserstoff und Luftkühlung bedeutet zudem einen komponentenarmen Aufbau und einen niedrigen Betreuungsaufwand, DMFC werden mit flüssigem Methanol in einfach zu handhabenden Tankpatronen betrieben. Darüber hinaus sind Brennstoffzellen modular über weite Leistungsbereiche, i. d. R. etwa zwischen 20 % und 100 % ihrer Nennleistung zu betreiben und effizienter im Vergleich zu konventionellen Verbrennungsmotoren [6]. ABBILDUNG 2 zeigt den schematischen Aufbau einer Brennstoffzellen-NEA.

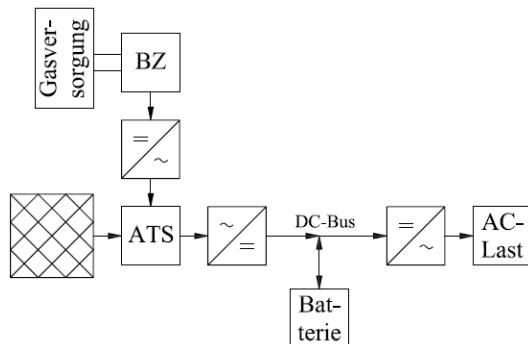


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHER AUFBAU EINER AC-USV MIT ERWEITERUNG EINER BZ-NEA MIT AUTOMATISCHEM TRENN-SCHALTER (ATS), EIGENE DARSTELLUNG NACH [6].

3) Brennstoffzellenkraftwerke

Beim Betrieb von Brennstoffzellen in KWK können diese bei größeren installierten Leistungen durch deren ständige Verfügbarkeit in industriellen Standorten zur Deckung der Eigenbedarfe von Strom und Prozesswärme oder zur Versorgung von größeren Gebäudekomplexen wie Krankenhäusern, Universitäten und ganzen Wohngebieten dienen [8], [12]. Im Gegensatz zu herkömmlichen Blockheizkraftwerken (BHKW), die für den Einsatz als KWK-Anlagen nur gleichmäßig optimal betrieben werden können, bietet die Brennstoffzelle flexiblere Arbeitspunkte auch bei geringem Wärmebedarf [13]. Mittlerweile werden dezentrale Brennstoffzellenkraftwerke in einem großen Leistungsspektrum z. B. zwischen 250 kW und 2,8 MW z. B. von dem Hersteller FuelCell Energy Solutions angeboten [14].

Seit 2016 ist das erste industrielle Brennstoffzellenkraftwerk in Betrieb, welches die Schwelle über 1 MW in der Bundesrepublik Deutschland übertreten hat [7], [12]. Dabei handelt es sich um eine Schmelzkarbonatbrennstoffzelle, welche zu den HT-Brennstoffzellen zählt [15]. Dieses Brennstoffzellenkraftwerk mit einer Leistung von 1,4 MW und einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 47 % soll dabei den Werkstoffhersteller Friatec AG in Mannheim durch KWK mit bis zu 60 % des Eigenbedarfs an elektrischer Leistung und Wärme versorgen [12], [15], [16]. Die dabei anfallende Prozesswärme mit einem Temperaturniveau von bis zu 400 °C kann in verschiedenen Produktionsprozessen nutzbar gemacht werden [12]. Die Versorgung vieler Brennstoffzellentechnologien mit Erdgas hat eine notwendige Abspaltung des Kohlenstoffs zur Folge [17]. Dafür fallen weniger andere Schadstoffe wie Stickoxide, Schwefeloxide und Feinstaub als bei der klassischen Verbrennung von Erdgas an. Perspektivisch kann die Anlage auch mit Biogas oder reinem Wasserstoff betrieben werden, wobei auf die interne Reformierung verzichtet werden könnte [17].

Darüber hinaus sind von der Firma FuelCell Energy die Brennstoffzellenkraftwerke SureSource 1500 mit einer elektrischen Leistung von 1,4 MW bzw. 4000 mit 3,7 MW entwickelt worden. Diese weisen jeweils elektrische Wirkungsgrade von rund 47 % bzw. 60 % auf. Standardmäßig erfolgt der elektrische Anschluss der Anlagen bei 20 kV AC, erdgasseitig ist ein Anschluss für eine Fördermenge von 309 Nm³/h für die 1,4 MW-Lösung, bzw. von 650 Nm³/h für die Leistung von 3,7 MW erforderlich [8], [10]. Die Ausführung SureSource-Recovery bietet eine Möglichkeit zur Verwendung der ungenutzten Energie an Druckminderungsstationen in der Erdgasinfrastruktur [18].

B. Einsatz von Elektrolyseanlagen

1) Großelektrolyseure als Power-to-Gas Einheit

Mittlerweile sind in der Bundesrepublik Deutschland zahlreiche Großelektrolyseure installiert, welche überschüssigen regenerativen Strom in „grünen Wasserstoff“ umwandeln. Im Hamburger Hafen wird derzeit die weltweit größte Gesamtleistung von 100 MW für Elektrolyseanlagen geplant [19]. Dabei sind die Verwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff vielfältig: Er kann entweder in der chemischen Industrie stofflich genutzt werden, bis zu einem gewissen Grad direkt in die Erdgasinfrastruktur eingespeist, in Trailern gespeichert oder Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus bietet ein lokal in der Nähe gelegenes BHKW die Möglichkeit zur Rückverstromung. Im Zuge einer Methanisierung des Wasserstoffs kann dieses synthetische Methan in Erdgasleitungen eingespeist werden und unterliegt dabei den Kriterien des DVGW-Regelwerks.

2) Elektrolyseure zur Belieferung von Wasserstofftankstellen

Im Rahmen des „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP) unterstützt das Bundesverkehrsministerium neben der Elektrifizierung des Verkehrssektors durch batteriebetriebene Elektroautos seit 2007 auch die Elektromobilität mit Brennstoffzellen als Antriebstechnologie [20]. Im Zeitraum 2016-2026 wird mit NIP II die Marktvorbereitung entsprechender Technologien angestrebt [20]. Der Vorteil gegenüber der batteriebetriebenen Elektromobilität liegt in kürzeren Tankzeiten bei hoher Reichweite [21]. Im Januar 2020 waren in der Bundesrepublik bereits 87 Wasserstofftankstellen installiert [21].

Grundsätzlich kann der Wasserstoff an Tankstellen flüssig oder gasförmig vorliegen. Gasförmiger Wasserstoff wird entweder bei 20 °C und 350 bar oder bei -40 °C und 700 bar bereitgestellt. Die Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff weist gegenüber der Verflüssigung wesentliche energetische Vorteile auf. Die Belieferung von Wasserstofftankstellen wird z. T. durch lokale Wasserstoffnetze realisiert, die von z. B. an Windparks angeschlossenen Elektrolyseuren gespeist werden [21]. Größere Wasserstoffinfrastrukturen würden die Anschlüsse weiterer Tankstellen ermöglichen.

III. NETZINTEGRATION VON BRENNSTOFFZELLEN

A. Elektrische Netzanbindung

Aufgrund der vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Brennstoffzellen ergibt sich die Notwendigkeit zur Implementierung einer Vielzahl an Topologien für die elektrische Netzanbindung mit unterschiedlich ausgeprägter Komplexität. In den folgenden Abschnitten werden grund-

legende Prinzipien zur Netzintegration von Brennstoffzellen vorgestellt.

1) Gleichspannungsnetz

Die Integration von Brennstoffzellen in Gleichspannungsnetze weist den geringsten Komplexitätsgrad auf, da Brennstoffzellen direkt Gleichstrom erzeugen. Mögliche Anwendungsfälle für diesen Fall sind z. B. die Energieversorgung der Hilfsaggregate in Flugzeugen [22] oder eines mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugs bei Nutzung eines Gleichstrommotors [23].

Eine prinzipielle Netzanbindung an ein Gleichspannungsnetz mitsamt den aufzunehmenden Betriebsparametern zur Regelung ist in **ABBILDUNG 3** dargestellt. Durch eine Diode wird der unerwünschte Stromfluss in Richtung Brennstoffzelle verhindert. Anschließend wird die Ausgangsspannung der Brennstoffzelle über einen DC/DC Wandler an das Spannungsniveau des Netzes bzw. der Last angepasst. Je nach Auslegung des Systems ist hier ein Tiefsetzsteller, ein Hochsetzsteller oder eine Kombination notwendig [24], [25]. Ein zusätzlicher Kurzzeitenergiespeicher, wie eine Batterie oder ein Superkondensator, tragen unterstützend zur Energieversorgung im Falle von schnellen Lastwechseln oder bei Spitzenlasten bei, falls das Brennstoffzellensystem hierfür nicht ausgelegt ist [24], [25]. Weitere, mit Gleichstrom betriebene Hilfsaggregate können hier ebenfalls versorgt werden. Für die Regelung werden u. a. die Parameter Massenströme \dot{m} , Gasdrücke p , Gasfeuchten φ und Zelltemperatur T aufgenommen. Zudem werden die Spannungen U und Ströme I hinter der Brennstoffzelle und hinter dem DC/DC Wandler gemessen. Mithilfe dieser Eingabegrößen erfolgt die Regelung der Gasversorgung und des DC/DC Wandlers, um die benötigte Leistung bei geforderter Spannung bereitzustellen [24].

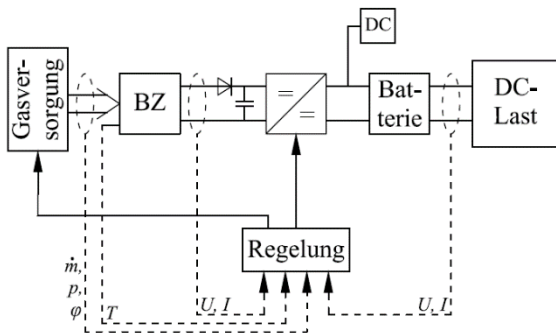


ABBILDUNG 3: NETZINTEGRATION EINER BRENNSTOFFZELLE (BZ) AN DAS GLEICHSPANNUNGSNETZ, EIGENE DARSTELLUNG NACH [24].

In **ABBILDUNG 4** wird eine mögliche Optimierung der Netzintegration von Brennstoffzellen z. B. für Bordnetz-anwendungen in Flugzeugen oder Kraftfahrzeugen präsentiert. Hierbei führt die Nutzung eines Bypass-Wandlers zu einer gewichts- und kostenoptimierten Auslegung des nachfolgenden DC/DC-Wandlers, ausgeführt als Tiefsetzsteller [22]. Ermöglicht wird dies, indem aufgrund der Auslegung des Systems ein Großteil des lieferbaren Spannungsbandes mit dem Spannungsband des Bordnetzes übereinstimmt. Dadurch kann die Leistung über den Bypass-Wandler übertragen werden. Der DC/DC-Wandler wird nur noch für die Leistung dimensioniert, die bei einer Verletzung des Spannungsbandes übertragen werden muss. Hier eignet sich die Kombination aus Brennstoffzellensystem mit einem DC/DC-Wandler als Tiefsetzsteller-Topologie, da die

Brennstoffzelle bei höheren Spannungen geringere Leistungen bereitstellt [22].

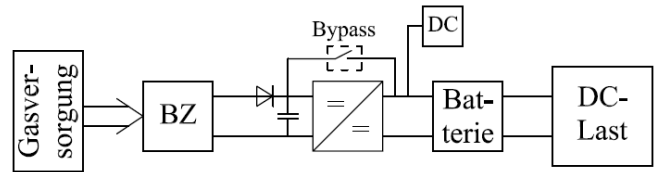


ABBILDUNG 4: OPTIMIERTE INTEGRATION EINER PEM BRENNSTOFFZELLE MITTELS BYPASS-WANDLER Z.B. IN EINEM FLUGZEUG-BORDNETZ, EIGENE DARSTELLUNG NACH [22], [24].

2) Wechselspannungsnetz

Zum Anschluss von Brennstoffzellen an ein Wechselspannungsnetz wird die bisher gezeigte Topologie zur Anbindung an das Gleichspannungsnetz um einen 1-phasigen oder 3-phasigen Wechselrichter erweitert [24], [25]. **ABBILDUNG 5** zeigt eine mögliche Topologie und die Regelung für die Integration in das Wechselspannungsnetz.

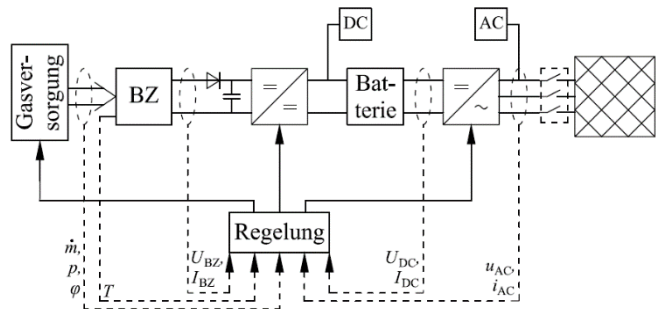


ABBILDUNG 5: NETZINTEGRATION EINER BRENNSTOFFZELLE AN DAS WECHSELSPANNUNGSNETZ, EIGENE DARSTELLUNG NACH [24].

Die Wechselrichtung des Stroms ermöglicht ebenfalls die Versorgung entsprechender Hilfsaggregate. Anschließend kann die Brennstoffzelle über Schalter und einen Transformator (hier nicht eingezeichnet) dem Netz zugeschaltet werden [24], [25]. Bei der Zuschaltung muss u. a. beachtet werden, dass Netzspannung, -frequenz und Phasenlage übereinstimmen und Inselnetzbildung bei Trennung vom Netz vermieden wird [24]. Die Regelung bei der Integration an das Gleichspannungsnetz, wie in **ABBILDUNG 3** dargestellt, wird um die Messungen der Wechselspannung u_{AC} und des Wechselstroms i_{AC} , mit deren Hilfe der Wechselrichter geregelt werden kann, erweitert [24].

Die derzeit an der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg stattfindende Entwicklung elektrisch steuerbarer Membranen speziell für Brennstoffzellen mit einer Polymer-elektrolytmembran könnte weitere Vorteile für die Netzintegration bieten. Hierbei wird der Aufbau der Brennstoffzelle um einen „Electric Field Modifier“ (EFM) erweitert, der es ermöglicht, mithilfe eines zusätzlichen elektrischen Feldes die Dynamik der Brennstoffzelle zu beeinflussen [26], [27]. In **ABBILDUNG 7** wird die bisher gezeigte Netzintegration um diesen zusätzlichen Regelungsparameter erweitert dargestellt. Auf Basis der gemessenen Betriebsparameter wird eine Steuerspannung u_{EFM} an den EFM angelegt, um das Betriebsverhalten der Brennstoffzelle entsprechend zu steuern. Vorteile verspricht diese Neuentwicklung bei der Auslegung des DC/DC Wandlers und des Kurzzeitenergiespeichers. Zudem könnte die Dimensionierung des Brennstoffzellensystems bei gleichbleibender Dynamik kleiner ausfallen. Sich gegebenenfalls ergebene

Gewichts- und Kostenvorteile sind insbesondere bei mobilen Anwendungen entscheidend, da hier derartige Faktoren eine wichtige Rolle spielen.

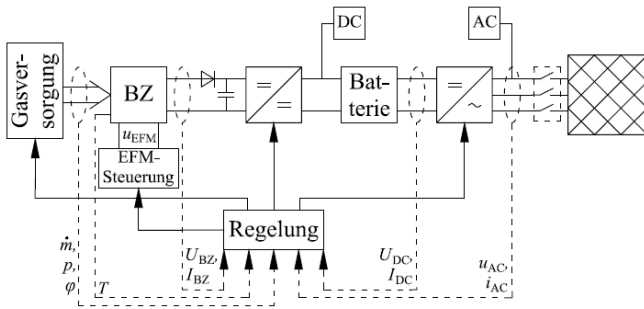


ABBILDUNG 6: NETZINTEGRATION EINER BRENNSTOFFZELLE AN DAS WECHSELSPANNUNGSNETZ NACH [24], ERWEITERT UM DIE NEUARTIGE STEUERUNG MITTELS ELECTRIC FIELD MODIFIER (EFM) [26].

B. Netzanbindung an die Gasinfrastruktur

Durch die in der Bundesrepublik Deutschland flächendeckend ausgebaute Erdgasinfrastruktur bietet sich insbesondere Erdgas zur leitungsgebundenen Gasbereitstellung für Gas-to-Power-Anlagen an. Die meisten Brennstoffzellentechnologien benötigen allerdings Wasserstoff als Brenngas [28]. Daher muss neben dem technischen Gasanschluss auch eine geeignete Gas-aufbereitung installiert werden.

1) Technischer Gasanschluss

In der Hausenergieversorgung werden Brennstoffzellenheizgeräte an den herkömmlichen Gashausanschluss angeschlossen. In Hausinnenleitungen herrscht i. d. R. ein Überdruck von höchstens 30 mbar [29]. Volumenströme für Brennstoffzellengeräte in der Hausenergieversorgung betragen bei Vollast ca. 3-4 m³/h [11]. Eine Möglichkeit zur Ausgestaltung des Gashausanschlusses mit den Teilkomponenten Absperrvorrichtungen, Gasdruckregelgerät, Strömungswächter und Gaszähler ist in ABBILDUNG 7 ersichtlich.

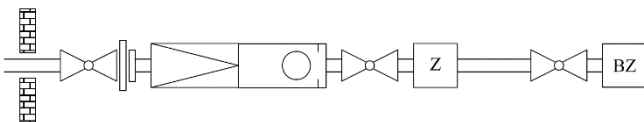


ABBILDUNG 7: MÖGLICHER HAUSGASANSCHLUSS ZUR GASVERSORGUNG VON BRENNSTOFFZELLENHEIZUNGEN, EIGENE DARSTELLUNG NACH [29].

2) Gasaufbereitung

Im Zuge der Brennstoffzellennutzung, insbesondere die PEM-Technologie betreffend, muss das eingesetzte Erdgas, dessen Hauptbestandteil Methan darstellt, entsprechend aufbereitet werden, um die Zelle nicht zu schädigen und ihre Funktionstüchtigkeit langfristig zu gewährleisten. Zu den Schritten der Gasaufbereitung gehören Entschwefelung und Reformierung.

Entschwefelung

Da sich Schwefel u. a. auf die Elektrokatalysatoren in Brennstoffzellenheizgeräten schädlich auswirkt, bedarf es zunächst einer Entschwefelung. Zum einen beinhaltet Erdgas natürlich vorkommende Schwefelverbindungen wie Carbonylsulfide, Mercaptane und Schwefelwasserstoff, deren Anteile mit der Herkunft des Erdgases variieren [5], zum anderen wird in der Gasversorgung das eigentlich geruchslose Erdgas mit schwefelhaltigen Odorantien versetzt [5].

Zur Entschwefelung haben sich in der Hausenergieversorgung zwei Verfahren durchgesetzt: Zum einen wird die „Kalte Adsorption“ der Schwefelbegleiter ausgenutzt. Dabei werden in einem Erdgasstrom über dem Adsorptionsmittel die Schwefelkomponenten abgetrennt. Vorteilhaft ist hierbei die einfache und flexible Installation, nachteilig wirkt sich der hohe Wartungsaufwand aus, der durch die geringe Standzeit von ein bis zwei Jahren bedingt ist [5]. Die Verbesserung der Haltbarkeit sowie die Reduktion der Produktionskosten ist Bestandteil aktueller Forschung [5]. Durch das zweite Verfahren, die „Hydrierende Entschwefelung“, wird dem Erdgas eine geringe Menge an Wasserstoff beigefügt, welcher daraufhin mit den schwefelhaltigen Komponenten in einer katalytischen Reaktion zu Schwefelwasserstoff reagiert. Dieser Schwefelwasserstoff wird dann wiederum in einem Adsorber abgetrennt. Hierbei steht dem Vorteil höherer Standzeiten der technische Installationsaufwand in der Gerätebereitstellung entgegen [5].

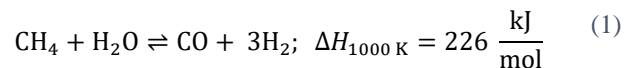
Zur Verringerung des Entschwefelungsaufwands für Erdgas finden mittlerweile auch stickstoffbasierte Odoriermittel Anwendung [5].

Reformierung

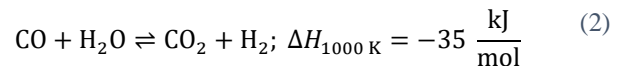
Die eigentliche Umwandlung von Kohlenwasserstoffen zu Wasserstoff wird als „Reformierung“ bezeichnet [30]. Als Nebenprodukte fallen dabei Kohlendioxid (CO₂) und Kohlenmonoxid (CO) an. Im Falle des Einsatzes von Luft als Oxidationsmittel ist das Produktgas ebenfalls stickstoffhaltig [30]. Insgesamt lassen sich drei verschiedene Reformierungsprozesse benennen:

- Dampfreformierung:

Die Dampfreformierung erfolgt an Nickelkatalysatoren bei 700-900 °C mit Wasserdampf als Oxidationsmittel [28]. Für den Hauptbestandteil Methan (CH₄) im Erdgas lautet die Reformierungsreaktion mit Wasserdampf



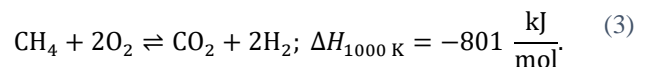
Bei der Reformierung handelt es sich um eine stark endotherme Reaktion [28]. Darüber hinaus tritt die „Konvertierung“ oder „Shift-Reaktion“ auf. Dabei reagiert das bei der Reformierung entstandene Kohlenmonoxid mit überschüssigem Wasserdampf zu Kohlendioxid, wodurch das für den Platinkatalysator giftig wirkende Kohlenmonoxid weiter umgesetzt wird [5]. Außerdem wird so die Ausbeute an Wasserstoff noch erhöht. Die Shift-Reaktion lautet



und ist mit negativer Reaktionsenthalpie leicht exotherm [28].

- Partielle Oxidation

Bei der partiellen Oxidation wird Luft bzw. Sauerstoff als Oxidationsmittel für das Erdgas verwendet. Die Reaktionsgleichung lautet:



Dabei handelt es sich um eine stark exotherme Reaktion [28].

- Autotherme Reformierung

Bei der „autothermen Reformierung“ werden dem autothermen Reformator die Stoffe Erdgas, Luft und

Wasserdampf zugeführt. Dabei können durch geschickte Dosierung der Komponenten die Prozesse so eingestellt werden, dass keine externe Wärmezufuhr notwendig ist [28], [30].

Bei zu hohem CO-Gehalt des Produktgases aus der Reformierung bedarf es, je nach Brennstoffzellentechnologie, eines zusätzlichen „Shift-Reaktors“ [28], [30] und der selektiven Oxidation von Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid [28]. Sehr reiner Wasserstoff wird auch durch Einsatz von Membranen, die nur für Wasserstoff durchlässig sind, gewonnen. Nachteil dieser Membranen sind allerdings hohe Druckverluste [28].

IV. NETZINTEGRATION VON ELEKTROLYSESYSTEMEN

Im Gegensatz zu Brennstoffzellen, die als Energiequelle elektrischen Strom „liefern“, benötigen Elektrolyseure diesen, um Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Im Folgenden wird der Anschluss von Elektrolyseuren an das elektrische Netz und die Gasinfrastruktur erläutert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Wasser-Elektrolyseur als Teil eines zukünftigen, auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems wirkt. In dieser Funktion wird entweder überschüssiger Strom umgewandelt und so chemisch gespeichert oder der Elektrolyseur dient als Regelkraftwerk und gleicht die Schwankungen im elektrischen Netz durch Anpassung der Leistungsaufnahme aus. Geeignete Standorte für netzgebundene Power-to-Gas-Anlagen müssen neben den Randbedingungen der elektrischen Netze auch denen der Gasinfrastruktur gerecht werden [2]. Dabei ist zur Minimierung elektrischer Transmissionsverluste einerseits die lokale Nähe zu erneuerbaren Erzeugern und zur Maximierung der gassetigen Speicherfähigkeit andererseits die örtliche Nähe zu netzgebundenen Gasspeichern sinnvoll [2]. Zudem ist im Hinblick auf die nationale Wasserstoffstrategie und den Netzentwicklungsplan Gas [31] die Errichtung und der Betrieb einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur denkbar.

A. Elektrische Netzanbindung

Für die Spaltung von Wasser wird im Elektrolyseprozess Gleichstrom benötigt. Im Kontext des gesamten Energiesystems kann der Elektrolyseur als große Anlage am allgemeinen Drehstromnetz angeschlossen sein. In **ABBILDUNG 8** ist die prinzipielle Netzanbindung dargestellt. Nach der Transformation der Spannung auf das benötigte Niveau wird eine Gleichrichtung des Wechselstroms zu Gleichstrom durchgeführt. Die Spaltung des Wassers folgt dem Faraday'schen Gesetz nach (4). Die entstehende Masse an Wasserstoff m_{H_2} hängt von der Stromstärke I und der Zeit t ab:

$$m_{\text{H}_2} = \frac{M \cdot I \cdot t}{z \cdot F}. \quad (4)$$

Dabei stellen die molare Masse M , die Faraday-Konstante F und die Anzahl an Elektronen z , die an der Reaktion beteiligt sind, Konstanten dar. Der entstehende Wasserstoff kann direkt gespeichert, in das Erdgasnetz eingespeist oder vor der Einspeisung noch in Methan umgewandelt werden.

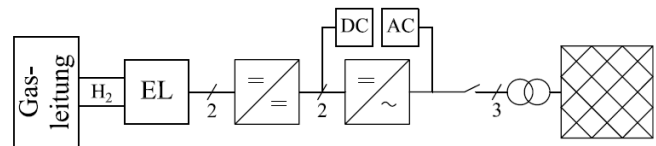


ABBILDUNG 8: NETZINTEGRATION EINES ELEKTROLYSEURS AN DAS WECHSELSPANNUNGSNETZ.

B. Netzanbindung an die Gasinfrastruktur

Die Einspeisung regenerativ erzeugter Gase in die Gasinfrastruktur erlaubt die weitere Einbeziehung erneuerbarer Energien, wodurch zusätzliche Nutzungspfade erschlossen werden [4]. Durch die Substitution von fossilem Erdgas durch erneuerbare Gase sollen auch in den Verbrauchersektoren Haushalt, Gewerbe, Industrie und Verkehr die CO₂-Emissionen langfristig und wirksam gesenkt werden [4]. Somit erhalten Einspeiseanlagen für erneuerbares Gas unter Voraussetzung der technischen Möglichkeiten und Einhaltung der Rahmenbedingungen privilegierten Zugang zur Netzinfrastruktur [4]. Diese Rahmenbedingungen sind entsprechend der DVGW Arbeitsblätter 260 [32] für die Gasbeschaffenheit und 262 [33] für die Biogaseinspeisung weitestgehend auf Power-to-Gas-Anlagen übertragbar [4].

1) Technischer Netzanschluss an Erdgasinfrastruktur

Zur Gaseinspeisetchnik [34] gehören im Allgemeinen die folgenden Komponenten:

- Anschlussleitung zum Transport des einzuspeisenden Gases in die Gasnetzinfrastruktur,
- Gasverdichtung, die z. B. durch Hubkolbenverdichter i. d. R. in redundanter Ausführung realisiert wird,
- Gasspeicherung zum Ausgleich der Erzeugungsschwankungen oder Pufferung von durch die Verdichtung hervorgerufenen Pulsationen,
- Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) zur Haltung des Ausgangsdrucks und Bestimmung der Durchflussleistung, bestehend aus den Teilkomponenten Isolierstelle, Filter, Abscheider, einem Gaswärmer, zwei Sicherheitsabsperrentilen, Druckregelung, Schalldämpfung und Mengenummessung,
- Gasbeschaffenheitsmessanlagen wie Prozessgaschromatographen (PGC) zur Bestimmung der Hauptbestandteile und des Brennwertes, Kalorimeter, Dichtemessgerät, Einzelmessgeräte für verschiedene Gaskomponenten, Taupunktspiegel und Hygroskope zur Bestimmung des Taupunktes,
- Odoriereneinrichtung, durch die das einzuspeisende Gas mit deutlich riechbaren Stoffen versetzt wird, welche i. d. R. nur bei Einspeisung in die Verteilnetze realisiert wird und bei Einspeisung in Transportleitungen entfallen kann,
- Konditionierung und Gasmischanlagen, die ggf. zur statischen Mischung des einzuspeisenden Gases mit Erdgas dienen.

Die Auslegung der einzelnen Komponenten erfolgt unter Beachtung der Randbedingungen für Leistungsvermögen und Druckstufen der Power-to-Gas Anlage, sowie der Betriebsparameter der Gasleitung und der geforderten Gasbeschaffenheit [35].

2) Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz

Da Wasserstoff sich chemisch und physikalisch wesentlich vom herkömmlichen Erdgas unterscheidet, ist die Einspeisung von reinem Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur nicht netzdienlich [4]. Daher muss eine ausreichende Durchmischung der Gase gewährleistet werden [4], sodass die Funktionstüchtigkeit und Sicherheit der für den Betrieb mit Erdgas ausgelegten Geräte der Gasnetzbetreiber und Endverbraucher nicht durch die Beimischung von Wasserstoff beeinträchtigt wird. Hierbei sind geeignete Standorte mit hohen Durchflussraten an Erdgas zu präferieren [4]. Langfristig sollen die Netzkomponenten allerdings hin zu einer besseren Beständigkeit gegenüber höheren Wasserstoffanteilen im Erdgas entwickelt werden [3]. Der Netzbetreiber muss auch bei fluktuierender Einspeisung jeweils die Aufnahmekapazität gewährleisten, sofern technisch und wirtschaftlich vertretbar [4]. Das entsprechende Regelwerk für Anlagen zur Wasserstoffeinspeisung ist im Merkblatt DVGW 265-3 (M) enthalten [35], [36]. Mögliche technische Ausführungen mit den Komponenten Entfeuchter, Gasspeicher, Gaszähler, Gasdruckregelgerät, Rückschlagarmatur und Absperrinrichtung sind in **ABBILDUNG 9** dargestellt.

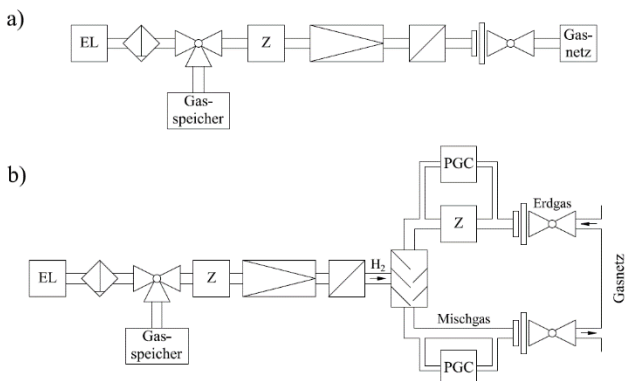


ABBILDUNG 9: MÖGLICHER GASNETZANSCHLUSS ZUR EINSPEISUNG VON WASSERSTOFF AUS POWER-TO-GAS-ANLAGEN IN DAS ERDGASNETZ. A) DIREKTEINSPEISUNG, B) EINSPEISUNG MIT STATISCHEM MISCHER UND PGC, EIGENE DARSTELLUNG NACH [35].

Zur zuverlässigen Einspeisung muss durch eine entsprechende Gasdruckregelvorrichtung in der Gasanschlussleitung das jeweils einzuspeisende Gas auf einen Wert leicht erhöht gegenüber dem Leitungsdruck eingestellt werden. Bei entsprechend hohen Betriebsdrücken einer Power-to-Gas-Anlage kann auf die zusätzliche Verdichtung verzichtet werden [35], wie z. B. in der PEM-Elektrolyse in Ibbenbüren, welche Wasserstoff bei rund 13 bar ohne weitere Verdichtung direkt in die Erdgashochdruckleitung einspeist [37].

Die Materialien und Auslegung für Anschlussleitung und Komponenten der GDRM müssen entsprechend für Wasserstoff ausgelegt werden. Ein zusätzlicher Speicher kann zur Pufferung von ungleichmäßiger Fahrweise dienen [35]. Da der Wasserstoff i. A. als sehr rein angesehen wird, bedarf es keiner zusätzlichen Messanlage zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit oder des Brennwertes [35]. Der Wasserstoff kann bei vorliegender turbulenter Strömung direkt in die Gasleitung eingedüst werden, wobei sich erst nach 100 x Normdurchmesser (DN) eine ausreichende Durchmischung einstellt. Mithilfe eines statischen Mixers, durch den der einzuspeisende Wasserstoff mit Erdgas vor der Injektion vermischt wird, kann die Mischstrecke auf

0,5-2 x DN verkürzt werden. Der Einspeisepunkt ohne statischen Mischer kann Konzentrationen von bis zu 100 % Wasserstoff aufweisen, wodurch entsprechende Maßnahmen für die Materialien und technischen Ausführungen an der Einspeisestelle getroffen werden müssen [35].

3) Einspeisung von synthetischem Methan

Zur Einspeiseberechtigung von synthetischem Methan in die Gasinfrastruktur bedarf es der Einhaltung von Bedingungen hinsichtlich der geforderten Gasqualität. Das einzuspeisende Gas muss zuvor entsprechend aufbereitet werden. Der Brennwert und der Wobbe-Index, der zur Bewertung der Austauschbarkeit von Gasen dient, muss entsprechend an die zulässigen Werte nach DVGW 260 angepasst werden [32]. Gasbegleitstoffe sind zu minimieren, da keine Komponenten enthalten sein dürfen, die Gasspeicherung oder -transport beeinträchtigen. Dabei bestehen Grenzwerte für Gesamtschwefelgehalt, Schwefelwasserstoffe, Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und Wasser [38]. Auch hier muss der geeignete Druck zum Anschluss an die Gasleitung erreicht werden. Im Falle der Einspeisung innerhalb des Gasverteilnetzes muss das synthetische Methan mit äquivalenten Odorantien versehen werden. Einzuhalten sind auch die bei Netzanschluss zwischen Betreiber der Power-to-Gas-Anlage und Netzbetreiber vereinbarten Grenzen der minimalen bzw. maximalen Einspeisemenge und der Grenztemperaturen. Das Netz muss dabei stets kapazitiv und hydraulisch zur Aufnahme des einzuspeisenden Gases in der Lage sein [38]. Sicherheitseinrichtungen zur möglichen Absperrung der Einspeisung sind vorzusehen. Ein prinzipieller Aufbau einer Anschlussleitung zur Einspeisung von synthetischem Methan in erdgasführende Leitungen mit Gastrocknung, -speicher, Methanisierungsstufe, PGC, Gaszählern, Gasdruckregelgerät, Rückschlagarmatur und Absperrventil ist in **ABBILDUNG 10** visualisiert.

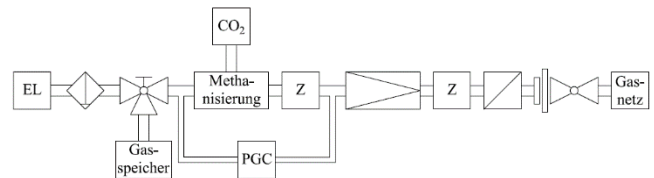


ABBILDUNG 10: MÖGLICHER GASNETZANSCHLUSS ZUR EINSPEISUNG VON SYNTHETISCHEM METHAN AUS EINER POWER-TO-GAS-ANLAGE, EIGENE DARSTELLUNG NACH [39].

4) Anschluss an reine Wasserstoffnetze

In Bezug auf den Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur in einem zukünftigen Energiesystem vereinfacht sich die Einspeisung des von Power-to-Gas-Anlagen erzeugten Wasserstoffs stark. Dabei kann sowohl auf die Durchmischung der Gase als auch auf den Schritt der Methanisierung verzichtet werden, wodurch sich wiederum eine Effizienzerhöhung des Vorgangs einstellt. Hinsichtlich der Einspeisemenge müssen die hydraulischen sowie kapazitiven Fähigkeiten des Wasserstoffnetzes berücksichtigt werden.

LITERATUR

[1] T. Hamacher, „Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven*, 2. Auflage, J. Töpfer und J. Lehmann, Hrsg., Berlin, Springer-Vieweg, 2017.

[2] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke und M. Wolke, „dena-Leitstudie Integrierte

- Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [3] Deutscher Bundestag, „Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur (Sachstand WD 8 - 3000 - 066/19),“ Berlin, 2019.
- [4] Bundesnetzagentur, [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf;jsessionid=C7B3A97A8420F628D972EEF8ECE40A8C?__blob=publicationFile&v. [Zugriff am 22. Oktober 2020].
- [5] T. Badenhop und M. Schellen, „Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven*, J. Lehmann, Hrsg., Berlin, Springer Vieweg, 2017.
- [6] H. Paul und C. Leu, „Ersatzstromversorgung,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven*, J. Lehmann, Hrsg., Berlin, Springer Vieweg, 2017.
- [7] [Online]. Available: <https://www.process.vogel.de/europas-erstes-brennstoffzellenkraftwerk-der-megawatt-klasse-a-538051/>. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [8] fuelcellenergy, [Online]. Available: https://www.fuelcellenergy.com/wp-content/uploads/2017/05/Sure_Source_1500_DE_Web.pdf. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [9] Zukunft Altbau, *Stationäre Brennstoffzellen-Anwendung, Erdgas umweltfreundlicher nutzen*, 2018.
- [10] fuelcellenergy, [Online]. Available: https://www.fuelcellenergy.com/wp-content/uploads/2013/11/Product-Spec-SureSource-4000_EU_DE.pdf. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [11] Viessmann Ges.m.b.H; Viessmann Werke GmbH & Co. KG, *VITOTALOR PT2 Datenblatt*, Steinhaus bei Wels, Allendorf, 2020.
- [12] [Online]. Available: <https://www.smart-production.de/etz/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/erstes-mw-brennstoffzellenkraftwerk-im-industriebereich-2015946/>. [Zugriff am 21. Oktober 2020].
- [13] [Online]. Available: https://forschungenergiespeicher.info/aktuelles/quickinfo-einzelansicht/Brennstoffzellen_Kraftwerke/. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [14] [Online]. Available: https://www.dresden.de/media/pdf/wirtschaft/ex_poreal/ExpoReal2015_Energiespeichertechnologie_FuelCell_BAM.pdf. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [15] [Online]. Available: <https://www.hzwei.info/blog/2016/08/19/14-mw-bz-kraftwerk-fuer-mannheim/>. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [16] Solutions, FuelCell Energy, [Online]. Available: https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Pressemitteilungen/Pressefaecher/FCES/alt/PM_FCES_E-world_2016.pdf. [Zugriff am 23. Oktober 2020].
- [17] [Online]. Available: <https://www.erneuerbareenergien.de/archiv/brennstoffzellenkraftwerk-mit-14-megawatt-geht-in-betrieb-150-406-98057.html>. [Zugriff am 23. Oktober 2020].
- [18] fuelcellenergy, [Online]. Available: https://www.fuelcellenergy.com/wp-content/uploads/2017/05/SureSource-Recovery_de.pdf. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [19] [Online]. Available: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-hamburg-will-weltgroesste-wasserstoff-elektrolyse-im-hafen-bauen/24982532.html?ticket=ST-3243935-F6yooex9Maa03EwmY1yV-ap3>. [Zugriff am 22. Oktober 2020].
- [20] BMVI [Online]. Available: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Dossier/Elektromobilitaet/topt_hema04-innovationsprogramm-wasserstoff-brennzellentechnologie.html. [Zugriff am 20. Oktober 2020].
- [21] [Online]. Available: <https://h2.live/>. [Zugriff am 19. Oktober 2020].
- [22] A. Lücken, *Integration von Brennstoffzellen in Flugzeugbordnetze*, Hamburg: VDE Verlag, 2014.
- [23] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik - Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [24] F. Barbir, *PEM Fuel Cells Theory and Practice*, Amsterdam/Boston: Elsevier/Academic Press, 2013.
- [25] EG&G Technical Services, Inc., *Fuel Cell Handbook*, 2004.
- [26] M. Schumann, F. Grumm, J. Friedrich und D. Schulz, „Electric Field Modifier Design and Implementation for Transient PEM Fuel Cell Control,“ *WSEAS TRANSACTIONS on CIRCUITS and SYSTEMS*, pp. 55-62, 2019.
- [27] M. Schumann, F. Grumm, J. Friedrich und D. Schulz, „Transient PEM Fuel Cell Control by an Electric Field Modifier,“ in *2nd European Conference on Electrical Engineering and Computer Science (EECS 2018)*, Bern, 2018.
- [28] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., „Stationäre Brennstoffzellen, Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven,“ *Rationeller Erdgaseinsatz*, Kaiserslautern, 2005.
- [29] G. Cerbe und B. Lendt, *Grundlagen der Gastechnik, Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung*, München: Hanser, 2017.
- [30] T. Aicher, L. Blum und M. Specht, „Wasserstoffgewinnung aus Erdgas - Anlagenentwicklung und Systemtechnik,“ in *Wasserstoff und Brennstoffzellen - Energieforschung im Verbund*, Berlin, 25.-26.11.2004.
- [31] FNB Gas, die Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Konsultation,“ 2020.
- [32] DVGW, *Technische Regel- Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2013.
- [33] DVGW, *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2011.
- [34] P. Adler, E. Billig, A. Brosowski, J. Daniel-Gromke, I. Falke, E. Fischer, J. Grope, U. Holzhammer, J. Postel, J. Schnutenhaus, K. Stecher, G. Szomszed, M. Trommler und W. Urban, „Leitfäden Biogasaufbereitung und -einspeisung,“ *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)*, 2014.
- [35] F. Graf, M. Götz, M. Henel, T. Schaaf und R. Tichler, „DVGW Abschlussbericht, Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten,“ *DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.*, Bonn, November 2014.
- [36] DVGW, *Technischer Hinweis – Merkblatt DVGW G 265-3 (M) Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2014.
- [37] [Online]. Available: <https://www.designetz.de/blaupause-und-bausteine/sektorkopplung/ptg-ibbenbueren/>. [Zugriff am 14. Oktober 2020].
- [38] [Online]. Available: https://we-are-energy.de/gmb/wp-content/uploads/Mindestanforderungen_Biogas.pdf. [Zugriff am 21. Oktober 2020].
- [39] EAM Netz, „Anlage 1: Einspeisekapazität / Beschreibung des Netzanschlusses und technische Anschlussbedingungen,“ [Online]. Available: https://www.eam-netz.de/fileadmin/user_upload/Fuer_Einspeiser/PDFs/Einspeisung_von_Biogas/Technische_Mindestanforderungen_zur_Einspeisung_von_Biogas.pdf. [Zugriff am 3. November 2020].

Integrierte Netzplanung der Hamburger Energienetze

Stefan Micheely*

Digitalisierung & Netz
Stromnetz Hamburg GmbH
Hamburg, Deutschland

*stefan.micheely@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung – Die drei städtischen Netzbetreiber Gasnetz Hamburg, Stromnetz Hamburg und Wärme Hamburg müssen ihre Zukunftsaufgaben unter den Bedingungen der Energiewende gestalten. Das Projekt „integrierte Netzplanung“ (iNeP) unterstützt sie dabei und dient der Koordinierung der Planungsaktivitäten und nachfolgenden Investitionsmaßnahmen. Die Ziele aus dem Hamburger Klimaschutzplan können voraussichtlich nur mit einer intensiven Kopplung der Energiesektoren sowohl auf der Kunden-/Nutzerseite als auch auf der Netzseite erreicht werden. iNeP wird als ein Projekt der städtischen Verteilungsnetzbetreiber als sogenannte Industriepartner in Zusammenarbeit mit Hochschulinstituten als Forschungs- und Entwicklungspartner (FuE-Partner) aufgesetzt. Als spezielle Herausforderung haben sich bereits im Vorfeld des Projektzeitraums die Komplexität der Aufgabe in der Ebene der Verteilungsnetzbetreiber und dabei besonders die Aktivitäten zur Beschaffung und Verarbeitung der benötigten Daten herauskristallisiert. iNeP wird als Teilvorhaben eingebettet in das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Verbundprojekt „Norddeutsches Reallabor“ und läuft von 2021 bis 2025.

Stichworte – *Sektorkopplung, Netzplanung, städtische Verteilungsnetzbetreiber*

NOMENKLATUR

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg, Bezeichnung als kommunales Organ
HmbKliSchG	Hamburgisches Klimaschutzgesetz
iNeP	Integrierte Netzplanung, als Teilvorhaben im Gesamtprojekt „Norddeutsches Reallabor“ und als zu entwickelnde Verfahren/Methode
NDRL	Norddeutsches Reallabor, Gesamtprojekt der Energiewende im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms des BMWi

I. EINLEITUNG

In den „Hamburger Beiträgen zum technischen Klimaschutz“ von 2019 wurde das Projekt der integrierten Netzplanung (iNeP) bereits vorgestellt. In der Zwischenzeit entwickelte das Projekt, eingebettet im „Norddeutschen Reallabor“, seine eigene Dynamik.

Die städtischen Netzbetreiber Wärme Hamburg, Gasnetz Hamburg und Stromnetz Hamburg wurden in Folge des Volksentscheids von 2013 rekommunalisiert. Dieser Prozess wurde bis 2019 mit der Integration der Wärme Hamburg in eine Holding der FHH abgeschlossen. Schon bevor dieser Prozess zum Abschluss kam, begann die Zusammenarbeit der drei genannten Gesellschaften mit dem Ziel, die zur Erfüllung der Klimaschutzvorgaben der FHH benötigten Infrastrukturen aufzuzeigen [1]. Mit der Fortschreibung des Hamburger Klimaplan [2] und des im Februar 2020 verabschiedeten Hamburgischen Klimaschutzgesetzes [3] wurden die Vorgaben für alle Beteiligten aus Industrie, Gewerbe und Verkehr sowie den (Privat-)Haushalten konkretisiert, unter anderem soll der Senat „darauf hinwirken, dass in der Freien und Hansestadt Hamburg bis zum 31. Dezember 2030 die Beendigung der Energieerzeugung aus Stein- und Braunkohle (Kohleausstieg) möglich gemacht wird. Dabei soll aus Stein- oder Braunkohle produzierte Wärme von der Nutzung städtischer Wärmenetze ausgeschlossen werden“ [zitiert nach 3]. Die Transformationspfade wurden mit den Schlagworten „Wärmewende“, „Mobilitätswende“ und „Klimaanpassung“ hinterlegt.

Zur Unterstützung der in diesem Vorhaben als Industriepartner bezeichneten städtischen Verteilungsnetzbetreiber konnten die einschlägigen Institute der Hamburger Universitäten gewonnen werden:

- Institut für elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität, Prof. Dr.-Ing. habil. D. Schulz
- Institut für technische Thermodynamik der Technischen Universität Hamburg, Prof. Dr.-Ing. G. Schmitz
- Institut für elektrische Energietechnik der Technischen Universität Hamburg, Prof. Dr.-Ing. Chr. Becker

Zwischenzeitlich wurde das Konsortium aus Industriepartnern und den Forschungs- und Entwicklungspartnern (FuE-Partner) der Institute ergänzt durch das

- Kompetenz- und Wissenschaftszentrum für intelligente Energienutzung der Technischen Hochschule Lübeck,
Prof. Dr.-Ing. J.-Chr. Töbermann

Die Bedeutung der Netze als Basis für die Zielerreichung im Klimaschutz wurde in [1] beschrieben. Dieser Beitrag beschreibt in den folgenden Kapiteln die konkrete Zielstellung sowie die angedachte iNeP-Methodik in den kommenden Jahren.

II. ZIELSTELLUNG: iNeP ALS WERKZEUG FÜR DIE ENERGIEWENDE

Übergeordnetes Ziel der „integrierten Netzplanung“ (iNeP) ist die Versorgung aller Kunden- und Nutzer-Sektoren aus Industrie/Gewerbe, Verkehr und (privaten) Haushalten innerhalb der drei städtischen Verteilungsbetreiber der FHH (Gasnetz Hamburg, Wärme Hamburg und Stromnetz Hamburg) zugänglichen Versorgungsgebiete mit erneuerbarer Energie. Besonderes Strukturmerkmal für die Energieversorgung in Hamburg ist dabei, dass es sich um eine Großstadt mit überdurchschnittlich großem Industrieanteil handelt, insbesondere in Bezug auf die Stromnachfrage. Daraus ergibt sich der Innovationsansatz von iNeP: Eine übergreifende Netzplanungsmethode über alle Kundensektoren für die Energieträger Strom, Gase und Wärme zusammen in einer Industriemetropole zu entwickeln. Dies bedeutet, dass im Ergebnis Optionen für Netzanpassungen und -ausbau für die Kopplungen auf beiden Sektorebenen Kunden und Energieträger in einer verdichteten Stadt mit begrenzten Flächen in Form einer Roadmap aufzuzeigen sind. Darüber hinaus werden die Methodik beziehungsweise die Ergebnisse ihrer Anwendung benötigt, um die Planung, gerade auch die der Übertragungsnetzbetreiber, aktiv und zielgerichtet unterstützen zu können sowie den gesetzlich verankerten Berichtspflichten gegenüber der BNetzA und der Öffentlichkeit nachzukommen.

III. SPEZIELLE HERAUSFORDERUNGEN

Der Begriff „iNeP“ beschreibt hierbei das Projekt, in dem zuerst eine Planungsmethodik und anschließend ein Planungsmodell entwickelt wird. Dritter Punkt sind schließlich die Produkte: ein entsprechendes KI-gestütztes Planungstool, um diese umfassende Aufgabenstellung anzugehen, sowie ein Visualisierungstool, mit dem der Dialog mit den verschiedenen Stakeholdern geführt werden kann. Inhaltlich werden somit in und mit iNeP die Netze der drei Energieträger Strom, Gase und Wärme der Industriemetropole Hamburg integriert betrachtet im Hinblick auf günstige Verknüpfungspunkte und -technologien sowie Ausbauempfehlungen für die Netzstrukturen und Speicher. Spezielle Aufgabe von iNeP ist es, letztlich eine koordinierte Roadmap für die hierfür nötige Transformation der Energienetze in Hamburg bis zum Jahr 2050 zu erstellen. Diese Roadmap muss die Verhältnismäßigkeit bezüglich (volkswirtschaftlicher) Kosten, Resilienz, Versorgungssicherheit und gesellschaftlicher Akzeptanz wahren und über das Visualisierungstool darstellen.

Die speziellen Herausforderungen für iNeP liegen in zwei unterschiedlichen Ebenen. In der in „A. Komplexität der Aufgabe“ beschriebenen Ebene werden die Unterschiede zu bisher bekannten Planungssystematiken und die Vielzahl der zu berücksichtigenden Eingangsparameter benannt.

In „B. Validität externer Daten und Einbindung externer Stakeholder“ werden die zu bearbeitenden Daten und die dafür erforderliche Zusammenarbeit mit den verschiedenen Stakeholder-Ebenen sowie das iterative Vorgehen beim eigentlichen Planungsprozess beschrieben.

A. Komplexität der Aufgabe

Die Komplexität der Netzintegration für eine effektive und industriell skalierbare Sektorkopplung in einer Industriemetropole mit den oben genannten Kunden- und Nutzersektoren Industrie/Gewerbe, Verkehr und (private) Haushalte ist höher als bei anderen urbanen Konstellationen oder auch bei den überregionalen Netzausbauplänen der Übertragungsnetzbetreiber. In Bezug auf diese Strukturen hat Hamburg innerhalb von Deutschland quasi ein Alleinstellungsmerkmal inne, da alle drei Sektoren intensiv ausgeprägt sind. In der Übertragungsebene findet das vielfältige Spektrum des Verteilungsnetzes nur kumuliert Eingang, bei iNeP muss es hingegen detailliert betrachtet werden.

In Ergänzung zur Netzentwicklungsplanung für Strom- und Gasübertragungsnetze (NEP Strom und NEP Gas) auf nationaler Ebene, bei denen primär der Netzausbau und die Anpassung von Netzkapazitäten für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen für Power-to-Gas (Wasserstoff) im Vordergrund stehen, sind für iNeP detaillierte Parameter lokal, hier: auf Hamburg bezogen, in verschiedenen Szenarien zu betrachten.

Als Anforderung aus dem HmbKliSchG sind hier für die dort aufgeführte Zielstellung der Klimaneutralität unterschiedliche Transformationspfade für alle Sektoren zu berücksichtigen.

In iNeP gilt es, insbesondere für die Zielerreichung der Klimaneutralität im Sektor der privaten Haushalte und deren Bedarf an der Energieform Wärme, die vielfältigen, möglichen Varianten der Kopplung von Netzen und gegebenenfalls neuartiger Anlagen für Sektorkopplungstechnologien (Power-to-Gas/-to-Heat) zu berücksichtigen. Ziel von iNeP ist es zum einen, sich an netztechnisch optimierten Kopplungen zu orientieren. Gleichzeitig wird aber auch die Bedarfs-/Nutzerseite mit den in hoher Variabilität ausgestalteten Anlagentechnologie-Kombinationen berücksichtigt, ebenso wie die technologischen Entwicklungen in diesem Bereich. Gerade letzterer Punkt führt zu einer dauerhaften Integration von iNeP in die Planungsprozesse der beteiligten Netzbetreiber.

Als Lösungsansatz zur Begrenzung und Handhabbarkeit der Komplexität werden in iNeP validierte Bedarfshebungen, Prognosen und Szenarien (Szenariorahmen) erarbeitet und in den jeweiligen Phasen des Vorhabens zur Anwendung kommen.

B. Validität externer Daten und Einbindung externer Stakeholder

Ein wesentlicher innovativer Aspekt von iNeP ist die Entwicklung eines Planungsprozesses, der die heutigen Planungsprozesse mit jeweils separater Netzplanung der Energienetze für Strom, Gase und Wärme um eine integrierte Planung ergänzt. Eine zusätzliche Innovation im Planungsprozess stellt die Orientierung von iNeP an den realen zukünftigen Sektor-Bedarfen dar. Dazu werden in aufeinander folgenden Schritten zunächst Szenarienrahmen erstellt, anschließend rechnergestützt netztechnische

Untersuchungen gestartet, und schließlich münden die Ergebnisse in eine Roadmap des netzseitigen Anpassungsbedarfs für die Transformationspfade gemäß HmbKliSchG.

Erfolgt die separate Planung für die Energienetze aktuell primär nach eingehenden Bedarfsanfragen von Kunden für kurz- bis mittelfristig (Planungshorizont zwei bis fünf Jahre) bereitzustellende Energieträger (Strom, Gase, Wärme), so wird für die Entwicklung und Erarbeitung der Roadmap zur tatsächlichen integrierten Netzplanung nun als wesentlicher Parameter ein mittel- bis langfristiges Bedarfsszenario (Planungshorizont zehn Jahre) erhoben. Dies erfordert eine Projektion seitens der Kunden für den zukünftigen Bedarf an über Sektorkopplung bereitzustellender Energie. Seitens externer Stakeholder (Stadt, Behörden, Bezirke) ist eine Detaillierung möglicher Transformationspfade in den Sektoren (beispielsweise für die Verkehrsplanung) sowie auch eine Neu-Orientierung hin zu einer integrierten Betrachtung heute getrennter Energieteilsysteme notwendig.

Für die Entwicklung der Roadmap benötigen die städtischen Netzbetreiber daher zusätzlich zu den ihnen heute vorliegenden realen Verbrauchsdaten auch eine durch externe Kunden/Stakeholder validierte und sich iterativ verbessernde Datengrundlage. Die Partner gehen davon aus, dass zu Beginn des Vorhabens mit erstmaliger Einbindung der externen Kunden und Stakeholder in den Planungsprozess eine gute Datengrundlage für wesentliche, große Sektorkopplungsbedarfe, insbesondere für den Sektor Industrie und für das Fernwärmesystem der Wärme Hamburg, erhoben werden kann. Allerdings werden für das Ziel, eine abgestimmte Roadmap für alle Sektoren in Hamburg bis zum Jahr 2050 zu erstellen, insbesondere für die Sektoren Haushalte und Verkehr weitere Iterationen (Bedarfsabfragen/Datenerhebung) erforderlich sein.

Als Lösungsansatz für die sich erst im Zeitverlauf des Vorhabens iterativ verbessernden und sukzessiv alle Sektoren umfassenden Bedarfs-/Plandaten wird das Vorhaben in zwei zeitlich getrennte Phasen untergliedert. Sie bauen aufeinander auf und laufen prinzipiell beide in den oben beschriebenen Schritten ab.

IV. ZEITLICHER RAHMEN UND EINBINDUNG IN DAS NORDDEUTSCHE REALLABOR

iNeP als Projekt ist eingebunden in das NDRL, das, gefördert nach dem 7. Energieforschungsprogramm des BMWi, den Transformationspfad für die Dekarbonisierung in der Metropolregion Hamburg und Umgebung aufzeigen soll. Die hamburgischen Netzbetreiber einschließlich der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (50Hertz, TenneT) und Gase (Gasunie) sowie weiterer Netzbetreiber und der einschlägigen wissenschaftlichen Institute sind in der Arbeitsgruppe (AG) 1 Infrastrukturen und Netze zusammengeschlossen. Sie bearbeiten aktiv die Schlüsselstellen zwischen großindustrieller Skalierung von Anlagen zur Sektorkopplung und energieoptimiertem Einsatz vor allem für Wärme- und Mobilitätsanwendungen von Energie.

NDRL ist dabei als Baustein zur bundesweiten Wasserstoffstrategie zu sehen, mit der die Dekarbonisierung des Energieeinsatzes und der Aufbau einer neuen Energieinfrastruktur vorangetrieben werden soll.

Nach derzeitiger Planung werden die geförderten Aktivitäten des Projekts NDRL am 01.04.2021 beginnen, die gesamte Laufzeit beträgt fünf Jahre. iNeP als sogenanntes

Teilvorhaben hat als Förderprojekt für die als Industriepartner bezeichneten städtischen Netzbetreiber eine Laufzeit von drei Jahren. Die FuE-Partner werden insbesondere für die Version iNeP V2.0 im zweiten Teil zu entwickelnde Software-Lösung über die gesamte Laufzeit gefördert.

Die in Abschnitt III. B. beschriebenen Schritte werden für beide Versionen jeweils nacheinander durchlaufen. Nach erfolgreicher Abnahme der Version iNeP V2.0 wird im Sinne des Förderprojekts die operative Verwertung möglich, das heißt iNeP kann einerseits als Eingangsparameter für die Netzplanungsprozesse der beteiligten Industriepartner genutzt werden und andererseits wissenschaftlich verfeinert und/oder operativ bei anderen Netzbetreibern ausprobiert beziehungsweise eingesetzt werden.

Im Detail wird das Vorgehen wie nachfolgend beschrieben erfolgen:

- Nach drei Jahren ist als erstes ein mit den Stakeholdern zu diskutierendes Ergebnis iNeP in der Version V1.0 verfügbar. Die Methodik wird entwickelt und einem ersten Praxistest unterzogen.
- In die zweite, rechnergestützte und KI-basierte Version V2.0 von iNeP fließen Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Stakeholderdiskussion und nochmals erhobenen, möglicherweise verbesserten Daten der Kunden-/Nutzerseite sowie der Rückmeldung zur Umsetzbarkeit aus den Planungsabteilungen der beteiligten städtischen Netzbetreiber ein.

LITERATUR

- [1] Koch, O. H., Pfarrherr, B.: Integrierte Planung und Kopplung von Netzen als Basis für die Zielerreichung im Klimaschutz, Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz 2019, (Hrsg.: D. Schulz)
- [2] Erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplan, 2019
- [3] Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas, Fassung vom 12.05.2020

Grundlegende Herausforderungen für zukünftig integrierte Strom-, Gas- und Wärmenetze

Daniela Vorwerk*, Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*daniela.vorwerk@hsu-hh.de

Kurzfassung – Als „integriertes Netz“ ist die Kopplung der drei Energiesektoren Elektrizität, Gas und Wärme untereinander gemeint. Dadurch soll eine höhere Flexibilität und Speicherfähigkeit für das Energiesystem erreicht sowie weitere Nutzungspfade für regenerativ erzeugten Strom erschlossen werden. Aktuelle Netzplanungsprozesse der leitungsgelassenen Energiesektoren werden derzeit noch separat für die verschiedenen Energieträger durchgeführt. Zur Entwicklung von über alle drei Sektoren übergreifenden Netzplanungsmethodiken bedarf es Modifikationen bestehender Konzepte und neuer Ansätze. Auch bestehen Unterschiede in der Netzführung und in Verfahren zur Modellierung und Netzberechnung der leitungsgelassenen Strukturen. Für integrierte Netze besteht daher der Bedarf für neue, gemeinsame Herangehensweisen in der Netzplanung, um die verschiedenen Energiesektoren in geeigneter Weise einzubeziehen und miteinander zu verbinden. Bei sektorenübergreifend abgestimmten Prozessen in der Netzführung, sowie Modellierung und Berechnung sind insbesondere die verschiedenen physikalischen Beschaffenheiten der Energieträger und die Dynamiken und Zeitkonstanten der Netze und Sektorkopplungstechnologien zu berücksichtigen. Für aufeinander abgestimmte Prozesse in den Energiesektoren Strom, Gas und Wärme im Sinne einer integrierten Betrachtung bestehen noch zahlreiche Herausforderungen und Fragestellungen, die in diesem Beitrag thematisiert werden.

Stichworte – Sektorenkopplung, integrierte Netzplanung, gekoppelte Energiesysteme, Strom, Gas, Wärme

NOMENKLATUR

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
NEP	Netzentwicklungsplan
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die „Sektorenkopplung“ der drei Energienetze Strom, Gas und Wärme ermöglicht die Planung und Führung sog. „integrierter Netze“. Kopplungen der drei Energieträger untereinander lassen sich durch Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Power-to-Gas, Power-to-Heat, Gas-to-Power, Power-to-Heat sowohl zentral als auch dezentral erreichen. An Kopplungspunkten werden Synergien zwischen den Netzen geschaffen und somit die Einspeisung erneuerbarer Energien (EE), die Flexibilität sowie die Redundanz und Speicherfähigkeit des Versorgungssystems erhöht.

Durch integrierte Netze lassen sich die folgenden Vorteile systematisch erzielen:

- Es werden weitere Nutzungspfade für EE über den rein elektrischen Pfad hinaus, auch in Gas- und Wärmeverbrauchssektoren, geschaffen [1]
- Die Speicherfähigkeit von EE wird durch Einspeisung „grüner Gase“ aus Power-to-Gas-Prozessen in die Gasinfrastruktur erhöht [2]
- Anlagen zur Notstromversorgung können sektorenübergreifend und damit umweltfreundlicher als auf konventionellem Wege ausgeführt werden [3]
- Durch Netzkopplungspunkte besteht mehr Flexibilität in der Führung der Netze, wodurch sich Möglichkeiten zur erhöhten Ausnutzung von EE und eine höhere Versorgungssicherheit bieten

Da sich durch die Kopplung der Netze auch die Komplexität des Systems erhöht, bedarf es einer ganzheitlichen Betrachtung, in der die unterschiedlichen Charakteristiken der drei Netze und Energieträger in geeigneter Weise einbezogen werden. Im Hinblick auf eine effiziente Netzausbauplanung und systemdienliche Netzführung unter hoher Ausnutzung von EE könnten gemeinsame, jeweils spartengetrennten Betrachtungen für Strom-, Gas- und Wärmenetze zu integrierten Prozessen weiterentwickelt werden und somit langfristig Vorteile gegenüber separater Netzplanung und -führung generieren. So kann eine gemeinsame „integrierte“ Planung zu höherer Effizienz und somit zu Einsparungen an Kosten, Zeit und Ressourcen beim Netzausbau führen, da durch eine abgestimmte Vorgehensweise für die drei Sektoren mehr Transparenz über bestehende freie Kapazitäten für Transport und Verteilung besteht. So kann z. B. die Nutzung bestehender Netzstrukturen aus einem Sektor den vermeintlich notwendigen Ausbau eines anderen Sektors obsolet machen. Darüber hinaus können mittels integrierter Planungsprozesse effizient und vorausschauend geeignete Standorte für Netzkopplungspunkte und -technologien identifiziert werden. Diese ermöglichen viele Freiheitsgrade in der Betriebsführung, wodurch sektorenübergreifend Leistungsflüsse verschoben werden können. Die Netze könnten sich also gegenseitig stützen und entlasten. Durch geeignete Betriebsführung der Netzkopplungsanlagen kann auch die Möglichkeit zur stofflichen Speicherung in Gasnetzen zur Pufferung der natürlich auftretenden Differenzen zwischen EE-Einspeisung und Bedarfen genutzt werden [2].

Wesentliche Herausforderungen für eine integrierte Netzbetrachtung ergeben sich insbesondere daraus, dass die drei betrachteten Energieträger Strom, Gas und Wärme sich grundlegend in Netzarchitektur und -komponenten, Leitungsgeometrie, Verbraucherstruktur und physikalischem Verhalten voneinander unterscheiden – dennoch müssen für die Entwicklung integrierter Ansätze die jeweiligen Gesetzmäßigkeiten in den verschiedensten Ebenen der Netzplanung, -führung und -berechnung für alle Energieträger berücksichtigt werden. Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme und deren Netzinfrastruktur gegeben, anschließend werden einige wesentliche Fragestellungen hinsichtlich integrierter Netzplanung, -führung, sowie -modellierung und -berechnung aufgeführt.

II. DIE ENERGIETRÄGER STROM, GAS UND WÄRME

Die Problematik für eine integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen liegt der unterschiedlichen Physik der drei Energieträger und der Beschaffenheit der Netze und Komponenten zugrunde. ABBILDUNG 1 gibt einen Überblick über zentrale physikalische Größen, geometrische Parameter der jeweiligen Netzinfrastrukturen sowie Technologien für Netzkopplungspunkte und soll einen Eindruck für die Interaktion im Zuge integrierter Netze vermitteln.

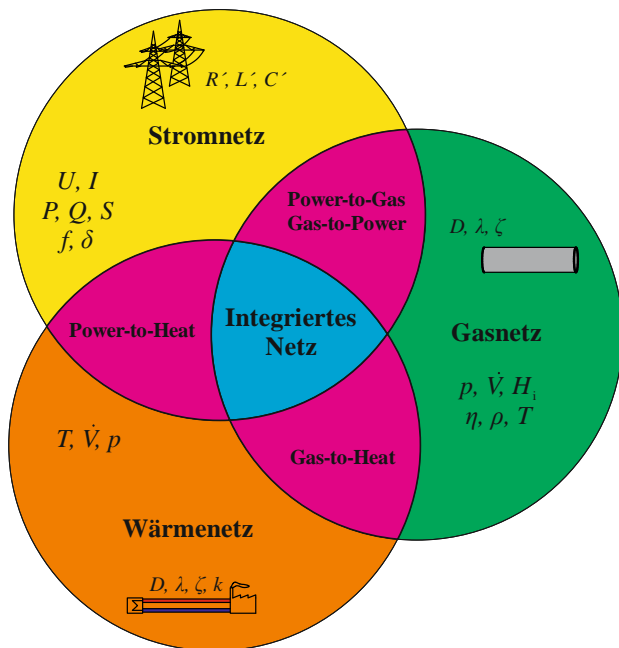


ABBILDUNG 1: WICHTIGE BETRIEBS- UND AUSLEGUNGSGRÖßEN DER ENERGIENETZE FÜR STROM, GAS UND WÄRME.

Strom- und Gasnetze sind als kontinental übergreifende Systeme als Transport- und Verteilnetze mit verschiedenen Spannungs- bzw. Druckebenen aufgebaut [4], [5], während Fernwärmenetze ein regional begrenztes Gebiet umfassen und als sog. Nahwärmenetze in noch kleineren Maßstäben ausgeführt werden [6]. Das Gasfernleitungsnetz führt heutzutage vorwiegend Erdgas, in kleinerem Maßstab sind Einspeisungen von Wasserstoff oder Biogas und synthetischen Gasen möglich [7]. In Stromnetzen, die vorwiegend als Drehstromsystem ausgeführt sind, werden zur Leistungsübertragung Freileitungen oder Kabel als elektrische Leiter verwendet. Deren ohmsche (R'), induktive (L') und kapazitive (C') Leitungsbeläge üben maßgeblichen Einfluss

auf das Verhalten der Netze aus. Zur Transformation der Spannung zwischen den Ebenen verschiedener Spannungsniveaus kommen Transformatoren zum Einsatz [4]. Bei den Rohrleitungssystemen von Gas- und Fernwärmenetzen sind insbesondere geometrische Daten der Leitungen wie Durchmesser D , Rauigkeit λ und Verlustbeiwerte ζ relevant für das Betriebsverhalten und auftretende Druckverluste [5], [6]. Während Strom ein sehr schnell agierendes System mit den zentralen physikalischen Größen wie Netzfrequenz f , Strömen I und Spannungen U [4] ist, unterliegen Gas und Fernwärme durch ihre stoffliche Gebundenheit den Gesetzen der Strömungsmechanik und aufgrund begrenzter Fließgeschwindigkeiten auch einer gewissen Trägheit [5], [6]. Hier spielen Drücke p , Volumenströme \dot{V} , Stoffwerte und insbesondere in Wärmenetzen auch die Temperatur T eine wichtige Rolle [5], [6]. In Gasnetzen sind als Komponenten u. a. Verdichterstationen, Gasdruckregelanlagen und Odoriereinrichtungen zu nennen [5]. Fernwärmenetze sind als Zweileitersystem mit Vor- und Rücklauf für Heißwasser, seltener Dampf, als Wärmeträgermedium gestaltet [6]. Diese werden aus Wärmequellen wie z. B. Heizkraftwerken oder Blockheizkraftwerken gespeist. Zur Erhaltung des Volumenstroms ist eine Förderpumpe notwendig [6].

Wesentliche Unterschiede in den Netzen ergeben sich auch durch Struktur und zeitabhängigen Leistungsbedarf der Verbraucher. Elektrische Bedarfe entstehen dabei durch elektrisch betriebene Geräte, im Zuge steigender Durchdringung von Elektromobilität, Wärmepumpen und intelligenter Verbrauchssteuerung werden sich hier herkömmliche Ansätze und Standardlastprofile verändern [8]. Gas- und Wärmeverbraucher unterliegen oftmals stark saisonalen Schwankungen, da sich insbesondere Raumwärmebedarfe in Abhängigkeit der Außentemperatur ergeben [5].

III. NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Die Netzausbauplanung umfasst einerseits die Thematik des Netzneubaus und andererseits die Anpassung bzw. Verstärkung von Altnetzen [4]. Dabei verlaufen die Planungsprozesse je nach Netz- und Strukturebenen sehr unterschiedlich. Grundsätzlich basiert die Netzentwicklungsplanung auf angenommenen Szenarien, welche Bedarfs-, Dargebots- und Technologieentwicklungen berücksichtigen [9]. Dabei spielen neben der technischen Machbarkeit und Umsetzung auch politische, wirtschaftliche, geographische und gesellschaftliche Faktoren in die Netzentwicklungsplanung ein [5].

A. Aktuelle Nationale Netzentwicklungspläne

Für das elektrische Übertragungsnetz sowie das Gasfernleitungsnetz in der Bundesrepublik Deutschland werden jeweils alle zwei Jahre nationale Netzentwicklungspläne (NEP) durch die jeweiligen Netzbetreiber erarbeitet und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständige Behörde geprüft. Die Entwürfe für die NEP werden dabei auf Grundlage eines von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und anerkannten Grundsätzen der Netzplanung entwickelt [9]. Im Rahmen des NEP Strom der vier Übertragungsnetzbetreiber sollen Ausbaubedarfe für die elektrische Netzinfrastruktur und Verknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungen identifiziert werden. Die Szenarien unterscheiden sich voneinander durch den Umfang der EE-Erzeuger, Innovationsgrad von zentralen und

dezentralen Erzeugereinheiten, Umfang und Einsatz von Sektorenkopplung und Flexibilitätpotentialen von Speichern [9]. Es variieren auch die Vorhersagen zur Entwicklung der Stromverbräuche. Dazu werden aktuell maximal zulässige Kohlenstoffdioxidemissionen im Zuge des Klimaschutzplans der Bundesregierung, Einspeisespitzen für EE und der Ausstieg aus der Kernenergie, sowie eine erhebliche Reduzierung des Kohlekraftwerksparks berücksichtigt [9]. Im NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber sind aktuelle Themen die Umstellung von L- auf H-Gas (Umstieg von Erdgas mit niedrigem Brennwert auf Gas mit höherem Brennwert) sowie die zunehmende Bedeutung von „Grünen Gasen“ und Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Energiesektors [10]. Im Zusammenhang mit dem ambitionierten Ziel zur Klimaneutralität in Europa bis 2050 und der nationalen Wasserstoffstrategie [11] der Bundesregierung von Januar 2020 zeichnet sich der Bedarf für eine nationale Wasserstoffwirtschaft und -infrastruktur ab [10].

B. Netzplanung in Verteilnetzen

Für die Netzausbauplanung in Verteilnetzen sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) zuständig [4]. Da in der Verteilnetzebene i. A. weniger Einspeiseanlagen als auf höheren Netzebenen verortet sind, sind dort zur Beurteilung des Ausbaubedarfs insbesondere die zu erwartenden Leistungsbedarfe angeschlossener Verbraucher entscheidend [4]. Durch die verschiedenen Nutzungspfade der drei Energieträger Strom, Gas und Wärme liegen der Ausbauplanung für die jeweiligen Netzstrukturen unterschiedliche Bezugsgrößen und Dimensionsparameter zugrunde. Eine wichtige Größe für alle drei ist die sog. *Spitzen- oder Höchstlast*. Diese entspricht der größten anzunehmenden Übertragungsleistung, für die die Strukturen ausgelegt sein müssen [4]. Die Kalkulation der Spitzenlast für die jeweiligen Energieträger unterliegt Unsicherheiten, da die Bezieher i. A. frei in der Gestaltung ihrer Energieversorgung sind und daher zunächst keine genaue Angabe über die zu liefernden Leistungen vorliegt. Daher bedarf es geeigneter Annahmen und Erfahrungswerten [5]. In derzeitigen Planungsprozessen in der Verteilnetzebene werden zur Bestimmung der Spitzenlast Gleichzeitigkeitsfaktoren für bestimmte Verbraucherstrukturen und Endgeräte herangezogen [4], [5]. Allerdings bedürfen diese einer stetigen Anpassung und Aktualisierung, was z. B. für elektrische Netze im Hinblick auf vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und privater Ladeinfrastruktur für Elektromobilität offensichtlich wird [2]. Für elektrische Netze ist die Spitzenlast als Wirkleistungsbedarf der Verbraucher charakterisiert, dabei sind z. B. Anzahl der Kabel und Anzahl, Bemessungsleistung und Standorte von Netzstationen freie Gestaltungsparameter [4]. Durch geeignete Ausbaustrategien können u. a. die Kriterien Spannungshaltung und (n-1)-Ausfallsicherheit berücksichtigt werden [4]. In Gas- und Wärmenetzen ist der Spitzenvolumenstrom ausschlaggebend zur Dimensionierung der Rohrleitungen [5], [6]. Dabei soll in Gasnetzen durch langfristige Abschlagsplanungen die ausreichende Kapazität von Ortsnetzleitungen auch bei zukünftig steigendem Absatz gewährleistet sein [5]. In Fernwärmenetzen werden Leitungen sowie Pumpen oftmals überdimensioniert, um weitere Ausbaufähigkeit zu erhalten [6], denn ein zu geringes Verhältnis zwischen Rohrdurchmesser und Volumenstrom kann hier zu unzulässig hohen Geschwindigkeiten und Druckverlusten führen [6]. Bei allen Energienetzen muss für die Ausbauplanung auch jeweils die Ausgangssituation bestehender Infrastruktur sowie die

Bemessungsgrößen bereits vorhandener Netzkomponenten mit einbezogen werden, um einen technisch machbaren, sicheren und wirtschaftlich günstigen Ausbau sicherzustellen [4].

C. Herausforderungen für die integrierte Netzentwicklungsplanung

Im Zuge einer ganzheitlichen, integrierten Netzentwicklungsplanung für die drei Energiesektoren müssen die Gesichtspunkte der verschiedenen Strukturen in geeigneter Weise zusammengebracht werden. Bestehende technische, wirtschaftliche und die Sicherheit betreffende Aspekte müssen dabei für alle Netze berücksichtigt werden. Integrierte Planungsprozesse bieten die Chance, dass geeignete Kopplungspunkte zur Verbindung der einzelnen Netzstrukturen schneller und effizienter identifiziert werden könnten. Diese könnten zukünftig nicht nur durch zentrale Großkraftwerke sondern auch durch dezentrale Anlagen in kleineren Maßstäben in den Verteilnetzebenen realisiert werden [12].

Aufgrund der derzeit noch mangelnden Erfahrung im Bereich der integrierten Netzentwicklungsplanung bestehen in dieser Hinsicht noch zahlreiche Herausforderungen, die im Folgenden aufgeführt werden.

1) Grundsätzliche Aspekte der integrierten Netzentwicklungsplanung

Für eine integrierte Netzentwicklungsplanung bedarf es einer verstärkten Zusammenarbeit und Interaktion zwischen den jeweiligen Netzbetreibern. Dazu müssen Art der Zusammenarbeit sowie viele politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Perspektiven berücksichtigt und ggf. neu verhandelt werden. Diesbezüglich ergeben sich u. a. die folgenden Fragestellungen, die prinzipielle Aspekte einer integrierten Netzentwicklungsplanung betreffen:

- Wie ist die integrierte Netzplanung politisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich einzuordnen?
- Wie können verschiedene Interessen der jeweiligen Netzbetreiber gleichermaßen berücksichtigt werden?
- Wie ist der zeitliche Planungshorizont zu wählen und aufeinander abzustimmen?
- Welche Auswirkungen hat die mögliche Errichtung eines nationalen Wasserstoffnetzes auf die (integrierte) Netzentwicklungsplanung?

2) Verfahren für integrierte Netzplanungsprozesse

Bestehende Netzplanungsprozesse in den Verteilnetzen basieren auf Erfahrungswerten, Annahmen für sich entwickelnde Absatzbedarfe sowie der Kenntnis der jeweiligen Ad-Hoc-Situation der Netzkomponenten und -strukturen. Diese Prozesse müssten im Zuge der integrierten Netzplanung sektorenübergreifend stattfinden. Dazu könnte auf bestehende Methodiken zurückgegriffen werden, die um einige Überlegungen ergänzt zu integrierten Verfahren weiterentwickelt werden könnten. Dazu ergeben sich die im Folgenden aufgeführten Herausforderungen:

- Wie können separate Netzplanungsverfahren unter Ausnutzung von Erfahrungswerten hin zu integrierten Prozessen weiterentwickelt werden?

- Wie unterscheiden sich integrierte Netzplanungsprozesse in den verschiedenen Ebenen des Energiesystems?
- Wie können vorhandene Kapazitäten anderer Energiesektoren bestmöglich genutzt werden, sodass ggf. auf Netzausbau oder -verstärkung eines anderen Sektors verzichtet werden kann?
- Kann Redundanz und Ausfallsicherheit für Versorgungspfade auch sektorenübergreifend erreicht werden?

3) Bedarfsabschätzung und Kalkulation der Spitzenlast

Die Abschätzung der jeweils zu erwartenden Höchstlast in den Energienetzen unterliegt bereits bei derzeitig getrennten Netzplanungsprozessen Unsicherheiten [5], im Zuge integrierter Betrachtungen besteht diese Problematik ebenso. Zur Einschätzung von Bedarfen und Kalkulation von Spitzenlasten für die integrierte Netzplanung ergeben sich die folgenden Herausforderungen:

- Wie sind zukünftige Bedarfe der drei Energieträger für Verbrauchssektoren mit hoher Vielfalt an Endgeräten sinnvoll abzuschätzen?
- Ist es denkbar, eine zuvor festgelegte Verteilung von Endgeräten, z. B. für Neubaugebiete, in die Netzplanung einzubeziehen?
- Kann anhand von Bedarfsprognosen eine „integrierte Spitzenlast“ kalkuliert werden und wie kann diese auf die jeweiligen Energieträger übertragen werden? Wie müssen die Gleichzeitigkeitsfaktoren gestaltet werden und wie groß ist die dabei entstehende Unsicherheit?

4) Identifikation und Schaffung von geeigneten Netzkopplungspunkten

Mittels sektorenübergreifender Netzplanungsmethoden könnten geeignete Standorte für Netzkopplungstechnologien effizienter identifiziert werden. Hierbei ist zu prüfen, welche Standorte sich für Netzkopplungstechnologien eignen und wie diese dann technisch gestaltet werden müssen. Anlagen an Netzkopplungspunkten stellen aus Sicht der jeweiligen Netze (umschaltbare) Verbraucher/Erzeuger-Technologien dar. An diesen Kopplungspunkten müssen die Netze ggf. für schnelle Lastwechsel und bidirektionale Lastflüsse ausgelegt sein, wodurch auch die Notwendigkeit für geeignete Sicherheitstechnik besteht. Hinsichtlich der Identifikation und Gestaltung von Netzkopplungspunkten lassen sich z. B. die folgenden Problemstellungen identifizieren:

- Welche Technologien zur Kopplung der Netze könnten eine relevante Rolle spielen?
- Was sind Bewertungskriterien für sinnvolle Netzkopplungspunkte? Lassen sich diese Kriterien übertragen? Welche Standorte bieten sich anhand derer an?
- Welche maximalen Leistungen können und sollen zwischen den Netzen übertragen werden? Sollen diese Netzkopplungspunkte jeweils bi- oder unidirektional ausgeführt werden?
- Welche Spannungs-/Druckebenen sind für welchen Leistungstransfer geeignet?

- Welcher Bedarf an zusätzlichen technischen Komponenten und Sicherheitseinrichtungen ergibt sich an Netzkopplungspunkten?

IV. NETZFÜHRUNG VON ENERGIENETZEN

Die Netzführung hat den stetigen ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb eines Netzes oder einer Netzebene zum Ziel, wobei auch wirtschaftliche Aspekte eine Rolle spielen [4], [5]. Sie umfasst die Steuerung und Überwachung der Prozesse in den Netzen [4], [5]. Aktuelle Messwerte für zentrale physikalische Größen stellen dabei die Datengrundlage für Netzzustandsschätzungen dar. Die jeweiligen Messsignale werden dafür durch entsprechende Leittechnik vom Messpunkt ausgehend an eine zentrale Leitstelle gegeben, wo sie vom Netzrechner entsprechend aufbereitet, dargestellt und verarbeitet werden [4]. Umgekehrt muss von dieser Leitstelle aus durch Steuerbefehle in die Prozesse im Netz eingegriffen werden können. Bei der Leitstelle für elektrische Netze müssen aufgrund der schnellen Zeitkonstanten des Systems manche Entscheidungen sehr schnell getroffen werden und entsprechende Befehle unmittelbar („online“) ausgeführt werden. Der Netzrechner arbeitet daher in Echtzeit. Messgrößen in elektrischen Netzen sind z.B. Werte für Wirk- und Blindleistungen und Spannungen an Sammelschienen, Betriebsströme, Netzfrequenz, Schalterstellungen und Betriebspunkte von Umspannern oder Kompensationsdrosselspulen. Im Zuge der Netzführung spielt auch die Netzsicherheitsplanungsrechnung eine Rolle. Dabei wird auf Basis von Vorhersagen über Erzeugung und Lasten bereits im Vorhinein geprüft, ob sich anhand der erwarteten Lastflüsse ein zulässiger Netzzustand einstellt. Da elektrische Netze keine Eigenspeicherfähigkeit besitzen, muss dort die Leistungsbilanz zur Haltung der Netzfrequenz stetig erfüllt sein. Dafür wird innerhalb einer Regelzone ausreichend Regelleistung vorgehalten, die unmittelbar abrufbar sein muss [4]. Bei Gasnetzen findet die Netzführung in der sog. „Dispatching-Zentrale“ statt. Der Aufgabenbereich umfasst hier die Deckung der Bedarfe, aktive Steuerung von Erzeugern oder Speichern durch Umschaltungen, die jeweilige Mengenverteilung in den Rohrnetzen und die stetige Überwachung eben dieser Vorgänge [5]. Das Gasnetz hat im Gegensatz zu elektrischen Netzen eine eigene Speicherkapazität, die sich bei der Betriebsführung zu Nutze gemacht wird, indem z. B. die hohen Bedarfe am Tag bei gleichbleibender Einspeisung durch Gasspeicherentleerung und zusätzliche Spitzenlasterzeugung gedeckt werden, wohingegen jeweils nachts die Speicher wieder befüllt werden [5]. In Fernwärmenetzen ist die maßgeblich geregelte Größe die Vorlauftemperatur des Wärmeträgermediums. Diese wird dabei meist zwischen 70 °C und 130 °C gleitend in Abhängigkeit der Außentemperatur und der sich daraus ergebenden Wärmebedarfe durch die Fahrweise der entsprechenden Wärmequelle und der daraus resultierenden Wärmeauskopplung eingestellt. Dabei ist auch der Betriebsdruck in Fernwärmeleitungen eine wichtige zu überwachende Größe [6].

Netzführung integrierter Systeme

Im Zuge integrierter Netze könnte auch eine aufeinander abgestimmte Netzführung, die sich sektorenübergreifend über ein integriertes Netzsystem erstreckt, relevant werden. Dies birgt viele Herausforderungen, die insbesondere technischer aber auch wirtschaftlicher Natur sind. Die Leistungsbilanzen müssen dabei stets unter Einhaltung aller Randbedingungen erfüllt sein. An Netzkopplungspunkten ergeben sich dabei

weitere Umformungsverluste und gegenseitige Abhängigkeiten, der Aspekt der Betriebssicherheit ist dabei für jedes Netz gleichermaßen relevant. Bei dynamischen Lastgängen von Kopplungstechnologien sind die Netzrückwirkungen dieser Anlagen, wie z. B. Überschwüngen im Stromnetz oder unzulässige Druckstöße im Gasnetz zu berücksichtigen. Bei der Führung integrierter Netze müssten somit alle auftretenden Auswirkungen der Netze untereinander bekannt und beherrschbar sein. Zur Regelung der Netzkopplungstechnologien bedarf es daher einer intelligenten Regelungstechnik. Dabei sind auch die stark unterschiedlichen Zeitkonstanten der Netze zu beachten. Für die Netzführung und Steuerung von Netzkopplungstechnologien könnten auch gemeinsame Leitzentralen, die die Betriebsparameter aller Netzstrukturen aufzeigen und überwachen, sinnvoll sein, oder aber es kann geprüft werden, welche Betriebsparameter jeweils an die Netzbetreiber der anderen Sektoren übergeben werden. Auch müssen wirtschaftliche Aspekte, die im Rahmen der Netzführung in die kurz- oder mittelfristige Betriebsplanung einbezogen werden, sektorenübergreifend berücksichtigt werden.

1) Gemeinsame Leitwarte

Für die mögliche Errichtung und den Betrieb gemeinsamer Leitwarten bestehen Fragestellungen hinsichtlich der jeweilig zu messenden und überwachenden physikalischen Größen, der Regelungstechnik und der Verarbeitung durch den Netzrechner. Diese lauten u. a.:

- Welche Messgrößen und Betriebsparameter sind entscheidend für die integrierte Netzführung?
- Welche Randbedingungen haben höhere Priorität gegenüber anderen bei einer integrierten Netzführung?
- Gibt es für gewisse Betriebsfälle Netze mit vorrangiger Stellung, wenn ja, welche und warum?
- Wie können fehlerhafte Netzzustände schnellstmöglich sektorenübergreifend detektiert und behoben werden?
- Wie wirken sich die verschiedenen Dynamiken der Energieträger auf die Netzführung aus?
- Wie sehen Berechnungsverfahren für sektorenübergreifende Netzzustandsschätzungen aus?

2) Regelung von Netzkopplungstechnologien

Durch eine geeignete Leistungsregelung und -steuerung an Netzkopplungspunkten könnte der Netzbetrieb so realisiert werden, dass die Erzeugung aus EE kurz-, mittel- oder langfristig bestmöglich ausgenutzt wird. Eine hohe Anzahl an Kopplungspunkten erhöht dabei zwar einerseits die Flexibilität des Gesamtenergiesystems, andererseits erhöht sich dadurch auch die gegenseitige Interaktion der verschiedenen Energieträger, die bei der Netzführung berücksichtigt werden muss. Hinsichtlich der Netzkopplungspunkte ergeben sich die folgenden Herausforderungen:

- Wie kann die Regelungstechnik für Netzkopplungstechnologien effizient gestaltet und umgesetzt werden?
- Wie können sich dezentrale Gas-to-Power-Systeme an der Bereitstellung von Regelleistung beteiligen?

- Welche Rolle spielen Anfahrverhalten, Verzögerungen, Teillastwirkungsgrade und Ausfälle der Anlagen an Netzkopplungspunkten?
- Wie können Netzkopplungstechnologien zur Leistungsflusssteuerung beitragen, um Engpässe in elektrischen Topologien zu vermeiden?
- Wann bietet sich für KWK-Anlagen ein stromgeführter, wann ein wärmegeführter Betrieb an?

3) Optimierte Netzführung

Zur Bestimmung eines optimalen Betriebs von Energiesystemen liegen Methodiken zugrunde, die diesen jeweils nach bestimmten Zielgrößen optimieren. Dies kann zum Beispiel durch Optimal-Power-Flow-Verfahren (OPF) geschehen [13]. Bei einer integrierten Betriebsführung müssen dazu die Rahmen- und Randbedingungen aller Energieträger und das unterschiedliche Zeitverhalten mit einbezogen werden. Dabei bestehen die folgenden Herausforderungen:

- Wie können etablierte Methodiken der momentan- und langzeitoptimierten Betriebsführung für integrierte Systeme angewandt werden?
- Welche Gesichtspunkte der Optimierung könnten betrachtet werden?
- Welche Rolle spielen Vorhersagefehler und Unsicherheiten in der EE-Erzeugung und Lasten?

4) Umgang mit plan- und steuerbaren Lasten

Für die Netzsicherheitsrechnungsplanung in elektrischen Netzen werden große Leistungen an Erzeugung und Verbrauch bereits im Vorhinein angekündigt, was eine Planung für die Betriebsführung zulässt [4]. Auch kann durch intelligente Verbrauchersteuerung aktiv in die Leistungsflüsse eingegriffen werden [14]. Für plan- und steuerbare Lasten im Hinblick auf die integrierte Netzführung ergeben sich dabei folgende Fragestellungen:

- Wie wirken sich z. B. für das elektrische Netz „netzdienliche“ Verbrauchersteuerungen auf die anderen Netze aus?
- Wie können planbare Lasten in der integrierten Netzführung sektorenübergreifend berücksichtigt werden?

V. NETZMODELLIERUNG UND -BERECHNUNG

Durch Modellierung und Berechnung von Energiesystemen und Netztopologien wird eine hinreichend genaue Darstellung der Realität in einer simulativen Umgebung angestrebt. Dadurch sollen, auch über den Echtzeitbetrieb hinaus, wichtige Kenntnisse und Informationen über das System gewonnen werden [15]. Die Ergebnisse von Netzberechnungen werden dabei für Studien, für Voraussagen hinsichtlich notwendiger Ausbau- und Betriebsszenarien, für die Netzsicherheitsrechnungsplanung und für Zustandsschätzungen in der Netzführung herangezogen. Zur Netzmodellierung und -berechnung bedarf es einerseits der Kenntnis der Infrastruktur sowie andererseits der Berücksichtigung von Charakteristiken der Netzkomponenten und -gleichungen. Komplexe Strukturen können dabei durch verschiedene Verfahren reduziert werden, um die Rechenzeit und den Modellierungsaufwand zu senken

[16]. Bei der Netznachbildung ist stets ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Modellierungsaufwand und Rechenzeit gegenüber der Genauigkeit des Ergebnisses zu anzustreben [15].

Bei Stromnetzen dienen z. B. das *Newton-Raphson-Verfahren* oder das *Stromiterationsverfahren* zur Berechnung von stationären Lastflüssen. Dadurch können z. B. Spannungs-, Strom- und Leistungswerte an verschiedenen Punkten der Topologie bestimmt und die Auslastung der Betriebsmittel charakterisiert werden [4]. Kenntnisse über Höhe, Dauer und Auswirkungen von Kurzschlussströmen können durch Verfahren zur Kurzschlussberechnung gewonnen werden [4].

Gas- und Fernwärme hingegen unterliegen als stoffgebundene Fluide den Gesetzen der Hydraulik und Strömungsmechanik. Die Berechnungsgrundlagen finden sich in den Gleichungen der Rohrnetzrechnung wieder. Hier spielt insbesondere die Bestimmung des Druckverlustes eine zentrale Rolle [5], [6]. In Fernwärmenetzen lassen sich die Netzgleichungen durch die Annahmen der Inkompressibilität und konstanter Stoffwerte von Wasser vereinfachen [6].

Netzmodellierung und -berechnung integrierter Energiesysteme

Aufgrund verschiedener Netzgleichungen, physikalischer Eigenschaften, Dynamiken, baulicher Unterschiede und zeitlicher Abhängigkeit von Bedarfen für die verschiedenen Energieträger und Netztopologien bedarf es zur integrierten Modellierung und Berechnung neuer Ansätze, in denen die jeweiligen Gesetzmäßigkeiten in geeigneter Weise berücksichtigt und miteinander kombiniert werden. Dies betrifft neben den eigentlichen Übertragungsleitungen für Transport und Verteilung auch die Technologien an den Netzkopplungspunkten sowie die Struktur der Verbraucher. Dabei soll an dieser Stelle zwischen zwei prinzipiellen Methodiken für die integrierte Netzmodellierung und -berechnung unterschieden werden: Der *Co-Simulation* getrennter Strukturen mit den entsprechenden Netzgleichungen und der *Abstrahierung* auf ein gemeinsames Level.

1) Modellierung und Rechenkomplexität

Hinsichtlich der Netznachbildung können die verschiedenen Ebenen (z. B. Übertragung und Verteilung) relevant für die jeweilige Tiefe der Betrachtung sein. Dabei muss ein sinnvoller Abstraktionsgrad für die jeweilige Betrachtungsebene getroffen werden, um Modellierungsaufwand und Rechenzeit gering zu halten. Daraus ergeben sich für die integrierte Modellierung und Netzberechnung die folgenden Fragestellungen:

- Wie kann die integrierte Netzberechnung mit möglichst wenig Rechenzeit und -leistung effizient gestaltet werden?
- Wie können große Netzstrukturen verschiedener Energieträger sinnvoll sektorenübergreifend zusammengefasst werden, ohne erhebliche Ungenauigkeiten zu erzeugen?
- Welche Modellierungstiefe ist für welche Betrachtungsebene sinnvoll?

2) Berücksichtigung der Netzgleichungen

Für jede Netzstruktur bestehen bereits etablierte Berechnungsverfahren mit verschiedenen zentralen

physikalischen Größen. Für eine integrierte Netzberechnung im Rahmen der o. g. Ansätze *Co-Simulation* und *Abstrahierung* ergeben sich u. a. die Fragestellungen:

- Unter welchen Gesichtspunkten bietet sich welche der beiden Methodiken an?
- Welche Vor- und Nachteile ergeben sich für die beiden Ansätze? Ist auch eine Kombination beider denkbar? Gibt es noch weitere, grundlegend davon abweichende Methodiken?
- Wie können bei dem Ansatz der *Abstrahierung* Leistungsflüsse einzelner Energieträger auf gemeinsame Berechnungen abstrahiert werden und wie groß sind die dabei auftretenden Unsicherheiten?
- Muss ein einzelnes Netz die Referenz für die Netzberechnung stellen oder ist eine geteilte Referenz möglich?

3) Dynamik und Zeitverhalten

Wesentliche Unterschiede der jeweiligen Energieträger und Netze sind ihre Dynamik und ihr Zeitverhalten. Während das Stromnetz sehr schnell agiert, unterliegen Gas- und Fernwärmenetze einer gewissen Trägheit. Hinsichtlich dieser Problematik, insbesondere nicht-stationäre Vorgänge betreffend, ergeben sich die folgenden Herausforderungen für eine integrierte Netzberechnung:

- Wie sind die Definitionen „stationär“, „dynamisch“, „instationär“ und „transient“ im Sinne einer integrierten Betrachtung definiert?
- Wie können die verschiedenen Dynamiken der Energieträger miteinander in Einklang gebracht werden?
- Sind ereignisbasierte Simulationen denkbar, in denen die neue Berechnung eines Teilnetzes nur bei Änderung des Netzzustandes erfolgt, um den Berechnungsaufwand zu begrenzen?
- Wie können Netzurückwirkungen in den jeweiligen Zeitkonstanten im Rahmen integrierter Simulationen erfasst werden?

4) Modellierung der Netzkopplungspunkte

Die Technologien an Netzkopplungspunkten unterliegen den verschiedenen Charakteristiken für die jeweiligen Energieträger, die sie miteinander verbinden. Dabei spielt auch deren Leistungsregelung, Fahrweise und Teillasteffizienz eine Rolle. Hinsichtlich der Modellierung und Berechnung für Netzkopplungspunkte bestehen folgende Problemstellungen:

- Wie können Betriebsalgorithmen, -regelungen und Dynamiken der Kopplungstechnologien für die Netzberechnung realitätsgetreu abgebildet werden?
- Wie lassen sich Kopplungspunkte in einer abstrahierten, sektorenübergreifenden Netzstruktur mathematisch modellieren?
- Wie können Teillasteffizienzen der Technologien berücksichtigt werden und welchen Einfluss haben diese auf die Ergebnisse von integrierten Netzberechnungen?

5) *Integrierte Modellierung der Verbraucher*

Bei der integrierten Modellierung von Verbraucherstrukturen ergibt sich ein hohes Maß an Komplexität. Darüber hinaus muss eine geeignete Modellierungstiefe der Verbraucherstrukturen erzielt werden. Planbare und gesteuerte elektrische Lasten könnten sich nun, im Gegensatz zur rein sektoriellen Betrachtung, auch auf andere Netzstrukturen auswirken. Hinsichtlich dieser Thematik ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Können Verbraucherstrukturen für verschiedene Arten von Endenergie integriert zusammengefasst werden?
- Wie tief und exakt muss die Modellierungstiefe von Verbraucherstrukturen für welche Netzebene sein?
- Wie können gesteuerte Verbraucherstrukturen in die integrierte Modellierung und Berechnung einbezogen werden?

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Integrierte Netze und die damit verbundene Kopplung der Energiesektoren Strom, Gas und Wärme können einen Beitrag zur Energiewende mittels höherer Integration und Speicherfähigkeit von EE leisten. Im Zuge einer integrierten, spartenübergreifenden Betrachtung bestehen allerdings noch viele technische Herausforderungen, die die verschiedenen Ebenen der Netzausbauplanung, -führung und -modellierung und -berechnung betreffen. Die drei Energieträger unterliegen verschiedenen physikalischen Gesetzen – insbesondere das Stromnetz unterscheidet sich maßgeblich von den stoffgebundenen Energieträgern in Gas- und Fernwärmeleitungen. Dabei sind jeweils verschiedene physikalische Größen und geometrische Parameter maßgeblich entscheidend für das Betriebsverhalten der Netze. Für eine integrierte Betrachtung bedarf es daher Methodiken, die bestehende Erfahrungen und etablierte Techniken aufgreifen, weiterentwickeln und dabei diese Unterschiede in geeigneter Weise berücksichtigen. In Bezug auf die Netzplanung besteht durch eine integrierte und abgestimmte Herangehensweise Potential für effizientere, ressourcenschonendere Ausbaustrategien, bessere Identifikation von geeigneten Netzkopplungspunkten zur Erhöhung der Speicherfähigkeit von EE. Bestehende freie Netzkapazitäten könnten auch dazu genutzt werden, um stark belastete Strukturen anderer Sektoren zu entlasten. Im Hinblick auf die Netzführung bergen insbesondere die stark unterschiedlichen Zeitkonstanten und Dynamiken der Netze Herausforderungen. Bei der Gestaltung von gemeinsamen Leitwarten wird die intelligente Regelung und Steuerung von Technologien an Netzkopplungspunkten bei gleichzeitiger Einhaltung aller Sicherheitsbedingungen ein relevantes Thema sein. Im Zuge der Modellierung gekoppelter Netze muss auch ein angemessenes Maß an Rechenkomplexität getroffen werden. Dabei ist insbesondere für große Netzstrukturen zu klären, wie diese in integrierter Form einer Netzreduktion unterzogen werden können, ohne erheblich an Genauigkeit einzubüßen. Verfahren für integrierte Netzberechnungen könnten entweder als Co-Simulation oder in Form eines abstrahierten Ansatzes ausgeführt werden. Zentrale Aspekte sind dabei die Berücksichtigung der physikalischen Charakteristiken und eine geringe Rechenzeit, die insbesondere für Netzzustandsschätzungen gegeben sein muss.

LITERATUR

- [1] Bundesnetzagentur, [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf;jsessionid=C7B3A97A8420F628D972EEF8ECE40A8C?__blob=publicationFile&v. [Zugriff am 4. November 2020]
- [2] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke und M. Wolke, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [3] R. Hankers, S. Best, C. Cosse und D. Schulz, „Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2019.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9. aktualisierte und korrigierte Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [5] G. Cerbe, B. Lendt, K. Brüggemann, M. Dehli, F. Gröschl, K. Heikrodt, T. Kleiber, J. Kuck, J. Mischner, T. Schmidt, A. Seemann und W. Thielen, *Grundlagen der Gastechnik*, 8., vollständig überarbeitete Auflage, München: Carl Hanser Verlag München, 2017.
- [6] P. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung; Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*, Berlin: Springer Vieweg, 2018.
- [7] DVGW, *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2011.
- [8] S. Darvish, L. Baum, F. Grumm und D. Schulz, „A Smart Charging Management Interface for Electric Vehicles Based on Communication Links Through the Electrical Grid,“ in *4th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Virtual Event, 2020.
- [9] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Tranbet BW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf; Zahlen, Daten, Fakten,“ 2019.
- [10] FNB Gas, die Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Konsultation,“ 2020.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020.
- [12] F. Graf, M. Götz, M. Henel, T. Schaaf und R. Tichler, „DVGW Abschlussbericht, Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, November 2014.
- [13] J. Zhu, „Optimization of power system operation,“ IEEE Press, Wiley, New Jersey, 2009.
- [14] F. Heider, M. Plenz, D. Becker und D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways,“ *NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany, IEEE Conference*, 14-15 September 2020.
- [15] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme; Technologie – Berechnung – Simulation*; 9. aktualisierte und erweiterte Auflage, München: Carl Hanser Verlag München, 2015.
- [16] M. Plenz, F. Grumm, M. F. Meyer, D. Schulz und K. Lehmann, „Ein Ansatz zur Kategorisierung von Verteilnetzmodellen für numerische Fallstudien,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, D. Schulz, Hrsg., Hamburg, 2019, pp. 78-83.
- [17] D. Vorwerk und D. Schulz, „Conception of Domestic Final Energy Delivery Including EV Charging in Terms of Integrated Multimodal Grid Expansion,“ *WSEAS Transactions on Systems, Volume 19*, pp. 219-245, 2020.

