

Forschungs- und Entwicklungsradar für den DVGW

Der Forschungs- und Entwicklungsradar (FuE-Radar) definiert die Basis für eine zukunftsrobuste FuE-Strategie für den DVGW und seine Mitglieder. Er ermöglicht es, Chancen und Risiken in der relevanten Forschung frühzeitig zu antizipieren und diese im Rahmen der Vereinsaktivitäten zu berücksichtigen.

von: Dr. Christoph Mayer & Dr.-Ing. Sebastian Rohjans (OFFIS e. V.), Dr. Marcus Stronzik (WIK), Jens Hüttenrauch & Gert Müller-Syring (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), Hans Rasmusson (DVGW)

Die größten Energiemengen werden in Deutschland über das Erdgasnetz transportiert. Erdgas ist der Energieträger mit der größten Durchdringung und hat von allen fossilen Primärenergieträgern die geringsten Treibhausgasemissionen. Gas wird außerdem stofflich verwertet und ist so wichtiger Grundbaustein vieler Produkte. Verbunden mit den großen Aufnahmemöglichkeiten des Gasnetzes und der Flexibilität der Kraftwerke wird und sollte die Gasversorgung eine tragende Säule der Energiewende sein.

Das Ausschöpfen dieser Innovationspotenziale geht für die Gasbranche mit wesentlichen Änderungen ihres Umfeldes einher. Die beteiligten Akteure und ihre Konstellationen ändern sich. Das Abnahmeverhalten verändert sich (z. B. schrumpfender Wärmemarkt). Nicht nur bedingt durch die Energiewende sind die politischen Rahmenbedingungen im Fluss. Dadurch entstehen neue Anwendungsfelder. Den Informationstechnologien kommt eine zunehmende Bedeutung zu. Die Kraft-Wärme-Kopplung dringt in kleine Leistungsbereiche für Wohngebäude vor. Unkonventionelle Gase spielen eine immer wichtigere Rolle. Energieanbieter treffen auf bivalente Verbraucher. Die Kopplung mit anderen Infrastrukturen, u. a. zur Bewältigung der fluktuierenden Einspeisung (Hybridnetze), wird immer wichtiger. Die Branche steht damit vor vielen neuen Herausforderungen. Zusätzlich bleiben die bisherigen Herausforderun-

gen bestehen, wie z. B. in den jetzigen Technologien weitere Effizienzgewinne zu erzielen.

Der FuE-Radar

- definiert die Basis für eine zukunftsrobuste FuE-Strategie für den Verein (DVGW) und seine Mitglieder,
- ermöglicht es, Chancen und Risiken frühzeitig zu antizipieren und zu berücksichtigen,
- identifiziert FuE-Lücken und
- dient als Grundlage für die interne und externe Diskussion zur möglichen Entwicklung des Gasfaches.

Im DVGW-FuE-Radar werden dazu Innovationen in allen relevanten Technologiefeldern auf ihren möglichen Beitrag im zukünftigen Energiesystem hin untersucht.

Eine wissenschaftlich abgesicherte und in der Praxis bewährte Methode für das Innovationsmanagement ist die Verwendung von Szenarien. Diese Methode wurde in der Studie „Future Energy Grid“ für IKT in der Stromversorgung angepasst und mit dieser Studie für die noch komplexere Gasbranche weiterentwickelt.

Diese Methode wird in mehreren Schritten bearbeitet:

- Aufbau von Szenarien: Durch drei Szenarien werden die denkbaren „Energiezukünfte“ exemplarisch abgedeckt.

- Erarbeiten der Entwicklungsschritte der in der Gasbranche relevanten Technologiefelder (TF): Für alle TF werden die zukünftig denkbaren Entwicklungsschritte skizziert.
- Mapping der Technologiefelder auf Szenarien: Für jedes Szenario wird untersucht, wie weit fortgeschritten eine Technologie sein muss, damit dieses Szenario technisch plausibel wird. Der Forschungsbedarf ergibt sich dann aus der Höhe des Innovationssprungs.
- Feststellen der Forschungs-Gaps: Die laufenden und geplanten Forschungsvorhaben werden mit dem festgestellten Bedarf verglichen. Sich ergebende Lücken werden bewertet.

Die Vorbereitung, Durchführung und Nachbereitung von Workshops mit eingeladenen Teilnehmern aus den Fachgremien des DVGW und Experten aus angrenzenden Bereichen (bspw. Chemieindustrie, Turbinen/Motorenhersteller und LNG) war ein zentrales Element zur Erarbeitung der Ergebnisse. Um die Ergebnisse dieser Studie erarbeiten zu können, war die Mitwirkung einer breiten Expertengruppe zwingend notwendig. Aus diesem Grund wurden vom DVGW Experten, auch über die Vereinsgrenzen hinaus, eingeladen, an insgesamt zwei Workshopreihen teilzunehmen. Die erste Workshopreihe hatte die Entwicklung der Zukunftsprojektionen für die Schlüsselfaktoren im Fokus. Im ersten Workshop wurden

diese aus Sicht der Gasproduktion (18 Teilnehmer), im zweiten aus Sicht der Gasversorgung (16 Teilnehmer) und im dritten Workshop aus Sicht der Gasverwendung (12 Teilnehmer) beleuchtet. In der zweiten Workshopreihe stand die Beschreibung der Technologiefelder und ihrer Entwicklungen im Fokus. Wiederum wurde jeweils ein Workshop für jede Anwendungsdomäne durchgeführt (Gasproduktion 19 Teilnehmer, Gasversorgung 14 Teilnehmer und Gasverwendung 14 Teilnehmer). Resümierend ist festzuhalten, dass in jedem der sechs Workshops sehr aktiv und ziel führend gearbeitet wurde. Durch sehr engagierte Teilnehmer konnten wertvolle Ergebnisse erarbeitet werden und zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden. Durch die Workshops wurde die Grundlage für die finalen Ergebnisse dieser Studie gelegt.

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. Unter weitgehendem Verzicht auf Kohle verbleibt Erdgas als zentraler Partner der erneuerbaren Energien inklusive erneuerbarer Gase. Marktlicher Wettbewerb befördert die Entwicklungen von Innovationen.

Dem Szenario „Vertrauter Pfad“ liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Politik von den ambitionierten Zielen der Energiewende abwendet und sich wieder an den fossilen Energieträgern orientiert. Der Stopp der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien ergibt sich, da international der Einstieg in eine CO₂-arme Welt nicht vollzogen wurde und eine Vorreiterrolle Deutschlands oder Europas nicht möglich wurde. Das Energiesystem bleibt in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute erhalten.

Besonders problematisch für die Gasbranche wäre das Eintreten des Szenarios „Unklare Rolle von Erdgas“. Die Energiewende wird intensiv verfolgt, jedoch ist für die (konventionelle) Gasbranche zunächst keine definierte

Tabelle 1: Schlüsselfaktoren für den DVGW-FuE-Radar

Schlüsselfaktor	Definition
SF 1 politische Rahmenbedingungen	Gesetze, Verordnungen und Fördermaßnahmen der EU, des Bundes, der Länder und der Kommunen
SF 2 technische Rahmenbedingungen	Standards und Normen (inkl. sogenannter „Industriestandards“)
SF 3 Infrastruktur	Leitungsgebundene Infrastruktur, Erdgastankstellen, LNG-Terminals, im weiteren Sinne auch IKT-Infrastrukturen
SF 4 Kosten & Preise	Kosten & Preise für Anbieter, Nachfrager
SF 5 Flexibilisierung & Diversifikation	Möglichkeit, einen Prozess, eine Technologie oder eine Aktivität an geänderte Rahmenbedingungen anzupassen, z. B. durch mehrere Handlungsoptionen
SF 6 Akzeptanz	gesellschaftliche Akzeptanz
SF 7 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Zuverlässigkeit der Lieferung in der gewünschten Qualität der Gasbeschaffenheit
SF 8 Umwelt & Nachhaltigkeit	Menge der Schadstoffemissionen (Schwefel, Ruß, Stoffe beim Fracking), Einfluss auf folgende Generationen

Quelle: die Autoren

Rolle vorgesehen. Politik und Gesellschaft akzeptieren die Gasbranche nicht. Zusätzlich wird der direkte Einfluss der Politik auf die Energiewelt weiter verstärkt, während Marktkräfte zurückgedrängt werden. Die Vielzahl und Komplexität der Gesetze und Regularien führen zu Inkonsistenzen und Ineffizienzen und bauen Hemmnisse auf.

Von den drei ermittelten Szenarien wurde „Gas als Partner der Energiewende“ als Leitszenario gewählt, da es am ehesten dem gesamtgesellschaftlich gewünschten und politisch forcierten Trend entspricht. Analog werden die anderen beiden Szenarien als Nebenszenarien bezeichnet.

Die Szenarien konstituieren sich aus unterschiedlichen Entwicklungen („Projektionen“) der wesentlichen Einflussfaktoren, den „Schlüsselfaktoren“ (SF) (Tab. 1). Für die Gasbranche sind für diese Studie acht Schlüsselfaktoren relevant (Tab. 1). Die Technologien der Gasbranche werden zu 19 Technologiefeldern (TF) zusammengefasst (Tab. 2). Für jedes der Technologiefelder werden mehrere Entwicklungsstufen identifiziert. Während einige Technologiefelder weitgehend ausgereift sind und nur inkrementelle

Verbesserungen erfolgen, sind in anderen Innovationssprünge wahrscheinlich.

Die genannten Szenarien sind technologisch unterschiedlich anspruchsvoll und verlangen in jeweils verschiedenen Technologiefeldern nach Innovationen. Dafür wurden „Technologieszenarien“ entwickelt. In diesen wird beschrieben, welche Innovationen und Entwicklungsschritte in jedem Technologiefeld für ein Szenario notwendig sind (Abb. 1).

Die meisten Entwicklungsschritte werden für das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ benötigt, dicht gefolgt vom anderen Extrem, der „Unklaren Rolle von Erdgas“. Die Unterschiede in den Szenarien liegen vor allem in einzelnen anwendungsseitigen Technologiefeldern, bei den KW(K)K-Anlagen und bei der Gasmobilität.

Schließlich wird in einer Gap-Analyse untersucht, in welchen Technologiefeldern der DVGW wie viel in der Vergangenheit geforscht hat und welche Szenarien dadurch unterstützt werden. Es wurden dazu alle 188 seit 2008 DVGW-geförderten Forschungsprojekte analysiert. Dabei wird zwischen „Innovationsforschung“ und „Betrieblicher For-

Tabelle 2: Technologiefelder für den DVGW-FuE-Radar

Technologiefeld		Beschreibung
Gasproduktion		
TF 1	Erdgasförderung	Technologien zur Erdgasförderung, von der Exploration bis zur konventionellen und unkonventionellen Förderung
TF 2	Biogas	Anlagen und Technologien zur Erzeugung von Biogas (auch Klärgas) bis zur Einspeisung in das Gasnetz
TF 3	Power-to-Gas	Anlagen zur Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseanlagen
TF 4	Synthetic Natural Gas (SNG)	Technologien zur Produktion von Methan auf fossiler oder erneuerbarer Basis
TF 5	Liquefied Natural Gas (LNG)	LNG-Bereitstellung (Verflüssigung, Transport, Regasifizierung)
TF 8	Einspeiseanlagen	Schnittstellen zwischen Produktion und Gasnetz
Gasversorgung		
TF 9	Gasnetze	Rohrleitungsnahe Infrastruktur (ohne Gasanlagen)
TF 10	Netzbetrieb, Netzsteuerung	Systeme, Technologien und Konzepte, die für den Betrieb der Netze benötigt werden
TF 11	Gas-Druckregelanlagen/Übergabe-/Übernahme-Regelanlagen	Anlagen an den Schnittstellen zwischen den verschiedenen Netzen und Netzebenen, sowohl an den Grenzübergangspunkten als auch zwischen Transport- und Verteilnetz.
TF 12	Gasspeicher	Anlagen zur kurz- bis langfristigen Speicherung von Gas
TF 13	Verdichter	Verdichter, deren Antriebe und Nebenanlagen
TF 14	alternative Netze (CO ₂ , Wärme)	Netze, die nicht der öffentlichen Gasversorgung zugerechnet werden
TF 15	sonstige Kopplungselemente	Anlagen an den Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetz, die dem Netz zugeordnet werden können
Gasverwendung		
TF 16	KW(K)K-Anlagen	gasbetriebene Anlage zur gekoppelten Erzeugung von Strom, Wärme oder Kälte
TF 17	Gas- und Gas-Plus-Technologien	Anlagen zur häuslichen Heizung und Warmwasserbereitung in Kombination mit anderen Technologien
TF 18	Industrieprozesse	Verbrennungsprozesse im industriellen Umfeld und stoffliche Nutzung von Gas
TF 19	Gasmobilität	Bereitstellung und Nutzung von Gas im Mobilitätsbereich
Querschnittstechnologien		
TF 6	Gasaufbereitung	Anlagen zur Aufbereitung, Reinigung und Konditionierung von Gasen
TF 7	Messtechnik	Anlagen und Konzepte zur Messung von Volumen und Mengen, Gaszusammensetzungen und Gasbeschaffenheiten bei Produktion, Aufbereitung, Einspeisung, Verteilung und zur Abrechnung

schung“ unterschieden. Die „Betriebliche Forschung“ befasst sich eher mit regelwerksnahen und sehr konkreten sicherheitsbezogenen Themen. Dagegen beziehen sich die Projekte der „Innovationsforschung“, aus der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ mehr auf das Energiesystem und beleuchten die mögliche Rolle von Gas in einer längerfristigen Perspektive. Auch der Umweltaspekt kommt in diesen Projekten eher zum Tragen. Beide Forschungsgebiete sorgen für eine gute Abdeckung in fast allen relevanten Technologiefeldern. Es wurde in fast allen Technologiefeldern geforscht oder es wurden zumindest Forschungsprojekte durchgeführt, die den Technologiefeldern zugeordnet werden können, z. B. durch systemanalytische Projekte. Nur im Technologiefeld „Liquefied Natural Gas (LNG)“ wurden keine Projekte durch den DVGW durchgeführt.

Hervorzuheben ist die „DVGW-Innovationsoffensive Gas“, die Projekte unterstützt, mit denen die Potenziale und Chancen von Gastechnologien für die Energiewende aufgezeigt werden. Identifizierte Gaps begründen jedoch nicht unbedingt einen Handlungsbedarf für den DVGW. Der DVGW ist – nicht überraschend – bei seinen FuE-Ausgaben gut aufgestellt. Die betriebliche Forschung findet überwiegend in den Technologiefeldern „Gasnetze“ und „Gasnetzbetrieb“ statt. Es gibt aber auch Felder, bei denen eine Intensivierung der Forschung angezeigt ist, wie besonders bei der „Messtechnik“. In den wesentlichen Technologiefeldern wie „LNG“ und „Erdgasförderung“ sind deutliche Fortschritte erforderlich, jedoch sind diese Themen derzeit nicht durch die Mitglieder des DVGW abgedeckt. Daher empfehlen sich bei derartigen Themen Kooperationen. Inkrementelle Innovationen benötigen keine zusätzliche Förderung durch den DVGW.

Außerhalb der Gasbranche gibt es ebenfalls wesentliche technologische Fortschritte, die zur Weiterentwicklung der Branche beitragen, jedoch nicht in einem FuE-Radar abgebildet

Quelle: die Autoren

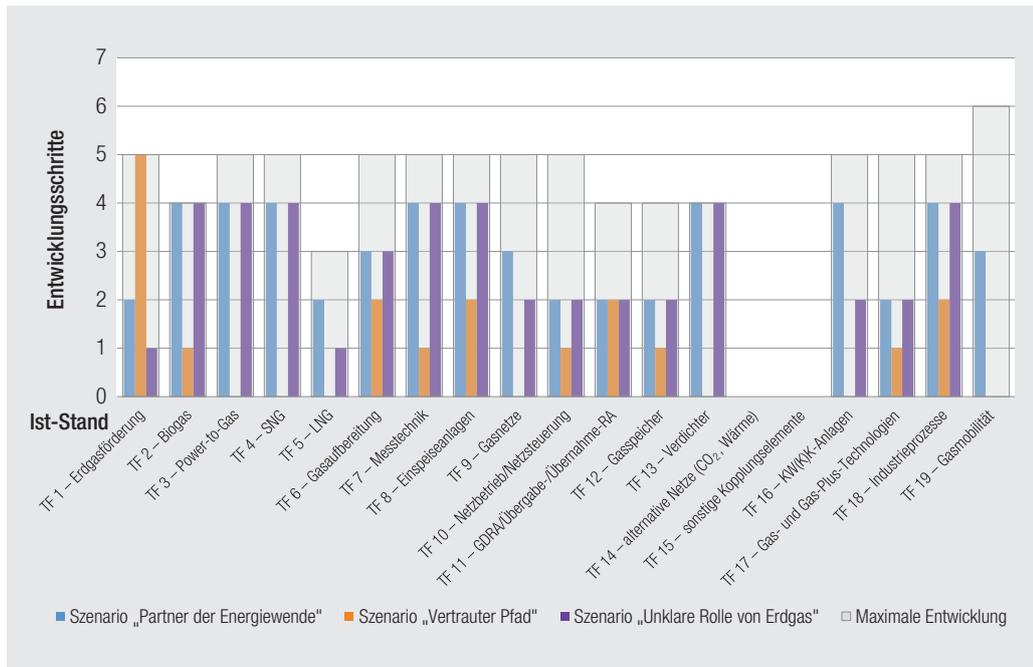


Abb. 1: Entwicklungsschritte der Technologiefelder in den Szenarien

Quelle: die Autoren

werden können. Daher sind mindestens die Trends „Digitalisierung“, „Materialforschung“ und „Biotechnologie“ regelmäßig zu analysieren oder in FuE-Projekten mit Anwendungsbezügen aus der Gasversorgung zu evaluieren.

Die Durchsetzung von Innovationen erfolgt nicht einfach aufgrund ökonomischer Vorteile auf einem abstrakten Markt. Vielmehr spielen besonders in der Energiebranche Akzeptanzfragen und politische Rahmenbedingungen eine große Rolle. Wichtig ist es zu wissen, dass Akzeptanz nicht allein durch verbesserte Informationsangebote erreicht werden kann, da Wertvorstellungen eine große Rolle bei Akzeptanzfragen spielen oder eine Technik sogar als Ausdruck gesellschaftlicher Machtverhältnisse behauptet wird. Eine Diskussion kann langfristig nur dann erfolgreich sein, wenn sie offen auf Augenhöhe verläuft und die Wertediskussion mit einbezogen wird. Da FuE-Projekte frühe Phasen der Einführung einer neuen Technik darstellen, sollte man sich bereits während dieser Zeit Gedanken machen, inwieweit Akzeptanz eine Rolle spielt, diese gegebenenfalls proaktiv adressieren und die Experten dabei unterstützen, mit der Öffentlichkeit in Diskussionen zu treten.

Ähnlich verhält es sich mit den politischen Rahmenbedingungen. Innovationen benötigen häufig ein angepasstes regulatorisches Rahmenwerk, um ihr ökonomisches und gesellschaftliches Potenzial entfalten zu können. Besonders FuE-Projekte mit „systemischem“ Charakter, wie sie in der „DVGW-Innovations-

offensive Gas“ durchgeführt wurden, tangieren derartige Probleme. Es empfiehlt sich daher, sowohl beim Projektdesign als auch der Projektevaluation zu überlegen, ob sich Anforderungen an die politischen Rahmenbedingungen ergeben und ob bzw. wie Projektergebnisse für politische Gremien aufbereitet werden sollten. ■

Die Autoren

Die Autoren bilden das Projektteam zum DVGW Forschungs- und Entwicklungsradar.

Dr. Christoph Mayer und **Dr.-Ing. Sebastian Rohjans**, OFFIS e. V., Oldenburg

Dr. Marcus Stronzik, WIK – Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Jens Hüttenrauch und **Gert Müller-Syring**, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Hans Rasmusson, DVGW e. V., Bonn

Kontakt:

Dr. Christoph Mayer

OFFIS e. V.

Escherweg 2

26121 Oldenburg

Tel.: 0441 9722-180

E-Mail: christoph.mayer@offis.de

Internet: www.offis.de

Kurzfassung und wesentliche Ergebnisse DVGW Forschungs- und Entwicklungsradar

Juli 2015

Dr. Christoph Mayer
OFFIS e.V., Oldenburg

Dr.-Ing. Sebastian Rohjans
OFFIS e.V., Oldenburg

Dr. Marcus Stronzik
WIK - Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur
und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Jens Hüttenrauch und Gert Müller-Syring
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Hans Rasmusson
DVGW e.V., Bonn

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvgw.de
www.dvgw.de

DVGW Forschungs- und Entwicklungsradar

Kurzfassung und wesentliche Ergebnisse
DVGW-Förderkennzeichen G1-05-13

Das Projektteam dankt folgenden Unternehmen und Einrichtungen für die Teilnahme durch entsprechende Experten sowie die weiteren ehrenamtlich und hauptamtlich engagierten Fachexperten des DVGW, ohne die es nicht möglich gewesen wäre, diese Studie zu erstellen:

Bosch KWK Systeme GmbH

Walter Dreizler GmbH

Bundesnetzagentur

Westnetz GmbH

E.ON Technologies GmbH

Wintershall Holding GmbH

E.ON Bioerdgas GmbH

EWE Netz GmbH

Gascade Gastransport GmbH

Gasunie Deutschland Technical Services
GmbH

GELSENWASSER AG

Infraserv GmbH & Co.Höchst KG

Linde AG

mtu / Rolls Royce Power Systems AG

Netze-BW

ONTRAS Gastransport GmbH

Open Grid Europe GmbH

PRIMAGAS Energie GmbH & Co.KG

RWE Deutschland AG

Schmack Biogas GmbH

Siemens AG

Stadtwerke Essen AG

TEAM CONSULT GmbH

Thüga AG

Thyssengas GmbH

ThyssenKrupp Industrial Solutions AG

Vaillant GmbH

Vorwort

Im Jahr 1981 soll Microsoft-Gründer Bill Gates behauptet haben, dass kein Mensch mehr als 640 Kilobyte Speicherleistung brauche. Zweifelsohne eine der grotesksten Fehleinschätzungen des digitalen Zeitalters – und zwar von jemandem, der es eigentlich hätte besser wissen müssen.

Seit 1981 hat sich die Welt grundlegend gewandelt, die digitale Revolution wird inzwischen von der Energie-Revolution begleitet. Das Atom-Zeitalter ist so gut wie Geschichte, während das Zeitalter der erneuerbaren Energien gerade erst begonnen hat. Was kann uns, was kann dem DVGW das heutzutage sagen? Ganz einfach: Die Entwicklungspotenziale neuer Technologien werden oft verkannt, häufig unterschätzt. Damit wir als einer der führenden Impulsgeber der Energiewende nicht von innovativen Entwicklungen überrascht werden, brauchen wir einen Kompass, brauchen wir einen Radar. Diesen Radar haben wir im Bereich der Forschung und Entwicklung mit dem F&E-Radar implementiert. Dieser soll helfen, technische Herausforderungen frühzeitig zu erkennen und aktiv mit Projekten zu begleiten. Er ist damit eine gemeinsame Grundlage für die Ausschüsse des DVGW zur weiteren Stärkung der strategisch wirksamen Forschung (Forschungseffizienz) und um Implikationen für die Gesetzgebung rechtzeitig berücksichtigen zu können. Gleichzeitig ist er die Basis zum Ausbau der Zusammenarbeit mit branchennahen und -fremden Firmen und Verbände, die im Bereich der zukünftigen Energieversorgung eine Rolle spielen möchten.

Im DVGW-F&E-Radar werden dazu Innovationen in allen relevanten Technologiefeldern auf ihren möglichen Beitrag im zukünftigen Energiesystem hin untersucht. Eine wissenschaftlich abgesicherte und in der Praxis bewährte Methode für das Innovationsmanagement ist die Verwendung von Szenarien, wobei eines als Leitszenario und die beiden anderen als Nebenszenarien für die Zeitstufe 2030 definiert wird.

Im speziellen Fall der Erdgasbranche hilft eine derartige Analyse, sich anhand folgender Leitfragen eindeutiger in Forschungs- und Entwicklungsprojekten zu positionieren: Wohin geht die Reise für Erdgas als Energieträger? Welche Rolle spielt ein Erdgasnetz in der Energiewende? Sind die technischen Regeln ausreichend auf die neuen Herausforderungen ausgerichtet? Gerade im Kontext der Energiewende sind diese Fragestellungen zentral. Zum einen werden Anforderungen an das Energiesystem zur weiteren Aufnahme an erneuerbare Energien gestellt. Das Gasnetz, einschließlich seiner Speicherfunktion, kann hierbei eine systemimmanente, dem Stromnetz dienende Rolle spielen. Es sind Fragen zum Thema Power to Gas und erneuerbarem Gas zu beantworten und technische Lösungen zu erarbeiten, um diese systemdienleistende Rolle wahrnehmen zu können und so an der nationalen Aufgabe „Energiewende als Branche“ mitzuwirken. Zum anderen müssen aber auch Schnittstellen zu branchenfremden Akteuren aufgebaut werden, die etwa im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien an Lösungen für ein zukünftiges Energienetz arbeiten und so die Interessen der Erdgasnetzbetreiber nicht konterkarieren.

Mein herzlicher Dank gilt an dieser Stelle einmal mehr allen an der Projektarbeit zum DVGW-Forschungsradar beteiligten Mitgliedern der großen DVGW-Familie. Sie alle haben entscheidend dazu beigetragen und werden dies hoffentlich auch weiterhin tun, dass unser traditionsreicher Verein heute als starkes Kompetenznetzwerk der Forschung wahrgenommen wird. Wir sind Pioniere der Möglichkeiten, nicht Propheten der Risiken. Bill Gates hat sich schließlich geirrt.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Riechel'.

Michael Riechel

DVGW-Vizepräsident und Vorsitzender des Forschungsbeirats Gas

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung und Gegenstand der Studie	8
2. Szenarien für die Gaswirtschaft.....	9
2.1.1. Leitszenario: „Gas als Partner der Energiewende“	10
2.1.2. Nebenszenario 1: „Vertrauter Pfad“.....	15
2.1.3. Nebenszenario 2: „Unklare Rolle von Erdgas“	18
3. Technologische Sicht der Szenarien.....	22
3.1. Leitszenario: Gas als Partner der Energiewende.....	23
3.1.1. Überblick.....	23
3.1.2. Wesentliche Entwicklungen.....	24
3.2. Nebenszenario 1: Vertrauter Pfad.....	26
3.2.1. Überblick.....	26
3.2.2. Wesentliche Entwicklungen.....	27
3.3. Nebenszenario 2: Unklare Rolle von Erdgas	28
3.3.1. Übersicht.....	28
3.3.2. Wesentliche Entwicklungen.....	29
4. Zusammenfassung	31
5. Literatur	33

1. Einleitung und Gegenstand der Studie

Die größten Energiemengen werden in Deutschland über das Erdgasnetz transportiert. Erdgas ist der Energieträger mit der größten Durchdringung und hat von allen fossilen Primärenergieträgern die geringsten Treibhausgasemissionen. Gas wird außerdem stofflich verwertet und ist so wichtiger Grundbaustein vieler Produkte. Verbunden mit den großen Aufnahmemöglichkeiten des Gasnetzes und der Flexibilität der Kraftwerke wird und sollte die Gasversorgung eine tragende Säule der Energiewende sein – die sich daraus ergebenden Potentiale bedeuten umfangreiche Innovationen in einer bewegten Zeit.

Das Ausschöpfen dieser Innovationspotentiale geht für die Gasbranche mit wesentlichen Änderungen ihres Umfeldes einher: Die beteiligten Akteure und ihre Konstellationen ändern sich, das Abnahmeverhalten verändert sich, (z.B. schrumpfender Wärmemarkt) und die politischen Rahmenbedingungen sind, nicht nur bedingt durch die Energiewende, im Fluss. Dieses bringt mit sich, dass neue Anwendungsfelder entstehen, der Informationstechnologien eine zunehmende Bedeutung zukommt, neue Förderarten entstehen, die Kraft-Wärme-Kopplung an Bedeutung gewinnt, unkonventionelle Gase eine immer wichtigere Rolle spielen, Anbieter auf bivalente Verbraucher treffen und die Kopplung mit anderen Infrastrukturen u.a. zur Bewältigung der fluktuierenden Einspeisung (Hybridnetze) immer wichtiger wird. Die Branche steht damit vor vielen neuen Herausforderungen. Zusätzlich bleiben die bisherigen Herausforderungen bestehen, wie z.B. in den jetzigen Technologien weitere Effizienzgewinne vom Primärenergieträger bis zur Energienutzung beim Endverbraucher zu erzielen.

Diese Herausforderungen wurden und werden von der Branche durch umfangreiche Forschungs- und Entwicklungs- (FuE) Anstrengungen auf unterschiedlichen Gebieten aufgegriffen. Beispiele dafür sind u.a. die Projekte „Smart Gas Grids“¹, „Energiespeicherkonzepte“² oder „Smart Heating“³. Weiterhin wurde die DVGW-Innovationsoffensive Gas 2014 abgeschlossen und hat über die Forschungscluster „Gas im Systemverbund“, „Smart Grids“, „Power-to-Gas“, „Gaserzeugung und –aufbereitung“ und „KWK/Anwendungstechnik“ wichtige Herausforderungen adressiert.

Es ist auch künftig zu erwarten, dass diese dynamische Entwicklung anhält – wobei sich das Innovationsthema bei Technologien, Verfahren und Prozessen beschleunigen wird. Um diese komplexe Aufgabe zu beherrschen, wird im Rahmen dieser Studie ein „FuE-Radar“ vorgestellt, der:

- ▶ die Basis für eine zukunftsrobuste FuE-Strategie für den Verein (DVGW) und seine Mitglieder definiert,
- ▶ es ermöglicht, Chancen und Risiken frühzeitig zu antizipieren und zu berücksichtigen,
- ▶ FuE-Lücken identifiziert, und
- ▶ als Grundlage für die interne und externe Diskussion zu der möglichen Entwicklung des Gasfaches dient.

Der DVGW-FuE-Radar unterstützt und stärkt somit die Akteure der Gasbranche über die Wertschöpfungsstufen hinweg bei der Steigerung ihrer Innovationskraft und bietet ein erstes Instrument, die neuen Potentiale, die sich durch die Energiewende für die Branche ergeben, zu adressieren.

¹ Vgl. DVGW (2013a).

² Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

³ Vgl. DVGW (2012).

2. Szenarien für die Gaswirtschaft

Die technische Wertschöpfungskette der Gasbranche lässt sich grob in die drei Teilbereiche Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung unterteilen. Die Gasproduktion beinhaltet die Bereitstellung der erforderlichen Gasmengen, um die Nachfrage zu befriedigen. Im Rahmen der Gasproduktion sind neben der Erschließung und Förderung von (konventionellen und unkonventionellen) Erdgasvorkommen und der Erzeugung nicht konventioneller (bzw. erneuerbarer) Gase (z.B. Biogas, Wasserstoff, CNG und SNG) auch der Import (z.B. über LNG-Terminals und die Anbindung an das transeuropäische Gasnetz) Teil der Betrachtung. Die Gasversorgung bildet das prozessuale Bindeglied zwischen der Gasproduktion und der Gasverwendung. Neben den Kernelementen der Leitungen (Verteilung und Transport) und Speicher inklusive der zugehörigen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik können im weiteren Sinne auch andere Gasanlagen (z.B. Erdgastankstellen) hierunter subsumiert werden. Die Gasverwendung bezieht sich insbesondere auf die Endkunden. Dies beinhaltet sowohl stationäre Anlagen (z.B. KWK) als auch mobile Abnehmer (z.B. Fahrzeuge). Als Abnehmer kommen grundsätzlich Haushalte, gewerbliche und industrielle Endkunden in Betracht.

Die nachfolgenden Szenarien beschreiben mögliche Randbedingungen für das Betrachtungsjahr 2030, in denen sich künftige gastechnische Entwicklungen bewegen können. Die drei vorgestellten Szenarien sind dabei die Exegese von drei Workshops, in denen Branchenexperten mögliche Zukunftszustände (Projektionen) so genannter Schlüsselfaktoren erarbeitet haben. Es sei dabei vorweggestellt, dass es sich nicht um Wunsch- oder Optimalszenarien handelt sondern vielmehr um Entwicklungszustände, die von den Branchenexperten als möglich erachtet wurden. Um eine gemeinsame Basis für die drei behandelten Stufen der technischen Wertschöpfungskette (Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung) zu erreichen, wurde bei der Definition und Bestimmung der Schlüsselfaktoren darauf geachtet, dass sie in allen drei Teilbereichen gültig sind. Dieses Vorgehen gewährleistet, dass trotz der Unterschiedlichkeit der Themenfelder sich die Teilbereiche in den sich ergebenden Szenarien gemeinsam wiederfinden. Im Rahmen der Projektionen für die Schlüsselfaktoren und der sich daran anschließenden Szenarienbildung wird daher nicht weiter zwischen den drei Teilbereichen unterschieden. Vielmehr wird jeweils ein gemeinsamer Rahmen für sie abgeleitet.

Daher wird im Folgenden aus Vereinfachungsgründen nicht explizit auf die drei Teilbereiche eingegangen, sondern allgemein vom Gassektor gesprochen. Dieser wird als das Konglomerat aus Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung definiert. Aufgrund der Vielschichtigkeit wird die Gasverwendung summarisch in die Betrachtungen einbezogen. Es wird der Rahmen beschrieben, in dem die Akteure agieren ohne detailliert auf Einzelbereiche einzugehen. So wird in der Regel nicht zwischen den mit dem Konsum des Gutes Gas verbundenen verschiedenen Nutzenformen differenziert. Wenn keine expliziten Unterscheidungen vorgenommen werden, beziehen sich die Ausführungen daher grundsätzlich auf alle Formen der Endnutzung, z.B. Wärme/Kälte, Strom, Mobilität und Rohstoff.

Die Szenarien spannen den Rahmen für mögliche künftige technologische Entwicklungen auf und sind möglichst allgemein formuliert. Insbesondere erfolgt keine Präjudizierung in Hinblick auf bestimmte Technologien. Die spezifische Behandlung dieser Problematik ist Bestandteil der weiteren Projektschritte. Bei den im Rahmen der Szenarien genannten Technologien handelt es sich um Beispiele, die einer besseren Anschaulichkeit der Szenarien dienen sollen.

Aus den Projektionen der Schlüsselfaktoren (SF) werden die Szenarien abgeleitet. Hierzu werden zunächst Ähnlichkeiten zwischen den einzelnen Projektionen betrachtet. Projektionen, die eine enge Verwandtschaft aufweisen, werden zu einem Projektionsbündel zusammengefasst, die zusammen ein Rohszenario bilden. Aus ihnen werden unter Berücksichtigung logischer Abhängigkeiten zwischen den Projektionen die endgültigen Szenarien entwickelt. Die Zuweisung der Projektionen zu den Szenarien ist in Abbildung 1 dargestellt.⁴

SF 1 Politische Rahmenbedingungen	A: Regulatorischer Flickenteppich der EU	B: EU-Binnenmarkt ohne Schranken	C: Enges Korsett	D: Eingeschränkter EU-Binnenmarkt
SF 2 Technische Rahmenbedingungen	A: Innovationsfeindliche Starre	B: Schleppende Konsensbildung	C: Dynamische Bürokratie	D: Ungebremster Fortschritt
SF 3 Infrastruktur	A: Konvergenz der Energieinfrastrukturen	B: Nicht ausentwickelt	C: Eigenbrötlerisches Dasein	D: Crash
SF 4 Kosten & Preise	A: Markt für Standardlösungen	B: Teuer und überreguliert	C: Wettbewerb der Ideen	D: Subventionierte Nischenmärkte
SF 5 Flexibilisierung & Diversifikation	A: Wettbewerb der Möglichkeiten	B: Spezialistentum	C: Große Lösungen	D: Statische Welt
SF 6 Akzeptanz	A: Akzentuierung Erdgas	B: Gas und Klima Hand in Hand	C: Fossile Akzentuierung	D: Rückbau der Gaswirtschaft
SF 7 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	A: Kampf gegen den Untergang	B: Erfolgreiche Transformation	C: Alte Zeiten	
SF 8 Umwelt & Nachhaltigkeit	A: Erneuerbare Energien ohne Rücksicht auf die Kosten	B: Dominanz fossiler Energien	C: Gas als Pfeiler der Energiewende	

■ Szenario „Partnerschaft“
 ■ Szenario „Vertrauter Pfad“
 ■ Szenario „Unklare Rolle“
 Projektionen ohne prägenden Szenario-Bezug

Abbildung 1: Wahl der Projektionen der Schlüsselfaktoren zur Bildung der Szenarien

Wie aus der Abbildung zu entnehmen ist, enthalten die Szenarien sowohl eindeutige Projektionen wie auch unscharfe Projektionen. Eine eindeutige Projektion bedeutet, dass genau eine Ausprägung eines Schlüsselfaktors verwendet wird. Beispielsweise gilt dies für den Schlüsselfaktor „Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit“. Unscharfe Projektionen sind solche, die nicht eindeutig sind, das heißt, es kann entweder eine der möglichen Ausprägungen gewählt werden oder sie werden als mehrdeutige Projektionen behandelt. Es werden somit mehr als eine Ausprägung für einen Schlüsselfaktor in einem Szenario zugelassen. Bei dem Schlüsselfaktor „Technische Rahmenbedingungen“ wird zum Beispiel bei allen drei Szenarien eine mehrdeutige Interpretation angewendet.

2.1.1. Leitszenario: „Gas als Partner der Energiewende“

Gemäß der in Abbildung 1: Wahl der Projektionen der Schlüsselfaktoren zur Bildung der Szenarien verwendete Projektionen: SF1 B, SF2 C/D, SF3 A, SF4 A/C, SF5 A, SF6 B, SF7 B, SF8 C

2.1.1.1. Überblick

In diesem Szenario findet eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende statt, wie es in Teilen im Energiekonzept der Bundesregierung vorgestellt wird⁵, wobei Gas als Partner des

⁴ Zur besseren Orientierung im folgenden Fließtext der Szenarien wurden den Projektionen der einzelnen Schlüsselfaktoren Buchstaben zugewiesen. So bezieht sich beispielsweise SF 1 B auf die Projektion „EU-Binnenmarkt ohne Schranken“ des Schlüsselfaktors „Politische Rahmenbedingungen“.

⁵ Vgl. BUND (2011).

Transformationsprozesses fungiert. Der Weg in eine CO₂-arme Welt ist breiter gesellschaftlicher Konsens und wird konsequent beschritten (8C). Auf diesem Weg ist Erdgas als Partnertechnologie politisch sowie gesellschaftlich aufgrund seiner Wettbewerbsfähigkeit und der in Relation zu anderen fossilen Energieträger geringeren CO₂-Intensität voll akzeptiert und wird als Schlüssel zum Gelingen der Energiewende angesehen (6B). Die Politik setzt dafür einen stabilen und verlässlichen Rahmen. Innerhalb der EU gelten einheitliche Rahmenbedingungen für den Gasmarkt. Der EU-Binnenmarkt für Gas ist Realität, wobei auf ausufernde Detailregelungen verzichtet wird. Vielmehr erfolgt eine Rahmensetzung, innerhalb derer sich die Marktkräfte frei entfalten können. Die Regulierung beschränkt sich auf wenige Kernbereiche (z.B. Netze) (1B). Der Wettbewerb funktioniert weitgehend frei von Beschränkungen. Auf den Märkten bestehen in der Regel geringe Markteintrittsbarrieren mit einer Vielzahl von Anbietern, die eine breite Produkt- und Servicepalette entsprechend den Kundenbedürfnissen abdecken. Die Märkte sind dynamisch und es herrscht teilweise ein hoher Konkurrenzdruck, sodass die Anbieter auf Bedarfsänderungen bei den (End)Kunden schnell reagieren müssen (4A). Die Standardisierung erfolgt überwiegend in industrieller Selbstverwaltung und ist weitgehend EU-weit harmonisiert. Die nationale Standardisierung verliert dadurch an Bedeutung. Die Standards und Normen sind genau spezifiziert mit hinreichend großen Bandbreiten, die viel Raum für Innovationen lassen (2D). Nur an den Schnittstellen zwischen Markt und reguliertem Bereich erfolgt aufgrund der zentralen Bedeutung (z.B. Datensicherheit bei intelligenten Gaszählern) die Standardisierung teilweise unter Beteiligung staatlicher Instanzen, wobei darauf geachtet wird, eine zu enge Ausgestaltung der Standards und Normen zu vermeiden (2C). Gerade an diesen Schnittstellen zwischen Markt und reguliertem Bereich sind oft komplexe Probleme zu lösen: Unternehmen, die ihre Innovationen in diesem Bereich vermarkten, können häufig ein Alleinstellungsmerkmal generieren (4C). Sobald sich Prozesse an diesen Schnittstellen in der Branche etabliert haben, werden auch diese Bereiche der industriellen Selbstverwaltung anvertraut. Insgesamt herrscht ein innovatives Klima. Die Gasbranche kann sich bei der Suche nach Lösungen zur Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem aufgrund der hohen Wertschätzung der Versorgungssicherheit durch die Bevölkerung kontinuierlich neue Geschäftsfelder erschließen. Der Wirklichkeit gewordene EU-weite Binnenmarkt für Gas sowie die Erschließung vielfältiger Bezugsquellen hat zu einer wesentlichen Erweiterung des Handlungsspektrums der Marktakteure geführt, sodass schnell und einfach auf Veränderungen reagiert werden kann und eine bedarfsgerechte Versorgung der Endkunden gewährleistet ist. Allerdings führt die Diversifizierung der Bezugsquellen zu volatileren Gasbeschaffungen (5A). National werden vermehrt erneuerbare Gase produziert, international konnte die Abhängigkeit von einzelnen Bezugsländern vor allem über die Ausweitung von LNG und den europäischen Binnenmarkt verringert werden. Darüber hinaus sind zunehmend auch dezentrale Lösungen entwickelt worden mit vielen Kopplungspunkten zu anderen Energieinfrastrukturen wie Strom und Wärme. Um den Betrieb der verschiedenen Energieinfrastrukturen und dezentralen Anlagen besser aufeinander abstimmen zu können, ist die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie Automatisierungstechnologien weit verbreitet (3A). Das systemübergreifende Denken und Handeln der Akteure befördert die Entwicklung innovativer technischer Lösungen auch für komplexere Problemstellungen. Auf diese Weise können beispielsweise Einschränkungen in der Verfügbarkeit aufgrund volatilerer Gasbeschaffungen vermieden werden. Dies gilt für alle Stufen der technischen Wertschöpfungskette.

2.1.1.2. Wesentliche Entwicklungen

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. In Richtung eines Systems unter weitgehendem Verzicht auf andere fossile Energieträger verbleibt Erdgas als zentraler Partner zu den erneuerbaren Energien (inklusive erneuerbarer Gase). Treibender Faktor ist das kooperative und vertrauensvolle Verhältnis zwischen Politik und Industrie (auch international), woraus ein befruchtendes Zusammenspiel zwischen Rahmenbedingungen und Innovationskraft der Gasbranche resultiert.

Die Politik hat die Zielsetzungen des ursprünglichen Energiekonzepts in Richtung einer CO₂-armen Welt systematisch verfolgt und entsprechende legislative Maßnahmen implementiert. Es gab keine weiteren Richtungswechsel, wie es in der Vergangenheit häufig der Fall war. Dieses Vorgehen hat zu einem zunehmenden Vertrauen der Gesellschaft und der Industrie in den eingeschlagenen Weg geführt. Diese Akzeptanz wurde durch signifikante Fortschritte in den internationalen Klimaverhandlungen befördert, in denen die Blockadehaltungen wichtiger Verhandlungsteilnehmer (z.B. China und USA) sukzessive zurückgenommen wurden⁶. Im europäischen und nationalen Kontext konnte die Intensität und Frequenz, in der politische Maßnahmen zu Beginn der Energiewende eingeführt und novelliert wurden, zurückgefahren. Der Rahmen ist stabil. Darüber hinaus wurde die Regelungsintensität sukzessive zurückgenommen, wodurch sich regulatorische Maßnahmen nur noch auf einige wenige Kernbereiche fokussieren, was im Wesentlichen die Gasnetze betrifft. Zudem hat eine Abkehr von Detailregelungen stattgefunden. Die bestehenden Vorgaben sind nun deutlich offener gestaltet und lassen viel Freiraum für die handelnden Akteure, sich innerhalb dieses Rahmens zu optimieren. Aufgrund positiver Erfahrungen setzt die Politik in den regulierten Bereichen und an den Schnittstellen zu den wettbewerblichen Segmenten daher verstärkt auf marktkonforme Anreizstrukturen⁷. So konnten z.B. bei der Netzregulierung im Nachgang der Evaluierung der ARegV in 2015 sukzessive die damals bestehenden Probleme in Hinblick auf die Investitions- und Innovationsanreize (dynamische Effizienz) beseitigt werden⁸. Für die wettbewerblichen Bereiche konnten mit zunehmender Kooperation zwischen Politik und Industrie tragfähige und langfristige Rahmenkonzepte erarbeitet werden, die sich über die Zeit etabliert haben und nur punktueller Anpassungen bedürfen.

Diese nationalen Umbaumaßnahmen der Rahmenbedingungen waren eingebettet in einen EU-weiten Prozess der Angleichung der Rahmenbedingungen in den Mitgliedsstaaten. Wesentlicher Erfolgsfaktor für die Harmonisierung der Regeln entlang der gesamten technischen Wertschöpfungskette (Produktion, Versorgung und Verwendung) waren Stakeholder-Konsultationen, in denen über die Zeit eine vertrauensvolle Atmosphäre zur Suche nach gemeinsamen Lösungen entstanden ist. So konnte die anfängliche Gestaltungsführerschaft seitens der Politik in Hinblick auf die Entwicklung der Rahmenbedingungen sukzessive zurückgenommen werden und im Gegenzug eine Stärkung der industriellen Selbstverwaltung initiiert werden. Die Erreichung eines EU-weiten Binnenmarktes konnte auf diesem Wege realisiert werden. Neben der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen konnte auch eine weitgehende physische Marktintegration erreicht werden, sodass Gasflüsse innerhalb Europas keinen wesentlichen Beschränkungen unterliegen⁹. Auf unvorhergesehene Ausfälle von Bezugsquellen oder

⁶ Vgl. Spiegel (2014) und Tagesschau (2014).

⁷ Vgl. BMWi (2014i).

⁸ Vgl. Stronzik (2013).

⁹ Diese Entwicklung ist eine direkte Folge der konsequenten Weiterführung der 2006 auf EU-Ebene ins Leben gerufenen regionalen Gasinitiativen zur Verbesserung der Integration

Leitungsprobleme kann schnell und flexibel reagiert werden ohne nennenswerte Beeinträchtigungen der Versorgung der Endkunden. Die Rahmgebungsbefugnisse haben sich von den nationalen Regulierungsbehörden hin zu ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) verschoben¹⁰. Die nationalen Behörden agieren als Ausführungsorgan von ACER in den auf europäischer Ebene vorgegebenen Leitlinien, die eine entsprechende Offenheit für nationale Belange erlauben. Auch die Normen und Standards (z.B. Vorgaben für die Gasbeschaffenheiten) sind EU-weit harmonisiert, wobei sie überwiegend in industrieller Selbstverwaltung weiterentwickelt werden. Nur für den Schnittstellenbereich zwischen Markt und Regulierung oder bei der Kopplung unterschiedlicher Energienetze nehmen die Mitgliedsstaaten einen gewissen Einfluss. Dies erfolgt jedoch im partnerschaftlichen Dialog mit den europäischen Marktakteuren, die sich „mit einer Stimme“ über die Verbände äußern. Dies ist auch deswegen möglich, da die Dominanz vormals nationaler Champions (z.B. GDF) durch die Verwirklichung des EU-Binnenmarktes nicht mehr vorhanden ist.

Auch in der Klimapolitik gibt es ein EU-weit harmonisiertes Vorgehen. Die vielen nationalen und regionalen Initiativen sind gebündelt worden und in die Weiterentwicklung des EU Emissionshandels (EU-ETS) eingeflossen. Es sind weitere Sektoren integriert (z.B. Verkehr), sodass die wesentlichen mit CO₂-Emissionen verbundenen Aktivitäten durch das System erfasst werden. Dies erleichtert auch die Festlegung der Zielvorgaben für die Emissionen. Diese sind mit den Ergebnissen der internationalen Klimaverhandlungen synchronisiert und deutlich restriktiver als zu den Anfängen des Systems¹¹. So ist die zu Beginn der Energiewende bestehende Problematik für Gaskraftwerke einer nicht hinreichenden Profitabilität nicht mehr existent¹². Der sich ergebende CO₂-Preis ist hinreichend hoch, um Gaskraftwerke für ihren CO₂-Vorteil gegenüber Kohlekraftwerken adäquat zu entlohnen, sodass ein profitabler Betrieb der Kraftwerke gewährleistet ist. Durch die Erweiterung des Geltungsbereiches des Emissionshandels sind viele kleinteilige und häufig technologiespezifisch ausgestaltete klimapolitische Regelungen zudem obsolet geworden. Die EU bzw. die Mitgliedsstaaten konzentrieren sich nun vor allem auf die reine Technologieförderung, um potenziell interessanten Lösungen zur Marktreife zu verhelfen. Dies erfolgt in einem EU-weiten Wettbewerb der Ideen, was zu einer verbesserten Koordinierung der Förderungen innerhalb der EU verholfen hat. Die Förderinitiativen sind gut vernetzt und ein intensiver Austausch ist gewährleistet. In Deutschland haben diese Entwicklungen zu einem Auslaufen eines nicht marktbasierten EEGs geführt.

Viele der erneuerbaren Energien haben durch die Weiterentwicklung des Emissionshandels Marktreife erreicht und kommen vollständig ohne Subventionierung aus. Neben Hocheffizienztechnologien (z.B. KWK) steigt auch die Bedeutung von erneuerbaren Gasen in der An- und Verwendung in Industrie und Haushalten. Die Technologieförderung in Deutschland konzentriert sich vor allem auf Lösungen zur Verbesserung der Gesamtsystemstabilität (z.B. über die Kopplung der Energieinfrastrukturen) und auf Alternativnutzungsmöglichkeiten der Gasinfrastruktur. Der erste Förderkomplex dient u.a. der Flexibilität und der Abpufferung der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien in das Stromnetz (z.B. über Power-to-Gas Anwendungen). Die Anwendungen befinden sich größtenteils bereits nahe der Marktreife. Es geht in diesem Kontext eher um Optimierungs-

der Gasmärkte (Gas Regional Initiatives) sowie des European Energy Infrastructure Package für konkrete Investitionsinitiativen. Vgl. CEER (2014).

¹⁰ ACER wurde sukzessive zu einer europäischen Regulierungsinstitution mit entsprechenden Festlegungskompetenzen weiterentwickelt. Zu Beginn der Aufnahme der Tätigkeit in 2013 hatte ACER grundsätzlich nur eine reine Koordinierungsfunktion für die souverän agierenden nationalen Regulierungsbehörden (vgl. ACER/CEER 2013).

¹¹ Vgl. Diekmann (2012).

¹² Vgl. Handelsblatt (2014).

und Scalingfragen, um effiziente Betriebsweisen unabhängig von der Anlagengröße zu ermöglichen. Der zweite Förderschwerpunkt zielt darauf ab, die bestehende hochwertige Gasinfrastruktur nach der Energiewende zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten zuzuführen (z.B. Transport von Brenngasen in Form von Wasserstoff-Methan-Gemischen und anderen Gasen wie z.B. CO₂)¹³. Die Forschung in diesem Bereich befindet sich noch in einer frühen Entwicklungsphase.

Der EU-weit und national zurückgehenden konventionellen Erdgasförderung wurde vor allem durch die deutlich verbesserte physische Integration der Gasinfrastrukturen und die Diversifizierung der Bezugsquellen und Importrouten begegnet, sodass die jederzeitige Verfügbarkeit von Gas und die Sicherheit der Versorgung der Endkunden in hohem Maße gewährleistet sind. Wie viele andere Mitgliedsstaaten mit Küstenregionen hat Deutschland dabei LNG-Regasifizierungskapazitäten aufgebaut, um trotz des höheren CO₂-Fussabdrucks¹⁴ von LNG eine direktere Anbindung an den Weltmarkt und somit eine verbesserte Kopplung an das dort herrschende Gaspreisniveau zu erreichen¹⁵. So kann Deutschland direkter am Fracking-Boom in den USA partizipieren, ohne die Notwendigkeit selbst massiv in eigene Fracking-Aktivitäten zu investieren, da preiswertes LNG nun seinen Weg direkt nach Deutschland finden kann¹⁶. Dies hat darüber hinaus zu einer Versachlichung der Debatten um die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in Deutschland beigetragen, die in geringem Umfang gestartet wurde. Die Ausdifferenzierung der Bezugsquellen hat zusammen mit der gestiegenen Produktion erneuerbarer Gase zu einer höheren Volatilität der Gasbeschafflichkeiten geführt. Die Gaswirtschaft hat jedoch entsprechende Lösungen entwickelt, um dieser Problematik Herr zu werden, ohne die Sicherheit und den Komfort bei der Anwendung zu riskieren.

Die Entwicklung neuer Lösungskonzepte wird durch das innovative Klima in der Gaswirtschaft begünstigt, wobei sich Unternehmen entlang der gesamten technischen Wertschöpfungskette aktiv daran beteiligen. Durch die Innovationsfreude können immer wieder neue Geschäftsfelder erschlossen werden (z.B. im Mobilitätssektor sowie der industriellen und gewerblichen Verwendung)¹⁷. Aufgrund des harten Wettbewerbs in den klassischen Geschäftsfeldern besteht hierzu allerdings auch eine gewisse Notwendigkeit, um Marktanteile zu halten bzw. auszubauen. In der Anwendungstechnik steht Gas zudem in Konkurrenz zu Energieeffizienzmaßnahmen und Lösungen auf Basis alternativer Energieträger (z.B. Wärmeanwendungen auf Strombasis), wodurch der Kosten- und Effizienzdruck auf Unternehmen, die in diesem Segment tätig sind, zusätzlich verstärkt wird. Es bestehen auch keinerlei nicht-tarifäre Wettbewerbshemmnisse z.B. durch Standards oder andere technische Regeln zugunsten oder zulasten eines bestimmten Energieträgers. Ursprünglich tendenziell verzerrende Einflüsse (z.B. Gesamtprimärenergiefaktor¹⁸) konnten gänzlich beseitigt werden. Diesem

¹³ Vgl. z.B. DOE (2014).

¹⁴ LNG muss verflüssigt und in der Regel über den Seeweg transportiert werden, was im Vergleich zu Pipelinegas zu höheren CO₂ Emissionen führt. Vgl. z.B. Levon Group (2013).

¹⁵ Vgl. Neumann (2009) und Vosser (2012).

¹⁶ Laut IEA (2012) bleibt die USA im Golden Age of Gas Szenario weit über 2030 hinaus Nettoexporteur.

¹⁷ Vgl. z.B. ACER (2014).

¹⁸ Der Gesamtprimärenergiefaktor gibt gewissermaßen Auskunft über die relative „energetische Wettbewerbsfähigkeit“ von Anwendungen auf Basis unterschiedlicher Energieträger. Der Faktor misst das Verhältnis aus eingesetzter Primärenergie zur gelieferten Endenergiemenge. Grundsätzlich gilt: je höher der Anteil erneuerbarer Energien am betrachteten Mix ist, desto geringer ist der Faktor, was z.B. im Rahmen der Bewertung von Wärmeanwendungen eine große Rolle spielt. Über den Faktor können Anwendungen auf Basis unterschiedlicher Energieträger somit energetisch miteinander verglichen werden. Bei einem sowohl strom- als auch gasseitig parallel stattfindenden Ausbau der

Wettbewerbsdruck können die Unternehmen der Gasbranche jedoch durch ständige Innovationen erfolgreich begegnen. So können nicht nur neue Geschäftsfelder erschlossen sondern zusätzlich in den klassischen Bereichen mittels innovativer Preismodelle und Produktangebote (z.B. im Rahmen von Contracting) auch höhere Margen generiert werden. Letzteres beinhaltet beispielsweise Kundenwünsche, die gesamte Energieversorgung aus einer Hand zu erhalten inklusive Eigenproduktion und Speicherung, was die Herausbildung dezentraler Strukturen auch im Gassektor hervorgebracht hat (z.B. in Form lokaler Arealnetze für Biogas).

2.1.2. Nebenszenario 1: „Vertrauter Pfad“

Gemäß der in Abbildung 1: Wahl der Projektionen der Schlüsselfaktoren zur Bildung der Szenarien verwendete Projektionen: SF1 C/D, SF2 A/C, SF3 C, SF4 A/D, SF5 C/D, SF6 A/C, SF7 C, SF8 B

2.1.2.1. Überblick

In diesem Szenario finden eine Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger und ein damit einhergehender Stopp des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien statt. Ein vernetztes Denken über die jeweilige Energiesparte (Strom oder Gas) hinaus ist nicht gegeben. Das Energiesystem befindet sich in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute.

Die Energiewende hat, obwohl Deutschland eine Vorreiterrolle übernommen hat, international zu wenig Nachahmer gefunden. Global konnte keine Reduktion des CO₂-Ausstoßes erreicht werden. Die Gesellschaft in Deutschland ist trotz starker Unterstützung klimapolitischer Anstrengungen und einem weit verbreiteten Umweltbewusstsein nicht mehr bereit, alle Mehrkosten der Energiewende zu tragen, da weder ein Effekt für den globalen Klimaschutz noch die Dividende für die Vorreiterrolle eingefahren wird. Daher wurden die zukünftigen Ziele für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgenommen und eine Rückbesinnung zu den kostengünstigeren fossilen Energieträgern eingeleitet, wobei die Kernkraft nicht davon profitiert: Der Wiedereinstieg bleibt ausgeschlossen (8B). Zwar ist man bestrebt, die Integration in den EU-weiten Binnenmarkt voranzubringen, jedoch versuchen die einzelnen Staaten ihre eigene Interessenslage durchzusetzen, was aufgrund zu geringer Harmonisierung der Rahmenbedingungen immer wieder zu Stillstand führt (1D). Die Politik gibt auch im Innenverhältnis für das deutsche Energiesystem die Richtung vor und bestimmt die Spielregeln. Im Widerstreit vielfältiger Partikularinteressen ist es nicht gelungen, das System konsequent und konsistent auf wettbewerbliche Anreizstrukturen auszurichten. In vielen Bereichen setzen Detailregelungen ein enges Korsett. Bei der Netzplanung tritt die Bundesnetzagentur im Auftrag der Bundesregierung als zentraler Planer auf (1C). Durch die Abkehr vom weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird wieder vermehrt auf Großprojekte gesetzt, bei denen sich Skalenerträge realisieren lassen. Es wird auf erprobte und ausgereifte Technologien, z.B. fossile Großkraftwerke, gesetzt, die sich durch eine hohe Zuverlässigkeit auszeichnen (7C). Aufgrund der Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger ist der Anreiz entfallen, den Stromsektor mit anderen Sektoren zu koppeln. (3C). Gemäß dem Gestaltungsanspruch der Politik erfolgt in der Zwischenzeit die Normung und Standardisierung vielfach durch Impulse staatlicher Instanzen. Während diese Standardisierungsanstrengungen aufgrund bürokratischer Prozesse häufig rückwärtsgerichtet sind und wenig Raum für Innovationen

erneuerbaren Energien hat die ursprüngliche Berechnungsmethodik gasseitige Lösungen tendenziell benachteiligt. Näheres siehe z.B. Heikrodt (2013).

lassen (2A), wird in Teilbereichen, die als „Schaufenster“ oder „Leuchtturm“ seitens der Politik auserkoren wurden, versucht, innovationsfreundlichere Standards zu generieren (2C). Dies gilt z.B. für Fracking und Maßnahmen zur Flexibilisierung der Gasversorgung. Durch eine veränderte geostrategische Lage haben Lieferanten, die zu Beginn des Jahrtausends noch als zuverlässig galten, in der Vergangenheit Lieferungen zurückgehalten. Dadurch ist ein Prozess des Umdenkens in der EU – trotz Differenzen bei der Marktgestaltung – in Richtung eines gemeinsamen Vorgehens zur Flexibilisierung der Gasversorgung eingeleitet worden, da eine EU-weite physische Integration der Gasinfrastrukturen bisher nicht ausreichend gelungen ist (5C). Die ausstehende physische Marktintegration kann zudem regionale Preisspreizungen bei der Gasbeschaffung innerhalb der EU zur Folge haben, wenn es zu anhaltenden Beschränkungen bei den Gasflüssen kommt. Da Deutschland Erdgas überwiegend aus wenigen Quellen über zentrale Pipelines bezieht, ist in solchen Fällen die Anbindung an das Gaspreisniveau auf dem Weltmarkt nicht gegeben mit der Folge tendenziell höherer Einkaufspreise. Deutschland sieht sich zudem aufgrund der fehlenden Beschaffungsdiversifizierung einem Oligopol weniger Anbieter gegenüber (5D). Die Lieferausfälle haben allerdings die Akzeptanz in der Gesellschaft erhöht, zur Reduktion der Importabhängigkeit unkonventionelle Gasvorkommen in Deutschland zu erschließen, da Gas in vielen Bereichen (z.B. im Wärmemarkt) Vorteile gegenüber anderen fossilen Energieträgern aufweist (6A). Insgesamt ist der Gasmarkt in Deutschland zweigeteilt: Im Wärmemarkt ist Gas aufgrund stärker gestiegener Ölpreise grundsätzlich wettbewerbsfähig, was durch Skaleneffekte (Großprojekte) und niedrige Investitions- und Wartungskosten aufgrund der Verwendung ausgereifter Technologien unterstützt wird (4A). Bei Strom wird Gas aufgrund der Preisentwicklungen hingegen zunehmend durch Kohle verdrängt (6C). Gaskraftwerke werden allerdings weiterhin für die Spitzenlastdeckung im Strom benötigt. Rentabel können diese Kraftwerke jedoch nur mittels weiterer Förderungen betrieben werden, da die Stromerlöse nicht ausreichen, um die Kosten zu decken. Insbesondere für systemrelevante Gaskraftwerke werden daher Subventionen gewährt (4D).

2.1.2.2. Wesentliche Entwicklungen

Das Szenario „Vertrauter Pfad“ beschreibt ein Zurückfahren der Ziele der Energiewende verbunden mit einer Hinwendung zu den fossilen Energieträgern. Ein wesentlicher Faktor der Entwicklungen ist die abnehmende Akzeptanz in der Gesellschaft für nationale bzw. europäische Alleingänge in der Klimapolitik. Aufgrund nicht sichtbarer Fortschritte in den internationalen Klimaverhandlungen wird der Nutzen für ein Vorgehen Deutschlands – insbesondere vor dem Hintergrund der damit verbundenen Kosten – zunehmend kritisch hinterfragt.

Auf der Bühne der internationalen Klimaverhandlungen gibt es praktisch seit der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls keine nennenswerten Fortschritte oder Ergebnisse, wodurch die gesellschaftliche Unterstützung für eine ambitionierte nationale Klimapolitik zurückgegangen ist. Vielmehr rücken die Kosten in den Blickpunkt, die von den Endverbrauchern zu tragen sind. Daher verfolgt die Bundesregierung seit einigen Jahren die Ziele nicht mehr in der Konsequenz, wie dies anfänglich der Fall war. Der Fokus der Politik liegt seit diesem Wechsel auf der Versorgungssicherheit, da es sowohl im Strom- (vor allem aufgrund der volatilen Einspeisung durch Wind und Photovoltaik) als auch im Gassektor (Lieferunterbrechungen) teilweise zu Problemen in der Versorgung gekommen ist. Bis zu diesem Politikwechsel wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien allerdings vorangetrieben, sodass deren Anteil seit 2011 zugenommen hat¹⁹, ohne dass die aus der

¹⁹ Für 2020 lag z.B. das Zwischenziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei 35%. Vgl. BMWi (2014h).

volatilen Einspeisung resultierenden Probleme gelöst werden konnten. Zur Sicherung der Versorgungssicherheit wird den fossilen Energieträgern nun wieder eine bedeutendere Rolle seitens der Politik beigemessen. Aufgrund der aufgetretenen Probleme findet dieser Richtungswechsel auch in der Bevölkerung Zustimmung.

Trotz des Politikwechsels und einer stärkeren Akzentuierung der fossilen Energieträger hat sich eine Tendenz in Richtung einer immer intensiver werdenden Regulungsdichte verfestigt, was auf den Gestaltungsanspruch der Politik zurückzuführen ist²⁰. Aufgrund von detaillierten Vorgaben setzen die regulatorischen Rahmenbedingungen den Märkten ein enges Korsett. Verstärkt wird diese Regulungsdichte durch das Zusammenspiel von nationaler und EU-Ebene, wobei die nationalen Regulierungsbehörden eine gewichtige Rolle bei der Umsetzung der EU-Vorgaben spielen. So wurde beispielsweise im Rahmen der Novellierung des europäischen Gaskrisenrechts²¹ ein umfangreiches Maßnahmenbündel zur Verbesserung der Versorgungssicherheit über Gesetze und Verordnungen durch die Bundesregierung auf den Weg gebracht. Um zukünftig der Gefahr von Lieferunterbrechungen besser begegnen zu können, hat auch Deutschland nach anderen Mitgliedsstaaten (z.B. Ungarn und Italien) eine strategische Speicherreserve angelehnt an den Erdölbevorratungsverband eingeführt²². Darüber hinaus sind technische Standardisierungen vermehrt Gegenstand von Richtlinien, Verordnungen oder Ausführungsbestimmungen.

Das Gasaufkommen in Deutschland wird weiterhin von Erdgas dominiert, das über zentrale Pipelines aus wenigen Bezugsquellen nach Deutschland transportiert wird. Aufgrund unzureichender politischer Rahmenbedingungen scheuen Unternehmen das Risiko, in LNG-Technologien zu investieren. Auch die Anteile der erneuerbare Gase sind gering. So ist Biogas aufgrund zu geringer Unterstützung und des Politikwechsels selbst hinter den anfänglich bestehenden Erwartungen zurückgeblieben²³. Obwohl das Verhältnis zwischen Deutschland (bzw. der EU) und Russland aufgrund geo-strategischer Machtinteressen Russlands und daraus resultierender Lieferunterbrechungen in der Vergangenheit angespannt ist, ist es zu keiner nennenswerten Diversifizierung der Bezugsquellen in Deutschland gekommen. Aufgrund der zurückgehenden heimischen Förderung konventioneller Erdgasvorkommen und der noch nicht hinreichend gewährleisteten physischen Integration der Gasinfrastrukturen innerhalb der EU hat Deutschland mit der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen begonnen. Durch die Schwierigkeiten in der Versorgung ist auch die gesellschaftliche Akzeptanz in Deutschland für Fracking gestiegen. Erste großtechnische Förderanlagen sind in Betrieb. Weitere sind bereits in Planung.

Durch das enge Korsett, das durch den politischen Rahmen gesetzt wird, können sich die Markt- und Innovationskräfte in der Gaswirtschaft nicht frei entfalten. Die Erschließung von neuen Geschäftsfeldern läuft Gefahr, durch zukünftig zu erwartende Vorgaben seitens staatlicher Instanzen nachteilig betroffen zu werden. Dieses regulatorische Risiko bedeutet für neue Akteure eine Markteintrittsbarriere. Für etablierte Marktakteure besteht eine

²⁰ Tendenzen zu stark lenkenden staatlichen Eingriffen finden sich in vielen Programmen von Parteien, die eher links der Mitte im politischen Parteienspektrum eingeordnet werden können. Siehe z.B. Die Linke (2011), Bündnis 90/Die Grünen (2013) und SPD (2007). Da es sich bei der Liberalisierung der Energiemärkte um ein europäisches Projekt handelt, müssten sich die politischen Mehrheiten EU-weit entsprechend ausbilden.

²¹ Vgl. Schulte-Beckhausen (2013).

²² Vgl. Europäische Kommission (2014c).

²³ Im nationalen Entwicklungsplan für 2014 für Gas ist z.B. von einer Zunahme der Biogaseinspeisung von 3 TWh in 2011 auf 21 TWh in 2024 ausgegangen worden. Dieser Wert wird in Szenario 2 deutlich unterschritten. Vgl. FNB Gas (2014).

Tendenz, in traditionellen Geschäftsfeldern zu verharren. Durch die Einflussnahme staatlicher Instanzen auf die Standardisierungsprozesse gilt dies auch für Anwendungstechniken in Haushalten, Gewerbe und Industrie, wo daher überwiegend auf etablierte Lösungen gesetzt wird. Neue Bereiche werden nur erschlossen, wenn es auch seitens der Politik Signale für eine zukünftige Unterstützung gibt. Diese Signale existieren vor allem in den Bereichen der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen (Fracking). Bei vielen neuen, potenziell interessanten Gasverwendungsmöglichkeiten fehlen diese politischen Signale, weshalb diese Felder weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen. Zur Hebung von Skaleneffekten wird vor allem auf großtechnische Lösungen gesetzt, die in der Regel höhere Wirkungsgrade und geringere spezifische Investitionskosten aufweisen als dezentrale Lösungen.

Hinsichtlich der energetischen Verwendung ist Gas im Wärmemarkt konkurrenzfähig, während dies in der Stromerzeugung nicht der Fall ist²⁴. Der auf dem Weltmarkt bestehende Preisvorteil bei der Beschaffung von Gas gegenüber Öl, bedingt durch den Fracking-Boom in den USA, kann in Deutschland jedoch aus zwei Gründen nicht seine volle Wirkung entfalten. Zum einen ist Deutschland durch die ausstehende Integration des europäischen Gasmarktes nicht vollständig an die Preisentwicklungen auf dem Weltmarkt gekoppelt. Zum anderen wirken sich die regulatorischen Rahmenbedingungen preissteigernd auf die Endverbraucherkosten aus. Beispielhaft seien die staatlichen Umlagen (z.B. für die strategische Speicherreserve) angeführt.

Bei der Stromerzeugung (inkl. KWK) hat Gas auf dem Weltmarkt hingegen einen relativen Preisnachteil gegenüber Kohle. Die Produktionskosten sind bei Kohle in den letzten Jahren deutlich moderater als bei Gas angestiegen, was u.a. darauf zurückzuführen ist, dass die kostengünstigsten unkonventionellen Gasvorkommen bereits am Anfang des Fracking-Booms in den USA erschlossen wurden und nun erschöpft sind. Dieser relative Preisnachteil bei der Beschaffung wird auch nicht durch einen entsprechenden CO₂-Preis kompensiert. Aufgrund des Politikwechsels sind die Emissionsobergrenzen im Rahmen des europäischen Emissionshandels nicht weiter verschärft worden, sodass der CO₂-Preis auf einem relativ niedrigen Niveau verharrt. Neue Kraftwerke und KWK-Anlagen werden daher fast ausschließlich auf Kohlebasis betrieben²⁵. Da Gaskraftwerke für die Stabilität des Stromsystems als unverzichtbar angesehen werden, ist für sie eine Sonderregelung eingeführt worden. Eine entsprechende Verordnung regelt die Entgeltung von Investitionen und Betrieb.²⁶

2.1.3. Nebenszenario 2: „Unklare Rolle von Erdgas“

Gemäß der in Abbildung 8 verwendete Projektionen: SF1 A, SF2 A/B, SF3 B, SF4 B, SF5 B, SF6 D, SF7 A, SF8 A

²⁴ Dieses Szenario entspricht in Teilen dem Current Policies Scenario der IEA (2011). Bezüglich der Importpreise in Europa hat Gas im Ausgangspunkt (2010) einen relativen Preisvorteil gegenüber Öl und einen relativen Preisnachteil gegenüber Kohle. Während die IEA für Gas und Öl ähnliche reale Preissteigerungen bis 2035 prognostiziert (Öl: + 79%; Gas: +73%), wird für Kohle ein deutlich moderaterer Anstieg der realen Preise erwartet (+20%). Dies bedeutet, dass in dem IEA-Szenario der Preisvorteil von Gas gegenüber Öl relativ konstant bleibt, während der Preisnachteil gegenüber Kohle wächst.

²⁵ Vgl. Fraunhofer IFAM et al. (2014).

²⁶ Es besteht eine gewisse Analogie zur Reservekraftwerksverordnung (ResKV), die Ende 2017 ausläuft.

2.1.3.1. Überblick

In diesem Szenario besteht ein konfliktäres Verhältnis zwischen dem Vorantreiben der Energiewende durch die Politik und der Rolle des Gassektors. Während der Klimaschutz eine breite gesellschaftliche Akzeptanz hat, wird Erdgas als fossiler Brennstoff nicht als Teil der Lösung sondern als Bestandteil des Problems und Klimaschädling angesehen (6D). Zwischen Politik und der heterogenen Gasbranche besteht daher eher ein gespanntes Verhältnis mit der Folge, dass sehr detaillierte Regelungen implementiert werden, um die Entwicklungen in die von der Politik gewünschte Richtung zu treiben. Verstärkend kommt hinzu, dass innerhalb der EU eine Harmonisierung der Regeln nur sehr unzureichend umgesetzt ist, sodass ein gewisses „regulatorisches Chaos“ mit inkonsistenten Vorgaben vorherrschend ist (1A). Auch die technischen Normen und Standards sind nur teilweise EU-weit harmonisiert. Sie werden teilweise in industrieller Selbstverwaltung (2B) und teilweise durch staatliche Instanzen verfasst (2A) und gelten allgemein als rückwärtsgerichtet, da sie nicht offen genug für neue Anwendungen und Innovationen ausgestaltet sind. Daher existiert für neue Aktivitäten zunächst eine gewisse Unsicherheit, bis entsprechende Regeln erarbeitet wurden, was mit Zeitverzögerungen verbunden ist (insbesondere bei behördlicher Verantwortlichkeit). Die bestehenden Geräte und Anlagen in der Versorgung und Verwendung können in der Regel nur relativ konstante Gasbeschaffenheiten innerhalb enger Toleranzbänder verarbeiten. Die zunehmende Produktion erneuerbarer Gase, die durch die staatliche Förderung Marktanteile gewinnen, und die Diversifizierung der konventionellen Bezugsquellen (z.B. LNG aus Afrika und dem karibischen Raum) implizieren jedoch die Bereitstellung von Gas sehr unterschiedlicher Beschaffenheit, wodurch die Volatilität der Gasbeschaffenheit des bereitgestellten Gases steigt (3B). Da die bestehenden Strukturen mangels Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten hierauf nicht ausreichend ausgerichtet sind, kommt es in Teilen zu Einschränkungen der Verfügbarkeit in der Versorgung und Verwendung (7A). In anderen Teilen wird die Beschaffenheit des bereitgestellten Gases mit hohem technischem Mehraufwand (z.B. durch vorgeschaltete Gasaufbereitungen) vergleichmäßigt (5B). Durch diese beiden Effekte und das (auch regulatorisch bedingt) relativ hohe Endkundenpreisniveau verliert Erdgas in allen Bereichen deutlich an Marktanteilen (4B). Diese Tendenzen werden durch eine abwartende Haltung der Endkunden gegenüber Konzepten, die nicht rein auf regenerativen Energien basieren, verstärkt (8A).

2.1.3.2. Wesentliche Entwicklungen

Das Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“ beschreibt eine aus Sicht der Gaswirtschaft (und der Gesellschaft) problematische Umsetzung der Ziele der Energiewende. Für die (konventionelle) Gasbranche ist zunächst keine klar definierte Rolle vorgesehen. Diese muss sie sich erarbeiten, wobei gegen Widerstände anzukämpfen ist. Neben diesem konfliktären Verhältnis sind ein ausgeprägter Gestaltungsanspruch der Politik sowie inkonsistente Rahmenbedingungen weitere treibende Faktoren der Entwicklungen.

Da viele Länder aufgrund der Fortschritte in den internationalen Klimaverhandlungen Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen unternehmen und die Bundesregierung weiterhin Vorreiter in diesem Bereich sein will, hat sich die deutsche Politik zum Ziel gesetzt, die ursprünglichen Ziele der Energiewende zu übertreffen bzw. zu einem früheren Zeitpunkt zu erreichen. Dieser Weg findet auch eine hinreichende gesellschaftliche Akzeptanz. Der Fokus liegt auf der Suche nach Lösungen, die ausschließlich auf erneuerbaren Energien basieren ohne die Beteiligung der fossilen Energieträger (inklusive Erdgas). In diesem Kontext geht es vor allem um Speichertechnologien und die Regelbarkeit der erneuerbaren Energien Anlagen zur Einspeisung ins Gas- und Stromnetz. Die politischen Aktivitäten ranken sich vor allem um

den Stromsektor. Die Rolle des Gassektors ist nicht klar definiert. Indirekt kann aus den tatsächlichen Maßnahmen eine eher passive Funktion in Form der Abpufferung stromseitig entstehender Schwierigkeiten abgeleitet werden. Ein weiterer Schwerpunkt ist die verstärkte Förderung erneuerbarer Gase, um Erdgas – zumindest teilweise – zu substituieren, was vor allem auf den Wärmemarkt abzielt. Durch die Dominanz der erneuerbaren Energien werden auch gasseitige Lösungen dezentraler. Die letzten beiden Punkte lassen sich z.B. anhand Biogas-betriebener Arealnetze in ländlichen Räumen veranschaulichen.

Zur Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien wurden und werden umfangreiche Einzelmaßnahmen durch die Bundesregierung verabschiedet. Aufgrund der Vielzahl der beteiligten Ministerien (z.B. Umwelt, Wirtschaft und Energie, Landwirtschaft, Verkehr) sind diese Maßnahmen nur sehr eingeschränkt aufeinander abgestimmt. Die Gesamtkoordinierung gelingt nur unzureichend. Es gibt keinen gesamtsystemischen Ansatz, was insgesamt zu inkonsistenten politischen Rahmenbedingungen innerhalb Deutschlands führt. Es wird vor allem auf direkte Vorgaben oder staatliche Förderung in Form von Subventionen gesetzt. Die meisten erneuerbaren Technologien haben mit wenigen Ausnahmen noch keine Wettbewerbsfähigkeit erreicht, weswegen hohe staatliche Förderungen gewährt werden, die in der Regel per Umlage auf die Endkunden gewälzt werden. Aufgrund des geltenden EU-Wettbewerbsrechts gibt es kaum Ausnahmen von der Umlage für bestimmte Verbrauchsgruppen. So ist der staatliche Anteil an den Endverbraucherpreisen in allen Segmenten (Strom, Wärme, Gas) gegenüber 2014 deutlich angestiegen (z.B. Steuern, Umlagen und Konzessionsabgaben).²⁷

Die Harmonisierungsbestrebungen auf EU-Ebene für einen EU-Binnenmarkt Gas sind aufgrund erstarkter nationaler Partikularinteressen, die zum Teil sehr unterschiedlich sind, ins Stocken geraten. Der Grad der Harmonisierung der Rahmenbedingungen ist eher rückläufig. Die Regelungen für Aktivitäten auf den Märkten und die Nutzung von Netzen und Speichern sind in den Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich ausgestaltet. Die nationalen Regulierungsbehörden sind die zentralen Akteure in diesem Kontext. In Deutschland sind die Befugnisse der Bundesnetzagentur sukzessive erweitert worden. Die BNetzA setzt dabei auf sehr detaillierte Regelungen, die teilweise auch technische Standards beinhalten (z.B. wie beim Datenaustausch und den Anforderungen an intelligente Zähler). Die Netzregulierung vernachlässigt die Belohnung langfristiger Investitionen. Anreize zur Hebung kurzfristiger Kostensenkungspotenziale überwiegen. Ferner wird auf durch die BNetzA identifizierte Entwicklungen, die von der ursprünglichen Intention abweichen, zeitnah mit einer entsprechenden Anpassung der Vorgaben reagiert. Dies führt zu einer hohen Regelungsdichte, wobei Einzelmaßnahmen zum Teil nur eine geringe Halbwertszeit bis zur nächsten Novellierung haben.

Bei der in industrieller Selbstverwaltung verbliebenden Standardisierung der technischen Rahmenbedingungen kommt es aufgrund sehr unterschiedlicher Partikularinteressen zu einer tendenziell schleppenden Weiterentwicklung. Die Konsensbildungen gestalten sich schwierig, sodass die bestehenden Standards oft nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Die Zeitspanne zwischen der Entwicklung neuer technischer Lösungen und der letztendlichen Erarbeitung entsprechender Standards und Normen ist gewachsen.

²⁷ 2013 lag z.B. der staatliche Anteil beim Endverbraucherpreis für einen privaten Haushalt mit einem Gasverbrauch von 20.000 kWh pro Jahr bei ca. 25%. Werden noch Netzentgelte als reguliertes Segment hinzugerechnet (ca. 20%), so lag der Anteil für die marktlichen Aktivitäten (Beschaffung, Vertrieb und Marge) bei knapp über 50%. Vgl. Verivox (2014).

Der Gasbezug konnte trotz der inkonsistenten Rahmenbedingungen diversifiziert werden. Durch die verstärkte staatliche Förderung haben erneuerbare Gase einen signifikanten Anteil am deutschen Gasaufkommen erreicht²⁸. Die zunehmende Einspeisung erfolgt aufgrund der Dezentralität der Produktionsanlagen vorwiegend in das Verteilnetz. Einzelne großtechnische Anlagen speisen auch in die Fernleitungsnetze ein. Ein weiterer Grund für die Anteilssteigerung liegt in den zurückgehenden Verbräuchen von Gas (s.u.). Die Zunahme der Einspeisung erneuerbarer Gase ist jedoch weit davon entfernt, die zurückgehende Inlandsförderung konventioneller Gasvorkommen zu kompensieren. Die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen findet in Deutschland nicht statt, da sowohl die politische als auch die gesellschaftliche Akzeptanz fehlen. Trotz des zurückgehenden Verbrauchs besteht somit eine hohe Abhängigkeit von ausländischen Gasimporten. Der Aufbau einzelner LNG-Terminals in Deutschland konnte erfolgreich eingeleitet werden. Aufgrund der unzureichenden physischen Integration der europäischen Gasinfrastrukturen wird diese Maßnahme seitens der Politik als „notwendiges Übel“ für eine begrenzte Übergangszeit angesehen, um die Abhängigkeit von Gaslieferungen einzelner Länder zu begrenzen. Daher erfolgt der Aufbau teilweise mit staatlicher Förderung.

Durch die Vernachlässigung langfristiger Investitionsanreize in der Netzregulierung wird ein Teil des deutschen Gasnetzes auf der Verteil- und Transportebene von Unternehmen mit kurzfristigen Gewinnerzielungsabsichten („Heuschrecken“) betrieben. Auch die Sicht auf das Gesamtsystem ist bei vielen Netzgesellschaften nicht gegeben. Da Ersatzinvestitionen und Wartungsarbeiten nicht in dem eigentlich erforderlichen Maße erfolgen, gibt es Schwierigkeiten bei der Zuverlässigkeit der Netze. Die Problematik wird durch die Diversifizierung des Gasbezuges noch verschärft, da ein Großteil der Infrastruktur nicht darauf ausgerichtet ist, die steigende Volatilität der Gasbeschaffenheit zu verarbeiten. Ein weiterer Grund für eine abnehmende Versorgungsqualität liegt in den unzureichend definierten Rollen und Verantwortlichkeiten der beteiligten Akteure (insbesondere für sich anbahnende Notfälle).

Im Endkundensegment verliert Erdgas zusehends Marktanteile. Deutschland kann zwar über die mitten im Aufbau befindliche LNG-Infrastruktur partiell an dem anhaltend niedrigen Preisniveau auf dem Weltmarkt partizipieren, das durch den Fracking-Boom in den USA ausgelöst wurde²⁹; dieser Beschaffungsvorteil wird durch die staatlich bedingten Aufschläge (z.B. Umlage zur Förderung der erneuerbaren Gase) auf die Endkundenpreise für Erdgas jedoch vollkommen zunichte gemacht. Die Stromerzeugung wird sukzessive auf erneuerbare Energien umgestellt. Die Verdrängung betrifft auch Gaskraftwerke. Im Wärmemarkt stagniert der Erdgasanteil. So werden z.B. die Umstellpotenziale von Öl auf Gas bei Haushalten an Stromalternativen verloren. Es gibt keine attraktiven Umstellanreize seitens der Gasanbieter. Die erneuerbaren Gase können diese Tendenzen nur unzureichend kompensieren. Insbesondere die gasseitig auftretenden Versorgungsschwierigkeiten durch die Netze führen zudem dazu, dass eher strombasierte Lösungen nachgefragt werden. Der Sektor steht am Beginn einer Abwärtsspirale: Eine in Summe gleichbleibend hohe (oder sogar steigende) Förderung erneuerbarer Gase und deren Umlage auf einen abnehmenden Erdgasverbrauch führen zwangsläufig zu einer weiteren Verschlechterung der Wettbewerbsposition. Zudem existieren nicht-tarifäre Hemmnisse durch Standards oder andere technische Regeln, die den Wettbewerb insbesondere zwischen gas- und stromseitigen Anwendungen verzerren (z.B. Gesamtprimärenergiefaktor).³⁰

²⁸ So konnten die im nationalen Entwicklungsplan Gas aus dem Jahr 2014 für 2024 prognostizierten 21 TWh übertroffen werden. Vgl. FNB Gas (2014).

²⁹ Vgl. IEA (2011, 2012).

³⁰ Siehe Fußnote 18.

Aufgrund der tendenziell unzureichenden Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Gase in Relation zu strombasierten Lösungen können darüber hinaus auch nur bedingt neue Anwendungsfelder erschlossen bzw. bisher unterentwickelte Geschäftsfelder (z.B. im Mobilitätssektor) ausgebaut werden. Im Zweifel fördert die Politik die Stromalternativen. Diese Gesamtkonstellation hat zur Folge, dass auch bei den gaseitigen Anwendungstechniken Innovationstätigkeiten nur sehr bedingt stattfinden.

3. Technologische Sicht der Szenarien

Die Technologiefelder stellen Cluster aller relevanten Technologien und Prozesse in der Gaswirtschaft dar und bilden die Grundlage für die technologischen Szenarien. Sie wurden aus dem Input der Teilnehmer der Szenarien-Workshops erstellt und u.a. durch Literaturrecherche ergänzt. Diese Einzeltechnologien wurden in die drei Domänen der Gaswirtschaft (Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung) und einen übergreifenden Bereich der Querschnittstechnologien sortiert. Die Technologien wurden in insgesamt 19 Technologiefelder zusammengefasst und hinsichtlich ihres Betrachtungsbereichs und des aktuellen Entwicklungsstands beschrieben.

Im Rahmen von drei weiteren Workshops, welche im September und Oktober 2014 zum DVGW FuE-Radar stattgefunden haben, wurden die Technologiefelder mit Fokus auf ihrer bis zum Jahr 2030 denkbaren Ausbaustufe und den dorthin führenden Entwicklungsschritten diskutiert. Nach der Ausformulierung der Workshopergebnisse erfolgten eine Feedbackrunde und Diskussionen mit Fachleuten aus den jeweiligen Bereichen zur Schärfung der Beschreibung der Technologiefelder.

Es handelt sich bei den Technologiefeldern nicht um eine vollständige Technologieübersicht. Viel mehr stellen sie die, aus Sicht von Experten, wichtigsten Technologien in der Gaswirtschaft dar.

In folgender Abbildung 2: Übersicht der maximalen Entwicklung der Technologiefelder“ sind in hellblau die maximalen Entwicklungsschritte der einzelnen Technologiefelder dargestellt. Auch wenn die Schritte, aufgrund der deutlichen Unterschiede der Technologien, zwischen den Technologiefeldern nur bedingt vergleichbar sind, können hieraus bereits Aussagen zum Reifegrad der einzelnen Technologiefelder ableiten.

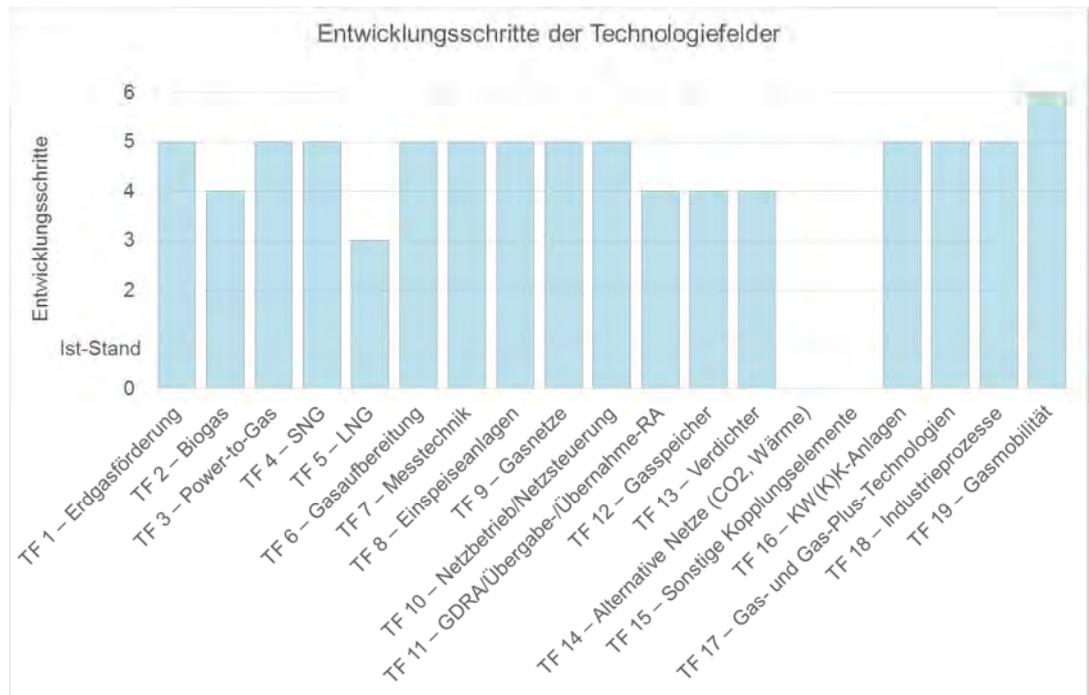


Abbildung 2: Übersicht der maximalen Entwicklung der Technologiefelder

Die Technologiefelder TF 14 „Alternative Netze“ und TF 15 „Sonstige Kopplungselemente“ etwa lassen sich bereits mit heutigen Technologien technisch umsetzen. Das heißt, dass keine technologischen Entwicklungen mehr benötigt werden, die erforderlichen Funktionalitäten können mit den heute verfügbaren Technologien umgesetzt werden bzw. werden in anderen Technologiefeldern (z.B. TF 9 „Gasnetze“ oder TF 10 „Netzbetrieb“) berücksichtigt. Es können aber durchaus z.B. regulatorische Rahmenbedingungen dem Einsatz einer Technologie entgegenstehen. Auch im TF 4 „LNG“ sind derzeit nur noch wenige Entwicklungsschritte denkbar. Anders sieht dies bei z.B. den TF 7 „Messtechnik“ oder TF 19 „Gasmobilität“ aus, dort bestehen prinzipiell noch deutliche Entwicklungsmöglichkeiten. Welche Entwicklungsschritte für die jeweiligen Szenarien erforderlich sind, wurde im vorherigen Abschnitt betrachtet und wird bei der technologischen Sicht der Szenarien im folgenden Kapitel vertieft.

In diesem Kapitel werden basierend aus dem Mapping der Technologiefelder auf die Szenarien, die Technologieszenarien definiert. Analog zu den vorherigen Szenarienschreibungen unterteilen sich auch die folgenden Beschreibungen in einen Überblick und wesentliche Entwicklungen.

3.1. Leitszenario: Gas als Partner der Energiewende

3.1.1. Überblick

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ ist gezeichnet von der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende mit Fokus auf dem gesamten Energiesystem und der CO₂-Minimierung. Gas ist dabei als Partner politisch gewollt und gesellschaftlich akzeptiert. Dies zeigt sich in der Kopplung der Energieinfrastrukturen sowie in der vermehrten Produktion und Einspeisung erneuerbarer Gase.

Abbildung 3 zeigt die Ausprägungen der Technologiefelder 1 – 19 im Szenario „Gas als Partner der Energiewende“. Die maximalen Entwicklungsschritte sind in hellgrau

dargestellt. Ausgehend vom technologischen Ist-Stand sind darüber hinaus in blau die bis zum Jahre 2030 erforderlichen Entwicklungsschritte in den Technologiefeldern dargestellt.

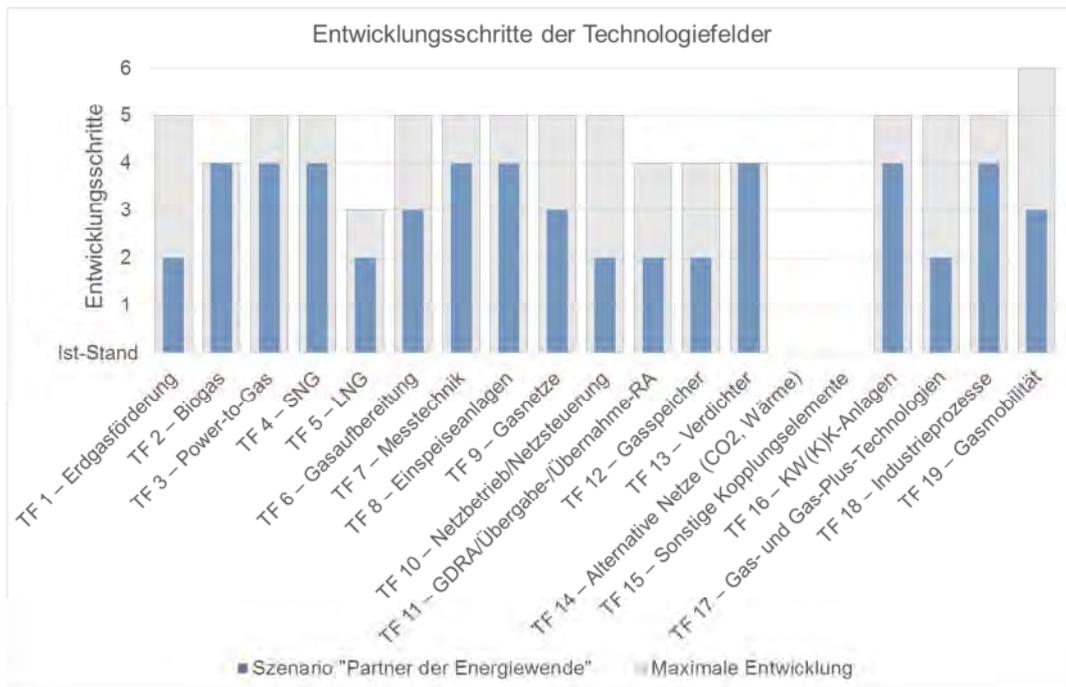


Abbildung 3: Ausprägung der Technologiefeld-Entwicklungsschritte für das Szenario "Gas als Partner der Energiewende"

3.1.2. Wesentliche Entwicklungen

Die nationale und europäische Erdgasförderung ist rückläufig. Dies wird kompensiert durch den Aufbau von **LNG-Terminals**³¹ in Deutschland mit effizienten Regasifizierungsanlagen und durch die zunehmende Produktion und Einspeisung von erneuerbaren Gasen wie Biogas, Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (PtGA). Zur Reduzierung der Kosten und Emissionen im Bereich der **Erdgasförderung**³² sind die Anlagen zur konventionellen Gasförderung hinsichtlich Kosten, Effizienz und Umwelteinflüssen optimiert. Die Ausbeute der vorhandenen Erdgaslagerstätten wird darüber hinaus mit der Technologie Enhanced Gas Recovery (EGR) erhöht, um die Reichweite der heimischen Erdgasproduktion zu verlängern. Im Bereich der unkonventionellen Gasförderung mittels Fracking werden erste Aktivitäten gestartet, der Bedarf daran ist aber aufgrund des niedrigen Preisniveaus für Erdgas am Weltmarkt gering.

Der politisch gewollten Diversifizierung von Bezugsquellen unter Einsatz von erneuerbaren Energien führt im Bereich der **Biogasproduktion**³³ zu einer Weiterentwicklung der bestehenden Konzepte hinsichtlich Flexibilität und Effizienz. Dies wurde erreicht durch eine Vergrößerung der verfügbaren Anlagenleistungen und die Etablierung der Druckfermentation. Diese Schritte ermöglichen, teilweise unter Zuhilfenahme von lokalen Gasspeichern, die bedarfsgerechte Einspeisung von Biogas in die Gasnetze, sodass Anlagen zur Rückspeisung in vorgelagerte Gasnetze i.d.R. nicht benötigt werden. Neben

³¹ Vgl. Scholwin, DBFZ (2010).

³² Vgl. BDEW (2014).

³³ Vgl. CGS Europe (2014).

der Einspeisung in die Netze der öffentlichen Gasversorgung kommen vermehrt **lokale Biogasnetze**³⁴ zum Einsatz, zur direkten Versorgung von z.B. Endkunden mit Biogas.

Die zur Verbesserung der Gesamtsystemstabilität forcierte Kopplung der Strom- und Gasinfrastrukturen führt zu einem wesentlichen Ausbau der **Power-to-Gas-Technologie**³⁵, sowie **sonstiger Kopplungselemente**³⁶ wie z.B. bivalente Vorwärmanlage oder bivalente Verdichterantriebe. Diese ergänzen die stromseitigen Lösungen und, im Falle von PtG, erweitern diese um die Möglichkeit zur langfristigen Energiespeicherung. Die Kosten der PtGA sind aufgrund von Serienfertigung und Modularisierung sowie Fortschritten bei der **Messtechnik**³⁷, sowohl bei den Elektrolyseuren an sich als auch z.B. bei den **Einspeiseanlagen**³⁸, deutlich gesunken und die verfügbare Bandbreite an Anlagenleistungen wurde erhöht. Somit ist ein wirtschaftlicher Betrieb sowohl zur Reduzierung von Stromnetzausbau als auch zur Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität in allen Netzebenen möglich. Die Kenntnis von aus gesamtsystemischer Sicht geeigneten Standorten für PtGA sowie die etablierte Druckelektrolyse ermöglichen den gesamtwirtschaftlich optimalen Einsatz der Anlagen.

Trotz angepasster Werkstoffe für Gasleitungen und Anlagen, geeigneter Messtechnik und Klärung der offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz bei z.B. CNG-Tanks für die **Erdgasmobilität**³⁹ und bei **Untergrundgasspeichern**⁴⁰ ist die Einspeisung von Wasserstoff in die Gasnetze begrenzt. Daher kommen neben den Anlagen zur Wasserstoffproduktion und -einspeisung auch Anlagen zur nachgeschalteten Methanisierung vermehrt zum Einsatz. Sowohl bei der Hochtemperatur-Methanisierung als auch bei der biologischen Methanisierung sind Skalierbarkeit, Flexibilität und Effizienz durch z.B. verbesserte Katalysatoren oder Prozessoptimierungen erhöht, sodass für die verschiedenen Standorte jeweils geeignete Anlagen für die **SNG-Produktion**⁴¹ zur Verfügung stehen.

Die zunehmende Anzahl der Anlagen zur Produktion und Einspeisung von erneuerbaren Gasen und die zunehmende Bandbreite an Anlagenleistungen führen aufgrund von Serienfertigung, Standardisierung und Modularisierung, sowie den Verzicht auf Verdichter bei Produktionsanlagen zu gut skalierbaren und hinsichtlich ihrer Kosten reduzierten Anlagen zur **Gasaufbereitung**⁴² und **Einspeisung**⁴³. Des Weiteren führen die erhöhten Anforderungen aufgrund zunehmender Einspeisung erneuerbarer Gase sowie des system-optimierten Betriebs von **sonstigen Kopplungselementen**⁴⁴ zu Weiterentwicklungen bei den **Gasnetzen**⁴⁵ und dem **Netzbetrieb**⁴⁶. Es sind sowohl Anlagen und Konzepte zum Betrieb der Kopplungselemente (inkl. PtG) als auch zur Umsetzung von z.B. bidirektionalem Netzbetrieb und dynamischer Druckfahrweise verfügbar. Mit diesen kann ein flexibler Betrieb der Netze mit ausreichenden Kapazitäten zur Aufnahme und Verteilung der erneuerbaren Gase gewährleistet werden. Dazu ist die installierte Mess- und

³⁴ Vgl. DBFZ (09/2014).

³⁵ Vgl. Biogaspartner (2014).

³⁶ Vgl. AUDI AG (2014).

³⁷ Vgl. BMWI (2014).

³⁸ Vgl. DVGW Innovation (10/2014).

³⁹ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

⁴⁰ Vgl. Güssing Renewable Energy (2014).

⁴¹ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

⁴² Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

⁴³ Vgl. DVGW (11/2014).

⁴⁴ Vgl. AUDI AG (2014).

⁴⁵ Vgl. Siemens AG (2014).

⁴⁶ Vgl. E.ON (2015).

Regeltechnik in Gasnetzen und **GDRA**⁴⁷, wie auch die Armaturen, bedarfsgerecht regelbar und automatisiert.

Um trotz einer vermehrten Diversifikation der Bezugsquellen, von LNG über Erdgas bis zu Biogas, SNG und Wasserstoff bei minimiertem Aufwand für Konditionierung und ggf. Aufbereitung eine einzelgerechte Gasabrechnung gewährleisten zu können, sind Systeme zur Brennwertverfolgung auch für Verteilnetze Stand der Technik. Die resultierende, in definierten Grenzen schwankende Gasbeschaffenheit stellt auch für **KWK-Anlagen**⁴⁸, **Gas-Brennwertgeräte und –Wärmepumpen**⁴⁹, sowie **industrielle Prozessfeuerungsanlagen und thermische Prozessanlagen**⁵⁰ Herausforderungen dar. Diesen wird unter anderem durch selbstadaptierende Steuerungen begegnet. Sensible Anlagen werden im Bedarfsfall mit vorgeschalteten **Gasaufbereitungsanlagen**⁵¹, z.B. Membrane zur Wasserstoffabscheidung, ausgerüstet. Sowohl die Gasverbrauchseinrichtungen beim Kunden als auch z.B. die **Verdichterantriebe**⁵² im Netz und auf Speichern sind zur Reduzierung der Emissionen im Gassektor hinsichtlich Effizienz optimiert. Im **Mobilitätsbereich**⁵³ wird, vor allem bei PKW und im ÖPNV, vermehrt auf CNG-Mobilität gesetzt, im Transportbereich kommt zunehmend LNG zum Einsatz. Die Gründe liegen einerseits in der Reduzierung der verkehrsbedingten Emissionen, aber auch in der Verfügbarkeit von preiswertem Erdgas am Weltmarkt.

Der gesamtsystemischen Sicht wird, neben der Kopplung der Netze, auch durch vermehrte Stromführung und erhöhte Modularisierung bei **KWK-Anlagen**⁵⁴ sowie einer verbesserten Systemintegration von Wärmeerzeugern, speichern und Power-to-Heat-Anlagen Rechnung getragen. Dies führt zu einer zunehmenden Durchdringung des Gassektors mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), vor allem im Bereich der Netze bis hin zu den Gasendgeräten, um die für einen systemoptimierten Ansatz notwendige Steuerung und Informationsübertragung gewährleisten zu können.

3.2. Nebenszenario 1: Vertrauter Pfad

3.2.1. Überblick

Das Szenario „Vertrauter Pfad“ ist gezeichnet von dem Beharren auf bekannten Strukturen, Spartenendenken ist weiterhin vorherrschend. Die Kopplung der Energiesysteme findet nicht statt und neue Anwendungsfelder, wie z.B. Gasmobilität, werden nicht erschlossen. Es wird vorwiegend auf bestehende Technologien und konventionelle Energieträger gesetzt, die Verminderung von Emissionen ist nicht mehr primäres Ziel der Energiepolitik.

Abbildung 4 zeigt die Ausprägungen der Technologiefelder 1 – 19 im Szenario „Vertrauter Pfad“. Die maximalen Entwicklungsschritte sind in hellgrau dargestellt. Ausgehend vom technologischen Ist-Stand sind darüber hinaus in orange die bis zum Jahre 2030 erforderlichen Entwicklungsschritte in den Technologiefeldern dargestellt.

⁴⁷ Vgl. Sunfire GmbH (2014).

⁴⁸ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (10/11/2014).

⁴⁹ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2013).

⁵⁰ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014).

⁵¹ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

⁵² Vgl. Dakota Gasification Company (2014).

⁵³ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

⁵⁴ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

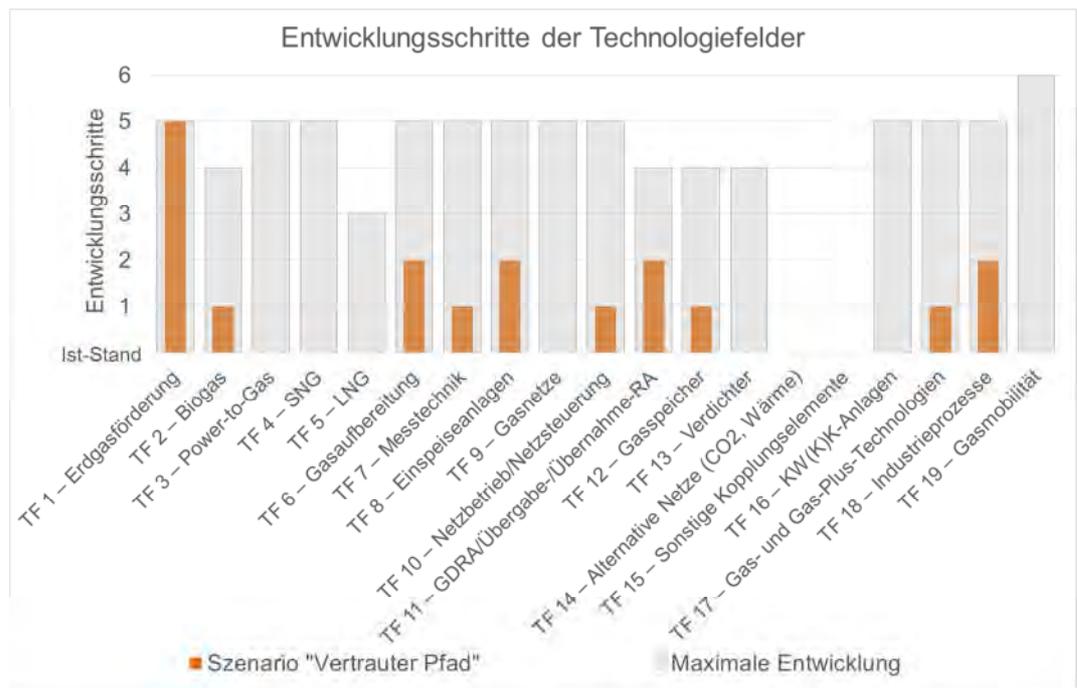


Abbildung 4: Ausprägung der Technologiefeld-Entwicklungsschritte für das Szenario "Vertrauter Pfad"

3.2.2. Wesentliche Entwicklungen

Die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland ist rückläufig, eine Diversifizierung der Bezugsquellen für Erdgas hat nur durch eine Erweiterung der LNG-Terminalkapazitäten in Europa stattgefunden. Deutschland hat keine eigenen Kapazitäten zur Regasifizierung von LNG (5) aufgebaut. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Gasversorgung und zur Stabilisierung des Erdgaspreises wird daher vermehrt auf unkonventionelle Förderung gesetzt, Fracking stellt mittlerweile auch in Deutschland eine etablierte und akzeptierte Technologie dar. Der zunehmende Fokus auf der nationalen **Erdgasförderung**⁵⁵ führte zu Prozessoptimierungen und Kostenreduktion sowohl bei der Fördertechnik als auch bei der **Gasaufbereitung**⁵⁶.

Die Ziele für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wurden zurückgenommen, sodass nur noch ein moderater Ausbau sowohl der erneuerbaren Stromerzeugung als auch bei der Biogaserzeugung erfolgte. Dies führte bei den **Biogasanlagen**⁵⁷ dazu, dass es nur wenig Entwicklungen zur Optimierung der Biogasproduktion gegeben hat. Es wurde die Flexibilität der Anlagen erhöht, um teure Rückspeiseanlagen zu vermeiden, die noch weiter zu den bereits verhältnismäßig hohen Erdgaspreisen für die Endkunden beitragen würden. Darüber hinaus haben Prozessoptimierungen zu einer besseren Skalierbarkeit und Kostenreduktion bei den Anlagen zur **Gasaufbereitung**⁵⁸ und den **Einspeiseanlagen**⁵⁹ geführt.

Auch im Strombereich ist der Anteil der erneuerbaren Energien hinter den ursprünglichen Erwartungen zurückgeblieben, die Stromerzeugung erfolgt zu großen Teilen mittels konventioneller Kraftwerke (ohne Kernkraft), mit Gaskraftwerken zur Spitzenlastdeckung. Es besteht daher kein Bedarf zur Kopplung der Strom- und Gasnetze, weder zur

⁵⁵ Vgl. BDEW. (2014).

⁵⁶ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

⁵⁷ Vgl. CGS Europe (2014).

⁵⁸ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al (2014)

⁵⁹ Vgl. DVGW 2014).

Bereitstellung von Flexibilitäten mittels **sonstigen Kopplungselementen**⁶⁰, noch zur Energiespeicherung mit **Power-to-Gas-Anlagen**⁶¹ in Form von Wasserstoff oder **SNG**⁶². Dies betrifft auch den Einsatz von **KWK-Anlagen** (16), aufgrund des höheren Preisniveaus für Erdgas und eines fehlenden Anreizes zur Emissionsminderung sind diese gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken benachteiligt.

Aufgrund der mangelnden Anreize zur Emissionsminderung und der Zurückhaltung von Politik und Gaswirtschaft hinsichtlich innovativer Entwicklungen spielt auch die **Gasmobilität**⁶³ keine wesentlich andere Rolle als heute.

Die Anforderungen an das **Gasnetz**⁶⁴ und **GDRA**⁶⁵ haben sich gegenüber heute kaum verändert, lediglich die Integration der gestiegenen Biogasmenge führte zu Herausforderungen, denen mit Konzepten für einen optimierten **Netzbetrieb**⁶⁶ wie z.B. der dynamischen Druckfahrweise begegnet wird. Dazu werden auch lokale **Gasspeicher**⁶⁷ zur Erhöhung der Flexibilität eingebunden, dies wirkt sich darüber hinaus positiv auf die Versorgungssicherheit in den Verteilnetzen aus.

Die Erdgasimporte mit zunehmendem Anteil von LNG und die daraus resultierenden Schwankungen in der Gasbeschaffenheit stellen erhöhte Anforderungen an die **Messtechnik**⁶⁸ und machen sowohl bei den **Gas-Brennwertgeräten und –Wärmepumpen**⁶⁹ als auch bei den **industriellen Prozessfeuerungsanlagen und thermischen Prozessanlagen**⁷⁰ Entwicklungen zur Optimierung des Umgangs mit in definierten Grenzen schwankenden Gaszusammensetzungen erforderlich.

3.3. Nebenszenario 2: Unklare Rolle von Erdgas

3.3.1. Übersicht

Das Szenario „unklare Rolle von Erdgas“ ist gezeichnet von einem konfliktären Verhältnis zwischen dem Vorantreiben der Energiewende und der Rolle des Gassektors. Erdgas ist als fossiler Energieträger politisch nicht akzeptiert, erneuerbare Gase werden als Substitut für Erdgas massiv gefördert. Dies stellt vor allem die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen.

Abbildung 5 zeigt die Ausprägungen der Technologiefelder 1 – 19 im Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“. Die maximalen Entwicklungsschritte sind in hellgrau dargestellt. Ausgehend vom technologischen Ist-Stand sind darüber hinaus in lila die bis zum Jahre 2030 erforderlichen Entwicklungsschritte in den Technologiefeldern dargestellt.

⁶⁰ Vgl. AUDI AG (2014).

⁶¹ Vgl. Biogaspartner (2014).

⁶² Vgl. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

⁶³ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

⁶⁴ Vgl. Siemens AG (2014).

⁶⁵ Vgl. Sunfire gmbH (2014).

⁶⁶ Vgl. E.ON (2015).

⁶⁷ Vgl. Güssing Renewable Energy (2014).

⁶⁸ Vgl. BMWI (2014).

⁶⁹ Vgl. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

⁷⁰ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014).

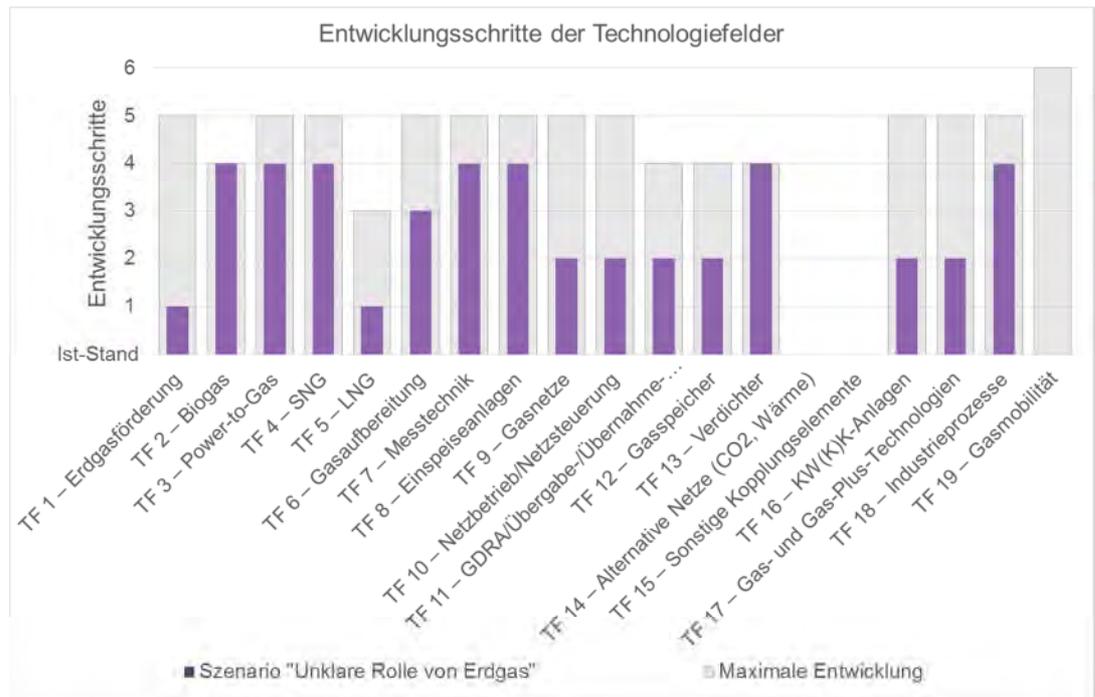


Abbildung 5: Ausprägung der Technologiefeld-Entwicklungsschritte für das Szenario "Unklare Rolle von Erdgas"

3.3.2. Wesentliche Entwicklungen

Die Erdgasförderung in Deutschland ist rückläufig, dies gilt ebenso, aus Gründen der Akzeptanz und des Preisniveaus, für den Gasabsatz. Die Kompensation des Rückgangs bei der Förderung erfolgt durch Importe, den Aufbau von **LNG-Terminals**⁷¹ in Deutschland und die deutlich gestiegene Biogasproduktion. Bedingt durch die umfangreiche Förderung hat die Zahl der Biogasanlagen deutlich zugenommen. Hierdurch gab es wesentliche Entwicklungen hinsichtlich der Effizienz, Kosten und Skalierbarkeit der **Biogasanlagen**⁷² bis hin zur Verfügbarkeit der Druckfermentation, aber auch bei den Anlagen zur **Gasaufbereitung**⁷³ und den **Einspeiseanlagen**⁷⁴.

Die Biogaseinspeisung erfolgt weitestgehend in die Verteilnetze, zunehmend auch in **lokale Biogasnetze**⁷⁵, die vor allem im ländlichen Raum zur direkten Versorgung von Endkunden mit Biogas eingesetzt werden.

Neben der Biogaseinspeisung ist, politisch gewollt, die Bereitstellung von Konzepten zum Ausgleich stromseitiger Herausforderungen eine wesentliche Aufgabe der Gaswirtschaft. Dies führt zum vermehrten Einsatz von kostengünstig erschließbaren Potenzialen im Bereich der **sonstigen Kopplungselemente**⁷⁶, vor allem aber zu einem massiven Ausbau der **Power-to-Gas-Technologie**⁷⁷. Power-to-Gas-Anlagen kommen in allen Stromnetzebenen zum Einsatz, zur Vermeidung von Stromnetzausbau und zur Gewährleistung der Stromnetz-/Systemstabilität. Die steigenden Absatzzahlen führten zu einer deutlichen Kostensenkung und der Etablierung von Druckelektrolyseuren, mit denen

⁷¹ Vgl. Scholwin, DBFZ (2010).

⁷² Vgl. Biogaspartner (2014).

⁷³ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

⁷⁴ Vgl. DVGW (11/2014).

⁷⁵ Vgl. DBFZ (09/2014).

⁷⁶ Vgl. AUDI AG (2014)

⁷⁷ Vgl. Biogaspartner (2014).

die Einspeisung in die höheren Druckebenen der Gasnetze effizienter gestaltet werden können. Zur Erhöhung der Power-to-Gas-Potenziale kommen Methanisierungsanlagen zur **SNG-Produktion**⁷⁸ zum Einsatz, diese sind als effiziente Hochtemperatur-Methanisierung und als biologische Methanisierung verfügbar. Weiterentwicklungen bei beiden Methanisierungspfaden zielen, neben Effizienzverbesserungen und Kostensenkungen, vor allem auf die Erhöhung der Skalierbarkeit und Flexibilität ab.

Die umfangreiche Einspeisung erneuerbarer Gase stellt an die **Gasnetze**⁷⁹ und den **Netzbetrieb**⁸⁰ neue Herausforderungen. Es werden für die Einspeisung von Wasserstoff geeignete Werkstoffe für Gasleitungen und Anlagen eingesetzt, darüber hinaus gab es Entwicklungen bei der **Messtechnik**⁸¹ und bei der Klärung der offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz von z.B. CNG-Tanks für die **Erdgasmobilität**⁸² und **Untergrundgasspeichern**⁸³. Für die Einspeisung von Biogas und SNG wurde der Netzbetrieb hinsichtlich Flexibilität verbessert und die Kapazitäten für die Einspeisung erneuerbarer Gase erhöht. Dazu erfolgten eine bedarfsgerechte Ausstattung der Gasnetze und **GDRA**⁸⁴ mit Fernwirk- und Automatisierungstechnik, sowie der Einsatz von Systemen zur Brennwertverfolgung, um trotz schwankender Gaszusammensetzungen eine einzelgerechte Gasabrechnung zu gewährleisten.

Auf der Gasverbrauchsseite führt die Diversifikation der Bezugsquellen und die resultierenden, in definierten Grenzen schwankenden Gasbeschafflichkeiten zu Entwicklungen mit Fokus auf Erhöhung der Toleranz gegenüber diesen Schwankungen, aber auch erhöhter Effizienz. Dies gilt sowohl für die **KW(K)K-Anlagen**⁸⁵, die **Gas-Plus-Technologien**⁸⁶ und die erdgasbasierten **Industrieprozesse**⁸⁷. Bei gegenüber Wasserstoff sensiblen Industrieprozessen kommen bei Bedarf zusätzliche Anlagen zur Abscheidung von Wasserstoff zum Einsatz.

Durch den politischen Fokus der Energiewende auf den Strombereich werden KWK-Anlagen mittlerweile vorwiegend stromgeführt eingesetzt. Aufgrund des relativ hohen Erdgaspreises und der rückläufigen Zahl der Gaskunden bleiben die Absatzzahlen und die Entwicklungen im Technologiefeld **KW(K)K-Anlagen**⁸⁸, z.B. im Bereich der Brennstoffzellen, hinter den Möglichkeiten zurück.

Auch im Bereich der Mobilität werden strombasierte Lösungen politisch bevorzugt. Dies führt dazu, dass weder die Erdgas- noch die Wasserstoffmobilität ausgebaut wurde.

Eine langfristige Investitionsbereitschaft ist aufgrund gegenläufiger Anreize der Netzregulierung und der angespannten Situation zwischen Politik und Gaswirtschaft nicht gegeben. Dies äußert sich u.a. in dem weitestgehenden Verzicht auf Systeme zur Unterstützung einer langfristigen Optimierung der Zustandserfassung und Instandhaltung. Der Fokus auf die Verminderung von Emissionen führt aber zu Optimierungen in allen

⁷⁸ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

⁷⁹ Vgl. Siemens AG (2014).

⁸⁰ Vgl. E.ON (2015).

⁸¹ Vgl. BMWI (2014).

⁸² Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

⁸³ Vgl. Güssing Renewable Energy (2014).

⁸⁴ Vgl. Sunfire GmbH (2014).

⁸⁵ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

⁸⁶ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

⁸⁷ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014)

⁸⁸ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

Bereichen, von der **Erdgasförderung**⁸⁹ über den Netzbetrieb (z.B. bei den **Verdichterantrieben**⁹⁰) bis hin zu Gasendgeräten.

4. Zusammenfassung

Es ist auch künftig zu erwarten, dass die dynamische Entwicklung in der Gasbranche anhält – wobei sich die Innovationsgeschwindigkeit bei Technologien, Verfahren und Prozessen beschleunigen wird. Um diese komplexe Aufgabe zu beherrschen, wurde im Rahmen dieser Studie ein „DVGW-FuE-Radar“ vorgestellt, der die Akteure der Gasversorgung über die Wertschöpfungsstufen hinweg bei der Steigerung ihrer Innovationskraft stärkt.

In einem ersten Schritt wurden dazu Schlüsselfaktoren identifiziert und in ihrer zukünftigen Entwicklungen als Zukunftsprojektionen fortgeschrieben. Basierend auf den Projektionen wurden Szenarien für das Jahr 2030 entwickelt. Im folgenden Schritt wurden Technologiefelder spezifiziert und die jeweiligen Entwicklungsmöglichkeiten analysiert. Abschließend wurden die Technologiefelder und die Szenarien zu Technologieszenarien integriert. Diese bilden die Basis für künftige Analysen von FuE-Themen, u.a. im Rahmen von weiterführenden Gap-Analysen. Die Basis für das Vorgehen bilden zunächst etablierte Methoden zur Szenarien-Erstellung. Diese Techniken wurden als Teil einer übergeordneten Methodik zur Erstellung von Migrationspfaden in das Internet der Energie im Rahmen des Projekts „Future Energy Grid“ der acatech erfolgreich angewendet.

Ausgangsbasis der Erstellung der Szenarien waren die Projektionen von acht als wesentlich für die Entwicklung der Gaswirtschaft identifizierten Schlüsselfaktoren, die in einer ersten Workshopreihe diskutiert wurden: politische und technische Rahmenbedingungen, Infrastruktur, Kosten und Preise, Flexibilisierung und Diversifikation, Akzeptanz, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit sowie Umwelt und Nachhaltigkeit. Durch eine Bündelung der Projektionen wurden drei Szenarien abgeleitet, die den Rahmen für mögliche künftige technologische Entwicklungen aufspannen.

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. In Richtung eines Systems unter weitgehendem Verzicht auf andere fossile Energieträger verbleibt Erdgas als zentraler Partner zu den erneuerbaren Energien (inklusive erneuerbarer Gase). Treibender Faktor ist das kooperative und vertrauensvolle Verhältnis zwischen Politik und Industrie (auch international), woraus ein befruchtendes Zusammenspiel zwischen Rahmenbedingungen und Innovationskraft der Gasbranche resultiert. Im Szenario „Vertrauter Pfad“ finden eine Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger und ein damit einhergehender Stopp des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien statt. Ein vernetztes Denken über die jeweilige Energiesparte (Strom oder Gas) hinaus ist nicht gegeben. Das Energiesystem befindet sich in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute. Das Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“ beschreibt eine aus Sicht der Gaswirtschaft problematische Umsetzung der Ziele der Energiewende. Für die (konventionelle) Gasbranche ist zunächst keine klar definierte Rolle vorgesehen. Diese muss sie sich erarbeiten, wobei gegen Widerstände anzukämpfen ist. Neben diesem konfliktären Verhältnis sind ein ausgeprägter Gestaltungsanspruch der Politik sowie inkonsistente Rahmenbedingungen weitere treibende Faktoren der Entwicklungen.

⁸⁹ Vgl. BDEW (2014).

⁹⁰ Vgl. Dakota Gasification Company (2014).

Im Rahmen einer zweiten Workshopreihe wurden 19 Technologiefelder mit Fokus auf ihrer denkbaren Ausbaustufe und den dorthin führenden Entwicklungsschritten diskutiert. Nach der Ausformulierung der Workshopergebnisse erfolgten eine Feedbackrunde und Diskussionen mit Fachleuten aus den jeweiligen Bereichen zur Schärfung der Beschreibung der Technologiefelder. Es ist klarzustellen, dass im Rahmen der Beschreibung der Technologiefelder keine Technologiestudie erstellt wurde und somit kein Anspruch auf Vollständigkeit gestellt wird. Viel mehr wird eine erste Übersicht wichtiger Themenfelder gegeben, die bei Bedarf im Anschluss zu dieser Studie tiefer beleuchtet werden können. Die Entwicklungsschritte der einzelnen Technologiefelder unterscheiden sich zum Teil deutlich. Die Technologiefelder TF 14 „Alternative Netze (CO₂, Wärme)“ und TF 15 „Sonstige Kopplungselemente“ etwa lassen sich bereits mit heutigen Technologien technisch umsetzen. Das heißt, dass keine technologischen Entwicklungen mehr benötigt werden, es können aber durchaus z.B. regulatorische Rahmenbedingungen dem Einsatz einer Technologie entgegenstehen. Auch im TF 4 „LNG“ wurden derzeit nur wenige Entwicklungsschritte gesehen. Anders sieht dies bei z.B. den TF 7 „Messtechnik“ oder TF 19 „Gasmobilität“ aus, dort bestehen prinzipiell noch deutliche Entwicklungsmöglichkeiten. Welche Entwicklungsschritte für die jeweiligen Szenarien erforderlich sind, wurde bei der folgenden technologischen Bewertung der Szenarien betrachtet.

Die meisten Entwicklungsschritte werden für das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ benötigt, dicht gefolgt vom anderen Extrem, der „Unklaren Rolle von Erdgas“. Die Unterschiede in den Szenarien liegen vor allem in einzelnen anwendungsseitigen Technologiefeldern, bei den KW(K)K-Anlagen und bei der Gasmobilität. Im Szenario „Vertrauter Pfad“ spiegelt sich wider, dass die Gaswirtschaft sehr gut für ihre heutige Rolle aufgestellt ist, sodass nur geringer Entwicklungsbedarf resultiert. Daraus kann abgeleitet werden, dass es, unabhängig von der tatsächlichen Entwicklung der Gaswirtschaft, Technologiefelder mit Entwicklungsbedarf gibt, wie z.B. die Gasaufbereitung, GDRA und Industrieprozesse.

5. Literatur

ACER [Agency for Cooperation on Energy Regulators] (2014): Regulatory implications of new developments in the gas supply chain, Final Report, Multiple Framework Contract ACER/OPIDIRIO8/20131LOT2/SC 03, 22. Oktober 2014, Ljubljana, URL: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Regulatory%20Implications%20of%20New%20Developments%20in%20the%20Gas%20Supply%20Chain.pdf, Stand: 10.11.2014.

ACER/CEER [Agency for Cooperation on Energy Regulators/Council of European Energy Regulators] (2013): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012, November 2013, Ljubljana/Brüssel.

AUDI AG (2014): Weltpremiere: Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere__audi.html.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2014): L-H-Gas Marktraumumstellung, URL: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/l-h-gas-marktraumumstellung-mehr-de>.

Biogaspartner (2014): [Online] [Zitat vom: 04. 09 2014.] <http://www.biogaspartner.de/branchenbarometer/branchenbarometer-12014.html>.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014): Zitat vom: 03. November 2014. <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/23/Meldung/statistisches-bundesamt-mehr-strom-aus-klaergas.html>.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014h): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, März 2014, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 01.10.2014.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014i): Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photovoltaik-freiflaechenanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 05.10.2014.

BUND [Bundesregierung] (Hrsg.) (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=405004.html>, Stand: 05.10.2014.

Bündnis 90/Die Grünen (2013): Zeit für den grünen Wandel. Bundestagswahlprogramm 2013. URL: http://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/Wahlprogramm/Wahlprogramm-barrierefrei.pdf, Stand: 8.11.2014.

CEER [Council of European Energy Regulators] (2014): Gas Regional Initiatives (GRI), URL: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/GRI, Stand: 03.10.2014.

CGS Europe (2014): Pan-European coordination action on CO2 Geological Storage. [Online] [Zitat vom: 17. Oktober 2014.] <http://de.cgseurope.net/>.

Dakota Gasification Company (2014): Great Plains Synfuels Plant. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] http://www.dakotagas.com/About_Us/At_A_Glance/index.html.

DBFZ [Deutsche Biomasseforschungszentrum] (09/2014): [Online] [Zitat vom: 04. 09 2014.] <https://www.dbfz.de/web/forschung/referenzprojekte/konzeptentwicklung-zur-marktnahen-sng-produktion.html>.

Die Linke (2011): Programm der Partei DIE LINKE, Beschluss des Parteitages der Partei DIE LINKE vom 21. bis 23. Oktober 2011 in Erfurt, bestätigt durch einen Mitgliederentscheid im Dezember 2011, URL: http://www.die-linke.de/fileadmin/download/dokumente/programm_der_partei_die_linke_erfurt2011.pdf, Stand: 10.11.2014.

Diekmann J., (2012): EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf externe Schocks und unerwartete Entwicklungen?, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Forschungskennzahl 3711 41 504, Berlin, URL: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4378.pdf>, Stand: 04.10.2014.

DOE [U.S. Department of Energy] (2014): Carbon Capture, Utilization & Storage, URL: <http://www.energy.gov/carbon-capture-utilization-storage>, Stand: 04.10.2014.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2012): Smart Heating – Gasbrennwert + Solar im System Gebäude-/Anlagentechnik. DVGW G 5/03/09.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2013): Grundsätze für die Entwicklung von intelligenten Gasnetzen / Gasnetze für die Zukunft – Entwicklung von Planungsgrundsätzen für die Einspeisung und den Transport regenerativer Energieträger. DVGW G 3/01/10 und G 3/02/10.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (09/2014): DVGW-Innovation. [Online] [Zitat vom: 19. September 2014.] http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/innovationsoffensive_gas_broschuere_062014.pdf.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (10/2014): Erdgasbeschaffenheit, URL: <http://www.dvgw.de/gas/gase-und-gasbeschaffenheiten/erdgasbeschaffenheit/>, Stand: 01.10.2014.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (10/2014): Smart Grid und Power-to-Gas. [Online] [Zitat vom: 08. Oktober 2014.] <http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/smart-grids-und-ptg/>.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (05/11/2014) <http://www.dvgw-innovation.de/presse/power-to-gas-landkarte/>. [Online] [Zitat vom: 05. November 2014.]

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (10/11/2014):
Energiespeicherkonzepte. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung
und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz. [Online] [Zitat
vom: 10. November 2014.] [http://www.dvgw-innovation.de/die-
projekte/archiv/energiespeicherkonzepte/](http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/energiespeicherkonzepte/).

E.ON Innovation Center Energy Storage (2015): / HanseWerk AG. Projektdarstellung. [Online]
[Zitat vom: 19. Januar 2015.] <http://www.windgas-hamburg.com/projekt/projektdarstellung/>.

erdgas mobil GmbH (2014): Presse & Aktuelles. [Online] [Zitat vom: 05. November 2014.]
[http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/meldungen/meldungen/mitteilung/eu-stellt-
foerdergelder-zum-aufbau-eines-Ing-tankstellennetzes-fuer-den-lkw-fernverkehr-bereit-e/](http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/meldungen/meldungen/mitteilung/eu-stellt-foerdergelder-zum-aufbau-eines-Ing-tankstellennetzes-fuer-den-lkw-fernverkehr-bereit-e/).

Europäische Kommission (2014c): In-depth study of European Energy Security, Commission
Staff Working Document, SWD(2014) 330, 2.7.2014, Brüssel.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2013): Neues Power-to-Gas-Verfahren, Elektrolyse
direkt in der Biogasanlage. [Online] 20. September 2013. [http://www.scinexx.de/business-
16678-2013-09-20.html](http://www.scinexx.de/business-16678-2013-09-20.html).

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015): Faustzahlen Biogas, [Online] [Zitat vom: 8.
Januar 2015.] <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>.

FNB Gas [Fernleitungsnetzbetreiber Gas, Prognos], (2014): "Netzentwicklungsplan Gas 2014
(Entwurf)".

Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult und Prognos (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-
Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-
Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13,
01.10.2014, Berlin, URL:
[http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-
nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-
kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf), Stand: 07.10.2014.

Güssing Renewable Energy (2014): FICFB-Reaktor - Thermische Gaserzeugung. [Online] [Zitat
vom: 10. November 2014.] [http://www.guessingrenewable.com/htcms/de/wer-was-wie-wo-
wann/wie/thermische-vergasungficfb-reaktor.html](http://www.guessingrenewable.com/htcms/de/wer-was-wie-wo-wann/wie/thermische-vergasungficfb-reaktor.html).

Handelsblatt (2014): Stromversorger drängen auf mehr Geld vom Staat, Meldung vom
10.02.2014, URL: [http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/unrentable-
kraftwerke-stromversorger-draengen-auf-mehr-geld-vom-staat/9460892.html](http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/unrentable-kraftwerke-stromversorger-draengen-auf-mehr-geld-vom-staat/9460892.html), Stand:
06.10.2014.

Heikrodt, H. (2013): Primärenergiefaktor Gas, Vortrag am 11.9.2013, NAGas, Karlsruhe.

IEA [International Energy Agency] (2011): World Energy Outlook 2011, Paris.

IEA [International Energy Agency] (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas, Paris.

IGRC Podiumsvortrag. 2014.

Lemmer, A. et. al., Teilprojekt I (2014): Zweistufige Druckfermentation. energie | wasser-praxis. 2014, 1.

Levon Group (2013): Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Liquefied Natural Gas (LNG) Operations, Juli 2013, URL: <http://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/API-LNG-GHG-Emissions-Guidelines-Pilot-Draft-21JUL2013.pdf>. Stand: 01.04.2015.

Neumann, A. (2009): Linking Natural Gas Markets – Is LNG Doing its Job? The Energy Journal, Special Issue, 187-199.

Scholwin, F., DBFZ (2010): Stand und Entwicklungen der Technologien zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität. Leipzig: s.n., 2010. Tagungsband 19. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V.

Schulte-Beckhausen, S. (2013): Kommentierung des „Rechts der Energiesicherheit“, in: Danner/Theobald (Hrsg.): Energierecht Kommentar, Loseblatt, Stand Dezember 2013.

Siemens AG (2014): Power-to-Gas Entwicklungsstand und Marktbedingungen. [Online] [Zitat vom: 03. November 2014.] http://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Veranstaltungen/7.WDE/Vortraege/Vortraege_Power_to_gas/Siemens_Power-to-gas_Vortrag_HAW.pdf.

SPD [Sozialdemokratische Partei Deutschlands] (2007): Hamburger Programm. Das Grundsatzprogramm der SPD, URL: http://www.spd.de/linkableblob/1778/data/hamburger_programm.pdf, Stand: 9.11.2014.

Spiegel (2014): Klimaschutz: China will erstmals Treibhausgas-Ausstoß begrenzen, Meldung vom 03.06.2014, URL: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/treibhausgase-china-will-erstmalig-grenze-fuer-klimagase-festlegen-a-973103.html>, Stand: 06.10.2014.

Stronzik, M. (2013): Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 379, September 2013, Bad Honnef.

Sunfire GmbH (2014): Sunfire präsentiert Power-to-Liquids. [Online] 14. November 2014. http://www.sunfire.de/wp-content/uploads/Sunfire-PM-2014-05-Einweihung-PtL_final.pdf.

Tagesschau (2014): Pläne für bessere US-Klimapolitik: Obama will Emissionen stark reduzieren, Meldung vom 02.06.2014, URL: <http://www.tagesschau.de/ausland/usaklimaschutz106.html>, Stand: 06.10.2014.

Verivox (2014): Wie setzt sich der Gaspreis zusammen?, URL: <http://www.verivox.de/ratgeber/wie-setzt-sich-der-gaspreis-zusammen-41974.aspx?p=2>, Stand: 07.10.2014.

Vosser, P. (2012): Natural Gas: innovation for a sustainable future and global growth, 25th World Gas Conference, Kuala Lumpur.

Abschlussbericht

DVGW Forschungs- und Entwicklungsradar

Juli 2015

Dr. Christoph Mayer
OFFIS e.V., Oldenburg

Dr.-Ing. Sebastian Rohjans
OFFIS e.V., Oldenburg

Dr. Marcus Stronzik
WIK - Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur
und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Jens Hüttenrauch und Gert Müller-Syring
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Hans Rasmusson
DVGW e.V., Bonn

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvgw.de
www.dvgw.de

DVGW Forschungs- und Entwicklungsradar

Abschlussbericht
DVGW-Förderkennzeichen G1-05-13

Das Projektteam dankt folgenden Unternehmen und Einrichtungen für die Teilnahme durch entsprechende Experten sowie die weiteren ehrenamtlich und hauptamtlich engagierten Fachexperten des DVGW, ohne die es nicht möglich gewesen wäre, diese Studie zu erstellen:

Bosch KWK Systeme GmbH

Westnetz GmbH

Bundesnetzagentur

Wintershall Holding GmbH

E.ON Technologies GmbH

E.ON Bioerdgas GmbH

EWE Netz GmbH

Gascade Gastransport GmbH

Gasunie Deutschland Technical Services
GmbH

GELSENWASSER AG

Infraserv GmbH & Co.Höchst KG

Linde AG

mtu / Rolls Royce Power Systems AG

Netze-BW

ONTRAS Gastransport GmbH

Open Grid Europe GmbH

PRIMAGAS Energie GmbH & Co.KG

RWE Deutschland AG

Schmack Biogas GmbH

Siemens AG

Stadtwerke Essen AG

TEAM CONSULT GmbH

Thüga AG

Thyssengas GmbH

ThyssenKrupp Industrial Solutions AG

Vaillant GmbH

Walter Drezler GmbH

Vorwort

Im Jahr 1981 soll Microsoft-Gründer Bill Gates behauptet haben, dass kein Mensch mehr als 640 Kilobyte Speicherleistung brauche. Zweifelsohne eine der grotesksten Fehleinschätzungen des digitalen Zeitalters – und zwar von jemandem, der es eigentlich hätte besser wissen müssen.

Seit 1981 hat sich die Welt grundlegend gewandelt, die digitale Revolution wird inzwischen von der Energie-Revolution begleitet. Das Atom-Zeitalter ist so gut wie Geschichte, während das Zeitalter der erneuerbaren Energien gerade erst begonnen hat. Was kann uns, was kann dem DVGW das heutzutage sagen? Ganz einfach: Die Entwicklungspotenziale neuer Technologien werden oft verkannt, häufig unterschätzt. Damit wir als einer der führenden Impulsgeber der Energiewende nicht von innovativen Entwicklungen überrascht werden, brauchen wir einen Kompass, brauchen wir einen Radar. Diesen Radar haben wir im Bereich der Forschung und Entwicklung mit dem F&E-Radar implementiert. Dieser soll helfen, technische Herausforderungen frühzeitig zu erkennen und aktiv mit Projekten zu begleiten. Er ist damit eine gemeinsame Grundlage für die Ausschüsse des DVGW zur weiteren Stärkung der strategisch wirksamen Forschung (Forschungseffizienz) und um Implikationen für die Gesetzgebung rechtzeitig berücksichtigen zu können. Gleichzeitig ist er die Basis zum Ausbau der Zusammenarbeit mit branchennahen und -fremden Firmen und Verbände, die im Bereich der zukünftigen Energieversorgung eine Rolle spielen möchten.

Im DVGW-F&E-Radar werden dazu Innovationen in allen relevanten Technologiefeldern auf ihren möglichen Beitrag im zukünftigen Energiesystem hin untersucht. Eine wissenschaftlich abgesicherte und in der Praxis bewährte Methode für das Innovationsmanagement ist die Verwendung von Szenarien, wobei eines als Leitszenario und die beiden anderen als Nebenszenarien für die Zeitstufe 2030 definiert wird.

Im speziellen Fall der Erdgasbranche hilft eine derartige Analyse, sich anhand folgender Leitfragen eindeutiger in Forschungs- und Entwicklungsprojekten zu positionieren: Wohin geht die Reise für Erdgas als Energieträger? Welche Rolle spielt ein Erdgasnetz in der Energiewende? Sind die technischen Regeln ausreichend auf die neuen Herausforderungen ausgerichtet? Gerade im Kontext der Energiewende sind diese Fragestellungen zentral. Zum einen werden Anforderungen an das Energiesystem zur weiteren Aufnahme an erneuerbare Energien gestellt. Das Gasnetz, einschließlich seiner Speicherfunktion, kann hierbei eine systemimmanente, dem Stromnetz dienende Rolle spielen. Es sind Fragen zum Thema Power to Gas und erneuerbarem Gas zu beantworten und technische Lösungen zu erarbeiten, um diese systemdienstleistende Rolle wahrnehmen zu können und so an der nationalen Aufgabe „Energiewende als Branche“ mitzuwirken. Zum anderen müssen aber auch Schnittstellen zu branchenfremden Akteuren aufgebaut werden, die etwa im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien an Lösungen für ein zukünftiges Energienetz arbeiten und so die Interessen der Erdgasnetzbetreiber nicht konterkarieren.

Mein herzlicher Dank gilt an dieser Stelle einmal mehr allen an der Projektarbeit zum DVGW-Forschungsradar beteiligten Mitgliedern der großen DVGW-Familie. Sie alle haben entscheidend dazu beigetragen und werden dies hoffentlich auch weiterhin tun, dass unser traditionsreicher Verein heute als starkes Kompetenznetzwerk der Forschung wahrgenommen wird. Wir sind Pioniere der Möglichkeiten, nicht Propheten der Risiken. Bill Gates hat sich schließlich geirrt.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Riechel'.

Michael Riechel

DVGW-Vizepräsident und Vorsitzender des Forschungsbeirats Gas

INHALTSVERZEICHNIS

1. Management Summary	10
2. Einleitung und Gegenstand der Studie	15
3. Methodik der Studie	17
3.1. Überblick der Methodik	18
3.2. Szenarientechnik – Grundlagen.....	19
3.3. Szenarientechnik – Projektspezifische Anwendung.....	21
3.4. Technologiefelder	23
3.5. Technologieszenarien	23
3.6. Gap-Analyse	24
3.7. Workshops	25
4. Szenarien für die Gaswirtschaft.....	26
4.1. Schlüsselfaktoren.....	27
4.1.1. SF 1: Politische Rahmenbedingungen.....	27
4.1.2. SF 2: Technische Rahmenbedingungen.....	33
4.1.3. SF 3: Infrastruktur.....	37
4.1.4. SF 4: Kosten & Preise	40
4.1.5. SF 5: Flexibilisierung & Diversifikation.....	45
4.1.6. SF 6: Akzeptanz.....	48
4.1.7. SF 7: Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit.....	51
4.1.8. SF 8: Umwelt & Nachhaltigkeit	53
4.2. Ableitung der Szenarien.....	56
4.2.1. Leitszenario: „Gas als Partner der Energiewende“	57
4.2.2. Nebenszenario 1: „Vertrauter Pfad“	61
4.2.3. Nebenszenario 2: „Unklare Rolle von Erdgas“	65
4.3. Zusammenfassung	68
5. Technologiefelder und Entwicklungsstufen	69
5.1. Gasproduktion.....	69
5.1.1. TF 1 – Erdgasförderung	69
5.1.2. TF 2 - Biogas.....	71
5.1.3. TF 3 – Power to Gas	72
5.1.4. TF 4 - SNG.....	74
5.1.5. TF 5 – LNG	77
5.1.6. TF 8 - Einspeiseanlagen.....	78
5.2. Gasversorgung	79
5.2.1. TF 9 - Gasnetze	79
5.2.2. TF 10 – Netzbetrieb / Netzsteuerung.....	81

5.2.3. TF 11 – GDRA / Übergabe- / Übernahme-RA	83
5.2.4. TF 12 – Gasspeicher.....	84
5.2.5. TF 13 – Verdichter	86
5.2.6. TF 14 – Alternative Netze (CO ₂ , Wärme).....	87
5.2.7. TF 15 – Sonstige Kopplungselemente.....	88
5.3. Gasverwendung.....	89
5.3.1. TF 16 – KW(K)K-Anlagen.....	89
5.3.2. TF 17 – Gas- und Gas-Plus-Technologien	91
5.3.3. TF 18 – Industrieprozesse.....	93
5.3.4. TF 19 – Gasmobilität.....	94
5.4. Querschnittstechnologie.....	96
5.4.1. TF 6 - Gasaufbereitung	96
5.4.2. TF 7 - Messtechnik.....	97
5.5. Zusammenfassung.....	99
6. Technologische Sicht der Szenarien.....	101
6.1. Leitszenario: „Gas als Partner der Energiewende“.....	101
6.1.1. Überblick.....	101
6.1.2. Wesentliche Entwicklungen.....	102
6.2. Nebenszenario 1: “Vertrauter Pfad”	104
6.2.1. Überblick.....	104
6.2.2. Wesentliche Entwicklungen.....	105
6.3. Nebenszenario 2: „Unklare Rolle von Erdgas“	106
6.3.1. Übersicht.....	106
6.3.2. Wesentliche Entwicklungen.....	107
6.4. Zusammenfassung.....	109
7. Analyse.....	110
7.1. Gap-Analyse der Technologieszenarien in Bezug auf die DVGW-Forschung.....	110
7.2. Weitere Forschungsbereiche	114
7.2.1. Akzeptanz und Akzeptanzforschung	115
7.2.2. Transferforschung	116
7.2.3. Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen	118
8. Zusammenfassung	119
9. Literatur	121

1. Management Summary

Die größten Energiemengen werden in Deutschland über das Erdgasnetz transportiert. Erdgas ist der Energieträger mit der größten Durchdringung und hat von allen fossilen Primärenergieträgern die geringsten Treibhausgasemissionen. Gas wird außerdem stofflich verwertet und ist so wichtiger Grundbaustein vieler Produkte. Verbunden mit den großen Aufnahmemöglichkeiten des Gasnetzes und der Flexibilität der Kraftwerke wird und sollte die Gasversorgung eine tragende Säule der Energiewende sein.

Das Ausschöpfen dieser Innovationspotentiale geht für die Gasbranche mit wesentlichen Änderungen ihres Umfeldes einher. Die beteiligten Akteure und ihre Konstellationen ändern sich. Das Abnahmeverhalten verändert sich (z.B. schrumpfender Wärmemarkt). Die politischen Rahmenbedingungen sind, nicht nur bedingt durch die Energiewende, im Fluss. Dadurch entstehen neue Anwendungsfelder. Den Informationstechnologien kommt eine zunehmende Bedeutung zu. Die Kraft-Wärme-Kopplung dringt in kleine Leistungsbereiche für Wohngebäude vor. Unkonventionelle Gase spielen eine immer wichtigere Rolle. Energieanbieter treffen auf bivalente Verbraucher. Die Kopplung mit anderen Infrastrukturen u.a. zur Bewältigung der fluktuierenden Einspeisung (Hybridnetze) wird immer wichtiger. Die Branche steht damit vor vielen neuen Herausforderungen. Zusätzlich bleiben die bisherigen Herausforderungen bestehen, wie z.B. in den jetzigen Technologien weitere Effizienzgewinne zu erzielen.

Der FuE-Radar

- ▶ definiert die Basis für eine zukunftsrobuste FuE-Strategie für den Verein (DVGW) und seine Mitglieder,
- ▶ ermöglicht es, Chancen und Risiken frühzeitig zu antizipieren und zu berücksichtigen,
- ▶ identifiziert FuE-Lücken, und
- ▶ dient als Grundlage für die interne und externe Diskussion zu der möglichen Entwicklung des Gasfaches.

Im DVGW-FuE-Radar werden dazu Innovationen in allen relevanten Technologiefeldern auf ihren möglichen Beitrag im zukünftigen Energiesystem hin untersucht.

Eine wissenschaftlich abgesicherte und in der Praxis bewährte Methode für das Innovationsmanagement ist die Verwendung von Szenarien. Diese Methode wurde in der Studie „Future Energy Grid“¹ für IKT in der Stromversorgung angepasst und mit dieser Studie für die noch komplexere Gasbranche weiterentwickelt.

Diese Methode wird in mehreren Schritten bearbeitet:

1. Aufbau von Szenarien
Durch drei Szenarien werden die denkbaren „Energiezukünfte“ exemplarisch abgedeckt.
2. Erarbeiten der Entwicklungsschritte der in der Gasbranche relevanten Technologiefelder (TF)
Für alle TF werden die zukünftig denkbaren Entwicklungsschritte skizziert.

¹ Vgl. Appelrath, H. J., Acatech Studie, (2012).

3. Mapping der Technologiefelder auf Szenarien
Für jedes Szenario wird untersucht, wie weit fortgeschritten eine Technologie sein muss, damit dieses Szenario technisch plausibel wird. Der Forschungsbedarf ergibt sich dann aus der Höhe des Innovationssprungs.
4. Feststellen der Forschungs-Gaps
Die laufenden und geplanten Forschungsvorhaben werden mit dem festgestellten Bedarf verglichen. Sich ergebende Lücken werden bewertet.

Die Vorbereitung, Durchführung und Nachbereitung von Workshops mit eingeladenen Teilnehmern aus den Fachgremien des DVGW und Experten aus angrenzenden Bereichen (bspw. Chemieindustrie, Turbinen/Motorenhersteller und LNG) war ein zentrales Element zur Erarbeitung der Ergebnisse. Um die Ergebnisse dieser Studie erarbeiten zu können, war die Mitwirkung einer breiten Expertengruppe zwingend notwendig. Aus diesem Grund wurden vom DVGW Experten, auch über die Vereinsgrenzen hinaus, eingeladen an insgesamt zwei Workshopreihen teilzunehmen. Die erste Workshopreihe hatte die Entwicklung der Zukunftsprojektionen für die Schlüsselfaktoren im Fokus. Im ersten Workshop wurden diese aus Sicht der Gasproduktion (18 Teilnehmer), im zweiten aus Sicht der Gasversorgung (16 Teilnehmer) und im dritten Workshop aus Sicht der Gasverwendung (12 Teilnehmer) beleuchtet. In der zweiten Workshopreihe stand die Beschreibung der Technologiefelder und ihrer Entwicklungen im Fokus. Wiederum wurde jeweils ein Workshop für jedes Anwendungsdomäne durchgeführt (Gasproduktion 19 Teilnehmer, Gasversorgung 14 Teilnehmer und Gasverwendung 14 Teilnehmer). Resümierend ist festzuhalten, dass in jedem der sechs Workshops sehr aktiv und zielführend gearbeitet wurde. Durch sehr engagierte Teilnehmer konnten wertvolle Ergebnisse erarbeitet werden und zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden. Durch die Workshops wurde die Grundlage für die finalen Ergebnisse dieser Studie gelegt.

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. Unter weitgehendem Verzicht auf Kohle verbleibt Erdgas als zentraler Partner der erneuerbaren Energien inklusive erneuerbarer Gase. Marktlicher Wettbewerb befördert die Entwicklungen von Innovationen.

Im Szenario „Vertrauter Pfad“ liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Politik von den ambitionierten Zielen der Energiewende abwendet und sich wieder an den fossilen Energieträgern orientiert. Der Stopp der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien ergibt sich, da international der Einstieg in eine CO₂-arme Welt nicht vollzogen wurde und eine Vorreiterrolle Deutschlands oder Europas nicht möglich wurde. Das Energiesystem bleibt in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute erhalten.

Besonders problematisch für die Gasbranche wäre das Eintreten des Szenarios „Unklare Rolle von Erdgas“. Die Energiewende wird intensiv verfolgt, jedoch ist für die (konventionelle) Gasbranche zunächst keine definierte Rolle vorgesehen. Politik und Gesellschaft akzeptieren die Gasbranche nicht. Zusätzlich wird der direkte Einfluss der Politik auf die Energiewelt weiter verstärkt, während Marktkräfte zurückgedrängt werden. Die Vielzahl und Komplexität der Gesetze und Regularien führen zu Inkonsistenzen und Ineffizienzen und bauen Hemmnisse auf.

Von den drei ermittelten Szenarien wurde „Gas als Partner der Energiewende“ als Leitszenario gewählt, da es am ehesten dem gesamtgesellschaftlich gewünschten und

politisch forcierten Trend entspricht. Analog werden die anderen beiden Szenarien als Nebenszenarien bezeichnet.

Die Szenarien konstituieren sich aus unterschiedlichen Entwicklungen („Projektionen“) der wesentlichen Einflussfaktoren, den „Schlüsselfaktoren“ (SF). Für die Gasbranche sind für diese Studie acht SF relevant:

Schlüsselfaktor	Definition
SF 1 Politische Rahmenbedingungen	Gesetze, Verordnungen und Fördermaßnahmen der EU, des Bundes, der Länder und der Kommunen.
SF 2 Technische Rahmenbedingungen	Standards und Normen (inkl. sogenannter „Industriestandards“)
SF 3 Infrastruktur	Leitungsgebundene Infrastruktur, Erdgastankstellen, LNG-Terminals, im weiteren Sinne auch IKT-Infrastrukturen
SF 4 Kosten & Preise	Kosten & Preise für Anbieter, Nachfrager
SF 5 Flexibilisierung & Diversifikation	Möglichkeit, einen Prozess, eine Technologie oder eine Aktivität an geänderte Rahmenbedingungen anzupassen, z.B. durch mehrere Handlungsoptionen
SF 6 Akzeptanz	Gesellschaftliche Akzeptanz
SF 7 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Zuverlässigkeit der Lieferung in der gewünschten Qualität der Gasbeschaffenheit
SF 8 Umwelt & Nachhaltigkeit	Menge der Schadstoffemissionen (Schwefel, Ruß, Stoffe beim Fracking), Einfluss auf folgende Generationen

Die Technologien der Gasbranche werden zu 19 Technologiefeldern (TF) zusammengefasst. Für jedes der TF werden mehrere Entwicklungsstufen identifiziert.

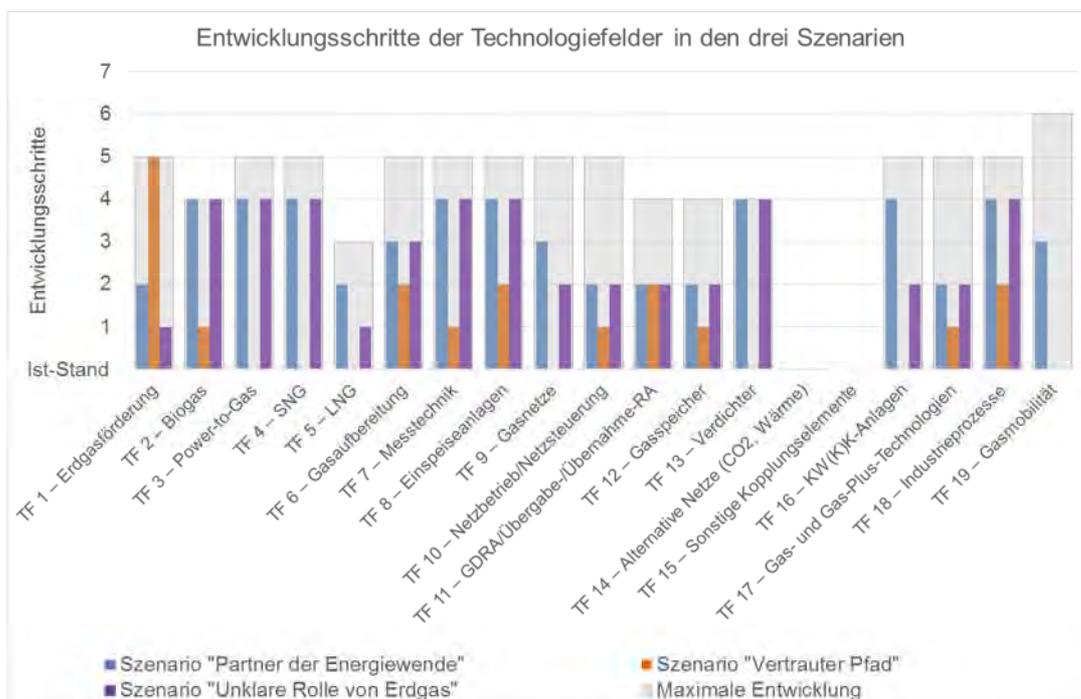
Technologiefeld	Beschreibung
<u>Gasproduktion</u>	
TF 1 Erdgasförderung	Technologien zur Erdgasförderung, von der Exploration bis zur konventionellen und unkonventionellen Förderung
TF 2 Biogas	Anlagen und Technologien zur Erzeugung von Biogas (auch Klärgas) bis zur Einspeisung in das Gasnetz
TF 3 Power-to-Gas	Anlagen zur Wasserstoffherzeugung in

Technologiefeld		Beschreibung
		Elektrolyseanlagen
TF 4	Synthetic Natural Gas (SNG)	Technologien zur Produktion von Methan auf fossiler oder erneuerbarer Basis
TF 5	Liquefied Natural Gas (LNG)	LNG-Bereitstellung (Verflüssigung, Transport, Regasifizierung)
TF 8	Einspeiseanlagen	Schnittstellen zwischen Produktion und Gasnetz
<u>Gasversorgung</u>		
TF 9	Gasnetze	Rohrleitungsnahe Infrastruktur (ohne Gasanlagen)
TF 10	Netzbetrieb, Netzsteuerung	Systeme, Technologien und Konzepte, die für den Betrieb der Netze benötigt werden
TF 11	Gas-Druckregelanlagen/ Übergabe-/ Übernahme-Regelanlagen	Anlagen an den Schnittstellen zwischen den verschiedenen Netzen und Netzebenen sowohl an den Grenzübergangspunkten, als auch zwischen Transport- und Verteilnetz.
TF 12	Gasspeicher	Anlagen zur kurz- bis langfristigen Speicherung von Gas
TF 13	Verdichter	Verdichter, deren Antriebe und Nebenanlagen
TF 14	Alternative Netze (CO ₂ , Wärme)	Netze, die nicht der öffentlichen Gasversorgung zugerechnet werden
TF 15	Sonstige Kopplungselemente	Anlagen an den Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetz, die dem Netz zugeordnet werden können
<u>Gasverwendung</u>		
TF 16	KW(K)K-Anlagen	gasbetriebene Anlage zur gekoppelten Erzeugung von Strom, Wärme oder Kälte
TF 17	Gas- und Gas-Plus-Technologien	Anlagen zur häuslichen Heizung und Warmwasserbereitung in Kombination mit anderen Technologien
TF 18	Industrieprozesse	Verbrennungsprozesse im industriellen Umfeld und stoffliche Nutzung von Gas
TF 19	Gasmobilität	Bereitstellung und Nutzung von Gas im Mobilitätsbereich.
<u>Querschnittstechnologien</u>		
TF 6	Gasaufbereitung	Anlagen zur Aufbereitung, Reinigung und Konditionierung von Gasen
TF 7	Messtechnik	Anlagen und Konzepte zur Messung

Technologiefeld	Beschreibung
	von Volumen und Mengen, Gaszusammensetzungen und Gasbeschaffenheiten bei Produktion, Aufbereitung, Einspeisung, Verteilung und zur Abrechnung

Während einige TF weitgehend ausgereift sind und nur inkrementelle Verbesserungen erfolgen, sind in anderen Innovationssprünge wahrscheinlich.

Die oben genannten Szenarien sind technologisch unterschiedlich anspruchsvoll und verlangen in jeweils verschiedenen TF nach Innovationen. Dafür wurden „Technologieszenarien“ entwickelt. In diesen wird beschrieben, welche Innovationen und Entwicklungsschritte in jedem TF für ein Szenario notwendig sind.



Die meisten Entwicklungsschritte werden für das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ benötigt, dicht gefolgt vom anderen Extrem, der „Unklaren Rolle von Erdgas“. Die Unterschiede in den Szenarien liegen vor allem in einzelnen anwendungsseitigen Technologiefeldern, bei den KW(K)K-Anlagen und bei der Gasmobilität.

Schließlich wird in einer Gap-Analyse untersucht, in welchen TF der DVGW wieviel in der Vergangenheit geforscht hat und welche Szenarien dadurch unterstützt werden. Es wurden dazu alle 188 seit 2008 DVGW-geförderten Forschungsprojekte analysiert. Dabei wird zwischen „Innovationsforschung“ und „betrieblicher Forschung“ unterscheiden. Die „Betriebliche Forschung“ befasst sich eher mit regelwerksnahen und sehr konkreten sicherheitsbezogenen Themen. Dagegen sind die Projekte der „Innovationsforschung“, aus der DVGW-Innovationsoffensive Gas mehr energiesystembezogen und beleuchten die mögliche Rolle von Gas in einer längerfristigen Perspektive. Auch der Umweltaspekt kommt in diesen Projekten eher zum Tragen. Beide Forschungsbereiche sorgen für eine gute Abdeckung in fast allen relevanten TF. Es wurden in fast allen TF geforscht oder

zumindest Forschungsprojekte durchgeführt, die auf die TF einzahlen, z.B. durch systemanalytische Projekte. Nur im TF „Liquefied Natural Gas“ wurden keine Projekt durchgeführt. Hervorzuheben ist die „DVGW-Innovationsoffensive Gas²“, die Projekte unterstützt, um Gastechnologien für die Energiewende zur Verfügung zu stellen. Identifizierte Gaps begründen jedoch nicht unbedingt einen Handlungsbedarf für den DVGW. Der DVGW ist – nicht überraschend – bei seinen FuE-Ausgaben gut aufgestellt. Die betriebliche Forschung findet überwiegend in den TFs „Gasnetze“ und „Gasnetzbetrieb“ statt. Es gibt aber auch Felder, bei denen eine Intensivierung der Forschung angezeigt ist, wie besonders beim TF „Messtechnik“. In den wesentlichen TF wie „LNG“ und „Erdgasförderung“ sind deutliche Fortschritte erforderlich, jedoch sind diese Themen derzeit nicht durch die Mitglieder des DVGW abgedeckt. Daher empfehlen sich bei derartigen Themen Kooperationen. Inkrementelle Innovationen benötigen keine zusätzliche Förderung durch den DVGW.

Außerhalb der Gasbranche gibt es ebenfalls wesentliche technologische Fortschritte, die zum Fortschritt der Branche beitragen, jedoch nicht in einem FuE-Radar abgebildet werden können. Daher sind mindestens die Trends „Digitalisierung“, „Materialforschung“ und „Biotechnologie“ regelmäßig zu analysieren oder in FuE-Projekten mit Anwendungsbezügen aus der Gasversorgung zu evaluieren.

Die Durchsetzung von Innovationen geschieht nicht einfach aufgrund ökonomischer Vorteile auf einem abstrakten Markt. Vielmehr spielen besonders in der Energiebranche Akzeptanzfragen und politische Rahmenbedingungen eine große Rolle. Wichtig ist es zu wissen, dass Akzeptanz nicht allein durch verbesserte Informationsangebote erreicht werden kann, da Wertvorstellungen eine große Rolle bei Akzeptanzfragen spielen oder eine Technik sogar als Ausdruck gesellschaftlicher Machtverhältnisse behauptet wird. Eine Diskussion kann langfristig nur dann erfolgreich sein, wenn sie offen auf Augenhöhe verläuft und die Wertediskussion mit einbezogen wird. Da FuE-Projekte frühe Phasen der Einführung einer neuen Technik darstellen, sollte man sich bereits während dieser Zeit Gedanken machen, inwieweit Akzeptanz eine Rolle spielt, diese gegebenenfalls proaktiv adressieren und die Experten dabei unterstützen, mit der Öffentlichkeit in Diskussionen zu treten.

Ähnlich verhält es sich mit den politischen Rahmenbedingungen. Innovationen benötigen häufig ein angepasstes regulatorisches Rahmenwerk, um ihr ökonomisches und gesellschaftliches Potential entfalten zu können. Besonders FuE-Projekte mit „systemischem“ Charakter, wie sie in der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ durchgeführt wurden, tangieren derartige Probleme. Es empfiehlt sich daher, sowohl beim Projektdesign als auch der Projektevaluation zu überlegen, ob sich Anforderungen an die politischen Rahmenbedingungen ergeben und ob bzw. wie Projektergebnisse für politische Gremien aufbereitet werden sollten.

2. Einleitung und Gegenstand der Studie

Die größten Energiemengen werden in Deutschland über das Erdgasnetz transportiert. Erdgas ist der Energieträger mit der größten Durchdringung und hat von allen fossilen Primärenergieträgern die geringsten Treibhausgasemissionen. Gas wird außerdem stofflich

² <http://www.dvgw-innovation.de>

verwertet und ist so wichtiger Grundbaustein vieler Produkte. Verbunden mit den großen Aufnahmemöglichkeiten des Gasnetzes und der Flexibilität der Kraftwerke wird und sollte die Gasversorgung eine tragende Säule der Energiewende sein – die sich daraus ergebenden Potentiale bedeuten umfangreiche Innovationen in einer bewegten Zeit.

Das Ausschöpfen dieser Innovationspotentiale geht für die Gasbranche mit wesentlichen Änderungen ihres Umfeldes einher: Die beteiligten Akteure und ihre Konstellationen ändern sich, das Abnahmeverhalten verändert sich, (z.B. schrumpfender Wärmemarkt) und die politischen Rahmenbedingungen sind, nicht nur bedingt durch die Energiewende, im Fluss. Dieses bringt mit sich, dass neue Anwendungsfelder entstehen, der Informationstechnologien eine zunehmende Bedeutung zukommt, neue Förderarten entstehen, die Kraft-Wärme-Kopplung an Bedeutung gewinnt, unkonventionelle Gase eine immer wichtigere Rolle spielen, Anbieter auf bivalente Verbraucher treffen und die Kopplung mit anderen Infrastrukturen u.a. zur Bewältigung der fluktuierenden Einspeisung (Hybridnetze) immer wichtiger wird. Die Branche steht damit vor vielen neuen Herausforderungen. Zusätzlich bleiben die bisherigen Herausforderungen bestehen, wie z.B. in den jetzigen Technologien weitere Effizienzgewinne vom Primärenergieträger bis zur Energienutzung beim Endverbraucher zu erzielen.

Diese Herausforderungen wurden und werden von der Branche durch umfangreiche Forschungs- und Entwicklungs- (FuE) Anstrengungen auf unterschiedlichen Gebieten aufgegriffen. Beispiele dafür sind u.a. die Projekte „Smart Gas Grids“³, „Energiespeicherkonzepte“⁴ oder „Smart Heating“⁵. Weiterhin wurde die DVGW-Innovationsoffensive Gas 2014 abgeschlossen und hat über die Forschungscluster „Gas im Systemverbund“, „Smart Grids“, „Power-to-Gas“, „Gaserzeugung und –aufbereitung“ und „KWK/Anwendungstechnik“ wichtige Herausforderungen adressiert.

Es ist auch künftig zu erwarten, dass diese dynamische Entwicklung anhält – wobei sich das Innovationsthema bei Technologien, Verfahren und Prozessen beschleunigen wird. Um diese komplexe Aufgabe zu beherrschen, wird im Rahmen dieser Studie ein „FuE-Radar“ vorgestellt, der:

- ▶ die Basis für eine zukunftsrobuste FuE-Strategie für den Verein (DVGW) und seine Mitglieder definiert,
- ▶ es ermöglicht, Chancen und Risiken frühzeitig zu antizipieren und zu berücksichtigen,
- ▶ FuE-Lücken identifiziert, und
- ▶ als Grundlage für die interne und externe Diskussion zu der möglichen Entwicklung des Gasfaches dient.

Der DVGW-FuE-Radar unterstützt und stärkt somit die Akteure der Gasbranche über die Wertschöpfungsstufen hinweg bei der Steigerung ihrer Innovationskraft und bietet ein erstes Instrument, die neuen Potentiale, die sich durch die Energiewende für die Branche ergeben, zu adressieren.

³ Vgl. DVGW (2013a).

⁴ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

⁵ Vgl. DVGW (2012).

In einem ersten Schritt werden dazu Schlüsselfaktoren⁶ identifiziert und in ihrer zukünftigen Entwicklungen als Zukunftsprojektionen⁷ fortgeschrieben. Basierend auf den Projektionen werden Szenarien⁸ für das Jahr 2030 entwickelt. Im folgenden Schritt werden Technologiefelder⁹ spezifiziert und die jeweiligen Entwicklungsmöglichkeiten analysiert. Abschließend werden die Technologiefelder und die Szenarien zu Technologieszenarien integriert. Diese bilden die Basis für künftige Analysen von FuE-Projekten, u.a. im Rahmen von Gap-Analysen.

Es ist wichtig, an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass im Rahmen dieser Studie mit Extremszenarien gearbeitet wurde, was bedeutet, dass keines der Szenarien in der Form eintreten wird, sondern, dass durch sie ein Möglichkeitsraum aufgespannt wird, in welchem sich die tatsächlichen Entwicklungen befinden werden. Ferner ist anzumerken, dass im Rahmen der Technologiefelder keine Technologiestudie erstellt wurde und somit kein Anspruch auf Vollständigkeit gestellt wird. Viel mehr wird eine erste Übersicht wichtiger Themenfelder gegeben, die bei Bedarf im Anschluss zu dieser Studie tiefer beleuchtet werden können.

3. Methodik der Studie

Die Grundlage der angewandten Methodik bildet ein Vorgehen zur Szenarien-basierten Erstellung einer Studie, mit dem Ziel, künftige Forschungsprojekte koordiniert durchführen zu können. Das übergeordnete Ziel ist es, dabei eine neue Wissensbasis zu schaffen, die als Ausgangspunkt für weitere Analysen dient.

Die Basis bilden zunächst etablierte Methoden zur Szenarien-Erstellung nach Gausemeier¹⁰. Diese Techniken wurden als Teil einer übergeordneten Methodik zur Erstellung von Migrationspfaden in das Internet der Energie im Rahmen des Projekts „Future Energy Grid“¹¹ der acatech erfolgreich angewendet. Das gesamtmethodische Vorgehen des Projekts „Future Energy Grid“ bildet die Grundlage für diesen FuE-Radar. Sie wurde für diesen Fall adaptiert und angemessen angepasst. Dies ist notwendig, da die bisherigen Methoden nicht auf ein so komplexes Gebiet wie die vollständige Gasbranche in Kombination mit dem FuE-Bedarf angewendet wurden

Neben den oben erwähnten Vorarbeiten wurden weitere bereits erarbeitete Ergebnisse berücksichtigt. Unter anderem sind dies Untersuchungen zum Thema „Erneuerbares Gas“

⁶ Faktoren, die für die Entwicklung des betrachteten Systems besonders relevant bzw. charakteristisch sind, werden Einflussfaktoren genannt. Aus Ihnen wird die Menge der Schlüsselfaktoren (jene, die einen besonders hohen Einfluss auf den Untersuchungsgegenstand ausüben) als echte Untermenge gebildet.

⁷ Für jeden Schlüsselfaktor wird eine unterschiedliche Anzahl an Projektionen entwickelt. Dabei beschreibt jede Projektion eine mögliche Entwicklung des Schlüsselfaktors für einen bestimmten Zeithorizont (hier 2030).

⁸ Ein Szenario beschreibt in der Regel die Entwicklungsmöglichkeiten eines speziellen Betrachtungsbereiches. Es wird demnach der Ist-Zustand des betrachteten Systems für einen künftigen Zeitpunkt beschrieben.

⁹ Ein Technologiefeld umfasst in der Regel viele verschiedene Einzeltechnologien, die unter einem abstrakteren Begriff zusammengefasst werden. Sie dienen dazu, das betrachtete System aus technologischer Sicht zu strukturieren.

¹⁰ Vgl. Gausemeier, J. et al.(2009).

Spath, D. et al. (2011).

¹¹ Vgl. Appelrath, H. J., Acatech Studie (2012).

wie z.B. durch Sterner et al.¹² und Arbeiten des DVGW beispielsweise zu den Themen Speicherung/Power-to-Gas¹³ und Ergebnisse der „Systemanalyse Teil II“¹⁴. Darüber hinaus wurde das Thema Hybridnetze berücksichtigt. Vorarbeiten gibt es hier u.a. von der acatech („Hybridnetze für die Energiewende - Forschungsfragen aus Sicht der IKT“¹⁵) und dem DBI GUT¹⁶. Zum Teil werden in diesen Arbeiten bereits Szenarien entwickelt oder betrachtet, nur wird jeweils nur ein Teilaspekt des Gesamtsystems betrachtet. Ein wesentlicher Mehrwert des FuE-Radars ist eine gesamtsystemische Betrachtung der Gasbranche.

Ziel ist es, eine Grundlage für die zukünftigen Forschungsziele des DVGW zu erstellen. Im Rahmen einer Gap-Analyse sollen bisherige Planungen, Strategien, Szenarien und Projekte analysiert werden und ggf. angepasst werden.

3.1. Überblick der Methodik



Abbildung 1: Übersicht über das methodische Vorgehen

In Abbildung 1 ist das methodische Vorgehen im Überblick dargestellt. In den ersten beiden Schritten wurden einerseits Extremszenarien für die Gasbranche und andererseits Technologiefelder inklusive entsprechender Entwicklungsmöglichkeiten erarbeitet. Anschließend wurden die beiden Ergebnisse aufeinander abgebildet, um zu analysieren, wie sich die Technologiefelder innerhalb der Szenarien entwickeln müssen. Das Ergebnis dieses Schrittes sind die Technologieszenarien. Auf ihnen baut die abschließende Gap-Analyse auf. Die Analyse befasst sich dabei mit dem Abgleich der aktuellen FuE Aktivitäten mit den notwendigen Entwicklungen in den Technologieszenarien. Ausgehend vom gewählten Leitszenario lassen sich nun neuralgische Pfade und Punkte identifizieren, die als Basis für die Entwicklung einer zukünftigen FuE Strategie dienen können.

¹² Vgl. Sterner, M. et al., Aqua & Gas (2010).

¹³ Vgl. Müller-Syring, G. M. et al., DVGW Studie (2013).

¹⁴ Vgl. Krause H. et al., DVGW Studie (2011).

¹⁵ Vgl. Appelrath, H. J. et al., Acatech Materialien (2013).

¹⁶ <http://www.pressebox.de/pressemitteilung/dbi-gas-und-umwelttechnik-gmbh-leipzig/DBI-Fachforum-ENERGIESPEICHER-HYBRIDNETZE-am-1112092012/boxid/527143>

In den folgenden Kapiteln wird das Vorgehen der einzelnen Schritte im Detail beschrieben, um zum einen die Nachvollziehbarkeit und zum anderen die Transparenz der Ergebnisse gewährleisten zu können.

3.2. Szenariotechnik – Grundlagen

Für dieses Projekt wurde ein Vorgehen adaptiert, das von Gausemeier¹⁷ ausführlich erläutert wird und ähnlich bereits in der Studie „Future Energy Grid“¹⁸ angewendet wurde. In Abbildung 2 ist der hier relevante Teil der übergeordneten Methodik dargestellt. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion, wird die Methodik im Folgenden nur kurz dargestellt. Für tiefere Informationen wird die Recherche der entsprechenden Grundlagenliteratur empfohlen.

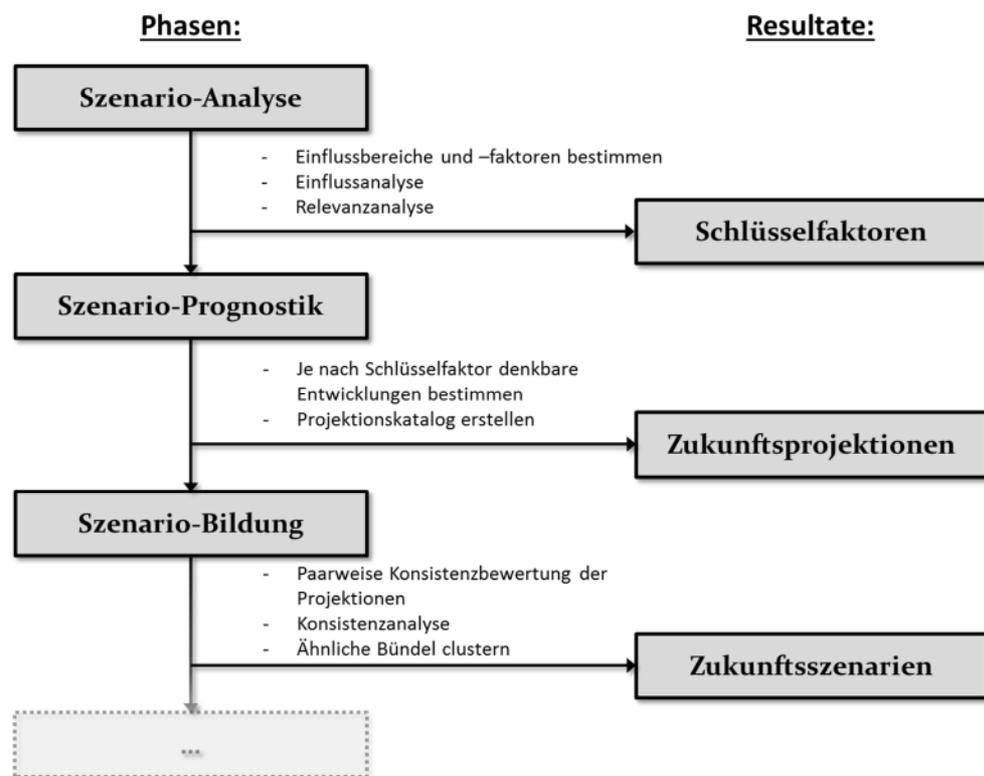


Abbildung 2: Szenariotechnik nach Gausemeier

Die Phase Szenariofeld-Analyse beginnt mit der Bildung von Einflussbereichen, die als Subsysteme in Summe das betrachtete Gesamtsystem ergeben. Der nächste Schritt befasst sich mit der Bildung von Einflussfaktoren. Für jeden Einflussbereich werden Einflussfaktoren identifiziert, die dessen momentanen Zustand, zukünftige Entwicklung und Wechselwirkungen zu anderen Einflussbereichen beschreiben. Um die potenziell große Menge an Einflussfaktoren zu verringern und somit handhabbarer zu machen, werden Schlüsselfaktoren aus ihnen abgeleitet. Die gewünschte Anzahl an Schlüsselfaktoren wird festgelegt und zu einem Schlüsselfaktor-Katalog zusammengefasst.

¹⁷ Vgl. Gausemeier, J. et al., (2009).

¹⁸ Appelrath, H. J., Acatech Studie (2012).

Im Rahmen der Phase „Szenario-Prognostik“ müssen zu Beginn ebenfalls grundlegende Entscheidungen für die Dimensionierung getroffen werden:

- ▶ Inhaltliche Ausrichtung (Extrem- oder Trendprojektionen),
- ▶ Plausibilität (Verwendung von Eintrittswahrscheinlichkeiten oder nicht) und
- ▶ Zeithorizont (kurz-, mittel- oder langfristig)

Ebenso wird angeraten, die folgenden Gütekriterien bei der Erstellung von Zukunftsprojektionen zu beachten:

- ▶ Glaubwürdigkeit,
- ▶ Unterschiedlichkeit,
- ▶ Vollständigkeit,
- ▶ Relevanz und
- ▶ Informationsgehalt

Nachdem die identifizierten Schlüsselfaktoren aufbereitet worden sind, indem jeweils zum einen, passende Merkmale (idealerweise zwei je Schlüsselfaktor) benannt worden sind, die sowohl den gegenwärtigen Zustand als auch die künftige Entwicklung beschreiben und zum anderen entsprechende Beschreibungen des Ist-Zustandes erstellt wurden, wird mit der Erarbeitung der Zukunftsprojektionen begonnen. Dazu sind analytische und kreative Fähigkeiten gefordert. Es können

- ▶ Entwicklungen fortgeschrieben werden (Exploration),
- ▶ Entwicklungen und ihre Merkmale überzeichnet werden,
- ▶ Entwicklungen bewusst beschleunigt werden,
- ▶ Umweltentwicklungen bewusst einbezogen werden oder
- ▶ Zukunftsentwicklungen aus Prozessen entwickelt werden.

Bei Extremszenarien sollten die Zukunftsprojektionen so gewählt werden, dass sie das Spektrum aller Entwicklungsmöglichkeiten möglichst breit abdecken. Abschließend werden die Zukunftsprojektionen begründend und prägnant formuliert. Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau eines Schlüsselfaktors.

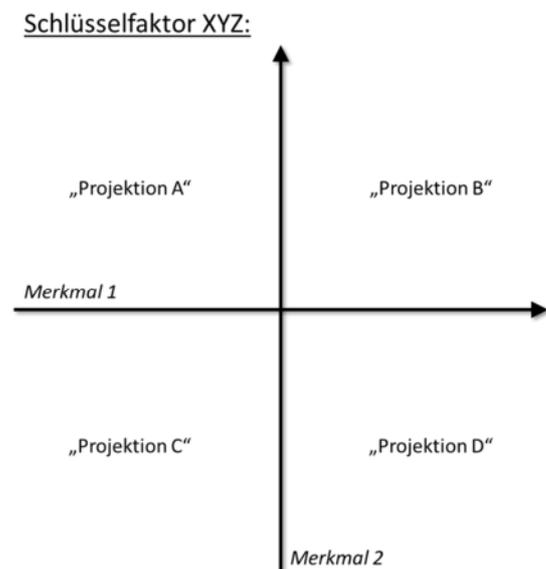


Abbildung 3: Aufbau von Schlüsselfaktoren

Die für diese Studie abschließende Phase der Szenarienmethodik adressiert die Bildung der Szenarien auf Basis der Schlüsselfaktoren und ihrer Zukunftsprojektionen. Dazu werden im Rahmen der Projektionsbündelung die Kombinationen der Zukunftsprojektionen bewertet. Dies kann durch die Anwendung verschiedener Techniken deduktiv oder induktiv geschehen. Anschließend wird der potenziell sehr umfangreiche Projektionsbündel-Katalog mit passenden Verfahren einer Reduktion unterzogen, sodass durch das Ergebnis der Reduktion die Basis für die Definition der Rohszenarien gegeben ist. Der folgende Schritt kann wenig komplex gehandhabt werden, indem aus dem Projektionsbündel-Katalog aufgrund spezifizierter Kriterien Bündel ausgewählt werden und direkt als Rohszenarien interpretiert werden. Danach wird durch ein Zukunftsraum-Mapping ein schneller Einblick in den Zukunftsraum (Zukunftsprojektionen der Schlüsselfaktoren, Projektionsbündel und Rohszenarien) verschafft. Den Abschluss dieser Phase bildet die textuelle Beschreibung der Szenarien. Das Gerüst für die Formulierung bilden Ausprägungslisten, von denen ausgehend eine kreative und visionäre Ausarbeitung erfolgt. Es wird dabei das Ziel verfolgt, den Leser in die zukünftige Welt zu versetzen. Wichtig hierbei ist, dass die Leser das Szenario verstehen können, ohne Kenntnis über die Schlüsselfaktoren und ihre Zukunftsprojektionen zu besitzen.

3.3. Szenariotechnik – Projektspezifische Anwendung

Das hier untersuchte Szenario-Projekt adressiert die gesamte Gasbranche im Jahr 2030, sodass Globalszenarien entstehen. Weiterhin sind diese als Systemszenarien zu verstehen, die zukunftsrobuste Strategien identifizieren. Der verfolgte Ansatz (Basis sind Studien von Experten und solche aus der Wissenschaft) ist dem wissenschaftlichem Vorgehen zuzuordnen. Im Szenariofeld sind folgende Einflussbereiche identifiziert worden: Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung. Im Rahmen einer ausführlichen Literaturrecherche¹⁹ kombiniert mit Expertenworkshops wurden durch *intuitive Verfahren*

¹⁹ Folgende Quellen wurden berücksichtigt:

Vgl. M. Stronzik (2012).
Vgl. Fernleitungsnetzbetreiber Gas, Prognos (2013).
Vgl. Fernleitungsnetzbetreiber Gas, Prognos, (2014).
Vgl. BP, (2014).
Vgl. D. Huppmann et al. (2009).
Vgl. entsog (2013).
Vgl. M. Schlesinger, D. Lindenberger und C. Lutz (2011).
Vgl. H. Kusterer (2010).
Vgl. International Energy Agency (2012).
Vgl. Shell International BV (2013).
Vgl. International Energy Agency (2011).
Vgl. H. Krause et al (2011).
Vgl. G. Müller-Syring et al. (2013).
Vgl. M. Sterner, M. Jentsch und U. Holzhammer, (2011).
Vgl. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2013).
Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, (2011).
Vgl. D. Yergin et al. (2014).
Vgl. B. Schlomann et. al. (2014).
Vgl. H. Simons (2012).
Vgl. M. Zdrallek et al. (2014).
Vgl. H. Krause et al., (2013).
Vgl. R. Erler et al (2013).
Vgl. J. Nitsch et al. (2012).
Vgl. R. Benndorf et al., (2014).
Vgl. C. Sprengard, S. Treml und A. H. Holm, (2013).

Einflussfaktoren für die drei Bereiche identifiziert. Im Anschluss wurden acht Schlüsselfaktoren auf Basis von Expertenmeinungen in Workshops erarbeitet (siehe Kapitel 5.1). Aus Zeitgründen wurden dazu keine weiteren überprüfenden Analysen vorgenommen. Für die inhaltliche Ausrichtung der Szenarien wurde entschieden, dass in dieser Studie Extremszenarien zu entwickeln sind. Dies ist dadurch begründet, dass ein möglichst umfassender Möglichkeitsraum für die Gasbranche in 2030 aufgespannt werden soll (siehe Abbildung 4). Eintrittswahrscheinlichkeiten werden demnach nicht betrachtet. Wie bereits erwähnt, wurde mit 2030 der Zukunftshorizont langfristig (mehr als fünf Jahre in der Zukunft) gewählt.

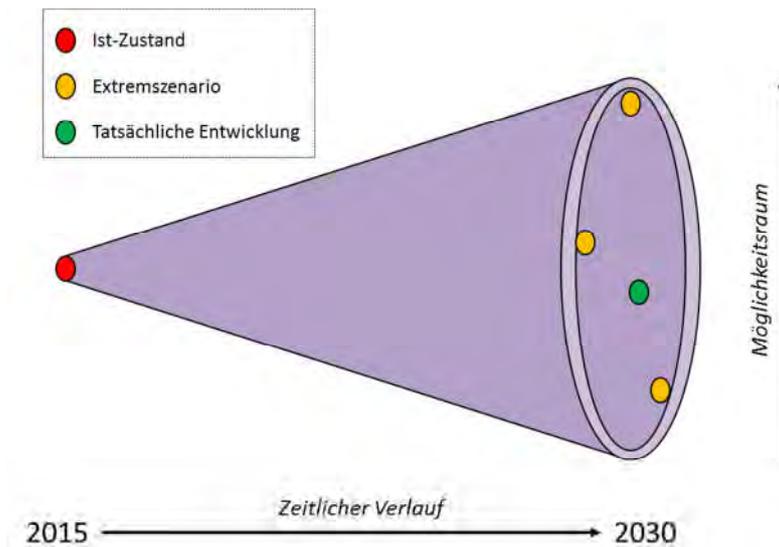


Abbildung 4: Möglichkeitsraum für die tatsächliche Entwicklung

Für die Beschreibung der Zukunftsprojektionen der Schlüsselfaktoren wurden die erwähnten Gütekriterien (Glaubwürdigkeit, Unterschiedlichkeit, Vollständigkeit, Relevanz und Informationsgehalt) berücksichtigt. Wenn möglich, wurden zwei Merkmale pro Schlüsselfaktor identifiziert. Diese wurden im ersten Schritt für jede der drei Systemebenen (Gasproduktion, Gasversorgung, Gasverwendung) getrennt betrachtet und im zweiten Schritt integriert. Der Methode entsprechend wurden drei bis vier Zukunftsprojektionen pro Schlüsselfaktor analytisch und kreativ erarbeitet, wobei die Entwicklung der Merkmale bewusst überzeichnet wurde, um dem Charakter von Extremszenarien gerecht zu werden. Ferner ist jeder der Schlüsselfaktoren als kritisch zu bezeichnen, da jeweils mindestens zwei Zukunftsprojektionen vorhanden sind. Es wurde auf eine auch für Außenstehende verständliche Formulierung geachtet, bei der keine der Zukunftsprojektionen eine stärkere oder schwächere Variante einer anderen Zukunftsprojektion ist. Die im Folgenden durchgeführte Bildung der Extremszenarien wurde aus Ressourcen- und Zeitgründen stark vereinfacht, ohne dabei jedoch den Methodenrahmen zu verlassen. Es wurden deduktiv drei Szenarien gebildet, indem durch Experten konsistente Projektionsbündel identifiziert wurden. Auf eine Projektionsbündel-Reduktion konnte dadurch ebenfalls verzichtet werden. Im finalen Schritt der Szenarienerstellung sind alle drei Szenarien ausführlich beschrieben worden (siehe Kapitel 5.2). Dazu wurde für jedes Szenario im Vorfeld eine Ausprägungsliste der Schlüsselfaktoren erstellt. Dabei konnte in den meisten Fällen für die Schlüsselfaktoren eindeutige Projektionen identifiziert werden, allerdings traten auch unscharfe Projektionen auf, die größtenteils als mehrdeutige Projektionen gehandhabt wurden. In den Beschreibungen der Szenarien wird auf die verwendeten Projektionen der Schlüsselfaktoren verwiesen, um nachvollziehen zu können, wie sich die Szenarien

zusammensetzen. Bei den Beschreibungen der Projektionen und Szenarien wurde auf eine anschauliche Vorstellung der gedachten Zukunft Wert gelegt.

Der Einfachheit halber wird im weiteren Verlauf der Studie nur von „Szenarien“ anstatt „Extremszenarien“ gesprochen.

3.4. Technologiefelder

Für die technische Betrachtung der Gasbranche wurde ebenfalls eine Unterteilung in die drei Systemebenen Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung vorgenommen. Im Rahmen der Szenarienworkshops wurden hierzu initial von den Experten mögliche Technologien eingesammelt. Diese wurden im Anschluss auf eine homogene Ebene aggregiert, sodass Technologiefelder gebildet werden konnten. Neben dem Ist-Stand wurden in einer folgenden Workshopreihe mit entsprechenden Experten der drei Systemebenen Entwicklungsschritte für die Technologiefelder entwickelt. Dabei wurde ein kreatives Vorgehen angestrebt, das darauf abzielt für den letzten Entwicklungsschritt eine solche Entwicklung zu beschreiben, die aus Expertensicht den maximalen technischen Fortschritt in einem Technologiefeld beschreibt, ohne dabei einen konkreten Zeithorizont zu betrachten. Die Entwicklungsschritte zwischen dem Ist-Zustand und diesem Endzustand bilden demnach sinnvolle Meilensteine auf dem Entwicklungspfad (siehe Abbildung 5). Hier ist anzumerken, dass Entwicklungen auf dem Pfad eines Technologiefeldes durchaus parallel stattfinden können und ein Schritt nicht immer zwangsläufig zeitlich vor dem folgenden fertiggestellt sein muss. Im Projekt wurde dieses Vorgehen nach den Expertenworkshops durch Workshops im Projektteam umgesetzt und in einem iterativen Prozess mit Hilfe von Experteninterviews stetig verbessert. Während dieses Vorgehens wurden zudem Abhängigkeiten zwischen Entwicklungsschritten verschiedener Technologiefelder identifiziert und somit die Grundlage für eine spätere Analyse bzgl. der zukünftigen Bedeutungen gelegt.

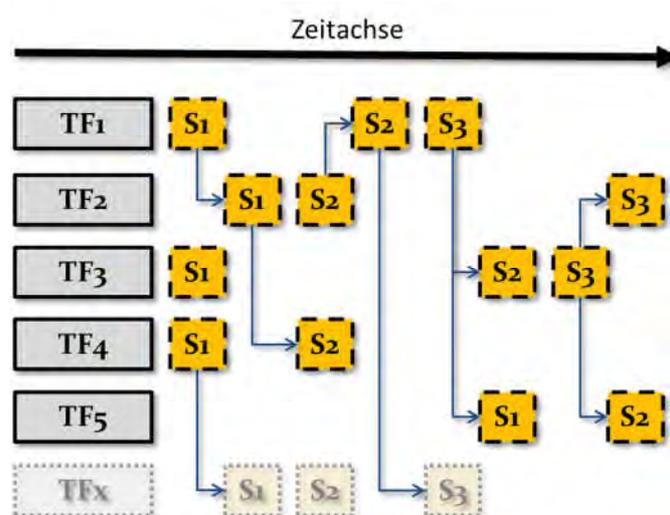


Abbildung 5: Entwicklung von Entwicklungsschritten für Technologiefelder

3.5. Technologieszenarien

Für die Erstellung der Technologieszenarien wird auf den bisherigen Ergebnissen (Szenarien und Technologiefelder samt Entwicklungsschritte) aufgebaut. Im Wesentlichen werden diese beiden Artefakte nun aufeinander abgebildet. Hierzu wurde von Experten

analysiert, bis zu welchen Entwicklungsschritt sich jedes Technologiefeld entwickeln muss, damit das entsprechende Szenario umgesetzt werden könnte (schematisch in Abbildung 6 dargestellt). Anschließend wurde wiederum eine möglichst nachvollziehbare und allgemeinverständliche Formulierung der Technologieszenarien in Textform vorgenommen.

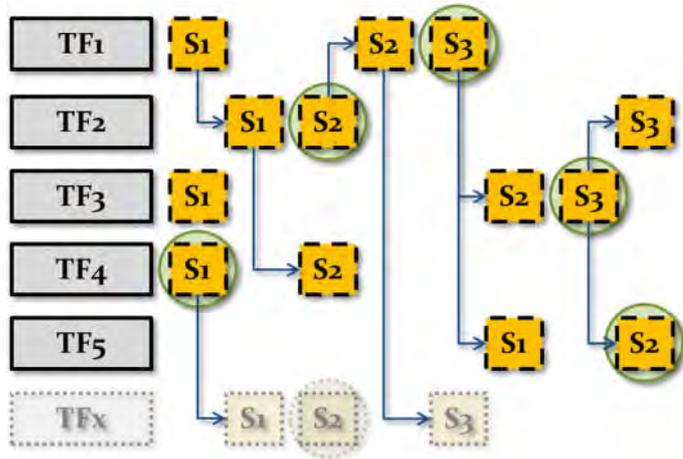


Abbildung 6: Abbildung der Entwicklungen auf die Szenarien

3.6. Gap-Analyse

Im abschließenden Schritt des Gesamtverfahrens wurde eine Gap-Analyse durchgeführt. Aus Zeitgründen wurde hier ein einfaches, pragmatisches Verfahren gewählt. Die Ergebnisse sollen dazu dienen, im Anschluss tiefgehende Analysen durchzuführen und entsprechende FuE-Bedarfe im Detail zu identifizieren. Konkret wurde in diesem grundlegenden Schritt ein Abgleich der vergangenen und laufenden FuE-Aktivitäten des DVGW mit den Technologiefeldern umgesetzt (siehe Abbildung 7). Dabei wurden die Projektvolumina bzgl. des Förderumfangs nach einem einfachen Schlüssel pro Projekt auf die jeweils betrachteten Technologiefelder verteilt. Darauf aufbauend wurde analysiert, inwiefern sich diese Vorhaben mit den Schwerpunkten bzw. Bedarfen aus dem Leitszenario decken.

	TF1	TF2	TF3	TF4	TF5	TFx
Projekt A	X				X	
Projekt B		X	X			
Projekt C	X					X
Projekt D				X		
Projekt E				X		
Projekt F		X	X		X	
Projekt X	X					X

Abbildung 7: Vorgehen bei der Gap-Analyse

3.7. Workshops

Da die Vorbereitung, Durchführung und Nachbereitung von Workshops ein zentrales Element zur Erarbeitung der Ergebnisse darstellt, wird auf diese im Folgenden vertieft eingegangen. Um die Ergebnisse dieser Studie erarbeiten zu können, war die Mitwirkung einer breiten Expertengruppe zwingend notwendig. Aus diesem Grund wurden vom DVGW Experten, auch über die Vereinsgrenzen hinaus, eingeladen an insgesamt zwei Workshopreihen teilzunehmen. Insgesamt sind 36 Experten²⁰ der Einladung gefolgt und haben sich aktiv eingebracht.

Die erste Workshopreihe hatte die Entwicklung der Zukunftsprojektionen für die Schlüsselfaktoren im Fokus. Im ersten Workshop wurden diese aus Sicht der Gasproduktion (18 Teilnehmer), im zweiten aus Sicht der Gasversorgung (16 Teilnehmer) und im dritten Workshop aus Sicht der Gasverwendung (12 Teilnehmer) beleuchtet. Im Rahmen der Vorbereitung zu den drei Workshops, wurde durch das Projektteam eine Menge an Einflussfaktoren für den Bereich der Gaswirtschaft identifiziert. Aus dieser Menge wurden die besonders relevanten Faktoren als Schlüsselfaktoren abgeleitet. Ausgangspunkt für diesen Vorgang war eine Literaturrecherche auf hinreichender Quellenbasis. Dabei wurden 25 einschlägige Studien und Dokumente gesichtet und nach einem einheitlichen Muster zusammengefasst. So konnten mit den kondensierten Informationen relevante Faktoren für die Gaswirtschaft abgeleitet werden. Ziel der Workshops war es dann, die identifizierten Schlüsselfaktoren aufzubereiten. Dazu wurden für jeden Schlüsselfaktor Merkmale benannt, die sowohl den gegenwärtigen Zustand als auch die künftige Entwicklung beschreiben. Daraufhin folgte in der Nachbereitung eine Beschreibung des Ist-Zustandes – eine auf Konsens beruhende Beschreibung der gegenwärtigen Situation – der einzelnen Schlüsselfaktoren.

In der zweiten Workshopreihe stand die Beschreibung der Technologiefelder und ihrer Entwicklungen im Fokus. Wiederum wurde jeweils ein Workshop für jedes Anwendungsdomäne durchgeführt (Gasproduktion 19 Teilnehmer, Gasversorgung 14 Teilnehmer und Gasverwendung 14 Teilnehmer). Im Rahmen der Vorarbeiten wurden verschiedene Experten um ihren Input zum Thema „Technologiefelder“ gebeten. Die umfangreichen Rückmeldungen wurden anschließend zusammengefasst, ausgewertet und aggregiert. Danach wurden die Technologiefelder der jeweils passenden Anwendungsdomäne zugeordnet und kurz beschrieben. In den Workshops wurden nun die verschiedenen Entwicklungsschritte der einzelnen Technologiefelder entwickelt. Hierzu wurde im Rahmen einer Gruppenarbeit zunächst der Ist-Stand für ein Technologiefeld spezifiziert. Anschließend wurde die maximale Ausbaustufe definiert. D.h. es wurde auf Basis von Expertenwissen untersucht, welche Funktionalitäten für ein Technologiefeld möglich sind, ohne dabei den zeitlichen Horizont zu berücksichtigen. Abschließend wurden bis zu vier logische Zwischenstufen der Entwicklung pro Technologiefeld in einer ersten Version erarbeitet. Im Zuge der Nachbereitung wurden durch Experteninterviews die Entwicklungsschritte kontinuierlich geschärft und abschließend formuliert.

Resümierend ist festzuhalten, dass in jedem der sechs Workshops sehr aktiv und zielführend gearbeitet wurde. Durch sehr engagierte Teilnehmer konnten wertvolle

²⁰ An dieser Stelle möchte das Projektteam folgenden Unternehmen und Einrichtungen für die Teilnahme durch entsprechende Experten bedanken, ohne die es nicht möglich gewesen wäre, diese Studie zu erstellen: s. Deckblatt

Ergebnisse erarbeitet werden und zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden. Durch die Workshops wurde die Grundlage für die finalen Ergebnisse dieser Studie gelegt.

4. Szenarien für die Gaswirtschaft

Die technische Wertschöpfungskette der Gasbranche lässt sich grob in die drei Teilbereiche Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung unterteilen. Die Gasproduktion beinhaltet die Bereitstellung der erforderlichen Gasmengen, um die Nachfrage zu befriedigen. Im Rahmen der Gasproduktion sind neben der Erschließung und Förderung von (konventionellen und unkonventionellen) Erdgasvorkommen und der Erzeugung nicht konventioneller (bzw. erneuerbarer) Gase (z.B. Biogas, Wasserstoff, CNG und SNG) auch der Import (z.B. über LNG-Terminals und die Anbindung an das transeuropäische Gasnetz) Teil der Betrachtung. Die Gasversorgung bildet das prozessuale Bindeglied zwischen der Gasproduktion und der Gasverwendung. Neben den Kernelementen der Leitungen (Verteilung und Transport) und Speicher inklusive der zugehörigen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik können im weiteren Sinne auch andere Gasanlagen (z.B. Erdgastankstellen) hierunter subsumiert werden. Die Gasverwendung bezieht sich insbesondere auf die Endkunden. Dies beinhaltet sowohl stationäre Anlagen (z.B. KWK) als auch mobile Abnehmer (z.B. Fahrzeuge). Als Abnehmer kommen grundsätzlich Haushalte, gewerbliche und industrielle Endkunden in Betracht.

Die nachfolgenden Szenarien beschreiben mögliche Randbedingungen für das Betrachtungsjahr 2030, in denen sich künftige gastechnische Entwicklungen bewegen können. Die drei vorgestellten Szenarien sind dabei die Exegese von drei Workshops, in denen Branchenexperten mögliche Zukunftszustände (Projektionen) so genannter Schlüsselfaktoren erarbeitet haben. Es sei dabei vorweggestellt, dass es sich nicht um Wunsch- oder Optimalszenarien handelt sondern vielmehr um Entwicklungszustände, die von den Branchenexperten als möglich erachtet wurden. Um eine gemeinsame Basis für die drei behandelten Stufen der technischen Wertschöpfungskette (Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung) zu erreichen, wurde bei der Definition und Bestimmung der Schlüsselfaktoren darauf geachtet, dass sie in allen drei Teilbereichen gültig sind. Dieses Vorgehen gewährleistet, dass trotz der Unterschiedlichkeit der Themenfelder sich die Teilbereiche in den sich ergebenden Szenarien gemeinsam wiederfinden. Im Rahmen der Projektionen für die Schlüsselfaktoren und der sich daran anschließenden Szenarienbildung wird daher nicht weiter zwischen den drei Teilbereichen unterschieden. Vielmehr wird jeweils ein gemeinsamer Rahmen für sie abgeleitet.

Daher wird im Folgenden aus Vereinfachungsgründen nicht explizit auf die drei Teilbereiche eingegangen, sondern allgemein vom Gassektor gesprochen. Dieser wird als das Konglomerat aus Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung definiert. Aufgrund der Vielschichtigkeit wird die Gasverwendung summarisch in die Betrachtungen einbezogen. Es wird der Rahmen beschrieben, in dem die Akteure agieren ohne detailliert auf Einzelbereiche einzugehen. So wird in der Regel nicht zwischen den mit dem Konsum des Gutes Gas verbundenen verschiedenen Nutzenformen differenziert. Wenn keine expliziten Unterscheidungen vorgenommen werden, beziehen sich die Ausführungen daher grundsätzlich auf alle Formen der Endnutzung, z.B. Wärme/Kälte, Strom, Mobilität und Rohstoff.

Die Szenarien spannen den Rahmen für mögliche künftige technologische Entwicklungen auf und sind möglichst allgemein formuliert. Insbesondere erfolgt keine Präjudizierung in

Hinblick auf bestimmte Technologien. Die spezifische Behandlung dieser Problematik ist Bestandteil der weiteren Projektschritte. Bei den im Rahmen der Szenarien genannten Technologien handelt es sich um Beispiele, die einer besseren Anschaulichkeit der Szenarien dienen sollen.

4.1. Schlüsselfaktoren

Im Folgenden werden die acht identifizierten Schlüsselfaktoren beschrieben. Dabei wird jeder Schlüsselfaktor zunächst definiert und anschließend in seinem Ist-Zustand beschrieben. Abschließend werden für jeden Schlüsselfaktor drei bzw. vier Zukunftsprojektionen beschrieben, die, wie erläutert, in den entsprechenden Workshops erarbeitet wurden.

4.1.1. SF 1: Politische Rahmenbedingungen

4.1.1.1. Definition

Die politischen Rahmenbedingungen umfassen Gesetze, Verordnungen und Fördermaßnahmen oder auch das Handeln der Ministerien, Ämter etc., die die drei Teilbereiche der technischen Wertschöpfungskette, Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung, direkt oder indirekt betreffen. Dies sind in erster Linie Maßnahmen der EU, des Bundes, danach aber auch der Länder und der Kommunen.

4.1.1.2. Ist-Zustand

Bezüglich der politischen Rahmenbedingungen sind drei Ebenen zu beachten, die zunehmend miteinander verflochten sind, sodass Entwicklungen auf einer Ebene Rückwirkungen auf Aktivitäten auf einer anderen Ebene haben. Auf internationalem Terrain sind vor allem die internationalen Klimaverhandlungen und die Handelsabkommen mit Kanada (Comprehensive Economic and Trade Agreement, CETA) und den USA (Transatlantic Trade and Investment Partnership, TTIP) zu nennen. Nach der Verabschiedung des Kioto-Protokolls mit verbindlichen Reduktionszielen für Treibhausgasemissionen für die meisten Industrieländer (u.a. Deutschland) 1997 stocken die internationalen Klimaverhandlungen jedoch seit Jahren. Dies ist vor allem auf Widerstände seitens der Entwicklungs- und Schwellenländer (z.B. China) sowie den USA zurückzuführen. Seit einigen Jahren sind jedoch gewisse Bewegungen in Richtung eines konstruktiven Dialogs zu beobachten. Die Europäische Union (EU) hingegen nimmt seit Jahren eine gewisse Vorreiterrolle ein und versucht durch eigene Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen die Blockaden zu überwinden²¹. Die Handelsabkommen haben zum Ziel, Handelsschranken abzubauen sowie Investitionen und den bilateralen Handel zu befördern. Die Energiemärkte spielen dabei eine zentrale Rolle. Während Befürworter Wohlfahrtsverbesserungen infolge der Beseitigung insbesondere noch bestehender nicht monetärer Handelsschranken (z.B. unterschiedliche Produktstandards) als Argument ins Feld führen, befürchten die Kritiker eine Aufweichung der Sozial- und Umweltstandards.²² Während die Verhandlungen zu TTIP noch andauern, wurde Ende September 2014 der Abschluss zwischen der kanadischen und der europäischen Verhandlungsdelegation verkündet, wobei jedoch noch die Verabschiedung

²¹ Siehe z.B. Dröge (2012).

²² Vgl. CEPR (2013).

durch die Parlamente aussteht. Derzeit nimmt die Bundesregierung eine eher zurückhaltende Haltung ein.²³

Auf der europäischen Ebene verabschiedete im Juni 2010 der Europäische Rat die „Europa 2020“-Strategie für Beschäftigung und intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum²⁴. Eines der fünf Kernziele („Klimawandel und Energie“) sieht neben der Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 20% im Vergleich zu 1990 und der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 20% auch eine 20-prozentige Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 vor. In der Folge wurde eine Reihe von Gesetzesvorhaben angestoßen (z.B. die Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandels). Ende Oktober 2014 haben sich die EU-Staats- und Regierungschefs auf eine Weiterentwicklung des Rahmens bis 2030 geeinigt:

- ▶ Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990,
- ▶ Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 27% sowie
- ▶ Erhöhung der Energieeffizienz auf 27% in Relation zu 2007,

wobei das Energieeffizienzziel nicht verbindlich für die Mitgliedsstaaten ist.²⁵

Hinsichtlich der Energiemärkte hat sich die EU zum Ziel gesetzt, die Binnenmärkte für Strom und Gas bis 2014 zu vollenden. Hierzu hat sie bereits 2009 das dritte Binnenmarkttrichtlinienpaket verabschiedet. Die Gas- und die Stromrichtlinie des dritten Pakets für einen EU-Binnenmarkt für Gas und für Strom traten im März 2011 unmittelbar in Kraft und werden seitdem von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt, wobei es teilweise erhebliche Vollzugsdefizite gibt. In der Folge des dritten Richtlinienpakets hat die EU zudem umfangreiche weitere Gesetzesinitiativen auf den Weg gebracht. So wurde unter der Verordnung Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen das Europäische Netzwerk für Gasfernleitungsbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSOG) etabliert, in dessen Verantwortlichkeiten u.a. die Erarbeitung und Konsultierung eines Ausbauplanes für die Infrastruktur für die nächsten zehn Jahre fällt. Dieser Plan ist jährlich zu aktualisieren. Ferner wurde ACER (Agency for Cooperation of Energy Regulators) mit Sitz in Ljubljana gegründet. Die Agentur ist keine eigenständige Regulierungsbehörde. Ihr fallen jedoch wichtige Aufgaben z.B. im Zuge der Erarbeitung von Netzkodizes in Zusammenarbeit mit ENTSOG zu. Generell soll die Behörde dabei mitwirken, die Regeln für die Strom- und Gasmärkte EU-weit weiter zu vereinheitlichen. Die Notwendigkeit für weitere Harmonisierungsmaßnahmen geht aus dem zweiten Monitoringbericht von ACER hervor, der innerhalb der EU noch große Unterschiede hinsichtlich der angewendeten Regelungen, Prozesse und Abläufe auf den verschiedenen technischen Wertschöpfungsstufen feststellt²⁶. Weitere Gesetzesinitiativen betreffen z.B. den Energiehandel (z.B. REMIT), die Koordinierung und Förderung des Ausbaus der Infrastrukturen (z.B. Energy Infrastructure Package) sowie die Sicherung der Energieversorgung. Der letzte Punkt wurde anlässlich des Transitstreits zwischen der Ukraine und Russland aufgegriffen, in dem zwischen dem 7. und 20. Januar 2009 die Lieferung russischen Gases durch die Ukraine unterbrochen wurde, mit der Folge, signifikanter Versorgungsengpässe vor allem

²³ Vgl. BMWi (2014a).

²⁴ Vgl. http://ec.europa.eu/europe2020/index_de.htm, Stand: 29.09.2014.

²⁵ Vgl. Fischer (2014).

²⁶ Vgl. ACER/CEER (2013).

in Südosteuropa. In der Folge wurde in der Europäischen Union das Gaskrisenrecht überarbeitet und die Verordnung zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung Nr. 994/2010 erlassen.

Auf nationaler Ebene hat die Bundesregierung 2010 ein neues Energiekonzept formuliert, das unter dem Begriff „Energiewende“ bekannt ist²⁷. Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie, der Förderung der erneuerbaren Energien, der Erhöhung der Energieeffizienz und der Reduktion der Treibhausgasemissionen enthält es auch Ziele hinsichtlich der Anpassung des Strommarktdesigns, um den kommenden Anforderungen gerecht zu werden. Die meisten Zielvorgaben sind quantifiziert mit einer klaren zeitlichen Vorgabe verbunden, wobei für ausgewählte Punkte auch konkrete Zwischenziele formuliert sind. Obwohl der Fokus eindeutig auf dem Stromsektor liegt, hat das Konzept aufgrund der Wechselwirkungen auch unmittelbare Auswirkungen für den Gasmarkt. Dies sind zum einen die im Strommarkt aktiven Gaskraftwerke, deren Profitabilität direkt durch das zukünftige Strommarktdesign, den Ausbau der erneuerbaren Energien und den sich aus den klimapolitischen Maßnahmen ergebenden CO₂-Preis betroffen ist²⁸. Zum anderen werden sich die Maßnahmen zur Erreichung der Energieeffizienzziele (z.B. im Gebäudebereich) auf den Wärmebedarf auswirken.

Zentrale Vorgaben für den deutschen Gassektor sind auch im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegt. In § 1 EnWG werden allgemeine Zielvorstellungen der deutschen Energiepolitik formuliert, die auch als energiepolitisches Zieldreieck bezeichnet werden. Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gelten als gleichberechtigte Ziele. Ferner regelt das Gesetz die grundsätzliche Strukturierung des Sektors. So konzentriert sich die Regulierung im Wesentlichen auf die Transport- und Verteilnetze, während die vor- und nachgelagerten Stufen (Gasproduktion und Gasverwendung) grundsätzlich als wettbewerblich und somit nicht regulierungsbedürftig eingestuft werden²⁹. Verteilernetzbetreiber müssen nach §7 EnWG von anderen Aktivitäten des Versorgungsunternehmens gesellschaftsrechtlich entflochten sein, wobei kleinere Unternehmen (weniger als 100.000 angeschlossene Kunden) ausgenommen sind. Dies bedeutet, dass Versorger den Netzbetrieb in eigenständige Gesellschaften ausgliedern müssen. Für Transportnetzbetreiber gelten etwas strengere Entflechtungsregeln. Sie können, müssen jedoch nicht, eigentumsrechtlich getrennt betrieben werden. Seit 2009 unterliegen die Netzbetreiber einer Anreizregulierung, in der temporär eine Entkopplung der Erlöse von den tatsächlichen Kosten erfolgt, wodurch die Unternehmen zu effizientem Verhalten angereizt werden sollen. Aufgrund der föderalen Struktur Deutschlands ist die Regulierungsaufsicht zwischen den Länderregulierungsbehörden und der Bundesnetzagentur (BNetzA) aufgeteilt, wobei die BNetzA für größere Netzbetreiber verantwortlich ist. Die Landesregulierungsbehörden können im Zuge der Organleihe auch die Verantwortlichkeit auf die BNetzA übertragen. Einige Bundesländer machen von dieser

²⁷ Siehe BMWi (2014b).

²⁸ Zu weiteren Erläuterungen siehe SF 4 „Kosten & Preise“.

²⁹ Hintergrund dieser Vorgehensweise ist, dass Netze (insbesondere Energienetze) aufgrund ihrer Kostenstrukturen in der Regel als natürliche Monopole angesehen werden, die nicht wettbewerblich organisiert werden können, da es ansonsten zu einem ruinösen Wettbewerb kommt. Um jedoch Monopolgewinne zu vermeiden, werden sie daher staatlich reguliert (vgl. z.B. Borrmann und Finsinger 1999). Bei Gasnetzen wird jedoch unter bestimmten Umständen Wettbewerb zwischen Pipelines als hinreichend disziplinierend angesehen (Leitungswettbewerb), was eine Regulierung obsolet werden ließe. Diese Öffnungsklausel ist auch im deutschen Recht in § 3 Abs. 2 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) enthalten, von der jedoch bisher kein Gebrauch gemacht worden ist.

Möglichkeit Gebrauch. Im Rahmen der gegenwärtigen Evaluierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) werden seitens der Netzbetreiber vor allem unzureichende Investitions- und Innovationsanreize angemahnt und auf entsprechende Änderungen des Rechtsrahmens gedrungen.

Im Zuge der Einführung der ARegV wurden der BNetzA zudem umfangreiche Ermächtigungen erteilt, Verordnungen und Ausführungsbestimmungen zu erarbeiten. Diese Befugnisse wurden in den letzten Jahren sukzessive erweitert. Die rechtlichen Grundlagen für die Tätigkeit der BNetzA im Bereich Strom und Gas finden sich u.a. in der EU Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandels (REMIT-Verordnung), im EnWG und den auf seiner Grundlage erlassenen nationalen Verordnungen sowie im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Neben der Kernaufgabe der Genehmigung der Netzentgelte für die Durchleitung von Gas und Strom sind weitere Punkte die Verhinderung bzw. Beseitigung von Hindernissen beim Zugang zu den Energieversorgungsnetzen für Lieferanten und Verbraucher, die Standardisierung von Lieferanten-wechselprozessen und die Verbesserung von Netzanschlussbedingungen für neue Kraftwerke. Seit 2011 erfüllt die BNetzA darüber hinaus verschiedene Aufgaben beim Ausbau der Stromnetzinfrastruktur. Insbesondere bei der Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen marktlichem und wettbewerblichem Bereich hat die Anzahl der von der BNetzA festgelegten Marktprozesse in den vergangenen Jahren erheblich zugenommen. Diese Prozesse werden ständig weiterentwickelt und verändert - auch durch gesetzliche Vorgaben aus Berlin oder Brüssel.

Unternehmen der Gasverwendung sind je nach Tätigkeitsfeld von einer Vielzahl von regulatorischen Maßnahmen und Vorgaben betroffen, z.B. im Bereich des Verbraucherschutzes, der Produkthaftung, der technischen Sicherheit und der Energieeffizienz. Hervorzuheben sind in diesem Kontext z.B. der Ende 2014 durch die Bundesregierung beschlossene Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (Nape) und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, die in engem Zusammenhang mit den auf EU-Ebene durch die Staats- und Regierungschefs verabschiedeten Zielen stehen. Während beim Nape die Gebäudesanierung erneut in den Fokus rückt, für die die Bundesregierung zusätzlich ca. eine Mrd. Euro jährlich zur Verfügung stellen wird, ist ein Element des Aktionsprogramms Klimaschutz, die Kraftwerksbetreiber zu verpflichten, bis 2020 über die bisherigen Pläne hinaus weitere 22 Mio. Tonnen CO₂ zusätzlich einzusparen, um die vorgegebenen Klimaziele zu erreichen³⁰. Während die Maßnahmen im Rahmen von Nape entsprechende Auswirkungen auf den Wärmebedarf bewirken sollen, zielen die zusätzlichen CO₂-Reduktionsvorgaben vor allem auf die fossilthermischen Kraftwerke ab, hier insbesondere Stein- und Braunkohlekraftwerke. Hinsichtlich des Erdgases beinhaltet das Klimaaktionsprogramm auch eine Verlängerung der Subventionen in Form von steuerlichen Begünstigungen für Erdgasautos, wodurch Investitionen in die Antriebstechnologie und ein entsprechendes Tankstellennetz angereizt werden sollen. Eine weitere Maßnahme ist eine freiwillige Selbstverpflichtung der Verbände der deutschen Wirtschaft, ein nationales Netzwerk zur Energieeffizienz aufzubauen, um ebenfalls zusätzlich fünf Mio. Tonnen CO₂ zu vermeiden. Die Maßnahme soll durch ein kontinuierliches Monitoring begleitet werden³¹. Der BDEW will in diesem Zusammenhang Ende Januar 2015 Empfehlungen für notwendige Veränderungen der Rahmenbedingungen

³⁰ Vgl. BMWi (2014c) und BMUB (2014).

³¹ Vgl. BMWi (2014d).

für Erdgas für die Bereiche Wärme- und Strommarkt, Mobilität, Transport und Versorgungssicherheit geben. Im Wärmemarkt wird unter anderem die Zusammenlegung von Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie der Abbau von bürokratischen Hemmnissen für Mikro-BHKW empfohlen, im Strommarkt eine schnelle Novelle des KWK-Gesetzes mit einer zumindest vorübergehenden Förderung von effizienten Bestandsanlagen. Beim Thema Versorgungssicherheit wird eine strategische Reserve abgelehnt, aber die Forderung nach besser geregelten Verantwortlichkeiten für Vertriebe und Netzbetreiber erhoben. Zudem müssten Kriterien für das gewünschte Ausmaß an Versorgungssicherheit entwickelt werden³². Bereits im Oktober 2014 hat die Bundesregierung ein Maßnahmenpaket zur Digitalisierung der deutschen Industrie verabschiedet, in dem die Energiewirtschaft eine zentrale Rolle einnimmt. Allerdings zielen die Vorhaben über eine Flexibilisierung der Erzeugungs- und Nachfrageseite vor allem auf den Stromsektor ab und weniger direkt auf Gas. In diesem Kontext soll in so genannten „Schaufensterregionen“ die Integration erneuerbarer Energien unter Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien großflächig getestet werden³³.

Die politischen Rahmenbedingungen, in denen sich die Unternehmen der Gaswirtschaft bewegen, sind somit von einem umfangreichen Geflecht an Gesetzen, Verordnungen und Ausführungsbestimmungen auf nationaler und europäischer Ebene gekennzeichnet³⁴. Es wird nicht nur die bestehende Gesetzgebung in schnellen Abständen angepasst und novelliert, sondern auch neue Rechtsvorschriften eingeführt, um bestehende Regelungslücken zu schließen bzw. eine bereits existente Rahmensetzung zu konkretisieren. Für Novellierungen sei beispielhaft auf die Änderungshäufigkeit des EnWG und des EEG verwiesen. Hinsichtlich neuer Rechtsvorschriften sei auf das 2012 verabschiedete Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, KSpG) verwiesen, das auch als CCS-Gesetz bezeichnet wird. Es schließt eine Lücke, um die Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten auf eine rechtssichere Basis zu stellen.

Aufgrund der sinkenden einheimischen Gasförderung³⁵ ist eine weitere essentielle Randbedingung für die deutsche Gaswirtschaft die Zugangsmöglichkeit zu den Weltmärkten. Dies gilt umso mehr, da der Umstand von sich erschöpfenden Gasquellen tendenziell für die gesamte EU gilt, sodass eine Lösung allein über die Vollendung des EU-Binnenmarktes nicht hinreichend ist. Deutschland importierte 2013 91,6% seines Erdgasaufkommens, davon stammen aus Russland 35,4%, aus den Niederlanden 23,9%, aus Norwegen 26,9 % und weitere 5,4% u.a. aus Dänemark und Großbritannien³⁶. Außer Norwegen, das im weiteren Sinn zur Einflussphäre der EU gezählt werden kann, hat Deutschland somit nur Zugang zu Russland als Nicht-EU-Mitgliedsstaat. Da Deutschland über kein eigenes LNG-Anlandeterminale verfügt, erfolgt der Bezug von Erdgas ausschließlich über Hochdruckpipelines. Insgesamt hat Deutschland somit einen eher eingeschränkten Zugang zu außereuropäischen Bezugsquellen. Dies gilt umso mehr, da die Verlässlichkeit von Russland aufgrund seiner Auseinandersetzungen mit Nachbarländern, die zugleich Transitländer für den Import russischen Gases nach

³² Vgl. BDEW (2015).

³³ Vgl. BMWi (2014e).

³⁴ Eine Übersicht ist zu finden in BMWi (2014f).

³⁵ Siehe auch SF 7 „Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit“.

³⁶ Vgl. BMWi (2014g).

Deutschland sind, zumindest nicht hundertprozentig gewährleistet ist. Es sei auf die Lieferunterbrechungen aufgrund von Streitigkeiten von Russland mit Weißrussland (2006) und der Ukraine (2009) sowie den derzeit schwelenden Russland-Ukraine-Konflikt hingewiesen. Allerdings hat Deutschland über das transeuropäische Gasnetz indirekten Zugang zu weiteren Bezugsquellen. EU-weit werden z.B. ca. 10% aus Nordafrika über Pipelines nach Spanien und Italien importiert. Ferner machen LNG-Importe weitere ca. 20% aus³⁷. LNG Anbieter für die EU sind vor allem Katar, Trinidad & Tobago sowie Algerien. Die meisten LNG-Anlandeterminals befinden sich in Italien, auf der iberischen Halbinsel, in Italien und dem Vereinigten Königreich.

4.1.1.3. Projektionen

Projektion A: Regulatorischer Flickenteppich der EU

Es bestehen keine nennenswerten Beschränkungen hinsichtlich des Zugangs zu Bezugsquellen für Gas außerhalb der Europäischen Union (EU). Dies gilt sowohl für über Pipelines importiertes Gas als auch für die Beschaffung von LNG. Allerdings ist der Gasmarkt innerhalb der EU stark reglementiert, wobei zwischen den Mitgliedsstaaten sehr heterogene und inkonsistente Regelungen existieren, wodurch es zu einer regionalen Fragmentierung kommt.

Es gilt das Primat der Regulierung. Der Staat ist treibende Kraft. Die Regeln sind sehr detailliert ausgestaltet. Sie werden immer wieder an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst. Auch marktliche Prozesse sind regulatorischen Vorgaben ausgesetzt. Innerhalb der EU gelten keine einheitlichen Regeln. Diese divergieren von Land zu Land zum Teil erheblich. Innerhalb der Branche gibt es sehr unterschiedliche Interessenslagen mit einzelnen starken Partikularinteressen, die ihre Anliegen beim Normengeber gut platzieren und durchsetzen können. Auf diese Weise werden auch spezifische Subventionen bzw. Fördermaßnahmen generiert. Gas ist generell politisch akzeptiert. Es bestehen kaum Beschränkungen beim Zugang zu inner- und außereuropäischen Förderquellen. Dies beinhaltet auch den Import von LNG. Zu den Importeuren besteht ein ausgewogenes Interessensverhältnis.

Projektion B: EU-Binnenmarkt ohne Schranken

Es besteht freier Zugang zu den unterschiedlichen Gasförderregionen. Das Gas kann ohne Einschränkungen innerhalb des EU Binnenmarktes fließen, gehandelt und verwendet werden.

Innerhalb der EU gelten einheitliche Regeln für den Gasmarkt. Dies gilt über die gesamte technische Wertschöpfungskette. Akteure aus einem Land finden die gleichen Bedingungen in anderen Mitgliedsstaaten vor. Es gibt keine nationalen Unterschiede. Dies gilt sowohl für geltendes Recht als auch für die praktische Anwendung durch nationale Regulierungsinstanzen. Die Regulierung ist klar strukturiert, stabil und auf wesentliche Kernelemente beschränkt. Sie lässt viel Raum für Marktaktivitäten. Die Schnittstellen zwischen regulierten und wettbewerblichen Bereichen sind klar definiert. Zwischen Politik und Industrie existiert eine kooperative Beziehung mit einem gemeinsamen Verständnis über zukünftige Entwicklungen. Gas ist akzeptierter Partner der erneuerbaren Energien mit vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten. Die geopolitischen Verhältnisse sind stabil. Der Zugang zu inner- und außereuropäischen Bezugsquellen (inkl. LNG) ist ohne signifikante

³⁷ Vgl. Stronzik (2012).

Beschränkungen gewährleistet. Es besteht ein ausgewogenes und vertrauensvolles Verhältnis zwischen Gasproduzenten und Importeuren. Gas wird nicht zu strategischen Zwecken verwendet. Dies gilt auch für Russland, zu dem ein Vertrauensverhältnis auf Augenhöhe besteht. Der EU-Binnenmarkt ohne Schranken ist Wirklichkeit.

Projektion C: Enges Korsett

Der Zugang zu den Weltmärkten für Gas ist stark eingeschränkt. Zudem wird der innereuropäischen Gaswirtschaft durch staatliche Regulierungen ein enges Korsett verpasst, die heterogen und inkonsistent ausgestaltet sind mit entsprechenden Auswirkungen auf Verwendungsmöglichkeiten.

Die nationalen Staaten innerhalb der EU sind die Hauptakteure und treten als zentrale Planer der Aktivitäten im Gasmarkt auf. Dabei gibt es unterschiedliche Ansätze innerhalb der EU. In Deutschland gibt die Politik die Richtung vor. Aus Zielvorgaben werden konkrete Handlungsschritte abgeleitet, die nachfolgend in detaillierte Regulierungen umgesetzt werden. Dem Markt wird durch diese Vorgaben ein enges Korsett verpasst. Die Unternehmen bewegen sich in engen und durch die Regulierung vorgegebenen Grenzen. Es besteht wenig Spielraum zur eigenen Entfaltung. Im Gegenzug werden Subventionen gewährt, um Aktivitäten auf einem gewissen Niveau zu gewährleisten. Es gibt signifikante Beschränkungen beim Zugang zu Gas (z.B. aufgrund instabiler politischer Verhältnisse in wichtigen Förderländern oder unzureichender Marktpositionen von deutschen bzw. europäischen Gasimporteuren). Insbesondere kommt LNG nicht in den Markt. Pipelinegas ist vorherrschend. Es existiert eine bipolare Partnerschaft zwischen der EU und Russland. Grundsätzlich ist Gas jedoch politisch wenig akzeptiert.

Projektion D: Eingeschränkter EU-Binnenmarkt

Der Zugang zu den Weltmärkten für Gas ist stark eingeschränkt. Innerhalb der EU ist der Binnenmarkt bedingt funktionsfähig.

Ein EU-weiter Binnenmarkt ist grundsätzlich implementiert. Neben dem Marktprinzip gibt es eine starke Akzentuierung der Regulierung. Eine vollständige Harmonisierung der Regelungen steht aus. Zwischen den Mitgliedsstaaten bestehen insbesondere noch Umsetzungsdifferenzen hinsichtlich der regulatorischen Praxis. Innerhalb der Branche besteht eine ausgewogene Interessenslage zwischen den beteiligten Akteuren. Allerdings können die gemeinsamen Interessen gegenüber Politik und Gesellschaft nur schwer vermittelt und durchgesetzt werden. Anstelle eines partnerschaftlichen Verhältnisses zwischen Politik und Industrie gilt das Primat der Politik, deren Interessen sich nicht immer mit denen der Industrie decken. Darüber hinaus bestehen Beschränkungen hinsichtlich des Zugangs zu potenziellen Gasproduzenten (z.B. aufgrund instabiler politischer Verhältnisse in wichtigen Förderländern oder unzureichender Marktpositionen von deutschen bzw. europäischen Gasimporteuren). LNG kommt nicht in den Markt. Pipelinegas dominiert. Zudem sind die Verhältnisse in einigen Förderländern instabil.

4.1.2. SF 2: Technische Rahmenbedingungen

4.1.2.1. Definition

Die technischen Rahmenbedingungen beziehen sich insbesondere auf Standards und Normen, die die drei Teilbereiche Gasproduktion, Gasversorgung und Gasverwendung betreffen. Verfasst werden sie von nationalen (DVGW, VDE, DIN, DKE, etc.), europäischen (CEN, etc.) und internationalen (IEC, ISO, etc.) Standardisierungsorganisationen sowie Industrieverbänden, die Industriestandards spezifizieren. Weitere Normengeber sind die Europäische Kommission sowie nationale Ministerien und Regulierungsinstanzen (z.B.

Bundesnetzagentur). Auch generelle Aspekte z. B. bzgl. der Interoperabilität verschiedener (Teil-) Systeme werden berücksichtigt.

4.1.2.2. Ist-Zustand

Normen und Standards dienen der Standardisierung von Verfahren, Prozessen und Produkten. Laut dem Deutschen Institut für Normung e.V. (DIN) beziffert sich der Nutzen von Standardisierungsprozessen auf rund 16 Mrd. € p.a.³⁸ So bilden Standardisierungen z.B. ein wesentliches Hilfsmittel zur Vermeidung von technischen Handelshemmnissen und erleichtern somit den Unternehmen den Zugang zu den Weltmärkten. Dies gilt naturgemäß nur dann, wenn sie international harmonisiert sind. Andernfalls kehrt sich der Vorteil ins Gegenteil um. Normen und Standards kommt darüber hinaus in der Produkthaftung eine wichtige Rolle zu. Während Normen ein durch ein geregeltes Normungsverfahren und durch Konsens aller am Verfahren beteiligter Akteure beschlossenes Regelwerk sind, sind Standards nicht zwingend an ein geregeltes Verfahren, Regelwerk oder an den Konsens aller interessierten Kreise gebunden. Da Standards somit wesentlich schneller entstehen können wie Normen, sind diese oft die Grundlage für die spätere Normenentwicklung. Auch Normen bilden jedoch zunächst nur eine Richtschnur, deren Einhaltung auf Freiwilligkeit beruht. Verbindlich werden Normen dann, wenn sie z.B. Bestandteil eines Vertrages werden oder in Bezug zu Gesetzen oder Verordnungen stehen.³⁹

Die Standardisierung findet gegenwärtig überwiegend in industrieller Selbstverwaltung statt. Vereinfacht ausgedrückt kann jeder die Erstellung beantragen. Normen werden dann in den Ausschüssen der entsprechenden Normungsorganisationen erarbeitet, in denen neben Fachleuten auch an dem jeweiligen Thema interessierte Kreise sitzen. Je nachdem für welchen Wirtschaftsraum die Norm gültig sein soll, wird sie bei den entsprechenden Organisationen beantragt. Wichtige internationale Normungsorganisationen sind z.B. International Organization for Standardization (ISO), Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und International Telecommunication Union (ITU). Auf europäischer Ebene sind vor allem das Europäische Komitee für Normung (Comite` Europeen de Normalisation, CEN), das Europäische Komitee für elektrische Normung (CENELEC) und European Telecommunications Standards Institute (ETSI) zu nennen. Die Organisationen für Telekommunikation spielen im Gassektor vor allem im Bereich von IKT-Anwendungen eine Rolle. Für Deutschland sind die wichtigsten Standardisierungsorganisationen das Deutsche Institut für Normung e. V. (DIN), die Deutsche Elektrotechnische Kommission (DKE). Eine exponierte Stellung in der deutschen Gaswirtschaft nimmt der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) ein. Zusammen mit den DIN-Normen bildet das DVGW-Regelwerk die Grundlage aller technisch-wissenschaftlichen Aktivitäten in der Gaswirtschaft.

Standardisierungen dienen der Sicherung von gewissen Qualitätsniveaus, auf die sich Kunden verlassen können. Bei Gas spielen Sicherheitsaspekte, u.a. aufgrund der Brennbarkeit und der damit einhergehenden Explosionsgefahr, eine besonders wichtige Rolle. Hierbei treffen die diversen Normenausschüsse auf den Gebieten der Gasproduktion, der Gasversorgung und der Gasverwendung beispielsweise vielfältige Festlegungen konstruktiver und leistungstechnischer Art über Werkstoff- und Güteanforderungen sowie entsprechende Prüfverfahren. Alle Gasgeräte müssen

³⁸ Vgl. DIN (2000).

³⁹ Vgl. Cyris (2010).

umfangreiche Prüfungen bestehen, bevor sie auf den Markt kommen - erkennbar am entsprechenden Prüfzeichen. Dies gilt für industrielle, gewerbliche und private Anwendungen gleichermaßen. Ältere Gasgeräte tragen dabei noch das DVGW-Prüfzeichen. Bei Gasgeräten ab Baujahr 1996 sind die EU-Vorgaben umgesetzt, erkennbar an der CE-Kennzeichnung mit entsprechender Kennnummer. Hierbei gelten die deutschen Sicherheitsstandards als überdurchschnittlich hoch.⁴⁰

Ein zentrales Thema in den gegenwärtigen Regelsetzungen ist die Erdgasbeschaffenheit. Auf europäischer Ebene geht es z.B. im Rahmen des Normungsmandates der EU Kommission an CEN (M/400) um eine EU-weite Harmonisierung der Gasbeschaffenheit des H-Gases. Ein weiteres Mandat (M/475) befasst sich mit europäischen Normen für Biogas zum Einsatz im Transportwesen und zur Einspeisung in Erdgasrohrleitungen⁴¹. Auf nationaler Ebene ist aufgrund einer zurückgehenden L-Gasförderung ein Schwerpunkt die Umstellung der Marktgebiete von L- auf H-Gas.⁴²

Zunehmend nehmen auch staatliche Instanzen Einfluss auf die Standardisierung. Beispielhaft seien die Erarbeitung eines Schutzprofils im Rahmen der Einführung von Smart Metern durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)⁴³ sowie die Festlegungen der Bundesnetzagentur für Bilanzierungsregeln (BABi Gas), die Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel (GeLi Gas) und die Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (BEATE) angeführt. Im EU-Kontext werden zwar die Netzkodizes von ENTSOG erarbeitet, wobei ACER jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Erstellung nimmt und die Regeln im Endeffekt genehmigen muss.

4.1.2.3. Projektionen

Projektion A: Innovationsfeindliche Starre

Die Aktivitäten der Branche werden flankiert von konservativen Standards, die vorwiegend durch staatliche Instanzen gesetzt bzw. beeinflusst werden. Es herrscht ein innovationsfeindliches Klima.

Staatliche Instanzen dominieren die Standardisierungsprozesse. Einige Unternehmen entwickeln eigene proprietäre Lösungen und setzen diese ein. Allerdings engagieren sie sich nicht mehr in Standardisierungsgremien, da ihnen die Entwicklungen zu langsam verlaufen. Innovative Lösungen werden nicht mehr in die Normung eingebracht. Es haben sich daher konservative Standards herausgebildet, die zudem sehr eng und rückwärtsgerichtet formuliert sind. Dieser Effekt wird durch eine fehlende Abstimmung zwischen den Standardisierungsgremien sowohl innerhalb Deutschlands als auch über die Ländergrenzen hinweg verstärkt. Marktakteure verhalten sich daher eher zurückhaltend. Innerhalb dieses technischen Rahmens finden nur wenige Innovationen statt und die Branche verharrt überwiegend in ihren klassischen Geschäftsfeldern.

Projektion B: Schleppende Konsensbildung

Es herrscht branchenweit Goldgräberstimmung mit vielen innovativen Ideen. Allerdings bleiben die in industrieller Selbstverwaltung verfassten Normen und Standards aufgrund unterschiedlicher Interessenlagen hinter der technischen Entwicklung zurück.

⁴⁰ Vgl. DVGW (2015).

⁴¹ Vgl. DVGW (10/2014).

⁴² Vgl. Dapper (2014) und Höfling (2013).

⁴³ Vgl. Stronzik und Wissner (2014).

Die Standardisierungen erfolgen weitgehend in industrieller Selbstverwaltung. Allerdings gestaltet sich die Konsensbildung, um einheitliche Standards zu generieren, aufgrund unterschiedlicher Interessenlagen der Marktakteure problematisch. Ein Grund liegt darin, dass viele Akteure eigene proprietäre Lösungen entwickeln, um ein Alleinstellungsmerkmal am Markt zu generieren. Standardisierungen können, wenn überhaupt, erst nach langen und zähen Konsensbildungsphasen erzielt werden. In Teilbereichen, in denen mehrere Akteure gleichgerichtete Interessen haben, kann teilweise schneller vorangeschritten werden. In der Regel reagieren die Normen und Standards allerdings deutlich zeitlich verzögert auf neue technische Entwicklungen. Die bestehenden Normen und Standards sind daher oft veraltet und beruhen nicht auf dem aktuellen Stand der Technik. Sie sind somit tendenziell rückwärtsgerichtet. Eine Harmonisierung über Ländergrenzen hinweg findet kaum statt. Der Drang der Unternehmen, eigene proprietäre Lösungen zu entwickeln ist sehr ausgeprägt, sodass kontinuierlich neue Geschäftsfelder entwickelt werden. Diese erreichen jedoch in der Regel nur eine geringe Marktdurchdringung, da sie nicht durch entsprechende Standardisierungen flankiert sind. Nur in den Fällen, in denen dies gelingt, entwickeln sich massentaugliche Produkte.

Projektion C: Dynamische Bürokratie

Die Standards und Normen werden überwiegend durch staatliche Instanzen gesetzt. Grundsätzlich wird versucht, diese innovationsfreundlich auszugestalten, indem sie entwicklungsbegleitend überarbeitet werden. Allerdings führt dies nicht zu einem innovationsfreudigen Klima.

Grundsätzlich versuchen staatliche Instanzen schnell und zielgerichtet Einfluss auf die Standardisierungen zu nehmen. Parallel zu technischen Entwicklungen werden die Standardisierungen vorangetrieben. Auch findet eine Zusammenarbeit (Harmonisierung) über die Ländergrenzen hinaus statt. Aufgrund der Komplexität der Fragestellungen und der Limitierungen bürokratischer Prozesse einigt man sich in der Regel auf einfache und weniger innovative Lösungen. Die Standards werden zudem nicht offen ausgestaltet, sodass sie enge Leitplanken setzen. Dies bedingt zudem, dass sie immer wieder überarbeitet werden müssen, um sie an neue Entwicklungen anzupassen, was zu einem hohen Aufwand führt. Innerhalb dieses technischen Rahmens finden nur wenige Innovationen statt und die Branche verharrt überwiegend in ihren klassischen Geschäftsfeldern.

Projektion D: Ungebremster Fortschritt

In überwiegend industrieller Selbstverwaltung verfasste Normen und Standards, die international harmonisiert sind, sorgen für ein innovationsfreudiges Klima.

Die Standards und Normen werden vorwiegend durch die Industrie gesetzt. Sie sind offen gestaltet und werden weit ausgelegt, sodass auch neue, innovative Lösungen erfasst werden. Es findet eine kontinuierliche Weiterentwicklung statt. Aufgrund gleichgerichteter Interessen kann eine schnelle Konsensbildung der wichtigen Marktakteure erreicht werden, was zu einer schnellen Marktdurchdringung technischer Systeme führt. Technologien werden schnell von den Marktakteuren in Produkte umgesetzt. Staatliche Instanzen spielen bei der Standardisierung eine untergeordnete Rolle. Innerhalb der EU sind die technischen Rahmenbedingungen weitestgehend vereinheitlicht, sodass die Interoperabilität technischer Lösungen auch über Ländergrenzen hinweg gewährleistet ist. Darüber hinaus sind die Standards auf zusammenhängende Prozesse und die zur Anwendung

kommenden Geräte abgestimmt. Innerhalb dieses Rahmens ist die Branche innovativ tätig und entwickelt kontinuierlich neue Geschäftsfelder.

4.1.3. SF 3: Infrastruktur

4.1.3.1. Definition

Die Infrastruktur umfasst die technische und prozessuale Ausstattung, um die Tätigkeit der betrachteten technischen Wertschöpfungsstufe durchzuführen. Hierunter sind auch Informations-, Kommunikations- und Automatisierungstechniken zu subsumieren.

Die Gasproduktion beinhaltet die Bereitstellung der erforderlichen Gasmengen, um die Nachfrage zu befriedigen. Dies kann auf sehr unterschiedliche Weise erfolgen. Im Rahmen der Gasproduktion sind neben der Erschließung und Förderung von Gasvorkommen auch die Infrastruktur für den Import (z.B. über LNG-Terminals und die Anbindung an das transeuropäische Gasnetz) und die Beschaffung Teil der Betrachtung.

Die Gasversorgung bildet das prozessuale Bindeglied zwischen der Gasproduktion und der Gasverwendung. Neben den Kernelementen der Leitungen (Verteilung und Transport) und Speicher inklusive der zugehörigen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik können im weiteren Sinne auch andere Gasanlagen (z.B. Erdgastankstellen) hierunter subsumiert werden.

Die Infrastruktur der Gasverwendung bezieht sich insbesondere auf die Endkunden. Dies können sowohl stationäre Anlagen (z.B. KWK) als auch mobile Abnehmer (z.B. Fahrzeuge) sein. Es werden private, gewerbliche und industrielle Infrastrukturen betrachtet.

4.1.3.2. Ist-Zustand⁴⁴

Die Gasproduktion in Deutschland wird dominiert durch die Förderung konventioneller Erdgasvorkommen. Die Lagerstätten liegen vor allem in Norddeutschland, wobei Niedersachsen das Zentrum bildet⁴⁵. Es ist ein Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee erschlossen. Während die konventionelle Förderung in 2013 bei ca. 116 Mrd. kWh lag, wurden von den rund 150 Biogasanlagen 6 Mrd. kWh zum Gasaufkommen in Deutschland beigetragen. Die Produktion anderer Gase (z.B. SNG) befindet sich überwiegend im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Sie spielen daher momentan eine untergeordnete Rolle. Auch die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen (Fracking) findet bisher in Deutschland nicht statt.

90% des deutschen Gasaufkommens werden durch Importe abgedeckt. Während in Europa bereits mehrere LNG-Anlandeterminals in Betrieb und weitere geplant sind, ist kein eigenständiges Anlandeterminale für LNG in Deutschland existent⁴⁶. Daher wird das Gas über Hochdruckpipelines (> 1 bar) importiert. Das deutsche Fernleitungsnetz ist gut in das europäische Hochdrucknetz eingebunden. Es bestehen diverse Grenzübergangspunkte zu den Nachbarländern. Zudem wurde 2012 die Ostseepipeline Nord Stream vollständig in Betrieb genommen, die Erdgas über zwei Stränge aus Russland direkt durch die Ostsee

⁴⁴ Detaillierte Ausführungen zum Istzustand der Gasinfrastruktur sind auch in den Beschreibungen der Technologiefelder zu finden.

⁴⁵ Vgl. LBEG (2014).

⁴⁶ Vgl. GIE (2015).

nach Deutschland transportiert⁴⁷. Zwei weitere Großprojekte, Nabucco und South Stream, die Erdgas aus dem kaspischen Raum nach Mitteleuropa liefern sollten, wurden wieder fallen gelassen⁴⁸. Das deutsche Gasnetz hat sich zu einer Drehscheibe für den Erdgastransport und die damit korrespondierenden Handelsströme entwickelt. Ein hoher Prozentsatz des durch die deutschen Netze geleiteten Gases dient daher dem Transit. Die Transportwege gehen primär von Ost nach West (Import russischen Gases) und von Nord nach Süd (Import aus den Niederlanden und Norwegen). Die gute physische Einbindung in das europäische Gasnetz gilt allerdings nicht für alle Regionen der EU. So sind vor allem Finnland, die iberische Halbinsel sowie große Teile Südosteuropas nur bedingt gekoppelt. An das Fernleitungsnetz sind auch die großen Untertagespeicher angebunden. Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher befinden sich an zahlreichen Stellen des Bundesgebietes. Kavernenspeicher beschränken sich aufgrund der geologischen Gegebenheiten vor allem auf Norddeutschland. In den Untertagespeichern können größere Erdgasvolumina zu einer späteren Verwendung zwischengespeichert werden. In Deutschland sind 51 Untertagespeicher in Betrieb, deren Volumen ca. ein Viertel des deutschen Gasbedarfs abdecken. Weltweit stellt Deutschland nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation dar.⁴⁹

Innerhalb Deutschlands wird das Erdgas über die sich ans Fernleitungsnetz anschließenden Verteilnetze zu den Endverbrauchern transportiert. Die Verteilnetze werden überwiegend im Niederdruckbereich (< 1 bar) betrieben. Das nationale Gasnetz erstreckt sich über rund 523.000 km, wobei über 90% der Leitungslänge auf das Verteilnetz entfällt.⁵⁰

Hauptanwendungsfelder für Gas sind die Wärme- und Stromerzeugung, häufig in Kombination in KWK-Anlagen, die in der Regel wärmegeführt sind. Die Spannbreite reicht von industriellen Großanlagen bis hin zu Mini-BHKWs in Haushalten. Während die industriellen Anlagen in der Regel auf einen effizienten Betrieb ausgerichtet sind und dem neuesten technischen Stand entsprechen, ist der Bestand im Haushaltsbereich vielfach veraltet. So entsprechen z.B. rund 75% der Heizungen in Haushalten nicht dem Stand der Technik⁵¹. Von untergeordneter Bedeutung sind derzeit die direkte stoffliche Verwertung des Energieträgers sowie der Einsatz im Mobilitätssektor. So gibt es derzeit in Deutschland ca. 100.000 Erdgasfahrzeuge. Zur Versorgung mit verflüssigtem Erdgas (LNG), komprimiertem Erdgas (CNG) und Biomethan stehen rund 900 Tankstellen zur Verfügung. Allerdings sind die Zulassungen von erdgasbasierten Fahrzeugen in 2014 gegenüber den Vorjahren leicht angestiegen.⁵²

Die Infrastruktur in Deutschland ist insgesamt entlang der technischen Wertschöpfungskette in vielen Bereichen gut ausgebaut und zeichnet sich aufgrund der hohen technischen Standards durch eine hohe Zuverlässigkeit aus. Die Kopplung zu anderen Energieinfrastrukturen (z.B. Strom) ist vor allem in der Gasproduktion und Gasversorgung wenig ausgeprägt. So kommen beispielsweise Power-to-Gas Anlagen

⁴⁷ Vgl. Nord Stream (2013).

⁴⁸ Vgl. z.B. Focus (2015)

⁴⁹ Vgl. LBEG (2014).

⁵⁰ Vgl. BNetzA (2014a).

⁵¹ Vgl. BDEW (2015).

⁵² Vgl. erdgas mobil GmbH (02/2015).

derzeit nur als Pilot- und Demonstrationsanlagen zum Einsatz. Im Rahmen der Netzentwicklungspläne gibt es erste Tendenzen, die Netzinfrastrukturen aufeinander abzustimmen. Dieser Prozess befindet sich jedoch erst am Anfang⁵³. Kopplungen bestehen für bestimmte Anwendungsfälle eher auf der Verwendungsseite, z.B. durch den Einsatz bivalenter Anlagen, die bei Bedarf auf einen anderen Brennstoff wechseln können.

4.1.3.3. Projektionen

Projektion A: Konvergenz der Energieinfrastrukturen

Gut funktionierende Gasinfrastrukturen sind in einem komplexen System perfekt mit anderen Energieinfrastrukturen (z.B. Strom) gekoppelt.

Die Infrastruktur zeichnet sich durch eine hohe Effizienz und Zuverlässigkeit aus. Der Zustand der Anlagen ist gut, sie sind gut ausgelastet. Die unterschiedlichen Netze (u.a. Strom, Gas, Wärme und Information) sind konvergiert. Die erneuerbaren Energien sind gut eingebunden. Die Systemstruktur ist dezentral mit vielen Kopplungspunkten zu anderen Energieinfrastrukturen. Die Dezentralität impliziert eher kleinteilige Lösungen, was den Verlust von Skaleneffekten (z.B. in Form niedrigerer Wirkungsgrade und höherer spezifischer Kosten) zur Folge hat. Die Vernetzung erfolgt durch IKT. Die Infrastruktur ist verbrauchernah aufgestellt mit einem hohen Eigenversorgungsanteil. Die Importabhängigkeit ist reduziert. Gasspeicher werden durch Stromspeicher (z.B. PtG, Pump- oder Batteriespeicher) systematisch ergänzt. Ein starker Fokus der Infrastrukturbetreiber ist auf die langfristige Weiterentwicklung des Gesamtsystems gerichtet. Kurzfristiges Renditestreben spielt eine untergeordnete Rolle. Die Marktbedingungen sind perfekt der Infrastruktur angepasst. Technologisch kommen vor allem mobile Hybridsysteme (vor allem auf Basis der Gasbrennstoffzelle), KWK und Solarthermie zur Anwendung. Die Systeme sind auch auf Verbraucherseite miteinander gekoppelt. Durch die infolge der Kopplung erreichte Flexibilität und Robustheit müssen Einzelsysteme nicht mehr auf den maximalen Lastfall bzw. Extremfälle ausgelegt werden, da automatisch Back-ups durch die gekoppelten Energieinfrastrukturen zur Verfügung stehen. Als Folge kommt es zu einer verbesserten Auslastung. Die Energiewende ist gelungen. Allerdings hat das System eine hohe Komplexität.

Projektion B: Nicht ausentwickelt

Kurzfristiges Denken führt zur Verbreitung einer Cash Cow-Mentalität, wodurch den Herausforderungen der Energiewende nur ungenügend begegnet werden kann.

Es hat eine Konvergenz der Energienetze stattgefunden. Die erneuerbaren Energien sind gut integriert, weshalb die Infrastrukturen gut ausgelastet (effizient) sind. Die Einbindung der erneuerbaren Energien erfolgt vor allem durch separate stationäre Hybridsysteme (z.B. Holz, PV etc.). Der Einsatz von IKT ist erforderlich, wobei sie nur vereinzelt zur Anwendung gebracht wird. Die verwendeten Technologien und Prozesse sind in der Regel nicht ausgereift, was in der Folge teilweise zu eingeschränkten Verfügbarkeiten führt. In allen technischen Wertschöpfungsstufen ist der Wartungsaufwand hoch. Neben herkömmlichen Gasspeichern haben sich keine anderen Speichermedien etabliert. Es hat sich in Teilen eine Cash Cow-Mentalität ausgebreitet, weshalb sich die Gasinfrastruktur insgesamt durch eine unterdurchschnittliche Zuverlässigkeit auszeichnet.

Projektion C: Eigenbrötlerisches Dasein

⁵³ Vgl. FNB Gas (2014).

Die Gasinfrastruktur wird separat von anderen Energieinfrastrukturen betrieben und entwickelt. Vernetztes Denken findet nicht statt.

Die Zuverlässigkeit der Infrastruktur ist hoch. Allerdings ist sie für die aktuellen Erfordernisse überdimensioniert, sodass eine effiziente (im Sinne von hoher Auslastung) Nutzung nicht gewährleistet ist. So werden beispielsweise die bestehenden Kapazitäten der Gasnetze auch in Extremsituationen (z.B. kalte Winter) nur teilweise in Anspruch genommen. Gas ist nicht mit den anderen Energiesektoren vernetzt. Es gibt ein Denken rein in der Sparte Gas. Erneuerbare Energien sind kaum integriert. Ein starker Fokus der Infrastrukturbetreiber ist auf die langfristige Weiterentwicklung des Gesamtsystems gerichtet. Kurzfristiges Renditestreben spielt eine untergeordnete Rolle. Die Infrastruktur ist zentral organisiert. Es gibt wenige große Systeme. So sind große PtG-Anlagen in Küstennähe errichtet, die an das Ferngasleitungsnetz angeschlossen sind. Auch große Gasspeicher sind an das Netz angeschlossen. Der Eigenversorgungsanteil ist nahe 100%, da in großem Maße unkonventionelles Gas gefördert wird. Die Technologien und Prozesse sind erprobt und ausgereift (z.B. Brennwerttechnik, Niedertemperatur).

Projektion D: Crash

Die bestehende Infrastruktur wird aufgrund kurzfristigen Renditestrebens zunehmend heruntergewirtschaftet.

Die Zuverlässigkeit und Effizienz (im Sinne von Auslastung) der Infrastrukturen ist niedrig. Eine Vernetzung der Energienetze findet nicht statt. Es herrscht ein reines Spartendenken. Die Infrastruktur ist zentral organisiert. Es bestehen erhebliche Überkapazitäten. IKT wird nur sehr rudimentär eingesetzt. Die Betreiber der Gasversorgungsnetze streben kurzfristige Gewinne an, weshalb notwendige Investitionen unterbleiben. Der Netzzustand ist unzureichend, weshalb das Netz als zentraler Stabilisator zunehmend nur eingeschränkt funktioniert. Diese Cash Cow-Mentalität hat sich auch in Teilen der Gasproduktion und Gasverwendung ausgebreitet, sodass sich gasspezifische Lösungen auch in diesen Bereichen durch eine unterdurchschnittliche Robustheit auszeichnen.

4.1.4. SF 4: Kosten & Preise

4.1.4.1. Definition

Preise und Kosten sind die zentralen Steuerungsgrößen der Aktivitäten in einer Marktwirtschaft. Die Marktakteure orientieren sich dabei an den Gewinn- bzw. Nutzenmöglichkeiten sowie den mit der Maßnahme verbundenen Risiken. Während die Höhe des Niveaus (z.B. Preisniveau) über den Bedarf bestimmt wird, wird die Vorteilhaftigkeit einzelner Maßnahmen gegenüber anderen Optionen vor allem über relative Größen (z.B. Preis von Gut x in Relation zu Preis von Gut y) gesteuert.

Es werden verschiedene Kosten und Preise berücksichtigt. Neben den Kosten für die Installation und den Betrieb von Anlagen sind dies z.B. Preise für die Gasbeschaffung und für die Nutzung der Infrastruktur (z.B. in Form von Nutzungsentgelten). Ferner sind mit den verschiedenen Produktions-, Versorgungs- und Verwendungsoptionen unter Umständen auch unterschiedliche Risiken verbunden.

4.1.4.2. Ist-Zustand

Die Endkundenpreise für den Bezug von Erdgas setzen sich aus einem wettbewerblichen Teil (vor allem Gasbeschaffung, Vertrieb und Marge, ca. 50%), einem staatlichen Anteil (Abgaben und Steuern, ca. 30%) und den Netzentgelten (ca. 20%) zusammen. Letztere

unterliegen der regulatorischen Aufsicht durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden.⁵⁴

Das Preisniveau in Deutschland für die Abgabe von Erdgas an Endkunden liegt für Haushalte mit einem Verbrauch zwischen 20 und 200 GJ leicht über dem EU-Durchschnitt. Bei Industriekunden mit einem Verbrauch zwischen 10.000 und 100.000 GJ nehmen die deutschen Endkundenpreise eine Spitzenposition ein, liegen mit 4,78 ct/kWh jedoch nicht sehr weit vom Durchschnittspreis in Höhe von 4,35 ct/kWh entfernt (Stand: 2. Halbjahr 2013)⁵⁵. Von 2000 bis 2008 stiegen die Endkundenpreise deutlich an. Sie haben sich in diesem Zeitraum in etwa verdreifacht. Im Zuge der einsetzenden weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise kam es anschließend zu einem starken Preisverfall. Parallel zur Erholung der Wirtschaft stiegen auch wieder die Gaspreise an. Waren früher die Gaspreise relativ starr an die Ölpreise gekoppelt, so ist seit einigen Jahren eine gewisse Entkopplung zu beobachten⁵⁶. Dies wird im Allgemeinen auf zwei Punkte zurückgeführt⁵⁷. Zum einen sind die USA durch die zunehmende Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen (Fracking Boom) vom Nettoimporteur von Gas zu einem Nettoexporteur geworden, was ein gewisses Überangebot auf den Weltmärkten impliziert. Zum anderen entstanden im Zuge der Liberalisierung des Gassektors Handelsplätze, an denen standardisierte Produkte gehandelt werden. Die Produktvielfalt sowie die Liquidität dieser Handelsplätze haben sich in den letzten Jahren deutlich verbessert. Im Vergleich zu den Handelsplätzen in den USA, die als die liquidesten weltweit gelten, haben die europäischen Börsen jedoch noch signifikantes Aufholpotenzial⁵⁸. Nichtsdestotrotz führen diese Entwicklungen dazu, dass die früher übliche Ölpreisindizierung von Gaskontrakten im Markt an Bedeutung verliert. Durch die Konkurrenzbeziehung von Öl und Gas im Wärmemarkt unterliegen diese Effekte jedoch einer gewissen Beschränkung.

Für die anderen beiden Preisbestandteile des Endkundenpreises gilt:

- ▶ Während die Netzentgelte für Haushaltskunden seit 2007 mit Schwankungen relativ konstant geblieben sind, ist bei Industrie- und Gewerbekunden ein leichter Anstieg zu beobachten.⁵⁹
- ▶ Eine seit Jahren steigende Tendenz weisen die staatlichen Anteile auf.⁶⁰

Der Wettbewerb auf der Endkundenebene hat seit Beginn der Liberalisierung zugenommen. Verbraucher können in der Regel aus Angeboten einer Vielzahl von Lieferanten wählen. In den meisten Regionen in Deutschland sind mehr als 50 Lieferanten aktiv. War das Wechselverhalten der Endkunden anfangs noch sehr zurückhaltend, so wechselten 2013 über 10% der Verbraucher den Anbieter. Eine signifikante Differenz zwischen industriellen und Haushaltskunden gibt es nicht mehr. Nur noch die wenigsten Verbraucher verharren in ihrem Grundversorgungsvertrag.⁶¹

Die Profitabilität des Betriebs von Gasspeichern hängt maßgeblich von der Preisdifferenz zwischen Gaslieferungen im Sommer und im Winter ab. Aufgrund des Einsatzes im

⁵⁴ Vgl. BNetzA (2014a).

⁵⁵ Vgl. BNetzA (2014a).

⁵⁶ Vgl. BMWI (2014).

⁵⁷ Vgl. z.B. Hahn und Pöpperl (2012).

⁵⁸ Vgl. Growitsch et al. (2013).

⁵⁹ Vgl. BNetzA (2014a).

⁶⁰ Vgl. BDEW (2013a).

⁶¹ Vgl. BNetzA (2014a).

Wärmemarkt ist üblicherweise die Gasnachfrage im Winter höher als im Sommer (Saisonalität). Bei hinreichenden Preisspannen lohnt es sich für Marktakteure, Gas im Sommer preiswert zu kaufen und einzuspeichern, um es im Winter auszuspeichern und an Endkunden zu einem höheren Preis zu verkaufen. Ein sinnvolles Geschäft ist dies jedoch nur, wenn die Kosten für die Speichernutzung geringer sind als der Gewinn aus dem Gasverkauf. Gegenwärtig bestehen nur geringe Preisunterschiede zwischen Winter- und Sommergas, sodass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten gering ist. Ursächlich sind u.a. relativ milde Winter mit der Folge einer geringeren Gasnachfrage. Aus diesem Grund haben Speicherbetreiber momentan Probleme, ihre Speicher profitabel zu bewirtschaften. So wurden in den vergangenen Jahren bereits Ausbaupläne in signifikanter Höhe zurückgestellt bzw. endgültig begraben.⁶²

Während Erdgas den Wärmemarkt dominiert, ist der Anteil bei der Stromerzeugung rückläufig. So wurde die Mehrheit der knapp 41 Millionen Wohnungen 2013 mit Erdgas beheizt. Im ersten Halbjahr 2014 wurde ferner fast die Hälfte aller Wohnungsneubauten mit einer Erdgasheizung ausgestattet. Dagegen sinkt der Anteil von Öl- und Stromheizungen kontinuierlich⁶³. Ein gegenläufiger Effekt ist in der Stromerzeugung zu beobachten. Dort nimmt die abgesetzte Gasmenge seit einigen Jahren ab. 2013 betrug der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung nur noch 11%⁶⁴. Neben der Verdrängung durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vor allem Wind und PV) ist zudem der niedrige Preis für CO₂-Zertifikate im Rahmen des EU-weiten Emissionshandels ein weiterer treibender Faktor. Im Ergebnis sind die Strompreise an der Strombörse EEX die meiste Zeit des Jahres zu niedrig, um ein Gaskraftwerk rentabel betreiben zu können (deutliche Reduktion der Jahresvolllaststunden von Gaskraftwerken). Einige Betreiber haben deshalb bereits angekündigt, signifikante Kraftwerksleistung vom Netz nehmen zu wollen. Geplante Neubauprojekte werden in vielen Fällen zurückgestellt.

Eine ähnliche Entwicklung wird Biogas infolge der EEG-Novellierung in 2014 vorausgesagt⁶⁵. Bis zu diesem Zeitpunkt nahmen sowohl die Zahl der Anlagen als auch die damit einhergehende Einspeisekapazität exponentiell zu. Durch die Änderung der Förderung wird jedoch der wirtschaftliche Betrieb der meisten etablierten Anlagenkonzepte kritisch gesehen⁶⁶. Auch Erdgasfahrzeuge, denen bereits ca. 20% Biomethan beigemischt werden, konnten sich bisher am Markt nicht nachhaltig durchsetzen, obwohl sie mit einem ermäßigten Energiesteuersatz teilsubventioniert werden und der Halter beim Tanken rund die Hälfte der Kosten gegenüber Benzin einspart. Eine Modelloffensive sowie die Ankündigung, die 2017 auslaufende Steuerermäßigung weiterzuführen, haben 2014 zu einem leichten Anstieg der Neuzulassungen geführt.⁶⁷

4.1.4.3. Projektionen

Projektion A: Markt für Standardlösungen

Das Preis- und Kosteniveau auf allen Stufen der technischen Wertschöpfungskette ist moderat. In den nicht regulierten Segmenten herrscht ein hoher Wettbewerbsdruck.

⁶² Vgl. FAZ (2014a)

⁶³ Vgl. BDEW (2012, 2015).

⁶⁴ Vgl. BMWi (2014g).

⁶⁵ Vgl. FAZ (2014b).

⁶⁶ Vgl. DBFZ (06/2014).

⁶⁷ Vgl. FAZ (2014b).

Die Gasmärkte generieren klare und unverzerrte Preissignale. Auch die Anreizstrukturen für die Marktakteure sind unverzerrt und weitestgehend frei von externen Eingriffen. Es besteht freier Marktzutritt für neue Akteure. Der Wettbewerb kann sich gut entfalten. Die Entgelte für die Nutzung der Netze und Speicher sind moderat und nicht regulatorisch überhöht, wobei der Speichermarkt weitgehend von der Regulierung ausgenommen ist. Der Zugang zu Speichern und Netzen ist frei von Diskriminierung. Incumbents und neue Akteure werden gleich behandelt. Die Produktvielfalt auf den entsprechenden Kapazitätsmärkten ist nur wenig ausgeprägt. Es gibt vor allem massentaugliche und börsengängige Standardprodukte. Die Liquidität ist hoch. Dies gilt auch für die Commoditymärkte. Aufgrund eines Überangebots von Gas sind die Beschaffungspreise für die Commodity sehr moderat. Auch auf den Endkundenmärkten werden überwiegend Standardprodukte und -lösungen angeboten. Die Endkundenmärkte sind sehr umkämpft. Es gibt kaum spezialisierte Anwendungsfälle, wodurch die Märkte angreifbar durch neue Akteure sind, da die Standardlösungen nur geringe Markteintritts-barrieren darstellen. Die Endkunden haben geringe Kosten bei einem Anbieterwechsel oder einem Wechsel zu einer anderen Versorgungsoption (z.B. Deckung des Wärmebedarfs durch Strom anstatt durch Gas). Der insgesamt im Markt herrschende Wettbewerbsdruck führt zu relativ geringen Renditen, was wiederum technologische Lösungen mit geringen Amortisationszeiten und einem geringen Margenpotenzial impliziert. Das moderate Preis- und Kostenniveau mit in Relation zu alternativen Energieträgern niedrigen Endkundenpreisen ermöglicht Gas eine gute Wettbewerbsfähigkeit.⁶⁸

Projektion B: Teuer und überreguliert

Gas ist aufgrund verzerrter Preis- und Kostenstrukturen nur sehr eingeschränkt wettbewerbsfähig in Relation zu anderen Energieträgern.

Die Preise und Anreizstrukturen sind aufgrund diverser äußerer Eingriffe in den Markt verzerrt. Die Marktkräfte können sich nicht entfalten. Die Entgelte für die Nutzung von Netzen und Speichern sind aufgrund regulatorischer Eingriffe sehr hoch. So ist z.B. ein signifikanter Teil der Speicher zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in eine strategische Reserve überführt worden, wodurch das Angebot an Speicherkapazitäten künstlich verknappt wurde. Die entsprechenden Kosten werden per Umlage auf die Endkunden umgelegt. Auch die Märkte für Speicher- und Transportkapazitäten funktionieren aufgrund einer unzureichenden Liquidität nur sehr eingeschränkt. Die Regelungsdichte treibt auch die Kosten für Gasanwendungen nach oben (z.B. hohe Sicherheitsanforderungen an Gasanlagen). Eventuelle Beschaffungsvorteile bei Gas gegenüber anderen Energieträgern (z.B. aufgrund der Förderung unkonventioneller Gasvorkommen) reichen zur Kompensation nicht aus, sodass die Endkundenpreise in Relation zu anderen Energieträgern relativ hoch sind. Der Druck durch substitutive Energieträger hat zur Folge, dass nur geringe Renditen erzielbar sind. Die erzielbaren Margen reichen oft nicht mehr aus, um risikoadäquate Renditen erzielen zu können. Dadurch kann Gas auch nicht bisher unterentwickelte Anwendungsfelder (z.B. Mobilität) ausbauen (bzw. neue erschließen). Die reduzierte Nachfrage nach gasspezifischen Lösungen schlägt entsprechend auf die Hersteller von Anlagen und Geräten durch.⁶⁹

⁶⁸ Diese Projektion korrespondiert in Teilen mit dem Golden Age of Gas Szenario der IEA, in dem Gas aufgrund der erfolgreichen Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen auch im europäischen Raum langfristig in Relation zu Öl sehr preisgünstig ist (vgl. IEA 2011, 2012).

⁶⁹ Diese Projektion kann sich z.B. als Folge von andauernden Lieferunterbrechungen russischer Gasimporte ergeben. Siehe z.B. Hecking et al. (2014).

Projektion C: Wettbewerb der Ideen

Es besteht ein Wettbewerb der Ideen, in dem Marktakteure versuchen, über die Entwicklung spezialisierter Einzellösungen ein Alleinstellungsmerkmal zu erreichen.

Es bestehen nur geringe äußere Eingriffe in den Markt. Preissignale und Anreizstrukturen sind frei von Verzerrungen. Es herrscht ein innovatives Klima. Die Entgelte für die Nutzung der Netze und Speicher sind moderat und nicht regulatorisch überhöht, wobei der Speichermarkt weitgehend von der Regulierung ausgenommen ist. Der Zugang zu Speichern und Netzen ist frei von Diskriminierung. Alte und neue Marktakteure können sich frei entfalten. Die Produktvielfalt auf den entsprechenden Kapazitätsmärkten ist ausgeprägt. Neben auf die Kundenbedürfnisse zugeschnittene Produktlösungen existieren auch massentaugliche Standardlösungen. Dies gilt auch für die Commoditymärkte. Insgesamt gibt es eine Vielzahl von risikobereiten Investoren. Diese treffen auf Endkunden mit stark ausdifferenzierten Bedürfnissen verbunden mit entsprechenden Zahlungsbereitschaften. Daher haben sich im Segment für Endkunden innovative Preismodelle herausgebildet. Hinsichtlich der angebotenen Prozesse und Produkte werden auf den Kunden zugeschnittene spezielle Lösungen erarbeitet, die den Unternehmen oft ein Alleinstellungsmerkmal am Markt ermöglichen mit einem hohen Margenpotenzial für den Anbieter, da hohe Kosten bei einem Wechsel zu einer Versorgung des Endkunden durch andere Energieträger bestehen. Aufgrund des Spezialwissens können die Lösungen nur schwer von Konkurrenten dupliziert werden. Allerdings ist die Entwicklung entsprechender Kundenlösungen aufgrund ihrer Spezifität auch mit hohen Risiken für den Entwickler verbunden, die jedoch durch die zu erzielenden Renditen abgedeckt sind. Ähnliches gilt für die Märkte der Gasverwendung. Aufgrund eines Überangebots von Gas und den dadurch bedingten Beschaffungsvorteilen für die Commodity ist der Endkundenpreis moderat. Insgesamt ist der Gasendkundenpreis gegenüber anderen konkurrierenden Energieträgern daher wettbewerbsfähig mit entsprechend positiven Implikationen für den Ausbau bisher unterentwickelter Anwendungsfelder bzw. die Erschließung neuer Einsatzgebiete.

Projektion D: Subventionierte Nischenmärkte

Aufgrund eines hohen Kostenniveaus müssen Aktivitäten der Gasbranche zum Teil subventioniert werden. Die angebotenen Lösungen sind nicht immer bedarfsgerecht ausgestaltet.

Äußere Eingriffe unterschiedlichster Art limitieren den Wettbewerb. Die Entgelte für die Nutzung von Netzen und Speichern sind aufgrund regulatorischer Eingriffe sehr hoch. So ist z.B. ein signifikanter Teil der Speicher zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in eine strategische Reserve überführt worden, wodurch das Angebot an Speicherkapazitäten künstlich verknappt wurde. Die entsprechenden Kosten werden per Umlage auf die Endkunden umgelegt. Auch die Märkte für Speicher- und Transportkapazitäten funktionieren aufgrund einer unzureichenden Liquidität nur sehr eingeschränkt: Im Bereich der Versorgungsinfrastruktur sind eher risikoaverse Finanzinvestoren (Renten- und Pensionsfonds) aktiv. Aufgrund einer beschränkten Verfügbarkeit von Gas auf den Weltmärkten bzw. eines unzureichenden Zugangs Deutschlands zu diesen Weltmärkten wird das Kostenniveau zusätzlich in die Höhe getrieben⁷⁰. Die Regelungsdichte treibt

⁷⁰ Diese Projektion entspricht in Teilen dem Current Policies Scenario der IEA (2011), bei dem unkonventionelle Gasvorkommen nur sehr eingeschränkt erschlossen werden. Für

zudem die Kosten für Gasanwendungen nach oben (z.B. hohe Sicherheitsanforderungen an Gasanlagen). Um die Bezahlbarkeit von Gasanwendungen für Endkunden zu gewährleisten, müssen teilweise Subventionen gewährt werden. Im Endkundensegment treffen zudem oft ökologisch-aktive Investoren auf sehr ausdifferenzierte Kundenbedürfnisse. Dabei sind die Angebote der Investoren nicht immer deckungsgleich mit den Bedürfnissen der Nachfrager. Für den von den Anbietern in den Vordergrund gestellten ökologischen Nutzen besteht teilweise keine hinreichende Zahlungsbereitschaft auf Kundenseite. Aufgrund der Spezifität der Anwendungsfälle und der damit einhergehenden hohen Wechselkosten erreichen die erfolgreichen Entwicklungen ein gewisses Alleinstellungsmerkmal. Massentaugliche Lösungen werden aufgrund des hohen Kostenniveaus bei Gas eher durch andere Energieträger bedient. Erfolgreiche Lösungen können jedoch aufgrund der Subventionen und/oder der Spezifität in Relation zum Risiko hohe Renditen erzielen.

4.1.5. SF 5: Flexibilisierung & Diversifikation

4.1.5.1. Definition

Flexibilisierung bedeutet, dass ein Prozess, eine Technologie oder eine Aktivität relativ einfach an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden kann bzw. für mehr als einen Anwendungsfall eingesetzt und genutzt werden kann. Diversifizierung führt dazu, dass einem Akteur mehrere Handlungsoptionen zur Verfügung stehen, aus denen er wählen kann. Beide Begrifflichkeiten beinhalten somit eine Erweiterung des möglichen Handlungsspektrums der Akteure. Diese Erweiterung kann auch durch die Vielfalt und Kombination bereits vorhandener Optionen erreicht werden.

4.1.5.2. Ist-Zustand

In Deutschland werden derzeit zwei verschiedene Arten von Erdgas verwendet. Zum einen wird das sogenannte H-Gas (high calorific gas, Erdgas mit hohem Energiegehalt) und zum anderen das sogenannte L-Gas (low calorific gas, Erdgas mit niedrigeren Energiegehalt) als Energieträger genutzt. Während H-Gas in großen Mengen vorhanden ist, gehen die Lagerstätten aus der heimischen Produktion und aus den Niederlanden langsam zur Neige. So ist beispielsweise absehbar, dass L-Gas aus den Niederlanden voraussichtlich nur noch bis 2030 importiert werden kann. Neben den Niederlanden sind Russland und Norwegen die hauptsächlichen Bezugsquellen für Deutschland. Da Deutschland über kein eigenes LNG-Anlandeterminale verfügt, die Förderung unkonventioneller Erdgasvorkommen nicht vorhanden ist und andere Gase (inkl. Biogas) eine eher untergeordnete Rolle spielen, ist die Diversifikation beim Gasbezug nur sehr bedingt gegeben. Die Importmöglichkeiten wurden jedoch durch die Inbetriebnahme der Nord Stream Pipeline, die durch die Ostsee verläuft und somit Weißrussland und die Ukraine umgeht, signifikant erweitert. Eine Verbesserung des Zugangs zu den kaspischen Gasreserven konnte bisher nicht realisiert werden. So wurden die hierauf abzielenden Pipeline-Projekte South Stream und Nabucco gestoppt bzw. auf Eis gelegt.

Auch Flexibilität ist nur bedingt gegeben. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar aber nicht ohne weiteres

kurzfristig veränderbar. Die Gasproduktion ist daher nur in Grenzen flexibel hinsichtlich einer Anpassung an die Gasnachfrage.⁷¹

Die Netze mit den unterschiedlichen Gasqualitäten werden getrennt voneinander betrieben. Die rückläufigen L- Gas-Produktions- und Liefermengen bedingen, dass in den bisher von L-Gas belieferten Regionen Umstellungsmaßnahmen eingeleitet werden müssen. Die ersten Gebiete, in welchen Umstellungen auf H-Gas als Pilotprojekte umgesetzt werden, sind die Regionen um Achim, Verden und Walsrode/Fallingbommel im Jahr 2015/2016⁷². Hinsichtlich der Umstellung von L-Gas auf H-Gas aufgrund der zurückgehenden Produktions- und Fördermengen werden Kosten in Höhe von rund 1,7 Mrd. Euro erwartet. Die Marktgebietsbetreiber Gaspool und Netconnect Germany werden diesbezüglich eine entsprechende Umlage erheben. Pro Endgerät in Haushalten wird mit 250 Euro kalkuliert und pro Industriekunde mit rund 2.500 Euro.⁷³

Die in den letzten Jahren stark gestiegene Biogaseinspeisung stellt die Netzbetreiber aufgrund der immer noch überschaubaren Mengen derzeit in der Regel vor keine größeren Probleme. Viele industrielle Prozesse tolerieren jedoch nur sehr geringe Schwankungen der Gasbeschaffenheit, um die erforderliche Produktqualität zu gewährleisten, da sie deutlich sensibler als reine Verbrennungsprozesse reagieren.

Positiv wirken sich insbesondere drei Faktoren auf die Flexibilität des Gesamtsystems aus. Dies ist zum einen die Ausstattung Deutschlands mit Untertagespeichern. Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher (temperaturabhängiger) Verbrauchsspitzen. Die klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch wird zunehmend auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten ergänzt⁷⁴. Während Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Aquifere) aufgrund ihrer niedrigeren Ein- und Ausspeichergeschwindigkeiten grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung dienen, sind Kavernenspeicher leistungsfähiger und daher für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet.

Ein zweiter Aspekt sind die im Zuge der Liberalisierung erfolgten Zusammenlegungen von Marktgebieten auf der Fernleitungsebene. Durch Fusionen hat sich die Anzahl von ursprünglich 19 Marktgebieten auf zwei (Gaspool und NetConnect Germany) reduziert. Aufgrund der verbesserten Transparenz und Produktstandardisierung können Lieferanten nun erheblich schneller und mit weniger Aufwand auf unerwartete Ereignisse reagieren. Ferner führen die Bemühungen um einen EU-weiten Binnenmarkt für Gas zu einer zunehmenden Koordination infrastruktureller Maßnahmen über Ländergrenzen hinweg, was u.a. der An- und Einbindung des deutschen Gasnetzes in den europäischen Verbund dienlich ist. Beispielhaft seien Investitionen in den bidirektionalen Umbau von Pipelines angeführt, die eine verbesserte Reaktion auf die Änderung von Gasflüssen ermöglicht⁷⁵.

⁷¹ Vgl. LBEG (2014).

⁷² Vgl. BDEW (2014).

⁷³ Vgl. BNetzA (2014b).

⁷⁴ An dieser Stelle sei auf die Unterbrechungen russischer Gaslieferungen 2006 und 2009 erinnert, die in Deutschland - im Gegensatz zu anderen europäischen Regionen - zu keinen nennenswerten Einschränkungen bei der Belieferung der Endkunden geführt haben.

⁷⁵ Vgl. z.B. Fluxys (2015).

Ein nicht unwesentlicher Nebeneffekt ist, dass sich dadurch zugleich der (indirekte) Zugang Deutschlands zu anderen Bezugsquellen deutlich verbessert.

4.1.5.3. Projektionen

Projektion A: Wettbewerb der Möglichkeiten

Der Gassektor zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität und Diversifikation aus: Der Gassektor bezieht Gas unterschiedlichster Beschaffenheit aus unterschiedlichsten Quellen und kann dieses ohne Probleme verarbeiten.

Gas wird aus sehr unterschiedlichen Quellen bezogen (inkl. erneuerbare Gase). Dies betrifft sowohl die regionale Verteilung möglicher Bezugsquellen als auch die Form der Bereitstellung (z.B. Pipeline vs. LNG). LNG wird im großen Umfang importiert. Es besteht keine Abhängigkeit von einzelnen Förderländern. Es kann aus einer Vielzahl von Anbietern ausgewählt werden. Gas wird über unterschiedliche Routen importiert. Bestehende Versorgungsstrukturen sind ausgerichtet auf Einspeisungen unterschiedlichster Gasbeschaffenheiten. Es erfolgt eine bedarfsgerechte Bereitstellung beim Endkunden. Entsprechende Regelprozesse und –technologien sind installiert, um eine problemlose Verarbeitung der unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten zu gewährleisten. Es sind komplexe Systemlösungen entwickelt worden. Endkundengeräte können jegliche Art von Gasbeschaffenheit verarbeiten („Allesfresser“). Eine Vielfalt von Produkten entlang der gesamten technischen Wertschöpfungskette ist vorhanden, um den Kunden ein möglichst passgenaues Angebot zu geben. An die handelnden Akteure bestehen hohe Anforderungen. Das Personal muss aufgrund der Dynamik und Komplexität des Marktes ständig weitergebildet werden.

Projektion B: Spezialistentum

Der Gassektor zeichnet sich durch eine hohe Diversifikation aus. Allerdings bestehen hinsichtlich der Flexibilität Defizite: Der Sektor bezieht Gas unterschiedlichster Beschaffenheit aus unterschiedlichsten Quellen, kann diese aber nur eingeschränkt verarbeiten.

Gas wird aus sehr unterschiedlichen Quellen bezogen (inkl. erneuerbare Gase). Dies betrifft sowohl die regionale Verteilung möglicher Bezugsquellen als auch die Form der Bereitstellung (z.B. Pipeline vs. LNG). LNG wird im großen Umfang importiert. Es besteht keine Abhängigkeit von einzelnen Förderländern. Es kann aus einer Vielfalt von Anbietern ausgewählt werden. Gas wird über unterschiedliche Routen importiert. Die durch die Heterogenität der Beschaffung hervorgerufenen Schwankungen der Gasbeschaffenheiten treffen auf ein unflexibles System innerhalb Deutschlands (bzw. der EU). Dieser Volatilität der Gasbeschaffenheit muss daher mit einem erheblichen technischen Mehraufwand begegnet werden. Es müssen auf sehr individuelle Lösungen für spezifische Anwendungen erarbeitet werden.

Projektion C: Große Lösungen

Der Gassektor zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität aus. Die Diversifikation ist gering ausgeprägt: Die Gaswirtschaft kann mehr als sie eigentlich muss.

Es gibt nur wenige Hauptbezugsquellen und Importrouten. Andere Bezugsquellen (z.B. die Einspeisung erneuerbarer Gase) gehen im Rauschen unter, sodass Gas mit relativ konstanter Beschaffenheit in die deutsche Gasinfrastruktur eingespeist wird. Der Bezug und die Einspeisung in die Versorgungsinfrastruktur können sehr flexibel geregelt werden, wodurch eine problemlose Versorgung der An- und Verwender gewährleistet ist. Es werden Skaleneffekte realisiert. Dies führt im Versorgungsbereich eher zu großen

Infrastrukturlösungen (z.B. große Unterspeicher), die flexibel gefahren werden können. Auch im Endkundensegment gibt es vermehrt größere Standardlösungen, die eine Vielzahl von Bedarfsfällen abdecken (z.B. Hybridsysteme mit integriertem Speicher).

Projektion D: Statische Welt

Flexibilität und Diversifikation verharren auf einem niedrigen Niveau: Die Gaswirtschaft springt nur soweit, wie sie muss.

Es gibt nur wenige große Anbieter von Gas (inkl. LNG). Der Beschaffungsmarkt ist oligopolistisch organisiert. Aufgrund der Inflexibilität des Versorgungssystems sind verschärfte Grenzwerte für die Gasbeschaffenheit eingeführt. Die Verhältnisse sind starr und geordnet. Der Betrieb der Infrastruktur stellt die Akteure vor keine Herausforderungen. Es werden Pläne abgearbeitet, Überraschungen sind selten. Es kommen ausgereifte und robuste Standardtechnologien zur Anwendung. Technologien und Prozesse sind gut beherrscht, der Wartungsaufwand gering. Nur wenige Produkte sind auf dem Markt. Die Kundenorientierung ist wenig ausgeprägt. Der Kunde muss auf das Unternehmen zukommen. Es besteht eine hohe Anfälligkeit gegenüber Innovationen durch andere Energieträger, die in Konkurrenz zu Gasanwendungen stehen (z.B. im Wärmemarkt). Das Risiko für Gas, zukünftig Marktanteile zu verlieren, ist daher hoch.

4.1.6. SF 6: Akzeptanz

4.1.6.1. Definition

Maßnahmen können einfacher ergriffen werden, wenn eine bestimmte gesellschaftliche Akzeptanz von bestimmten Technologien und Verfahren vorhanden ist. Ist diese nicht gegeben, so sind entsprechende Widerstände zu überwinden.

Darüber hinaus geht es auch um die Akzeptanz konkreter Vorhaben durch die betroffene Bevölkerung vor Ort (z.B. beim Bau von Pipelines). Ebenso kann eine erweiterte Betrachtung erfolgen, sodass z.B. Konsequenzen aus Teilbereichen wie der Biomasse (z.B. monokulturelle Landwirtschaft) betrachtet werden.

4.1.6.2. Ist-Zustand

Ein wichtiger Faktor bei der Entwicklung technischer Lösungen ist auch immer die gesellschaftliche Akzeptanz. Dies gilt insbesondere für die Einführung neuer Technologien. Der Gassektor ist dabei in vielerlei Hinsicht von Akzeptanzfragen tangiert. Neben grundsätzlichen Einstellungen zu übergeordneten Themen (z.B. Verwendung von Gas als Energieträger, Klimaschutz, Energiewende) geht es auch um die Akzeptanz von konkreten Projekten.

Die deutsche Bevölkerung ist tendenziell sowohl gegenüber Gas als auch gegenüber klimapolitischen Maßnahmen aufgeschlossen und positiv eingestellt. Erdgas wird als Energieträger angesehen, der effiziente, sichere und ökologische Lösungen bereitstellt⁷⁶. In einer repräsentativen forsa-Umfrage aus dem September 2014 im Auftrag der Brancheninitiative Zukunft Erdgas präferieren 57 % der befragten Personen einen Mix aus konventionellen und erneuerbaren Energien für ihre Heizung. Fast 25 % würden eine Lösung vorziehen, die vollständig auf regenerative Energien setzt und 10 % wollen lieber ganz bei bewährten Energieträgern wie Erdgas bleiben. Für die Kombination mit

⁷⁶ Vgl. BDEW (2013b).

erneuerbaren Energien setzen zwei Drittel auf Erdgas, 22 % bevorzugen Öl. Bei den Entscheidungen werden Kosten und Klimaschutzaspekte von den Befragten als gleichermaßen wichtig eingestuft⁷⁷. Allerdings ist Gas im Rahmen der Diskussionen rund um die Energiewende als Thema deutlich unterrepräsentiert. Die diskutierten Themen fokussieren sich fast ausschließlich auf Strom. Ferner werden einzelne gasspezifische Fragestellungen in der Bevölkerung durchaus kritisch gesehen. Dies gilt insbesondere für Fracking, die teilweise als Risikotechnologie eingestuft wird, da die Umweltauswirkungen (z.B. Trinkwasserverunreinigung) nicht hinreichend geklärt seien. Der parallel tobende Gutachterstreit hat in diesem Zusammenhang eher zur Verunsicherung als zur Klärung beigetragen.⁷⁸

Der Klimaschutz genießt in Deutschland eine im Vergleich zu anderen EU-Ländern überdurchschnittliche Akzeptanz⁷⁹. Die Zustimmung der deutschen Bevölkerung gegenüber erneuerbaren Energien als ein wesentlicher Baustein der Energiewende ist nach wie vor sehr hoch. So geht z.B. aus einer repräsentativen Umfrage hervor, die das Meinungsforschungsinstitut TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien im Oktober 2014 durchgeführt hat, dass über 92 % den verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien unterstützen. Der Wert entspricht vergleichbaren Umfragen der Vorjahre⁸⁰. Allerdings wird die daraus resultierende Kostenbelastung zunehmend kritisch gesehen.

Auf der politischen Ebene findet derzeit implizit ein Ringen um die Akzentuierung bei den fossilen Energieträgern statt. Insbesondere geht es dabei um die Frage, ob Kohle durch über den Emissionshandel hinausgehende Maßnahmen gegenüber Gas zurückgedrängt werden soll. In diesem Kontext kommt spezieller Widerstand aus den Bundesländern, in deren Gebieten Kohleförderung stattfindet (z.B. Nordrhein-Westfalen).

Das Bild ändert sich ein wenig, wenn die persönliche Betroffenheit der Akteursgruppen eine Rolle spielt. So wird z.B. immer wieder eine deutliche Diskrepanz zwischen dem allgemeinen Akzeptanzniveau und der konkreten Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung für Klimaschutz festgestellt, die erheblich niedriger anzusetzen ist⁸¹. Ähnliches gilt für konkrete Projekte vor Ort, bei denen die Zustimmung in der Regel unter den Werten der Gesamtbevölkerung liegt⁸². Der Unterschied hängt dabei oft von der Größe des Vorhabens ab. Durch entsprechende Partizipationsprozesse des betroffenen Personenkreises kann dem jedoch zumindest in Teilen entgegengewirkt werden, da Ablehnungshaltungen oft auf einer unzureichenden Informationslage basieren.

4.1.6.3. Projektionen

Projektion A: Akzentuierung Erdgas

Es findet eine Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger statt mit einer Akzentuierung von Erdgas.

⁷⁷ Vgl. Zukunft Erdgas (2014).

⁷⁸ Vgl. z.B. Die Welt (2013) und UBA (2012, 2014).

⁷⁹ Vgl. Europäische Kommission (2014a).

⁸⁰ Vgl. AEE (2014).

⁸¹ Vgl. z.B. Löschel et al. (2010).

⁸² Dieses Phänomen ist auch als NIMBY (Not in my backyard) bekannt. Vgl. z.B. Hauff et al. (2010) und VDI (2014).

Der Enthusiasmus für die Klimapolitik hat spürbar nachgelassen. Aufgrund der hohen Kostenbelastung ist die Unterstützung für Maßnahmen in diesem Bereich gesunken. Auf der anderen Seite ist die Einstellung gegenüber Gas sehr positiv, da Klimaschutzvorteile immer noch zu vertretbaren Kosten realisiert und zugleich eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet werden können. Die Technik wird als sicher und zuverlässig eingestuft. Der Versorgungssicherheit wird eine deutlich höhere Wichtigkeit beigemessen als der Umweltverträglichkeit. Die breite Unterstützung ermöglicht die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in Deutschland, um unabhängiger von Gasimporten zu werden. Die Fördervorhaben finden auch eine überwiegende Unterstützung durch die lokal von den Vorhaben betroffene Bevölkerung. Die örtlichen Widerstände sind gering und können ohne große Probleme im Konsensverfahren gelöst werden. Innovationen sind darauf gerichtet, Verbesserungen innerhalb des Gassektors zu erreichen (Spartendenken). Eine Gesamtsicht auf das Energiesystem findet nicht statt.

Projektion B: Gas und Klima Hand in Hand

Gas als Wegbegleiter der Energiewende ist voll akzeptiert.

Das Vorgehen im Zuge des Klimaschutzes ist breiter gesellschaftlicher Konsens und entsprechende Maßnahmen auf dem Weg in eine kohlenstoffarme Welt werden unterstützt. Aufgrund der im Vergleich zu anderen Energieträgern relativ geringen Kohlenstoffintensität ist Gas als Partner der Energiewende anerkannt. Gas wird als Schlüssel zum Gelingen der Energiewende angesehen und verdrängt zusehends andere fossile Energieträger aus dem Markt. So gilt das Heizen mit Gas z.B. als umweltfreundlich und sicher. Bis zu einem gewissen Grad unterstützt die Gesellschaft auch Maßnahmen, von denen sie negativ betroffen ist (z.B. durch höhere Kosten), die sie aber in Hinblick auf die Zielerreichung für erforderlich hält. So hat die Bevölkerung eine Bereitschaft, innovative energieeffiziente Geräte zu erwerben, obwohl sie preislich teurer sind als vergleichbare konventionelle Produkte. Bei der Infrastruktur werden Maßnahmen umgesetzt, die sehr hohe Sicherheitsstandards (bzgl. Gefährdung und Versorgung) gewährleisten. Der Vermeidung von Lärm oder Emissionen wird eine hohe Priorität eingeräumt, was dazu führt, dass billige aber mit gewissen Belastungen für die Bevölkerung verbundene Projekte eher unterbleiben. Auf der Suche nach Lösungen besteht ein innovatives Klima, insbesondere was die Einbindung von und Kombination mit erneuerbaren Energien anbetrifft (z.B. Biogas und Wasserstoff).

Projektion C: Fossile Akzentuierung

Es hat eine Rückbesinnung auf fossile Energieträger stattgefunden, wobei andere fossile Energieträger gegenüber Erdgas präferiert werden.

Klimaschutz hat seine breite gesellschaftliche Unterstützung verloren. Der Weg in eine kohlenstoffarme Welt wird nicht mehr als Ziel angesehen. Grund sind die Kostenbelastungen früherer Versuche und das Stocken der internationalen Klimaverhandlungen, die seit Jahren keine Fortschritte erkennen lassen. Auch Gas hat zusehends ein negatives Image bekommen. So ist Gas auf der Endkundenseite nur eingeschränkt wettbewerbsfähig gegenüber anderen Energieträgern. Es ist zu einer Renaissance der CO₂-intensiven Brennstoffe wie Kohle und Öl gekommen.

Projektion D: Rückbau der Gaswirtschaft

Gas trifft auf massive gesellschaftliche Widerstände. Alle fossilen Energieträger werden als Teil des Klimaproblems und nicht als Teil der Lösung angesehen.

Klimaschutz hat eine breite gesellschaftliche Unterstützung. Erdgas wird nicht als Teil der Lösung sondern als Teil des Problems wahrgenommen. Bei Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen wird ausschließlich auf erneuerbare Energien gesetzt. Kostengünstigere CO₂-Vermeidungen auf Basis von Erdgas stoßen auf eine große Opposition. Auch CCS wird nicht als Lösung angesehen. Ohne umfassende Innovationen oder das Zurückschrauben von Bedürfnissen (Energieeinsparungen) läuft die Energiewende Gefahr, sehr kostenintensiv zu werden. Für die Akzeptanz von Gasprojekten ist darauf zu achten, die Auswirkungen bzgl. Lärms und Emissionen auf die lokale Bevölkerung so gering wie möglich zu halten. Selbst Ersatzmaßnahmen an oberirdisch verlegten Netzen gestalten sich schwierig.

4.1.7. SF 7: Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit

4.1.7.1. Definition

Die Gaswirtschaft dient vor allem der Versorgung von Verbrauchern mit entsprechenden Gasprodukten und die anschließende Nutzung, wie z. B. die stoffliche Verwertung oder die Umwandlung in Strom oder Wärme/Kälte. Dies bedingt, dass Gas in entsprechenden Quantitäten und Beschaffenheiten mit dem gewünschten Maß an Sicherheit an der jeweils betrachteten Stelle der technischen Wertschöpfungskette zur Verfügung steht bzw. gestellt werden kann.

4.1.7.2. Ist-Zustand

In Deutschland ist Gas momentan in ausreichenden Mengen verfügbar und die Versorgung genügt einem hohen Standard.

Das Gasaufkommen in Deutschland wird dominiert von konventionellem Erdgas. Während die erneuerbaren Gase nur einen geringen Beitrag leisten, lag das Erdgasaufkommen 2014 bei über 1.000 Mrd. kWh. So ist zwar in den letzten zehn Jahren aufgrund der Förderung durch das EEG die Biogaseinspeisung stark angestiegen, seit der letzten Novellierung in 2014 ist dieser Boom durch die Absenkung der Fördersätze jedoch nahezu zum Erliegen gekommen⁸³. Das Erdgasaufkommen wird zu über 90% durch Importe gedeckt, da die inländische Förderung seit Jahren rückläufig ist und Fracking bisher nicht erfolgt. Da keine LNG-Anlandeterminals in Deutschland existieren, erfolgt der Import ausschließlich über wenige zentrale Pipelines. Die Importe stammen aus Russland 35,4%, aus den Niederlanden 23,9%, aus Norwegen 26,9 % und weitere 5,4% u.a. aus Dänemark und Großbritannien.⁸⁴

Rund 20% des Erdgasaufkommens werden exportiert, 80% werden im Inland verbraucht, wovon in 37% auf die Industrie, 33% auf die Haushalte, 14% auf das Gewerbe, 12% auf Kraftwerke und 4% auf die Fernwärmeerzeugung entfielen⁸⁵. Der Erdgasverbrauch ist seit ca. zehn Jahren rückläufig. Gegenüber 2013 ging der Verbrauch in 2014 noch einmal um ca. 14% zurück, was aber vor allem auf einen milden Winter zurückzuführen ist.

Deutschland ist relativ gut in das europäische Fernleitungsnetz physisch integriert. Seit ein paar Jahren steigen sowohl die deutschen Importe als auch die Exporte von Erdgas kontinuierlich an, was die zunehmende Bedeutung Deutschlands als Transitland für

⁸³ Vgl. BDEW (2015).

⁸⁴ Vgl. BMWi (2014g).

⁸⁵ Vgl. BDEW (2015).

Gastransporte („Gasdrehscheibe“) verdeutlicht⁸⁶. Ein weiteres Faustpfand Deutschlands in Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgung sind Speicher. In Deutschland sind 51 Untertagespeicher in Betrieb, deren Volumen ca. ein Viertel des deutschen Gasbedarfs abdecken. Weltweit stellt Deutschland nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation dar⁸⁷. Ein von der Europäischen Kommission durchgeführter Stresstest über die Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems unterstreicht dies. Bei einem Stopp russischer Gaslieferungen wäre knapp die Hälfte der betrachteten Länder negativ betroffen. Diese Länder, die überwiegend im südosteuropäischen Raum angesiedelt sind, könnten die wegfallenden Mengen nur unzureichend durch andere Bezugsquellen oder Speicherentnahmen kompensieren. Deutschland gehört nicht zu dieser Gruppe und hat somit den Stresstest bestanden. Insgesamt konstatiert die Kommission zudem, dass sich die Situation gegenüber den Lieferungsunterbrechungen 2006 und 2009 deutlich verbessert habe⁸⁸. Allerdings könnte sich die Einstellung der zwei großen Pipelineprojekte, Nabucco und South Stream, die Erdgas aus dem kaspischen Raum nach Mitteleuropa liefern sollten, zukünftig als problematisch erweisen.⁸⁹

In Deutschland herrscht eine hohe Versorgungsqualität für Endverbraucher mit Erdgas. So verharrt der sogenannte SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) seit Jahren auf einem sehr niedrigen Niveau. Diese Kenngröße misst bezogen auf den Letztverbraucher die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Beim SAIDI-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind. Der SAIDI-Wert betrug 2013 rund 0,64 Minuten. Damit war die Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung auch im Jahr 2013 hoch und lag weit über dem europäischen Durchschnitt⁹⁰. In der Vergangenheit wurde das Gas auch mit relativ geringen Schwankungen in der Gasbeschaffenheit dem Endkunden zur Verfügung gestellt. Hier deutet sich aufgrund der Einspeisung erneuerbarer Gase und einer Lagerstättendiversifizierung eine gewisse Trendwende an. Es kommt zunehmend zu signifikanten Schwankungen der Gasbeschaffenheit, die jedoch noch innerhalb der zulässigen Toleranzbänder des DVGW-Regelwerkes liegen. Insbesondere für industrielle Prozesse könnte dies zukünftig zu Problemen führen, die sensibel auf Änderungen der Gasbeschaffenheit reagieren (z.B. in der Glas- und Keramikindustrie und in der Metallurgie).⁹¹

4.1.7.3. Projektionen

Projektion A: Kampf gegen den Untergang

Die Gaswirtschaft hat mit einer abnehmenden Zuverlässigkeit der Systeme zu kämpfen, obwohl Gas reichlich verfügbar ist.

⁸⁶ Vgl. BNetzA (2014a).

⁸⁷ Vgl. LBEG (2014).

⁸⁸ Vgl. Europäische Kommission (2014b).

⁸⁹ Vgl. z.B. Focus (2015).

⁹⁰ Vgl. BNetzA (2014a).

⁹¹ Vgl. Werschky (2012).

Gas kann grundsätzlich in ausreichenden Mengen bereitgestellt werden. Es besteht eher ein Überangebot als eine Knappheit. LNG und erneuerbare Gase (z.B. Biogas und SNG) werden in das Gasnetz eingespeist, weshalb die Gasbeschaffenheit sehr schwankend ist. Eine weitere Ursache für die Schwankungen sind die unterschiedlichen Bezugsquellen von Gas, die zum Teil Gas von sehr unterschiedlicher Beschaffenheit liefern. Die Anlagen, Geräte und Verfahren sind nicht auf diese Schwankungen ausgerichtet. Es kommt zu häufigen Einschränkungen in der Verfügbarkeit. So wurden die Netze beispielsweise nicht an die neuen Herausforderungen angepasst. Die Zuverlässigkeit sowohl im Bereich der Versorgung als auch im Bereich der Verwendung ist gering und weiter sinkend. Es besteht dringender Investitions- und Innovationsbedarf. Es müssen neue Technologien entwickelt werden, die an die neuen Herausforderungen angepasst und effizient sind. Dies gilt für Anlagen, Geräte und Verfahren entlang der gesamten technischen Wertschöpfungskette. Aufgrund der abnehmenden Zuverlässigkeit entscheiden sich Endkunden bereits vermehrt für Lösungen auf Basis anderer Energieträger.

Projektion B: Erfolgreiche Transformation

Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit sind top. Der Gassektor vollzieht eine erfolgreiche Transformation.

Der Gassektor zeichnet sich trotz volatiler Gasbeschaffenheiten durch eine hohe Zuverlässigkeit aus. Es werden Gase unterschiedlichster Beschaffenheiten in das Gasnetz eingespeist. Insbesondere die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Gase in das Gasnetz führt zu entsprechenden Volatilitäten. Die jederzeitige Verfügbarkeit von Gas ohne regionale Engpässe (Ressourcenverfügbarkeit) ist gesichert. Die Belieferung von Kunden unterliegt keinen Restriktionen, auch wenn einzelne Bezugsquellen (vorübergehend) ausfallen. Es kann ohne große Kosten zu anderen Anbietern gewechselt werden. Der durch die volatilen Gasbeschaffenheiten erforderliche Bedarf an Anpassungen der Infrastruktur und Entwicklungen entsprechender Technologien konnte umgesetzt werden. Geräte und Anlagen bei den Endkunden sind entsprechend ausgerichtet und können problemlos mit unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten betrieben werden.

Projektion C: Alte Zeiten

Es besteht eine latente Gefahr von Versorgungsengpässen bei Lieferunterbrechungen zentraler Gasimporte.

Die Zuverlässigkeit der Geräte und Anlagen ist hoch. Das bereitgestellte Gas hat konstante Beschaffenheiten. Es kommen ausgereifte und erprobte Technologien und Verfahren zur Anwendung, die robust und sicher sind. Die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems ist hoch. Dies gilt sowohl für die Versorgungsinfrastruktur als auch für die Anlagen und Prozesse auf Seiten der Endkunden. Ausfälle aufgrund technischer Probleme sind sehr selten. Allerdings ist Deutschland von wenigen zentralen Bezugsquellen abhängig. Der Ausfall einer dieser Quellen kann zu Versorgungsengpässen in Deutschland und der EU kommen. Der Wechsel auf andere Bezugsquellen benötigt Zeit und ist mit temporären Friktionen im Gesamtsystem verbunden.

4.1.8. SF 8: Umwelt & Nachhaltigkeit

4.1.8.1. Definition

Die Umweltverträglichkeit ist eine der drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks. Die Produktion, Versorgung und Verwendung der Energie kann auf verschiedene Weise auf die Umwelt einwirken. In der politischen Diskussion ist derzeit der

CO₂-Ausstoss der wesentliche Treiber der Entwicklungen. Weitere Einwirkungen sind Schadstoffemissionen (Schwefel, Ruß, Stoffe beim Fracking), Einlagerung von CO₂ bei CCS oder auch der Eingriff in die Natur durch Leitungsbau, Kraftwerksbau oder Förderanlagenbau. Diese Einwirkungen sind nicht nur nach objektiven Kriterien zu messen, sondern enthalten auch gesellschaftliche oder persönliche Einschätzungen.

Nachhaltigkeit wird hier so verstanden, dass die Umwelt möglichst nur so verändert wird, dass den nachfolgenden Generationen weder durch Umweltverschmutzung noch durch übermäßigen Ressourcenverbrauch ein schweres Erbe hinterlassen wird.

4.1.8.2. Ist-Zustand

In Deutschland wurden die Gedanken zum Umweltschutz und zur Nachhaltigkeit bereits sehr frühzeitig aufgegriffen. Bereits 1980 hat sich beispielsweise die heutige Partei Bündnis 90/Die Grünen gegründet mit den primären Zielen Umweltschutz und Anti-Atomkraft. Kurze Zeit später konnten sie in den Bundestag einziehen. Heutzutage sind große Teile dieser Gedanken in der Mitte der Gesellschaft angekommen. Entsprechende Ziele sind in allen Wahlprogrammen des im Bundestag vertretenen Parteienspektrums zu finden, allerdings mit unterschiedlicher Akzentuierung. Von 1998 bis 2005 gab es eine Bundesregierung unter Beteiligung der Grünen. Auch in vielen Länderparlamenten sind sie vertreten, in Baden-Württemberg stellt die Partei den Landesfürsten. Nachhaltigkeit und Umweltschutz haben sich zudem zu Leitmotiven auf EU-Ebene entwickelt. Auch im gesellschaftlichen Leben haben sich viele Aspekte einer umweltschonenden und nachhaltigen Lebensweise festgesetzt. Bei vielen Kaufentscheidungen der Letztverbraucher spielen sie neben dem Preis eine wichtige Rolle. Viele Unternehmen veröffentlichen Informationen über entsprechende Maßnahmen, die sie ergriffen haben und nutzen sie für Werbezwecke. Teilweise werden neben dem Geschäftsbericht eigenständige Nachhaltigkeits-, Umwelt- oder Klimaschutzberichte erstellt.

Vor Hintergrund der skizzierten Entwicklungen kann das 2010 von der Bundesregierung verabschiedete Konzept der Energiewende mit quantitativen Zielvorgaben eher als eine Weiterführung und Konkretisierung des bereits eingeschlagenen Weges eingestuft werden. So wurde die Förderung erneuerbarer Energien bereits 1990 mit der Verabschiedung des Stromeinspeisegesetzes eingeführt, dem Vorgänger des heute gültigen EEG. Im letzten Fortschrittsbericht zur Energiewende, der die getroffenen Maßnahmen und die dadurch erreichten Fortschritte in Hinblick auf die gesetzten Zielvorgaben begutachtet, wird konstatiert, dass die Energiewende auf Kurs sei.⁹²

In der Gesellschaft wird in der Regel nicht mehr über das Ob sondern über das Wie diskutiert. Umweltschutz und Nachhaltigkeit sind größtenteils akzeptierte Ziele. Gestritten wird darüber, in welchem Maße (Zielvorgaben) und auf welche Weise (Maßnahmen) die Ziele erreicht werden sollten. So wird zunehmend eingewendet, dass die Energiewende bezahlbar bleiben müsse⁹³. Vor dem Hintergrund der drei Säulen der Nachhaltigkeit (ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit) wird eine zu starke Akzentuierung des ökologischen Aspektes moniert.

⁹² Vgl. BMWi (2014h).

⁹³ Vgl. z.B. Tagesspiegel (2013).

In diesem Kontext ist Gas aufgrund seiner in Relation zu anderen fossilen Energieträgern niedrigen CO₂-Intensität, der Schadstoffarmut und der sicheren Bereitstellung beim Endkunden grundsätzlich gut positioniert. Gas ist Bestandteil vieler energieeffizienter Anwendungen (z.B. im Rahmen von Kraft-Wärmekopplung mit hohen Wirkungsgraden). Allerdings spielt der Energieträger in den Diskussionen rund um die Energiewende bisher eher eine untergeordnete Rolle. Der Fokus liegt vor allem auf Strom. Ferner haben die Debatten um Fracking und die Versorgungssicherheit im Zuge der Ukraine-Krise das Ansehen von Gas als Element einer umweltschonenden und nachhaltigen Entwicklung nicht unbedingt befördert.

4.1.8.3. Projektionen

Projektion A: Erneuerbare Energien ohne Rücksicht auf die Kosten

Die Umweltpolitik setzt ausschließlich auf erneuerbare Energien.

Hauptstoßrichtung der Umweltpolitik ist die Erreichung einer CO₂-freien Welt. Dabei werden alle fossilen Energieträger (inkl. Erdgas) als schädlich angesehen und sollen dementsprechend zurückgedrängt werden. Der alleinige Fokus liegt auf der Förderung und dem Vorantreiben von Projekten auf Basis erneuerbarer Energien. Diese Projekte zeichnen sich tendenziell durch eine geringe Wirtschaftlichkeit aus. Da erneuerbare Energien noch keine Wettbewerbsfähigkeit erreicht haben, sind erhebliche staatliche Unterstützungsmaßnahmen erforderlich. Dabei wird vor allem auf Förderprogramme oder ordnungsrechtliche Vorgaben zurückgegriffen. Dies führt im Endkundensegment zu einem abwartenden Verhalten, d.h. Investitionen richten sich stark an der zeitlichen Taktung der regulativen Vorgaben aus. Dadurch entsteht ein sprunghaftes Investitionsverhalten, was kontinuierliche Weiterentwicklungen im FuE-Bereich erschwert. Geplante Maßnahmen (z.B. der Austausch von Heizungskesseln) werden zurückgehalten, bis eine Klärung der politischen Rahmenbedingungen erfolgt ist.

Projektion B: Dominanz fossiler Energien

Es kommt zu einer Renaissance der fossilen Energieträger.

Die internationalen Klimaverhandlungen sind seit Jahren ins Stocken geraten. Daher wurden auf europäischer und nationaler Ebene die Uhren wieder zurückgedreht mit einer Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger, die das Rückgrat der Wirtschaft bilden. Die Förderung für erneuerbare Energien ist deutlich zurückgefahren worden. Die Energiewende gilt als gescheitert. Die Ausrichtung der Politik an der Nachhaltigkeit und langfristigen Zielen wurde zurückgenommen. Der Fokus liegt auf der Wirtschaft und dem Tagesgeschäft. Auch in der Wirtschaft liegt der Fokus auf der Erreichung kurzfristiger Gewinnziele. Es wird auf alte und etablierte Technologien gesetzt. Die Stütze des Wärmemarktes sind ausgereifte Brennwertechnologien. Zudem kann sich aufgrund der verbesserten Wirtschaftlichkeit Solarthermie zunehmend eine Nische erobern.

Projektion C: Gas als Pfeiler der Energiewende

Erdgas fungiert als zentrale Partnertechnologie zur Erreichung einer CO₂-armen Zukunft.

Aufgrund der klimapolitischen Ziele werden emissionsarme Lösungen im Energiesystem präferiert und entsprechend gefördert. Gas gilt aufgrund seiner in Relation zu anderen fossilen Energieträgern geringen CO₂-Intensität als ideale Partnertechnologie auf dem Weg in das angestrebte Zeitalter der erneuerbaren Energien. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix ist hoch und wird weiter ausgebaut. CO₂-intensive Brennstoffe wie Kohle und Öl werden in allen Bereichen sukzessive durch Erdgas substituiert. Darüber hinaus wird die Verbreitung von Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff, Biogas und

SNG systematisch vorangetrieben. Durch diese Entwicklungen können substantielle Emissionseinsparungen erzielt werden.

4.2. Ableitung der Szenarien

Aus den Projektionen der Schlüsselfaktoren (SF) werden die Szenarien abgeleitet. Hierzu werden zunächst Ähnlichkeiten zwischen den einzelnen Projektionen betrachtet. Projektionen, die eine enge Verwandtschaft aufweisen, werden zu einem Projektionsbündel zusammengefasst, die zusammen ein Rohszenario bilden. Aus ihnen werden unter Berücksichtigung logischer Abhängigkeiten zwischen den Projektionen die endgültigen Szenarien entwickelt. Die Zuweisung der Projektionen zu den Szenarien ist in Abbildung 8 dargestellt.⁹⁴

SF 1 Politische Rahmenbedingungen	A: Regulatorischer Flickenteppich der EU	B: EU-Binnenmarkt ohne Schranken	C: Enges Korsett	D: Eingeschränkter EU-Binnenmarkt
SF 2 Technische Rahmenbedingungen	A: Innovationsfeindliche Starre	B: Schleppende Konsensbildung	C: Dynamische Bürokratie	D: Ungebremster Fortschritt
SF 3 Infrastruktur	A: Konvergenz der Energieinfrastrukturen	B: Nicht ausentwickelt	C: Eigenbrötlerisches Dasein	D: Crash
SF 4 Kosten & Preise	A: Markt für Standardlösungen	B: Teuer und überreguliert	C: Wettbewerb der Ideen	D: Subventionierte Nischenmärkte
SF 5 Flexibilisierung & Diversifikation	A: Wettbewerb der Möglichkeiten	B: Spezialistentum	C: Große Lösungen	D: Statische Welt
SF 6 Akzeptanz	A: Akzentuierung Erdgas	B: Gas und Klima Hand in Hand	C: Fossile Akzentuierung	D: Rückbau der Gaswirtschaft
SF 7 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	A: Kampf gegen den Untergang	B: Erfolgreiche Transformation	C: Alte Zeiten	
SF 8 Umwelt & Nachhaltigkeit	A: Erneuerbare Energien ohne Rücksicht auf die Kosten	B: Dominanz fossiler Energien	C: Gas als Pfeiler der Energiewende	

■ Szenario „Partnerschaft“
 ■ Szenario „Vertrauter Pfad“
 ■ Szenario „Unklare Rolle“
 Projektionen ohne prägenden Szenario-Bezug

Abbildung 8: Wahl der Projektionen der Schlüsselfaktoren zur Bildung der Szenarien

Wie aus der Abbildung zu entnehmen ist, enthalten die Szenarien sowohl eindeutige Projektionen wie auch unscharfe Projektionen. Eine eindeutige Projektion bedeutet, dass genau eine Ausprägung eines Schlüsselfaktors verwendet wird. Beispielsweise gilt dies für den Schlüsselfaktor „Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit“. Unscharfe Projektionen sind solche, die nicht eindeutig sind, das heißt, es kann entweder eine der möglichen Ausprägungen gewählt werden oder sie werden als mehrdeutige Projektionen behandelt. Es werden somit mehr als eine Ausprägung für einen Schlüsselfaktor in einem Szenario zugelassen. Bei dem Schlüsselfaktor „Technische Rahmenbedingungen“ wird zum Beispiel bei allen drei Szenarien eine mehrdeutige Interpretation angewendet.

⁹⁴ Zur besseren Orientierung im folgenden Fließtext der Szenarien wurden den Projektionen der einzelnen Schlüsselfaktoren Buchstaben zugewiesen. So bezieht sich beispielsweise SF 1 B auf die Projektion „EU-Binnenmarkt ohne Schranken“ des Schlüsselfaktors „Politische Rahmenbedingungen“.

4.2.1. Leitszenario: „Gas als Partner der Energiewende“

Gemäß der in Abbildung 8: Wahl der Projektionen der Schlüsselfaktoren zur Bildung der Szenarien verwendete Projektionen: SF1 B, SF2 C/D, SF3 A, SF4 A/C, SF5 A, SF6 B, SF7 B, SF8 C

4.2.1.1. Überblick

In diesem Szenario findet eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende statt, wie es in Teilen im Energiekonzept der Bundesregierung vorgestellt wird⁹⁵, wobei Gas als Partner des Transformationsprozesses fungiert. Der Weg in eine CO₂-arme Welt ist breiter gesellschaftlicher Konsens und wird konsequent beschritten (8C). Auf diesem Weg ist Erdgas als Partnertechnologie politisch sowie gesellschaftlich aufgrund seiner Wettbewerbsfähigkeit und der in Relation zu anderen fossilen Energieträger geringeren CO₂-Intensität voll akzeptiert und wird als Schlüssel zum Gelingen der Energiewende angesehen (6B). Die Politik setzt dafür einen stabilen und verlässlichen Rahmen. Innerhalb der EU gelten einheitliche Rahmenbedingungen für den Gasmarkt. Der EU-Binnenmarkt für Gas ist Realität, wobei auf ausufernde Detailregelungen verzichtet wird. Vielmehr erfolgt eine Rahmensetzung, innerhalb derer sich die Marktkräfte frei entfalten können. Die Regulierung beschränkt sich auf wenige Kernbereiche (z.B. Netze) (1B). Der Wettbewerb funktioniert weitgehend frei von Beschränkungen. Auf den Märkten bestehen in der Regel geringe Markteintrittsbarrieren mit einer Vielzahl von Anbietern, die eine breite Produkt- und Servicepalette entsprechend den Kundenbedürfnissen abdecken. Die Märkte sind dynamisch und es herrscht teilweise ein hoher Konkurrenzdruck, sodass die Anbieter auf Bedarfsänderungen bei den (End)Kunden schnell reagieren müssen (4A). Die Standardisierung erfolgt überwiegend in industrieller Selbstverwaltung und ist weitgehend EU-weit harmonisiert. Die nationale Standardisierung verliert dadurch an Bedeutung. Die Standards und Normen sind genau spezifiziert mit hinreichend großen Bandbreiten, die viel Raum für Innovationen lassen (2D). Nur an den Schnittstellen zwischen Markt und reguliertem Bereich erfolgt aufgrund der zentralen Bedeutung (z.B. Datensicherheit bei intelligenten Gaszählern) die Standardisierung teilweise unter Beteiligung staatlicher Instanzen, wobei darauf geachtet wird, eine zu enge Ausgestaltung der Standards und Normen zu vermeiden (2C). Gerade an diesen Schnittstellen zwischen Markt und reguliertem Bereich sind oft komplexe Probleme zu lösen: Unternehmen, die ihre Innovationen in diesem Bereich vermarkten, können häufig ein Alleinstellungsmerkmal generieren (4C). Sobald sich Prozesse an diesen Schnittstellen in der Branche etabliert haben, werden auch diese Bereiche der industriellen Selbstverwaltung anvertraut. Insgesamt herrscht ein innovatives Klima. Die Gasbranche kann sich bei der Suche nach Lösungen zur Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem aufgrund der hohen Wertschätzung der Versorgungssicherheit durch die Bevölkerung kontinuierlich neue Geschäftsfelder erschließen. Der Wirklichkeit gewordene EU-weite Binnenmarkt für Gas sowie die Erschließung vielfältiger Bezugsquellen hat zu einer wesentlichen Erweiterung des Handlungsspektrums der Marktakteure geführt, sodass schnell und einfach auf Veränderungen reagiert werden kann und eine bedarfsgerechte Versorgung der Endkunden gewährleistet ist. Allerdings führt die Diversifizierung der Bezugsquellen zu volatileren Gasbeschafflichkeiten (5A). National werden vermehrt erneuerbare Gase produziert, international konnte die Abhängigkeit von einzelnen Bezugsländern vor allem über die Ausweitung von LNG und den europäischen Binnenmarkt verringert werden. Darüber hinaus sind zunehmend auch dezentrale Lösungen entwickelt worden mit vielen Kopplungspunkten zu anderen Energieinfrastrukturen wie Strom und Wärme. Um den

⁹⁵ Vgl. BUND (2011).

Betrieb der verschiedenen Energieinfrastrukturen und dezentralen Anlagen besser aufeinander abstimmen zu können, ist die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie Automatisierungstechnologien weit verbreitet (3A). Das systemübergreifende Denken und Handeln der Akteure befördert die Entwicklung innovativer technischer Lösungen auch für komplexere Problemstellungen. Auf diese Weise können beispielsweise Einschränkungen in der Verfügbarkeit aufgrund volatilerer Gasbeschafflichkeiten vermieden werden. Dies gilt für alle Stufen der technischen Wertschöpfungskette.

4.2.1.2. Wesentliche Entwicklungen

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. In Richtung eines Systems unter weitgehendem Verzicht auf andere fossile Energieträger verbleibt Erdgas als zentraler Partner zu den erneuerbaren Energien (inklusive erneuerbarer Gase). Treibender Faktor ist das kooperative und vertrauensvolle Verhältnis zwischen Politik und Industrie (auch international), woraus ein befruchtendes Zusammenspiel zwischen Rahmenbedingungen und Innovationskraft der Gasbranche resultiert.

Die Politik hat die Zielsetzungen des ursprünglichen Energiekonzepts in Richtung einer CO₂-armen Welt systematisch verfolgt und entsprechende legislative Maßnahmen implementiert. Es gab keine weiteren Richtungswechsel, wie es in der Vergangenheit häufig der Fall war. Dieses Vorgehen hat zu einem zunehmenden Vertrauen der Gesellschaft und der Industrie in den eingeschlagenen Weg geführt. Diese Akzeptanz wurde durch signifikante Fortschritte in den internationalen Klimaverhandlungen befördert, in denen die Blockadehaltungen wichtiger Verhandlungsteilnehmer (z.B. China und USA) sukzessive zurückgenommen wurden⁹⁶. Im europäischen und nationalen Kontext konnte die Intensität und Frequenz, in der politische Maßnahmen zu Beginn der Energiewende eingeführt und novelliert wurden, zurückgefahren. Der Rahmen ist stabil. Darüber hinaus wurde die Regelungsintensität sukzessive zurückgenommen, wodurch sich regulatorische Maßnahmen nur noch auf einige wenige Kernbereiche fokussieren, was im Wesentlichen die Gasnetze betrifft. Zudem hat eine Abkehr von Detailregelungen stattgefunden. Die bestehenden Vorgaben sind nun deutlich offener gestaltet und lassen viel Freiraum für die handelnden Akteure, sich innerhalb dieses Rahmens zu optimieren. Aufgrund positiver Erfahrungen setzt die Politik in den regulierten Bereichen und an den Schnittstellen zu den wettbewerblichen Segmenten daher verstärkt auf marktkonforme Anreizstrukturen⁹⁷. So konnten z.B. bei der Netzregulierung im Nachgang der Evaluierung der ARegV in 2015 sukzessive die damals bestehenden Probleme in Hinblick auf die Investitions- und Innovationsanreize (dynamische Effizienz) beseitigt werden⁹⁸. Für die wettbewerblichen Bereiche konnten mit zunehmender Kooperation zwischen Politik und Industrie tragfähige und langfristige Rahmenkonzepte erarbeitet werden, die sich über die Zeit etabliert haben und nur punktueller Anpassungen bedürfen.

Diese nationalen Umbaumaßnahmen der Rahmenbedingungen waren eingebettet in einen EU-weiten Prozess der Angleichung der Rahmenbedingungen in den Mitgliedsstaaten. Wesentlicher Erfolgsfaktor für die Harmonisierung der Regeln entlang der gesamten

⁹⁶ Vgl. Spiegel (2014) und Tagesschau (2014).

⁹⁷ Vgl. BMWi (2014i).

⁹⁸ Vgl. Stronzik (2013).

technischen Wertschöpfungskette (Produktion, Versorgung und Verwendung) waren Stakeholder-Konsultationen, in denen über die Zeit eine vertrauensvolle Atmosphäre zur Suche nach gemeinsamen Lösungen entstanden ist. So konnte die anfängliche Gestaltungsführerschaft seitens der Politik in Hinblick auf die Entwicklung der Rahmenbedingungen sukzessive zurückgenommen werden und im Gegenzug eine Stärkung der industriellen Selbstverwaltung initiiert werden. Die Erreichung eines EU-weiten Binnenmarktes konnte auf diesem Wege realisiert werden. Neben der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen konnte auch eine weitgehende physische Marktintegration erreicht werden, sodass Gasflüsse innerhalb Europas keinen wesentlichen Beschränkungen unterliegen⁹⁹. Auf unvorhergesehene Ausfälle von Bezugsquellen oder Leitungsprobleme kann schnell und flexibel reagiert werden ohne nennenswerte Beeinträchtigungen der Versorgung der Endkunden. Die Rahmgebungsbefugnisse haben sich von den nationalen Regulierungsbehörden hin zu ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) verschoben¹⁰⁰. Die nationalen Behörden agieren als Ausführungsorgan von ACER in den auf europäischer Ebene vorgegebenen Leitlinien, die eine entsprechende Offenheit für nationale Belange erlauben. Auch die Normen und Standards (z.B. Vorgaben für die Gasbeschaffenheiten) sind EU-weit harmonisiert, wobei sie überwiegend in industrieller Selbstverwaltung weiterentwickelt werden. Nur für den Schnittstellenbereich zwischen Markt und Regulierung oder bei der Kopplung unterschiedlicher Energienetze nehmen die Mitgliedsstaaten einen gewissen Einfluss. Dies erfolgt jedoch im partnerschaftlichen Dialog mit den europäischen Marktakteuren, die sich „mit einer Stimme“ über die Verbände äußern. Dies ist auch deswegen möglich, da die Dominanz vormals nationaler Champions (z.B. GDF) durch die Verwirklichung des EU-Binnenmarktes nicht mehr vorhanden ist.

Auch in der Klimapolitik gibt es ein EU-weit harmonisiertes Vorgehen. Die vielen nationalen und regionalen Initiativen sind gebündelt worden und in die Weiterentwicklung des EU Emissionshandels (EU-ETS) eingeflossen. Es sind weitere Sektoren integriert (z.B. Verkehr), sodass die wesentlichen mit CO₂-Emissionen verbundenen Aktivitäten durch das System erfasst werden. Dies erleichtert auch die Festlegung der Zielvorgaben für die Emissionen. Diese sind mit den Ergebnissen der internationalen Klimaverhandlungen synchronisiert und deutlich restriktiver als zu den Anfängen des Systems¹⁰¹. So ist die zu Beginn der Energiewende bestehende Problematik für Gaskraftwerke einer nicht hinreichenden Profitabilität nicht mehr existent¹⁰². Der sich ergebende CO₂-Preis ist hinreichend hoch, um Gaskraftwerke für ihren CO₂-Vorteil gegenüber Kohlekraftwerken adäquat zu entlohnen, sodass ein profitabler Betrieb der Kraftwerke gewährleistet ist. Durch die Erweiterung des Geltungsbereiches des Emissionshandels sind viele kleinteilige und häufig technologiespezifisch ausgestaltete klimapolitische Regelungen zudem obsolet geworden. Die EU bzw. die Mitgliedsstaaten konzentrieren sich nun vor allem auf die reine Technologieförderung, um potenziell interessanten Lösungen zur Marktreife zu verhelfen. Dies erfolgt in einem EU-weiten Wettbewerb der Ideen, was zu einer verbesserten

⁹⁹ Diese Entwicklung ist eine direkte Folge der konsequenten Weiterführung der 2006 auf EU-Ebene ins Leben gerufenen regionalen Gasinitiativen zur Verbesserung der Integration der Gasmärkte (Gas Regional Initiatives) sowie des European Energy Infrastructure Package für konkrete Investitionsinitiativen. Vgl. CEER (2014).

¹⁰⁰ ACER wurde sukzessive zu einer europäischen Regulierungsinstitution mit entsprechenden Festlegungskompetenzen weiterentwickelt. Zu Beginn der Aufnahme der Tätigkeit in 2013 hatte ACER grundsätzlich nur eine reine Koordinierungsfunktion für die souverän agierenden nationalen Regulierungsbehörden (vgl. ACER/CEER 2013).

¹⁰¹ Vgl. Diekmann (2012).

¹⁰² Vgl. Handelsblatt (2014).

Koordinierung der Förderungen innerhalb der EU verholpen hat. Die Förderinitiativen sind gut vernetzt und ein intensiver Austausch ist gewährleistet. In Deutschland haben diese Entwicklungen zu einem Auslaufen eines nicht marktbasierten EEGs geführt.

Viele der erneuerbaren Energien haben durch die Weiterentwicklung des Emissionshandels Marktreife erreicht und kommen vollständig ohne Subventionierung aus. Neben Hocheffizienztechnologien (z.B. KWK) steigt auch die Bedeutung von erneuerbaren Gasen in der An- und Verwendung in Industrie und Haushalten. Die Technologieförderung in Deutschland konzentriert sich vor allem auf Lösungen zur Verbesserung der Gesamtsystemstabilität (z.B. über die Kopplung der Energieinfrastrukturen) und auf Alternativnutzungsmöglichkeiten der Gasinfrastruktur. Der erste Förderkomplex dient u.a. der Flexibilität und der Abpufferung der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien in das Stromnetz (z.B. über Power-to-Gas Anwendungen). Die Anwendungen befinden sich größtenteils bereits nahe der Marktreife. Es geht in diesem Kontext eher um Optimierungs- und Scalingfragen, um effiziente Betriebsweisen unabhängig von der Anlagengröße zu ermöglichen. Der zweite Förderschwerpunkt zielt darauf ab, die bestehende hochwertige Gasinfrastruktur nach der Energiewende zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten zuzuführen (z.B. Transport von Brenngasen in Form von Wasserstoff-Methan-Gemischen und anderen Gasen wie z.B. CO₂)¹⁰³. Die Forschung in diesem Bereich befindet sich noch in einer frühen Entwicklungsphase.

Der EU-weit und national zurückgehenden konventionellen Erdgasförderung wurde vor allem durch die deutlich verbesserte physische Integration der Gasinfrastrukturen und die Diversifizierung der Bezugsquellen und Importrouten begegnet, sodass die jederzeitige Verfügbarkeit von Gas und die Sicherheit der Versorgung der Endkunden in hohem Maße gewährleistet sind. Wie viele andere Mitgliedsstaaten mit Küstenregionen hat Deutschland dabei LNG-Regasifizierungskapazitäten aufgebaut, um trotz des höheren CO₂-Fussabdrucks¹⁰⁴ von LNG eine direktere Anbindung an den Weltmarkt und somit eine verbesserte Kopplung an das dort herrschende Gaspreisniveau zu erreichen¹⁰⁵. So kann Deutschland direkter am Fracking-Boom in den USA partizipieren, ohne die Notwendigkeit selbst massiv in eigene Fracking-Aktivitäten zu investieren, da preiswertes LNG nun seinen Weg direkt nach Deutschland finden kann¹⁰⁶. Dies hat darüber hinaus zu einer Versachlichung der Debatten um die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in Deutschland beigetragen, die in geringem Umfang gestartet wurde. Die Ausdifferenzierung der Bezugsquellen hat zusammen mit der gestiegenen Produktion erneuerbarer Gase zu einer höheren Volatilität der Gasbeschafflichkeiten geführt. Die Gaswirtschaft hat jedoch entsprechende Lösungen entwickelt, um dieser Problematik Herr zu werden, ohne die Sicherheit und den Komfort bei der Anwendung zu riskieren.

Die Entwicklung neuer Lösungskonzepte wird durch das innovative Klima in der Gaswirtschaft begünstigt, wobei sich Unternehmen entlang der gesamten technischen Wertschöpfungskette aktiv daran beteiligen. Durch die Innovationsfreude können immer wieder neue Geschäftsfelder erschlossen werden (z.B. im Mobilitätssektor sowie der

¹⁰³ Vgl. z.B. DOE (2014).

¹⁰⁴ LNG muss verflüssigt und in der Regel über den Seeweg transportiert werden, was im Vergleich zu Pipelinegas zu höheren CO₂ Emissionen führt. Vgl. z.B. Levon Group (2013).

¹⁰⁵ Vgl. Neumann (2009) und Vosser (2012).

¹⁰⁶ Laut IEA (2012) bleibt die USA im Golden Age of Gas Szenario weit über 2030 hinaus Nettoexporteur.

industriellen und gewerblichen Verwendung)¹⁰⁷. Aufgrund des harten Wettbewerbs in den klassischen Geschäftsfeldern besteht hierzu allerdings auch eine gewisse Notwendigkeit, um Marktanteile zu halten bzw. auszubauen. In der Anwendungstechnik steht Gas zudem in Konkurrenz zu Energieeffizienzmaßnahmen und Lösungen auf Basis alternativer Energieträger (z.B. Wärmeanwendungen auf Strombasis), wodurch der Kosten- und Effizienzdruck auf Unternehmen, die in diesem Segment tätig sind, zusätzlich verstärkt wird. Es bestehen auch keinerlei nicht-tarifäre Wettbewerbshemmnisse z.B. durch Standards oder andere technische Regeln zugunsten oder zulasten eines bestimmten Energieträgers. Ursprünglich tendenziell verzerrende Einflüsse (z.B. Gesamtprimärenergiefaktor¹⁰⁸) konnten gänzlich beseitigt werden. Diesem Wettbewerbsdruck können die Unternehmen der Gasbranche jedoch durch ständige Innovationen erfolgreich begegnen. So können nicht nur neue Geschäftsfelder erschlossen sondern zusätzlich in den klassischen Bereichen mittels innovativer Preismodelle und Produktangebote (z.B. im Rahmen von Contracting) auch höhere Margen generiert werden. Letzteres beinhaltet beispielsweise Kundenwünsche, die gesamte Energieversorgung aus einer Hand zu erhalten inklusive Eigenproduktion und Speicherung, was die Herausbildung dezentraler Strukturen auch im Gassektor hervorgebracht hat (z.B. in Form lokaler Arealnetze für Biogas).

4.2.2. Nebenszenario 1: „Vertrauter Pfad“

Gemäß der in Abbildung 8: Wahl der Projektionen der Schlüsselfaktoren zur Bildung der Szenarien verwendete Projektionen: SF1 C/D, SF2 A/C, SF3 C, SF4 A/D, SF5 C/D, SF6 A/C, SF7 C, SF8 B

4.2.2.1. Überblick

In diesem Szenario finden eine Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger und ein damit einhergehender Stopp des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien statt. Ein vernetztes Denken über die jeweilige Energiesparte (Strom oder Gas) hinaus ist nicht gegeben. Das Energiesystem befindet sich in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute.

Die Energiewende hat, obwohl Deutschland eine Vorreiterrolle übernommen hat, international zu wenig Nachahmer gefunden. Global konnte keine Reduktion des CO₂-Ausstoßes erreicht werden. Die Gesellschaft in Deutschland ist trotz starker Unterstützung klimapolitischer Anstrengungen und einem weit verbreiteten Umweltbewusstsein nicht mehr bereit, alle Mehrkosten der Energiewende zu tragen, da weder ein Effekt für den globalen Klimaschutz noch die Dividende für die Vorreiterrolle eingefahren wird. Daher wurden die zukünftigen Ziele für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgenommen und eine Rückbesinnung zu den kostengünstigeren fossilen Energieträgern eingeleitet, wobei die Kernkraft nicht davon profitiert: Der Wiedereinstieg bleibt ausgeschlossen (8B).

¹⁰⁷ Vgl. z.B. ACER (2014).

¹⁰⁸ Der Gesamtprimärenergiefaktor gibt gewissermaßen Auskunft über die relative „energetische Wettbewerbsfähigkeit“ von Anwendungen auf Basis unterschiedlicher Energieträger. Der Faktor misst das Verhältnis aus eingesetzter Primärenergie zur gelieferten Endenergiemenge. Grundsätzlich gilt: je höher der Anteil erneuerbarer Energien am betrachteten Mix ist, desto geringer ist der Faktor, was z.B. im Rahmen der Bewertung von Wärmeanwendungen eine große Rolle spielt. Über den Faktor können Anwendungen auf Basis unterschiedlicher Energieträger somit energetisch miteinander verglichen werden. Bei einem sowohl strom- als auch gasseitig parallel stattfindenden Ausbau der erneuerbaren Energien hat die ursprüngliche Berechnungsmethodik gasseitige Lösungen tendenziell benachteiligt. Näheres siehe z.B. Heikrodt (2013).

Zwar ist man bestrebt, die Integration in den EU-weiten Binnenmarkt voranzubringen, jedoch versuchen die einzelnen Staaten ihre eigene Interessenslage durchzusetzen, was aufgrund zu geringer Harmonisierung der Rahmenbedingungen immer wieder zu Stillstand führt (1D). Die Politik gibt auch im Innenverhältnis für das deutsche Energiesystem die Richtung vor und bestimmt die Spielregeln. Im Widerstreit vielfältiger Partikularinteressen ist es nicht gelungen, das System konsequent und konsistent auf wettbewerbliche Anreizstrukturen auszurichten. In vielen Bereichen setzen Detailregelungen ein enges Korsett. Bei der Netzplanung tritt die Bundesnetzagentur im Auftrag der Bundesregierung als zentraler Planer auf (1C). Durch die Abkehr vom weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird wieder vermehrt auf Großprojekte gesetzt, bei denen sich Skalenerträge realisieren lassen. Es wird auf erprobte und ausgereifte Technologien, z.B. fossile Großkraftwerke, gesetzt, die sich durch eine hohe Zuverlässigkeit auszeichnen (7C). Aufgrund der Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger ist der Anreiz entfallen, den Stromsektor mit anderen Sektoren zu koppeln. (3C). Gemäß dem Gestaltungsanspruch der Politik erfolgt in der Zwischenzeit die Normung und Standardisierung vielfach durch Impulse staatlicher Instanzen. Während diese Standardisierungsanstrengungen aufgrund bürokratischer Prozesse häufig rückwärtsgerichtet sind und wenig Raum für Innovationen lassen (2A), wird in Teilbereichen, die als „Schaufenster“ oder „Leuchtturm“ seitens der Politik auserkoren wurden, versucht, innovationsfreundlichere Standards zu generieren (2C). Dies gilt z.B. für Fracking und Maßnahmen zur Flexibilisierung der Gasversorgung. Durch eine veränderte geostrategische Lage haben Lieferanten, die zu Beginn des Jahrtausends noch als zuverlässig galten, in der Vergangenheit Lieferungen zurückgehalten. Dadurch ist ein Prozess des Umdenkens in der EU – trotz Differenzen bei der Marktgestaltung – in Richtung eines gemeinsamen Vorgehens zur Flexibilisierung der Gasversorgung eingeleitet worden, da eine EU-weite physische Integration der Gasinfrastrukturen bisher nicht ausreichend gelungen ist (5C). Die ausstehende physische Marktintegration kann zudem regionale Preisspreizungen bei der Gasbeschaffung innerhalb der EU zur Folge haben, wenn es zu anhaltenden Beschränkungen bei den Gasflüssen kommt. Da Deutschland Erdgas überwiegend aus wenigen Quellen über zentrale Pipelines bezieht, ist in solchen Fällen die Anbindung an das Gaspreisniveau auf dem Weltmarkt nicht gegeben mit der Folge tendenziell höherer Einkaufspreise. Deutschland sieht sich zudem aufgrund der fehlenden Beschaffungsdiversifizierung einem Oligopol weniger Anbieter gegenüber (5D). Die Lieferausfälle haben allerdings die Akzeptanz in der Gesellschaft erhöht, zur Reduktion der Importabhängigkeit unkonventionelle Gasvorkommen in Deutschland zu erschließen, da Gas in vielen Bereichen (z.B. im Wärmemarkt) Vorteile gegenüber anderen fossilen Energieträgern aufweist (6A). Insgesamt ist der Gasmarkt in Deutschland zweigeteilt: Im Wärmemarkt ist Gas aufgrund stärker gestiegener Ölpreise grundsätzlich wettbewerblich, was durch Skaleneffekte (Großprojekte) und niedrige Investitions- und Wartungskosten aufgrund der Verwendung ausgereifter Technologien unterstützt wird (4A). Bei Strom wird Gas aufgrund der Preisentwicklungen hingegen zunehmend durch Kohle verdrängt (6C). Gaskraftwerke werden allerdings weiterhin für die Spitzenlastdeckung im Strom benötigt. Rentabel können diese Kraftwerke jedoch nur mittels weiterer Förderungen betrieben werden, da die Stromerlöse nicht ausreichen, um die Kosten zu decken. Insbesondere für systemrelevante Gaskraftwerke werden daher Subventionen gewährt (4D).

4.2.2.2. Wesentliche Entwicklungen

Das Szenario „Vertrauter Pfad“ beschreibt ein Zurückfahren der Ziele der Energiewende verbunden mit einer Hinwendung zu den fossilen Energieträgern. Ein wesentlicher Faktor der Entwicklungen ist die abnehmende Akzeptanz in der Gesellschaft für nationale bzw. europäische Alleingänge in der Klimapolitik. Aufgrund nicht sichtbarer Fortschritte in den

internationalen Klimaverhandlungen wird der Nutzen für ein Vorangehen Deutschlands – insbesondere vor dem Hintergrund der damit verbundenen Kosten – zunehmend kritisch hinterfragt.

Auf der Bühne der internationalen Klimaverhandlungen gibt es praktisch seit der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls keine nennenswerten Fortschritte oder Ergebnisse, wodurch die gesellschaftliche Unterstützung für eine ambitionierte nationale Klimapolitik zurückgegangen ist. Vielmehr rücken die Kosten in den Blickpunkt, die von den Endverbrauchern zu tragen sind. Daher verfolgt die Bundesregierung seit einigen Jahren die Ziele nicht mehr in der Konsequenz, wie dies anfänglich der Fall war. Der Fokus der Politik liegt seit diesem Wechsel auf der Versorgungssicherheit, da es sowohl im Strom- (vor allem aufgrund der volatilen Einspeisung durch Wind und Photovoltaik) als auch im Gassektor (Lieferunterbrechungen) teilweise zu Problemen in der Versorgung gekommen ist. Bis zu diesem Politikwechsel wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien allerdings vorangetrieben, sodass deren Anteil seit 2011 zugenommen hat¹⁰⁹, ohne dass die aus der volatilen Einspeisung resultierenden Probleme gelöst werden konnten. Zur Sicherung der Versorgungssicherheit wird den fossilen Energieträgern nun wieder eine bedeutendere Rolle seitens der Politik beigemessen. Aufgrund der aufgetretenen Probleme findet dieser Richtungswechsel auch in der Bevölkerung Zustimmung.

Trotz des Politikwechsels und einer stärkeren Akzentuierung der fossilen Energieträger hat sich eine Tendenz in Richtung einer immer intensiver werdenden Regulungsdichte verfestigt, was auf den Gestaltungsanspruch der Politik zurückzuführen ist¹¹⁰. Aufgrund von detaillierten Vorgaben setzen die regulatorischen Rahmenbedingungen den Märkten ein enges Korsett. Verstärkt wird diese Regulungsdichte durch das Zusammenspiel von nationaler und EU-Ebene, wobei die nationalen Regulierungsbehörden eine gewichtige Rolle bei der Umsetzung der EU-Vorgaben spielen. So wurde beispielsweise im Rahmen der Novellierung des europäischen Gaskrisenrechts¹¹¹ ein umfangreiches Maßnahmenbündel zur Verbesserung der Versorgungssicherheit über Gesetze und Verordnungen durch die Bundesregierung auf den Weg gebracht. Um zukünftig der Gefahr von Lieferunterbrechungen besser begegnen zu können, hat auch Deutschland nach anderen Mitgliedsstaaten (z.B. Ungarn und Italien) eine strategische Speicherreserve angelehnt an den Erdölbevorratungsverband eingeführt¹¹². Darüber hinaus sind technische Standardisierungen vermehrt Gegenstand von Richtlinien, Verordnungen oder Ausführungsbestimmungen.

Das Gasaufkommen in Deutschland wird weiterhin von Erdgas dominiert, das über zentrale Pipelines aus wenigen Bezugsquellen nach Deutschland transportiert wird. Aufgrund unzureichender politischer Rahmenbedingungen scheuen Unternehmen das Risiko, in LNG-Technologien zu investieren. Auch die Anteile der erneuerbare Gase sind gering. So ist Biogas aufgrund zu geringer Unterstützung und des Politikwechsels selbst hinter den

¹⁰⁹ Für 2020 lag z.B. das Zwischenziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei 35%. Vgl. BMWi (2014h).

¹¹⁰ Tendenzen zu stark lenkenden staatlichen Eingriffen finden sich in vielen Programmen von Parteien, die eher links der Mitte im politischen Parteienspektrum eingeordnet werden können. Siehe z.B. Die Linke (2011), Bündnis 90/Die Grünen (2013) und SPD (2007). Da es sich bei der Liberalisierung der Energiemärkte um ein europäisches Projekt handelt, müssten sich die politischen Mehrheiten EU-weit entsprechend ausbilden.

¹¹¹ Vgl. Schulte-Beckhausen (2013).

¹¹² Vgl. Europäische Kommission (2014c).

anfänglich bestehenden Erwartungen zurückgeblieben¹¹³. Obwohl das Verhältnis zwischen Deutschland (bzw. der EU) und Russland aufgrund geo-strategischer Machtinteressen Russlands und daraus resultierender Lieferunterbrechungen in der Vergangenheit angespannt ist, ist es zu keiner nennenswerten Diversifizierung der Bezugsquellen in Deutschland gekommen. Aufgrund der zurückgehenden heimischen Förderung konventioneller Erdgasvorkommen und der noch nicht hinreichend gewährleisteten physischen Integration der Gasinfrastrukturen innerhalb der EU hat Deutschland mit der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen begonnen. Durch die Schwierigkeiten in der Versorgung ist auch die gesellschaftliche Akzeptanz in Deutschland für Fracking gestiegen. Erste großtechnische Förderanlagen sind in Betrieb. Weitere sind bereits in Planung.

Durch das enge Korsett, das durch den politischen Rahmen gesetzt wird, können sich die Markt- und Innovationskräfte in der Gaswirtschaft nicht frei entfalten. Die Erschließung von neuen Geschäftsfeldern läuft Gefahr, durch zukünftig zu erwartende Vorgaben seitens staatlicher Instanzen nachteilig betroffen zu werden. Dieses regulatorische Risiko bedeutet für neue Akteure eine Markteintrittsbarriere. Für etablierte Marktakteure besteht eine Tendenz, in traditionellen Geschäftsfeldern zu verharren. Durch die Einflussnahme staatlicher Instanzen auf die Standardisierungsprozesse gilt dies auch für Anwendungstechniken in Haushalten, Gewerbe und Industrie, wo daher überwiegend auf etablierte Lösungen gesetzt wird. Neue Bereiche werden nur erschlossen, wenn es auch seitens der Politik Signale für eine zukünftige Unterstützung gibt. Diese Signale existieren vor allem in den Bereichen der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen (Fracking). Bei vielen neuen, potenziell interessanten Gasverwendungsmöglichkeiten fehlen diese politischen Signale, weshalb diese Felder weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen. Zur Hebung von Skaleneffekten wird vor allem auf großtechnische Lösungen gesetzt, die in der Regel höhere Wirkungsgrade und geringere spezifische Investitionskosten aufweisen als dezentrale Lösungen.

Hinsichtlich der energetischen Verwendung ist Gas im Wärmemarkt konkurrenzfähig, während dies in der Stromerzeugung nicht der Fall ist¹¹⁴. Der auf dem Weltmarkt bestehende Preisvorteil bei der Beschaffung von Gas gegenüber Öl, bedingt durch den Fracking-Boom in den USA, kann in Deutschland jedoch aus zwei Gründen nicht seine volle Wirkung entfalten. Zum einen ist Deutschland durch die ausstehende Integration des europäischen Gasmarktes nicht vollständig an die Preisentwicklungen auf dem Weltmarkt gekoppelt. Zum anderen wirken sich die regulatorischen Rahmenbedingungen preissteigernd auf die Endverbraucherkosten aus. Beispielhaft seien die staatlichen Umlagen (z.B. für die strategische Speicherreserve) angeführt.

¹¹³ Im nationalen Entwicklungsplan für 2014 für Gas ist z.B. von einer Zunahme der Biogaseinspeisung von 3 TWh in 2011 auf 21 TWh in 2024 ausgegangen worden. Dieser Wert wird in Szenario 2 deutlich unterschritten. Vgl. FNB Gas (2014).

¹¹⁴ Dieses Szenario entspricht in Teilen dem Current Policies Szenario der IEA (2011). Bezüglich der Importpreise in Europa hat Gas im Ausgangspunkt (2010) einen relativen Preisvorteil gegenüber Öl und einen relativen Preisnachteil gegenüber Kohle. Während die IEA für Gas und Öl ähnliche reale Preissteigerungen bis 2035 prognostiziert (Öl: + 79%; Gas: +73%), wird für Kohle ein deutlich moderaterer Anstieg der realen Preise erwartet (+20%). Dies bedeutet, dass in dem IEA-Szenario der Preisvorteil von Gas gegenüber Öl relativ konstant bleibt, während der Preisnachteil gegenüber Kohle wächst.

Bei der Stromerzeugung (inkl. KWK) hat Gas auf dem Weltmarkt hingegen einen relativen Preisnachteil gegenüber Kohle. Die Produktionskosten sind bei Kohle in den letzten Jahren deutlich moderater als bei Gas angestiegen, was u.a. darauf zurückzuführen ist, dass die kostengünstigsten unkonventionellen Gasvorkommen bereits am Anfang des Fracking-Booms in den USA erschlossen wurden und nun erschöpft sind. Dieser relative Preisnachteil bei der Beschaffung wird auch nicht durch einen entsprechenden CO₂-Preis kompensiert. Aufgrund des Politikwechsels sind die Emissionsobergrenzen im Rahmen des europäischen Emissionshandels nicht weiter verschärft worden, sodass der CO₂-Preis auf einem relativ niedrigen Niveau verharrt. Neue Kraftwerke und KWK-Anlagen werden daher fast ausschließlich auf Kohlebasis betrieben¹¹⁵. Da Gaskraftwerke für die Stabilität des Stromsystems als unverzichtbar angesehen werden, ist für sie eine Sonderregelung eingeführt worden. Eine entsprechende Verordnung regelt die Entgeltung von Investitionen und Betrieb.¹¹⁶

4.2.3. Nebenszenario 2: „Unklare Rolle von Erdgas“

Gemäß der in Abbildung 8 verwendete Projektionen: SF1 A, SF2 A/B, SF3 B, SF4 B, SF5 B, SF6 D, SF7 A, SF8 A

4.2.3.1. Überblick

In diesem Szenario besteht ein konfliktäres Verhältnis zwischen dem Vorantreiben der Energiewende durch die Politik und der Rolle des Gassektors. Während der Klimaschutz eine breite gesellschaftliche Akzeptanz hat, wird Erdgas als fossiler Brennstoff nicht als Teil der Lösung sondern als Bestandteil des Problems und Klimaschädling angesehen (6D). Zwischen Politik und der heterogenen Gasbranche besteht daher eher ein gespanntes Verhältnis mit der Folge, dass sehr detaillierte Regelungen implementiert werden, um die Entwicklungen in die von der Politik gewünschte Richtung zu treiben. Verstärkend kommt hinzu, dass innerhalb der EU eine Harmonisierung der Regeln nur sehr unzureichend umgesetzt ist, sodass ein gewisses „regulatorisches Chaos“ mit inkonsistenten Vorgaben vorherrschend ist (1A). Auch die technischen Normen und Standards sind nur teilweise EU-weit harmonisiert. Sie werden teilweise in industrieller Selbstverwaltung (2B) und teilweise durch staatliche Instanzen verfasst (2A) und gelten allgemein als rückwärtsgerichtet, da sie nicht offen genug für neue Anwendungen und Innovationen ausgestaltet sind. Daher existiert für neue Aktivitäten zunächst eine gewisse Unsicherheit, bis entsprechende Regeln erarbeitet wurden, was mit Zeitverzögerungen verbunden ist (insbesondere bei behördlicher Verantwortlichkeit). Die bestehenden Geräte und Anlagen in der Versorgung und Verwendung können in der Regel nur relativ konstante Gasbeschaffenheiten innerhalb enger Toleranzbänder verarbeiten. Die zunehmende Produktion erneuerbarer Gase, die durch die staatliche Förderung Marktanteile gewinnen, und die Diversifizierung der konventionellen Bezugsquellen (z.B. LNG aus Afrika und dem karibischen Raum) implizieren jedoch die Bereitstellung von Gas sehr unterschiedlicher Beschaffenheit, wodurch die Volatilität der Gasbeschaffenheit des bereitgestellten Gases steigt (3B). Da die bestehenden Strukturen mangels Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten hierauf nicht ausreichend ausgerichtet sind, kommt es in Teilen zu Einschränkungen der Verfügbarkeit in der Versorgung und Verwendung (7A). In anderen Teilen wird die Beschaffenheit des bereitgestellten Gases mit hohem technischem Mehraufwand (z.B. durch vorgeschaltete Gasaufbereitungen) vergleichmäßigt (5B). Durch diese beiden Effekte und das (auch regulatorisch bedingt) relativ hohe Endkundenpreisniveau verliert Erdgas in allen Bereichen

¹¹⁵ Vgl. Fraunhofer IFAM et al. (2014).

¹¹⁶ Es besteht eine gewisse Analogie zur Reservekraftwerksverordnung (ResKV), die Ende 2017 ausläuft.

deutlich an Marktanteilen (4B). Diese Tendenzen werden durch eine abwartende Haltung der Endkunden gegenüber Konzepten, die nicht rein auf regenerativen Energien basieren, verstärkt (8A).

4.2.3.2. Wesentliche Entwicklungen

Das Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“ beschreibt eine aus Sicht der Gaswirtschaft (und der Gesellschaft) problematische Umsetzung der Ziele der Energiewende. Für die (konventionelle) Gasbranche ist zunächst keine klar definierte Rolle vorgesehen. Diese muss sie sich erarbeiten, wobei gegen Widerstände anzukämpfen ist. Neben diesem konfliktären Verhältnis sind ein ausgeprägter Gestaltungsanspruch der Politik sowie inkonsistente Rahmenbedingungen weitere treibende Faktoren der Entwicklungen.

Da viele Länder aufgrund der Fortschritte in den internationalen Klimaverhandlungen Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen unternehmen und die Bundesregierung weiterhin Vorreiter in diesem Bereich sein will, hat sich die deutsche Politik zum Ziel gesetzt, die ursprünglichen Ziele der Energiewende zu übertreffen bzw. zu einem früheren Zeitpunkt zu erreichen. Dieser Weg findet auch eine hinreichende gesellschaftliche Akzeptanz. Der Fokus liegt auf der Suche nach Lösungen, die ausschließlich auf erneuerbaren Energien basieren ohne die Beteiligung der fossilen Energieträger (inklusive Erdgas). In diesem Kontext geht es vor allem um Speichertechnologien und die Regelbarkeit der erneuerbaren Energien Anlagen zur Einspeisung ins Gas- und Stromnetz. Die politischen Aktivitäten ranken sich vor allem um den Stromsektor. Die Rolle des Gassektors ist nicht klar definiert. Indirekt kann aus den tatsächlichen Maßnahmen eine eher passive Funktion in Form der Abpufferung stromseitig entstehender Schwierigkeiten abgeleitet werden. Ein weiterer Schwerpunkt ist die verstärkte Förderung erneuerbarer Gase, um Erdgas – zumindest teilweise – zu substituieren, was vor allem auf den Wärmemarkt abzielt. Durch die Dominanz der erneuerbaren Energien werden auch gasseitige Lösungen dezentraler. Die letzten beiden Punkte lassen sich z.B. anhand Biogas-betriebener Arealnetze in ländlichen Räumen veranschaulichen.

Zur Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien wurden und werden umfangreiche Einzelmaßnahmen durch die Bundesregierung verabschiedet. Aufgrund der Vielzahl der beteiligten Ministerien (z.B. Umwelt, Wirtschaft und Energie, Landwirtschaft, Verkehr) sind diese Maßnahmen nur sehr eingeschränkt aufeinander abgestimmt. Die Gesamtkoordinierung gelingt nur unzureichend. Es gibt keinen gesamtsystemischen Ansatz, was insgesamt zu inkonsistenten politischen Rahmenbedingungen innerhalb Deutschlands führt. Es wird vor allem auf direkte Vorgaben oder staatliche Förderung in Form von Subventionen gesetzt. Die meisten erneuerbaren Technologien haben mit wenigen Ausnahmen noch keine Wettbewerbsfähigkeit erreicht, weswegen hohe staatliche Förderungen gewährt werden, die in der Regel per Umlage auf die Endkunden gewälzt werden. Aufgrund des geltenden EU-Wettbewerbsrechts gibt es kaum Ausnahmen von der Umlage für bestimmte Verbrauchsgruppen. So ist der staatliche Anteil an den Endverbraucherpreisen in allen Segmenten (Strom, Wärme, Gas) gegenüber 2014 deutlich angestiegen (z.B. Steuern, Umlagen und Konzessionsabgaben).¹¹⁷

¹¹⁷ 2013 lag z.B. der staatliche Anteil beim Endverbraucherpreis für einen privaten Haushalt mit einem Gasverbrauch von 20.000 kWh pro Jahr bei ca. 25%. Werden noch Netzentgelte als reguliertes Segment hinzugerechnet (ca. 20%), so lag der Anteil für die marktlichen Aktivitäten (Beschaffung, Vertrieb und Marge) bei knapp über 50%. Vgl. Verivox (2014).

Die Harmonisierungsbestrebungen auf EU-Ebene für einen EU-Binnenmarkt Gas sind aufgrund erstarkter nationaler Partikularinteressen, die zum Teil sehr unterschiedlich sind, ins Stocken geraten. Der Grad der Harmonisierung der Rahmenbedingungen ist eher rückläufig. Die Regelungen für Aktivitäten auf den Märkten und die Nutzung von Netzen und Speichern sind in den Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich ausgestaltet. Die nationalen Regulierungsbehörden sind die zentralen Akteure in diesem Kontext. In Deutschland sind die Befugnisse der Bundesnetzagentur sukzessive erweitert worden. Die BNetzA setzt dabei auf sehr detaillierte Regelungen, die teilweise auch technische Standards beinhalten (z.B. wie beim Datenaustausch und den Anforderungen an intelligente Zähler). Die Netzregulierung vernachlässigt die Belohnung langfristiger Investitionen. Anreize zur Hebung kurzfristiger Kostensenkungspotenziale überwiegen. Ferner wird auf durch die BNetzA identifizierte Entwicklungen, die von der ursprünglichen Intention abweichen, zeitnah mit einer entsprechenden Anpassung der Vorgaben reagiert. Dies führt zu einer hohen Regelungsdichte, wobei Einzelmaßnahmen zum Teil nur eine geringe Halbwertszeit bis zur nächsten Novellierung haben.

Bei der in industrieller Selbstverwaltung verbliebenden Standardisierung der technischen Rahmenbedingungen kommt es aufgrund sehr unterschiedlicher Partikularinteressen zu einer tendenziell schleppenden Weiterentwicklung. Die Konsensbildungen gestalten sich schwierig, sodass die bestehenden Standards oft nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Die Zeitspanne zwischen der Entwicklung neuer technischer Lösungen und der letztendlichen Erarbeitung entsprechender Standards und Normen ist gewachsen.

Der Gasbezug konnte trotz der inkonsistenten Rahmenbedingungen diversifiziert werden. Durch die verstärkte staatliche Förderung haben erneuerbare Gase einen signifikanten Anteil am deutschen Gasaufkommen erreicht¹¹⁸. Die zunehmende Einspeisung erfolgt aufgrund der Dezentralität der Produktionsanlagen vorwiegend in das Verteilnetz. Einzelne großtechnische Anlagen speisen auch in die Fernleitungsnetze ein. Ein weiterer Grund für die Anteilssteigerung liegt in den zurückgehenden Verbräuchen von Gas (s.u.). Die Zunahme der Einspeisung erneuerbarer Gase ist jedoch weit davon entfernt, die zurückgehende Inlandsförderung konventioneller Gasvorkommen zu kompensieren. Die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen findet in Deutschland nicht statt, da sowohl die politische als auch die gesellschaftliche Akzeptanz fehlen. Trotz des zurückgehenden Verbrauchs besteht somit eine hohe Abhängigkeit von ausländischen Gasimporten. Der Aufbau einzelner LNG-Terminals in Deutschland konnte erfolgreich eingeleitet werden. Aufgrund der unzureichenden physischen Integration der europäischen Gasinfrastrukturen wird diese Maßnahme seitens der Politik als „notwendiges Übel“ für eine begrenzte Übergangszeit angesehen, um die Abhängigkeit von Gaslieferungen einzelner Länder zu begrenzen. Daher erfolgt der Aufbau teilweise mit staatlicher Förderung.

Durch die Vernachlässigung langfristiger Investitionsanreize in der Netzregulierung wird ein Teil des deutschen Gasnetzes auf der Verteil- und Transportebene von Unternehmen mit kurzfristigen Gewinnerzielungsabsichten („Heuschrecken“) betrieben. Auch die Sicht auf das Gesamtsystem ist bei vielen Netzgesellschaften nicht gegeben. Da Ersatzinvestitionen und Wartungsarbeiten nicht in dem eigentlich erforderlichen Maße erfolgen, gibt es Schwierigkeiten bei der Zuverlässigkeit der Netze. Die Problematik wird durch die

¹¹⁸ So konnten die im nationalen Entwicklungsplan Gas aus dem Jahr 2014 für 2024 prognostizierten 21 TWh übertroffen werden. Vgl. FNB Gas (2014).

Diversifizierung des Gasbezuges noch verschärft, da ein Großteil der Infrastruktur nicht darauf ausgerichtet ist, die steigende Volatilität der Gasbeschaffenheit zu verarbeiten. Ein weiterer Grund für eine abnehmende Versorgungsqualität liegt in den unzureichend definierten Rollen und Verantwortlichkeiten der beteiligten Akteure (insbesondere für sich anbahnende Notfälle).

Im Endkundensegment verliert Erdgas zusehends Marktanteile. Deutschland kann zwar über die mitten im Aufbau befindliche LNG-Infrastruktur partiell an dem anhaltend niedrigen Preisniveau auf dem Weltmarkt partizipieren, das durch den Fracking-Boom in den USA ausgelöst wurde¹¹⁹; dieser Beschaffungsvorteil wird durch die staatlich bedingten Aufschläge (z.B. Umlage zur Förderung der erneuerbaren Gase) auf die Endkundenpreise für Erdgas jedoch vollkommen zunichte gemacht. Die Stromerzeugung wird sukzessive auf erneuerbare Energien umgestellt. Die Verdrängung betrifft auch Gaskraftwerke. Im Wärmemarkt stagniert der Erdgasanteil. So werden z.B. die Umstellpotenziale von Öl auf Gas bei Haushalten an Stromalternativen verloren. Es gibt keine attraktiven Umstellanreize seitens der Gasanbieter. Die erneuerbaren Gase können diese Tendenzen nur unzureichend kompensieren. Insbesondere die gasseitig auftretenden Versorgungsschwierigkeiten durch die Netze führen zudem dazu, dass eher strombasierte Lösungen nachgefragt werden. Der Sektor steht am Beginn einer Abwärtsspirale: Eine in Summe gleichbleibend hohe (oder sogar steigende) Förderung erneuerbarer Gase und deren Umlage auf einen abnehmenden Erdgasverbrauch führen zwangsläufig zu einer weiteren Verschlechterung der Wettbewerbsposition. Zudem existieren nicht-tarifäre Hemmnisse durch Standards oder andere technische Regeln, die den Wettbewerb insbesondere zwischen gas- und stromseitigen Anwendungen verzerren (z.B. Gesamtprimärenergiefaktor).¹²⁰

Aufgrund der tendenziell unzureichenden Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Gase in Relation zu strombasierten Lösungen können darüber hinaus auch nur bedingt neue Anwendungsfelder erschlossen bzw. bisher unterentwickelte Geschäftsfelder (z.B. im Mobilitätssektor) ausgebaut werden. Im Zweifel fördert die Politik die Stromalternativen. Diese Gesamtkonstellation hat zur Folge, dass auch bei den gasseitigen Anwendungstechniken Innovationstätigkeiten nur sehr bedingt stattfinden.

4.3. Zusammenfassung

Ausgangsbasis der Erstellung der Szenarien waren die Projektionen von acht als wesentlich für die Entwicklung der Gaswirtschaft identifizierten Schlüsselfaktoren: politische Rahmenbedingungen, technische Rahmenbedingungen, Infrastruktur, Kosten und Preise, Flexibilisierung und Diversifikation, Akzeptanz, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit sowie Umwelt und Nachhaltigkeit. Durch eine Bündelung der Projektionen wurden drei Szenarien abgeleitet, die den Rahmen für mögliche künftige technologische Entwicklungen aufspannen.

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. In Richtung eines Systems unter weitgehendem Verzicht auf andere fossile

¹¹⁹ Vgl. IEA (2011, 2012).

¹²⁰ Siehe Fußnote 108108.

Energieträger verbleibt Erdgas als zentraler Partner zu den erneuerbaren Energien (inklusive erneuerbarer Gase). Treibender Faktor ist das kooperative und vertrauensvolle Verhältnis zwischen Politik und Industrie (auch international), woraus ein befruchtendes Zusammenspiel zwischen Rahmenbedingungen und Innovationskraft der Gasbranche resultiert.

Im Szenario „Vertrauter Pfad“ finden eine Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger und ein damit einhergehender Stopp des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien statt. Ein vernetztes Denken über die jeweilige Energiesparte (Strom oder Gas) hinaus ist nicht gegeben. Das Energiesystem befindet sich in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute.

Das Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“ beschreibt eine aus Sicht der Gaswirtschaft problematische Umsetzung der Ziele der Energiewende. Für die (konventionelle) Gasbranche ist zunächst keine klar definierte Rolle vorgesehen. Diese muss sie sich erarbeiten, wobei gegen Widerstände anzukämpfen ist. Neben diesem konfliktären Verhältnis sind ein ausgeprägter Gestaltungsanspruch der Politik sowie inkonsistente Rahmenbedingungen weitere treibende Faktoren der Entwicklungen.

5. Technologiefelder und Entwicklungsstufen

In diesem Kapitel werden nun die Technologiefelder und ihre Entwicklungen beschrieben. Wie bereits erwähnt handelt es sich auch hierbei um Ergebnisse, die im Wesentlichen in den entsprechenden Workshops erarbeitet wurden. Für jedes Technologiefeld wird zunächst eine Definition geliefert, danach folgt eine beschreibende Erläuterung und abschließend werden die Entwicklungsschritte formuliert. Diese bilden abschließend die Grundlage für die Formulierung der Technologieszenarien im kommenden Kapitel, sowie für die vorher durchgeführte Abbildung der Entwicklungsschritte auf die drei beschriebenen Szenarien.

5.1. Gasproduktion

Zunächst werden die Technologiefelder für die Anwendungsdomäne „Gasproduktion“ vorgestellt.

5.1.1. TF 1 – Erdgasförderung

Definition

Das Technologiefeld Erdgasförderung umfasst alle Technologien zur Erdgasförderung, von der Exploration bis zur konventionellen und unkonventionellen Förderung.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Explorations- und Bohrverfahren, Unter- und Obertageanlagen zur Förderung, Aufbereitung und Gassequestrierung sowie Fracking inkl. der eingesetzten Chemikalien und auch erweiterte Konzepte wie z.B. „Enhanced Gas Recovery“ (EGR), bei dem die Erdgasförderung durch Einpressen von N₂ oder CO₂ in die Ränder des Gasfelds erhöht wird.

Entwicklungsschritte

Heute: Die Erdgasförderung in Deutschland hat mit 116 Mrd. kWh (2013) einen Anteil von 10 % am inländischen Gasaufkommen¹²¹). Die konventionelle Förderung ist tendenziell rückläufig, bis 2023 wird eine Halbierung erwartet. Es bestehen aufgrund geologischer Voraussetzungen große Potenziale für nicht-konventionelle Gase, die Erschließung wird aktuell diskutiert. Erweiterte oder unkonventionelle Fördermethoden wie Enhanced Gas Recovery oder Fracking werden in Deutschland derzeit nicht eingesetzt, es existieren aber umfangreiche internationale Erfahrungen.

Bei der Onshore-Exploration kommen Vibratoren (LKW mit Rüttelplatte) zum Einsatz und Offshore Luftpulse (Airguns) und Hydrophone an Bord von Schiffen.

Die Gasaufbereitung erfolgt zentral oder dezentral, ebenso die Kompression und Sequestrierung von N₂ und CO₂. Die anfallenden Kondensate werden bereits vermarktet.

Bei den Verfahren zur Enhanced Gas Recovery wird der Ausbeutegrad von Gaslagerstätten (aktuell 75 – 95 %) durch (Re-)Injektion von nicht-kohlenwasserstoffhaltigen Gasen wie Stickstoff (N₂) oder Kohlenstoffdioxid (CO₂) erhöht. In Deutschland und Europa gibt es laufende Untersuchungen zu Machbarkeit, Sicherheit etc., diese werden u. a. im Projekt CGS Europe gebündelt.¹²²

Beim Fracking werden durch Einpressen von Wasser mit Quarzsand (als Stützmittel) und Chemikalien (Quervernetzer, Breaker, Retarder) künstliche Risse in das Gestein von Erdgaslagerstätten erzeugt, um dessen Permeabilität und damit die Förderraten zu erhöhen. Negative Auswirkungen auf die Umwelt sowie eine potenzielle Gefährdung des Grundwassers werden vor allem durch die zugesetzten Chemikalien gesehen, die Akzeptanz der Bevölkerung ist sehr gering.

Die Erdgasförderung ist in Grenzen flexibel und kann an den Gasbedarf angepasst werden.

Schritt 1: Die Anlagen und Verfahren zur konventionellen Gasförderung (Exploration, Bohrung, Förderung und Aufbereitung sind hinsichtlich Kosten, Effizienz und Umwelteinflüssen optimiert.

Schritt 2: Die Technologie Enhanced Gas Recovery ist verfügbar. Eine Infrastruktur und die Verfahren zur dezentralen und zentralen N₂- und CO₂-Abscheidung sowie zur bedarfsgerechten Bereitstellung stehen zur Verfügung.

Schritt 3: Für die Exploration sind geophysikalische Verfahren verfügbar, zur Untersuchung des Erdmagnetfelds. Diese Verfahren erhöhen die Genauigkeit, reduzieren damit die Anzahl von Fehlbohrungen und schützen, vor allem im Offshore-Bereich, die Umwelt.

Die Bohrverfahren sind dahingehend optimiert, dass durch kompaktere Bohranlagen nur noch ca. 25 % der Fläche gegenüber heute benötigt wird. Darüber hinaus reduzieren leichtere Bohrgestänge (25 % leichter gegenüber heute eingesetzten Ausrüstungen) sowie

¹²¹ Vgl. BDEW (2014).

¹²² Vgl. CGS Europe (2014).

effektive und umweltfreundliche Bohrspülungen die Kosten und Auswirkungen auf die Umwelt. Durch Automatisierung und Expertensysteme sind weitestgehend automatische und unbemannte Bohrungen möglich, was die Zuverlässigkeit und Sicherheit erhöht.

Schritt 4: Die Infrastruktur und Anlagen zur vollständigen Nutzung der Nebenprodukte der Erdgasförderung wie Edelgase, N₂ und CO₂ sind verfügbar. Dies erlaubt die Minimierung der Emissionen und Erhöhung der Erlöse.

N₂ kann z. B. für EGR oder als Konditionierungsgas zur BrennwertEinstellung eingesetzt werden, CO₂ z. B. in der chemischen Industrie, in Treibhäusern oder zur SNG-Produktion. Es sind Anlagen zur Abscheidung, sowohl zentral bei großen Feldern, als auch dezentral mit (mobilen) Mikro-Anlagen, verfügbar.

Schritt 5: Frackingtechnologien sind verfügbar, die eingesetzten Chemikalien sind nicht mehr umweltschädigend und können vollständig wiederaufbereitet werden.

5.1.2. TF 2 - Biogas

Definition

Das Technologiefeld Biogas umfasst die Anlagen und Technologien zur Erzeugung von Biogas (auch Klärgas) aus nachwachsenden Rohstoffen und / oder Abfällen, Gülle etc. bis zur Einspeisung in das Gasnetz.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Anlagen und Betriebskonzepte für z. B. flexiblere / bedarfsgerechte Produktion inkl. ggf. notwendiger Zwischenspeicher sowie Verdichter und Einspeiseanlage. Die Diskussion der Gasaufbereitung soll mit dem Technologiefeld Gasaufbereitung abgestimmt werden, gleiches gilt für die Messtechnik.

Entwicklungsschritte

Heute: Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist ein klares Ziel der Bundesregierung. Derzeit speisen in Deutschland ca. 150 Biogasanlagen (BGA) mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 350 – 700 m³/h in das Erdgasnetz ein. Die Einspeisekapazität dieser Anlagen beläuft sich auf etwa 94.000 Nm³/h Biomethan¹²³), das entspricht einer Jahresleistung von 6 Mrd. kWh in 2013¹²⁴. Weiterhin werden ca. 8.000 Anlagen betrieben, die das erzeugte Biogas direkt verstromen und zur Wärmeversorgung nutzen. Das zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Substrat ist in den meisten Fällen Silage aus Mais und anderen Energiepflanzen, Gülle und Abfälle z. B. aus der Lebensmittelindustrie. Häusliche Bioabfälle werden aufgrund des hohen Störstoffanteils selten eingesetzt.

Die Biogasproduktion erfolgt i. d. R. kontinuierlich, der Prozess ist nur langsam regelbar durch Einsatz der Substrate. Die Gesteungskosten für Biomethan liegen bei ca. 7 ct/kWh, den größten Anteil daran haben die Substratkosten^{125,126}.

¹²³ Vgl. Biogaspartner (2014).

¹²⁴ Vgl. BDEW (2014).

¹²⁵ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

¹²⁶ Vgl. DBFZ (2010)

Es laufen Forschungen zur Druckfermentation, diese ermöglicht höhere Methankonzentrationen im Biogas und reduziert den Energieaufwand für die Einspeisung in das Gasnetz¹²⁷.

In mehr als 1.200 der ca. 10.000 Kläranlagen in Deutschland wird das anfallende Klärgas zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Die Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz ist möglich, spielt aber derzeit keine Rolle.¹²⁸

Vor der weiteren Nutzung des Biogases sind in den meisten Fällen ein oder mehrere Aufbereitungsschritte notwendig, von Trocknung über Entschwefelung bis zur CO₂-Abtrennung (siehe TF Gasaufbereitung). Bei der Einspeisung in das Gasnetz als Austauschgas wird das Biogas mit Flüssiggas oder Luft / Stickstoff konditioniert. Die Kosten dafür trägt der Netzbetreiber, ebenso wie für die ggf. notwendige Verdichtung bei der Einspeisung und den überwiegenden Anteil der Einspeiseanlage und Sticheitung zwischen Aufbereitungsanlage und Einspeisepunkt.

Schritt 1: Anlagen und Konzepte zur bedarfsgerechten Einspeisung in das Gasnetz sind verfügbar, sodass der Bedarf zur Rückspeisung durch Biogaseinspeisung reduziert werden kann.

Schritt 2: Biogasanlagen können mit Power-to-Gas-Anlagen gekoppelt werden, was die Methanausbeute durch biologische In-Situ-Methanisierung erhöht.

Schritt 3: Aufgrund von Upscaling und Prozessverbesserungen sind, gegenüber heute, größere Anlagen verfügbar, diese erfordern eine optimierte Logistik u. a. für die Substratbereitstellung und Entsorgung der Gärreste. Gegenüber heute sind durch optimierten Anlagenbetrieb Effizienzsteigerungen in Höhe von 20 % erreicht worden, dies führt auch zu sinkenden Gestehungskosten.

Schritt 4: Druckfermentation ist Stand der Technik. Durch die Kombination von größeren Anlagen und verbesserter Technik kann die Biogasproduktion gesteigert und in Kombination mit Power-to-Gas (Wasserstoffeinspeisung in die BGA und interne Methanisierung) noch weiter erhöht werden.

5.1.3. TF 3 – Power to Gas

Definition

Das Technologiefeld Power-to-Gas umfasst die Anlagen zur Wasserstofferzeugung in Elektrolyseanlagen – von der Strombereitstellung bis zur Einspeisung in das Gasnetz oder sonstigen Nutzung wie z. B. in der Industrie oder zur H₂-Mobilität. Der nachgeschaltete Prozess der Methanisierung wird im TF SNG betrachtet.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören sowohl der Elektrolyseur als auch die Nebenanlagen wie z. B. Wasseraufbereitung und Zwischenspeicher, Verdichter und Einspeiseanlage, sowie Anwendungs- und Betriebskonzepte.

¹²⁷ Vgl. Lemmer et al. (2014).

¹²⁸ Vgl. BMWI [online] (2014)

Entwicklungsschritte

Heute: In der Gasversorgung kommen Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) derzeit als Pilot- und Demonstrationsanlagen zum Einsatz, um Erfahrungen bei dem Betrieb der Anlagen und der Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das Gasnetz zu sammeln. Die verfügbaren Anlagen sind marktreif und flexibel hinsichtlich des Betriebsbereiches. Begrenzende Faktoren für Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen sind heute einerseits der teilweise noch fehlende (stromseitige) Bedarf, die zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz und einige hinsichtlich Wasserstoff sensible Elemente der Gasversorgung wie z. B. Untergrundgasspeicher (Porenspeicher), Gasturbinen und CNG1-Tanks in Erdgasfahrzeugen.

Derzeit sind, aufgrund der hohen Investitionskosten für vor allem den Elektrolyseur und die hohen Betriebskosten (Strompreis, Abgaben und Umlagen), die Kosten der Gaserzeugung zu hoch, um unter aktuellen Bedingungen die Technologie kosteneffizient zur strombasierten Erzeugung von Gas und / oder Wärme einzusetzen. Es existieren 18 Pilotanlagen im kW bis MW Bereich für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan¹²⁹.

Die Elektrolyse kann in Teillast betrieben werden (ca. 20 – 100 %) und ist teilweise überlastfähig bis zu 300 % der installierten Leistung (PEM)¹³⁰.

Die atmosphärische und die druckaufgeladene alkalische Elektrolyse (bis 30 bar) stehen im MW-Bereich zur Verfügung. Gleiches gilt für die atmosphärische Chlor-Alkali Elektrolyse, sie ist bereits im Stadium der Serienfertigung etabliert. Die Leistungsdichte beträgt ca. 4 kA/m².

Die Technologie der druckaufgeladenen PEM Elektrolyse (bis 85 bar) ist vor allem im kW Bereich vorhanden und einsatzfähig, für eine Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 1 MW ist die Aufnahme des Regelbetriebs für Anfang 2015 geplant¹³¹.

Das SOFC-Elektrolyseverfahren befindet sich im Forschungs- und Entwicklungsstadium, erste Erfahrungen im Labormaßstab sind verfügbar. Im November 2014 hat Sunfire eine SOEC-Demonstrationsanlage (Solid Oxide Electrolysis Cell) zur Kraftstoffproduktion aus Wasserdampf und CO₂ eingeweiht¹³².

Auch bei dem reversiblen Betrieb der Elektrolyseure (Stromproduktion aus Wasserstoff) besteht noch Forschungsbedarf.

Die Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen betragen, je nach Anlagengröße, zwischen ca. 1.000 und 3.000 €/kW (ohne Einspeiseanlage). Die Herausforderungen liegen, neben der Kostensenkung, u. a. in der Lebensdauer der Elektrolysestacks. Erfahrungen aus der Chemieindustrie zeigen Lebensdauern von 10 - 15 Jahren, die jedoch bei verschleißärmerem, statischem Betrieb der Anlagen erzielt werden. Die erwartete Lebensdauer der einzelnen Komponenten bei diskontinuierlichem Betrieb ist unterschiedlich, für die Membran beträgt sie 4 Jahre, für die Elektrolysestacks 8 Jahre und für die Anlage selbst ca. 20 Jahre.

¹²⁹ Vgl. DVGW (11/2014).

¹³⁰ Vgl. SIEMENS AG (2014).

¹³¹ Vgl. E.ON / Hansewerk AG (2015).

¹³² Vgl. Sunfire GmbH (2014).

Die Wirkungsgrade der Elektrolyseanlage liegen bei ca. 70 %, mit einer nachgeschalteten Methanisierung ($\eta_{\text{Methan.}} = 80 \%$) noch deutlich darunter im Bereich 50 – 65 %. Letztere bietet jedoch noch vielfältigere Nutzungspfade, da die Nutzung der existierenden Erdgasinfrastruktur technisch unbedenklich ist.

Schritt 1: Optimale Standorte für die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen sind identifiziert, die sowohl eine Netzdienlichkeit für das Stromnetz (Stromnetzentlastung) als auch hohe Einspeisemengen von Wasserstoff ins Gasnetz bzw. dessen Nutzung in Industrieprozessen insbesondere der Chemieindustrie ermöglichen, um den gesamtwirtschaftlichen Nutzen der Technologie zu optimieren.

Schritt 2: Die Kosten für PtGA sind durch Serienfertigung und Weiterentwicklungen auf ca. 1.000 €/kW gesunken. Dies ermöglicht den wirtschaftlichen Einsatz von PtGA in Stromnetzen, bei denen ein Netz- oder Anlagenausbau (z. B. Umspannwerk) aus Kosten- oder Akzeptanzgründen nur schwer möglich ist.

Schritt 3: Die Ausgangsdrücke der Elektrolyseure können auf die erforderliche Druckstufe des Gasnetzes ausgelegt werden, sodass auf einen Verdichter für die Einspeisung ggf. verzichtet werden kann.

Schritt 4: Es sind für PtG sowohl modulare Kleinanlagen zur Vermeidung von Netzausbau und Sicherung der Netzstabilität in der Verteilnetzebene, als auch Großanlagen im MW bis GW-Bereich zur Gewährleistung von Systemstabilität verfügbar.

Die Kosten sind, aufgrund von genereller Weiterentwicklung (z. B. deutliche Erhöhung der Leistungsdichte) und Modularisierung, gesunken auf max. 500 €/kW für die Gesamtanlage. Dies ermöglicht den flächendeckenden, wirtschaftlichen Einsatz zur Entlastung der Stromnetze und zur Energiespeicherung. Erhebliche Senkungspotenziale wurden insbesondere beim Elektrolyseur und in geringerem Umfang bei peripheren Anlagenteilen realisiert. Die Anlagen sind hochdynamisch fahrbar und überlastfähig.

Die Lebensdauer der Elektrolysestacks beträgt mindestens 10 Jahre, die der Gesamtanlage ca. 25 Jahre.

Schritt 5: PtGA, welche reversibel betrieben werden können, sind verfügbar. Die Anlagen können somit bei Bedarf, unter Einsatz eines Speichers oder Wasserstoffnetzes, sowohl Strom in Wasserstoff umwandeln als auch Wasserstoff in Strom.

5.1.4. TF 4 - SNG

Definition

Das Technologiefeld SNG (Synthetic Natural Gas) umfasst alle Technologien zur Produktion von Methan, sowohl auf fossiler als auch erneuerbarer Basis.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören z. B. die Kohle- und Holzvergasung, sowie die Methanisierung von Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen. Auch die Verfügbarkeit und Erschließung von CO₂-Quellen (CCU - Carbon Capture and Utilization / Usage) wird hier mit betrachtet.

Die Methanisierung von H₂ mit CO oder / und CO₂ wird unterschieden in konventionelle (katalytische) und biologische Verfahren. Für die Vergasung werden verschiedene Kohlenstoffe sowohl fossilen als auch biogenen Ursprungs genutzt.

Entwicklungsschritte

Heute: Vor allem im Osten Deutschlands wurde lange Zeit Braunkohlevergasung durchgeführt. Mit dem Zugang zu Erdgasquellen war das nicht mehr notwendig, sodass die Braunkohle jetzt nur noch zur Stromerzeugung in Kraftwerken eingesetzt wird.

Die Technologie zur Herstellung von Synthesegas mittels Vergasungsprozessen ist hinsichtlich des Verfahrens und der Katalysatoren gut entwickelt und entspricht dem Stand der Technik, ist aber aufgrund der hohen Kosten nicht am Markt etabliert. Schlüsselfaktoren für die zukünftige Nutzung sind die Kosten für Gas (bei stofflicher Nutzung) oder Strom (bei energetischer Nutzung) im Vergleich zu anderen, etablierten Verfahren. Ausgangsstoff für die Herstellung von Synthesegas ist neben Kohle vornehmlich Holz, so zum Beispiel in der Biomassevergasungsanlage in Güssing (Österreich¹³³). Diese Technologie kann ihre Potenziale entfalten z. B. in Regionen, in denen Kohle als Rohstoff verfügbar ist, ein Zugang zu Gas jedoch mangels Gasinfrastruktur (Pipelines oder LNG) fehlt. Synthesegas aus Kohle wird derzeit z. B. in einer Anlage in North Dakota (U.S.A.) hergestellt¹³⁴. Die Biomassevergasung befindet sich weitestgehend noch in der Entwicklungsphase. Es gibt eine Reihe von Konzepten, diese stehen allerdings noch vor einigen Hemmnissen, wie z. B. fehlenden Wärmenutzungskonzepten, dem Bedarf an hochwertigen Brennstoffen und den hohen Kosten¹³⁵. Bei der Herstellung von Synthesegasen, sowohl bei Einsatz biogener als auch fossiler Rohstoffe, entsteht als Nebenprodukt Teer (schwere Kohlenwasserstoffe). Das entstehende Gas enthält verschiedene unerwünschte Begleitstoffe, weshalb eine Gasaufbereitung nachgeschaltet wird.

Für die Methanisierung von Wasserstoff (H₂) und CO₂ zur CH₄ existiert aktuell eine Pilot-Anlage in Werlte, dort liegen die Herausforderungen vorwiegend in der Verschaltung der Anlagenelemente Elektrolyseanlage und Methanisierung¹³⁶. Die Methanisierung von Wasserstoff wird in zwei Schwerpunkten untersucht und entwickelt. Es werden die Hochtemperatur-CO₂-Methanisierung und die biologische Methanisierung unterschieden. In beiden Bereichen besteht Forschungs- und Entwicklungspotential. Der Prozess der konventionellen Methanisierung unter Nutzung von externen CO₂-Quellen benötigt eine hohe Aktivierungsenergie, da CO₂ wenig reaktiv ist. Die Standzeit der derzeit eingesetzten Nickel-Katalysatoren beträgt zwischen 2 und 3 Jahren. Die Effizienz liegt bei ca. 80 % (Gesamtanlage 50 – 65 %), Demonstrationsanlagen sind errichtet.¹³⁷

Anlagen zur biologischen Methanisierung werden im Technikumsmaßstab realisiert und getestet. Bisher liegt die Leistung dieser Anlagen im kW-Bereich, Anlagen im MW Bereich stehen kurz vor der Demonstrationsphase.

¹³³ Vgl. Güssing Renewable Energy(2014).

¹³⁴ Vgl. Dakota Gasification Company (2014).

¹³⁵ Vgl. DBFZ (09/2014).

¹³⁶ Vgl. AUDI AG (2014).

¹³⁷ Vgl. DVGW (11/2014).

„Grünes“ CO₂ kann u. a. aus der Biogas- oder Bioethanolproduktion gewonnen werden, und fällt bei der Gasaufbereitung an. Eine Reinigung des CO₂ ist erforderlich. Konventionelle CO₂-Quellen sind z. B. die Stahl- und Zementindustrie sowie Kraftwerke.

Sowohl die Methanisierung als auch die Vergasung haben ein hohes Entwicklungspotential, welches durch Skaleneffekte realisiert werden könnte.

Schritt 1: Die Hochtemperatur-Methanisierung ist technisch ausgereift und verfügbar. Die Katalysatoren benötigen eine Temperatur von 200 bis 300 °C, dies ermöglicht eine bessere Systemintegration der Technologie. Die Lebensdauer der Anlagen, vor allem der Katalysatoren, ist erhöht, ebenso die Robustheit hinsichtlich der Reinheit von CO₂ und die Flexibilität der Anlagen.

Schritt 2: Die biologische In-Situ-Methanisierung ist sehr gut skalierbar und erfolgt durch Wasserstoffeinspeisung direkt in die Biogasanlagen, sodass für den Anlagenbau kaum zusätzliche Investitionskosten anfallen. Die Methanausbeute ist auf über 95 % gesteigert¹³⁸.

Schritt 3: Die technische und systemische Entwicklung der Hochtemperatur-Methanisierung ist weiter fortgeschritten. Es sind alternative Katalysatoren verfügbar, die Prozesstemperaturen von 200 bis 300 °C benötigen. Die anschließende Kühlung erfolgt durch eine Dampfkühlung und ersetzt damit die Kühlung mittels Salzbad. Der Dampf wird weitestgehend systemintern genutzt. Die Technologie ist systemintegriert, die Stoff- und Energieströme weitestgehend gekoppelt, ihre Alterungsbeständigkeit verbessert und sie verfügt über eine gesteigerte Robustheit gegenüber Schwefel.

Schritt 4: Der Prozess der biologischen Methanisierung ist technisch ausgereift und verfügbar. Die Umsetzung von H₂ und CO₂ zu CH₄ wurde verbessert. Dies führt zur Effizienzsteigerungen und einer nahezu vollständigen Umsetzung von H₂ und CO₂ im Prozess.

Schritt 5: Anlagen zur Herstellung von SNG mittels Vergasungsverfahren aus biogenen Rohstoffen (z. B. Holz) sind verfügbar. Anfallende Begleitstoffe sind verringert, insbesondere Verkokungsrückstände wie Teer sind deutlich reduziert.

Die Katalysatorentwicklung für Prozesse im Temperaturbereich zwischen 200 bis 300 °C ist weiter vorangeschritten. Es sind Edelmetallkatalysatoren verfügbar, die neben höherer Aktivität auch über erhöhte Robustheit gegenüber unerwünschten Gasbestandteilen (erhöhte Koks- und Schwefeltoleranz) verfügen, was den Aufbereitungsaufwand für das CO₂ minimiert und somit den Einsatz von technischen Abgasen ermöglicht. Die Katalysatoren weisen höhere Lebensdauern auf, sind verschleißarm und tolerieren eine hochflexible Fahrweise der Anlagen.

Hochtemperatur-Methanisierungsanlagen sind im Leistungsbereich bis über 100 MW technisch ausgereift und verfügbar, Restriktionen entstehen gegebenenfalls durch eine begrenzte Verfügbarkeit der Einsatzstoffe CO₂ und H₂. Der Wirkungsgrad der Anlagen wurde auf ca. 90 % gesteigert.

¹³⁸ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2014).

Neben der Nutzung von Biogas und Rauchgas als CO₂-Quelle sind auch Verfahren zur CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft verfügbar.

5.1.5. TF 5 – LNG

Definition

Das Technologiefeld LNG (liquefied natural gas) umfasst die Prozesskette für die LNG-Bereitstellung (Verflüssigung, Transport, Regasifizierung) bis zur Verwendung.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören die Verflüssigungsanlagen, die Transportkonzepte und die Regasifikationsanlagen sowie die Verwendung.

Entwicklungsschritte

Heute: In Deutschland existieren derzeit keine LNG-Anlandeterminals, in Europa sind bereits mehrere in Betrieb und weitere geplant. Die durchschnittliche Auslastung z. B. des Terminals in Rotterdam liegt aktuell deutlich unter 50 %, was die Möglichkeit des wirtschaftlichen Betriebs für weitere Anlagen in Frage stellt. Vor allem in Hinblick auf Versorgungssicherheit, Quellendiversifikation und Preisstabilität wird der Bau von LNG-Anlandeterminals diskutiert. In den U.S.A. gibt es bereits eine gut entwickelte LNG-Infrastruktur¹³⁹. Ausbaupläne gibt es u. a. in der V.R. China.

Die Technologien zur Verflüssigung sind vorhanden und weitestgehend ausgereift, Effizienzsteigerungen sind möglich. U. a. im mittleren Osten kommen Verflüssigungsanlagen in Leistungsklassen ab 1.000 t/a LNG zum Einsatz.

Der Transport erfolgt mit Schiffen und LKW, in den U.S.A. ist bereits die Tankstelleninfrastruktur zur Versorgung von vor allem LKW vorhanden. Die Zulassungszahlen für schwere LKW mit LNG-Antrieb steigen stark an, jeder zweite zugelassene LKW besitzt einen LNG-Antrieb.¹⁴⁰

Die Regasifizierung erfolgt in Verdampfern / Expansionsmaschinen, in Europa z. B. an den Terminals mit anschließender Einspeisung in die Gasnetze.

Verwendet wird LNG zur Einspeisung in das Gasnetz (Quellendiversifizierung), zur Versorgung von LKW, Bussen, Schiffen (z. B. Ostseefähre) und teilw. PKW, sowie für Industriekunden in u.a. Polen, Italien, Frankreich, Spanien, Großbritannien, Schweden, Norwegen und der Türkei. Die Bereitstellung erfolgt durch Tankwagentransport oder Lieferung von austauschbaren Tanks.

Darüber hinaus kann LNG bei der Direktverstromung zum Einsatz kommen, sowohl in stationären als auch in schwimmenden Kraftwerken zum Einsatz in Häfen oder in Küstennähe¹⁴¹.

Die Entwicklungen zur LNG-Mobilität, inkl. der dafür notwendigen Tankstelleninfrastruktur, wird im TF 19 – Gasmobilität“ betrachtet.

¹³⁹ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014).

¹⁴⁰ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

¹⁴¹ Vgl. Manager Magazin (2014)

Schritt 1: Die Anlagen zur Regasifizierung sind gegenüber heute effizienter durch Nutzung der entstehenden Kälte zur Kühlung und Stromerzeugung. Für den Transport von LNG gibt es effiziente Konzepte unter Einsatz von Schiffen und LKW, die Anlagen und Prozesse zu deren Befüllung sind hinsichtlich Effizienz und Kosten optimiert.

Schritt 2: Die Anlagen zur Regasifizierung können die entstehende Kälte vollständig nutzen. Stirlingmotoren zur Erzeugung von Strom aus der Temperaturdifferenz sind als zuverlässige Technologie in den erforderlichen Leistungsbereichen verfügbar.

Schritt 3: Bei der Verflüssigung ist in Großanlagen die Effizienz durch CCP-Konzepte (Closed Cycle Process) erhöht.

5.1.6. TF 8 - Einspeiseanlagen

Definition

Das Technologiefeld Einspeiseanlagen umfasst alle Schnittstellen zwischen Produktion und Gasnetz. Bei der Diskussion sollte auf die Unterschiede zwischen Einspeisung in das Fernleitungsnetz und das Verteilnetz eingegangen werden.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Anlagen zur Einspeisung von Erdgas, Biogas, SNG, Wasserstoff etc., sowie deren Komponenten, inkl. Messung (Gasbeschaffenheit und Mengen), Konditionierung, Odorierung, ggf. benötigte Verdichter und Betriebskonzepte.

Entwicklungsschritte

Heute: Einspeiseanlagen für Erdgas sind etabliert, auch für die Biogaseinspeiseanlagen existieren mittlerweile viele Erfahrungen bei Planung, Errichtung und Betrieb. Bei Biogas- und Power-to-Gas-Anlagen machen die Einspeiseanlagen, vor allem bei kleinen Leistungsklassen, einen Großteil der Anlagenkosten aus (ca. 50 % der Kosten des Elektrolyseurs), u.a. da die Kosten für Messtechnik relativ unabhängig von der Anlagengröße sind¹⁴². Hier besteht, z.B. durch Standardisierung, deutliches Einsparpotenzial. Die Wartungskosten liegen bei ca. 5 % der Investitionssumme, die Nutzungsdauer der Anlagen liegt bei ca. 20 Jahren.

In Biogaseinspeiseanlagen wird das durch den Biogasanlagenbetreiber aufbereitete Biogas auf den Brennwert des Netzes durch Flüssiggaszumischung konditioniert (bei Einspeisung als Austauschgas), gemessen und, bei Einspeisung in ein Verteilnetz, odoriert.

Gleiches gilt für Anlagen zur Methaneinspeisung aus PtG-Anlagen, in Deutschland speist aktuell eine Anlage in Werlte ein.

Bei Anlagen zur Wasserstoffeinspeisung kann, da Wasserstoff als Zusatzgas eingespeist wird, auf die Konditionierung und Odorierung verzichtet werden. Dafür müssen die Grenzwerte für die zulässige Wasserstoffkonzentration im jeweiligen Netz eingehalten werden.

¹⁴² Vgl. Smart Grid und Power-to-Gas (2014).

Der Betrieb einer Einspeiseanlage obliegt dem Netzbetreiber. Die GasNZV verlangt eine Verfügbarkeit von 96 %, dies führt oft zu redundanter Ausführung der Kernkomponenten mit resultierenden, hohen Kosten.

Schritt 1: Auf Konditionierungsanlagen bei Einspeiseanlagen für Biogas und SNG kann verzichtet werden, dies reduziert die Investitions- und Betriebskosten für die Biogaseinspeisung.

Voraussetzung dafür ist der Einsatz von Systemen zur Gasbeschaffenheitsverfolgung im Verteilnetz.

Schritt 2: Bei Wasserstoffeinspeiseanlagen kann, aufgrund der Verfügbarkeit und Zulassung von neuen Abrechnungs- und Messkonzepten, auf einen PGC verzichtet werden. Die Ermittlung der Wasserstoffkonzentration erfolgt auf Basis der Mengenmessung.

Serienfertigung von standardisierten Einspeiseanlagen (sowohl für Biogas als auch für Wasserstoff) führt zu deutlicher Kostenreduktion und erhöhter Verfügbarkeit, sodass auf redundante Auslegung ggf. verzichtet werden kann.

Schritt 3: Serienfertig und Modularisierung von Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase ermöglichen weitere Kostenreduzierungen.

Schritt 4: In Biogas-Einspeiseanlagen kann auf Verdichter verzichtet werden, was die Kosten für die Integration von erneuerbaren Gasen weiter reduziert. Voraussetzungen dafür sind, dass die Standorte der Biogasanlagen hinsichtlich geeigneter Gasnetztopologie (Verteilnetz) gewählt werden, und dass das Biogas nach der Aufbereitung mit benötigtem Druck zur Verfügung steht. Dies kann entweder durch entsprechende Aufbereitungsverfahren oder den Einsatz der Druckfermentation gewährleistet werden.

In Einspeiseanlagen für Wasserstoff kann auf Verdichter verzichtet werden, was die Investitions- und Betriebskosten der Anlage reduziert. Voraussetzung dafür ist der Einsatz von Hochdruckelektrolyseuren.

Schritt 5: Fortschritte bei der Mess- und Sensortechnik ermöglicht den Einsatz von Sensoren zur Gasbeschaffenheitsermittlung auf Halbleiterbasis und damit den Verzicht auf PGC auch bei der Biogas-/SNG-Einspeisung.

5.2. Gasversorgung

Im folgenden Kapitel werden die Technologiefelder der Anwendungsdomäne Gasversorgung aufgeführt.

5.2.1. TF 9 - Gasnetze

Definition

Das Technologiefeld Gasnetze umfasst alle Themen, die der rohrleitungsnahen Infrastruktur (ohne Gasanlagen) zugeordnet werden können. Bei der Diskussion sollte auf die Unterschiede zwischen Transport- und Verteilnetz sowie von Hausanschlüssen eingegangen werden.

Beschreibung/Erläuterung

Zu den im Technologiefeld zusammengefassten Einzeltechnologien gehören z. B. die verschiedenen Materialien für Rohrleitungen, Umhüllungstechnologien, Armaturen sowie auch die Topologie der Netze und Verfahren zur Verlegung, Reparatur und Sanierung. Darüber hinaus werden auch Netze für erneuerbare Gase wie Wasserstoff und Rohbiogas, sofern sie der öffentlichen Gasversorgung zugeordnet werden, berücksichtigt.

Entwicklungsschritte

Heute: In den Fernleitungsnetzen kommen ausschließlich Stahlleitungen zum Einsatz mit Nennweiten überwiegend zwischen 400 und 800 mm. In den Verteilnetzen, bis 10 bar, werden PE-Werkstoffe mittlerweile am häufigsten eingesetzt mit Nennweiten von üblicherweise 25 mm (Hausanschlüsse) bis 225 mm. Es gibt Bestrebungen, Kunststoffrohrleitungen sowohl für höhere Drücke als auch für die sandbettfreie Verlegung zuzulassen. Insgesamt kommt es zu weiterer Diversifizierung hinsichtlich der eingesetzten Materialien, z. B. Hexel-One und Leitungen aus Polyamid.

Insgesamt dominiert die Verlegung von Gasleitungen in offener Bauweise, teilweise kommt HDD (Horizontal Directional Drilling) zum Einsatz. Im Bereich der Leitungssanierung wird hingegen auch das Inliningverfahren angewandt; die hierfür entwickelten und eingesetzten Materialien stellen bis zu einem Druck von 40 bar den Stand der Technik dar. Die Tiefbaukosten inkl. der Oberflächenwiederherstellung dominieren die Gesamtkosten sowohl bei der Errichtung als auch Reparatur der bestehenden Gasnetze. Alternative Verlegungsmethoden, wie z. B. Relining- und Pflügeverfahren sind technologisch etabliert. Weiterhin befinden sich minimalinvasive Verlege- und Reparaturverfahren wie Key-Hole-Technologien (z.B. zur Verlegung von Hausanschlüssen), insbesondere für den urbanen Raum in der frühen Markteinführungsphase.

Korrosionsschutz kommt einerseits passiv zumeist durch Kunststoffumhüllungen oder in Teilen durch Bitumenanstriche und andererseits aktiv durch Kathodischen Korrosionsschutz zur Anwendung. Erste Gastransportleitungen wurden zur Minimierung des Druckverlusts durch Rohrreibung innenbeschichtet.

Das Netz, d. h. die Rohrleitungen ohne Anlagen, verkörpern ca. 90 % des Aktivvermögens der Netzbetreiber, die kalkulatorische Lebensdauer der Leitungen beträgt ca. 40 bis 50 Jahre.

Spartenübergreifende Baumaßnahmen und die Mitverlegung von Leerrohren für z. B. Telekommunikationskabel sind im Bedarfsfall bei der Neuverlegung, Sanierung oder Erneuerung von Gasleitungen zur Vermeidung von Tiefbaukosten Standard.

Schritt 1: Grabenlose Verfahren zur Verlegung von Leitungen sowohl in den Fernleitungs- als auch den Verteilnetzen sind weiter entwickelt und verfügbar. Die eingesetzten Materialien sind geeignet für die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen, kritische Leitungen wurden erneuert bzw. saniert.

Verfahren und Materialien zur Sanierung des Fernleitungsnetzes im Inliningverfahren sind bis zu einem Betriebsdruck von über 100 bar verfügbar.

Schritt 2: Es sind Anlagen und Konzepte für einen bidirektionalen Netzbetrieb sowohl in Fernleitungs- als auch in Verteilnetzen verfügbar. Dies ermöglicht einen flexibleren

Netzbetrieb im Falle diversifizierter Gasbezugsquellen oder vermehrter lokaler Einspeisung von z. B. Biogas, Wasserstoff und synthetischem Methan.

Es sind Konzepte zur Umwidmung von Erdgasleitungen für den Transport/die Verteilung von erneuerbaren Gasen, z.B. Wasserstoff oder Rohbiogas, verfügbar.

Schritt 3: Die installierte Mess- und Regeltechnik ist vollständig automatisiert, es kommen automatisierte, regelbare Armaturen inkl. Mengemessung und Brennwertbestimmung zum Einsatz. Diese Maßnahmen ermöglichen einen flexibleren Netzbetrieb im Falle der Einspeisung volatiler erneuerbarer Gase oder zur Optimierung des Gasbezugs vom vorgelagerten Netzbetreiber. Es existieren Konzepte und Regelwerke zur Errichtung und zum Betrieb von Wasserstoff- und Rohbiogasnetzen im Rahmen der öffentlichen Gasversorgung.

Schritt 4: Es sind Kunststoff-Leitungen verfügbar, die bis zu einem Druck von mindestens 16 bar zugelassen sind. Dadurch ist auch im Verteilnetz eine dynamische Druckfahrweise möglich, welche den untertägigen Gasbezug glätten, die Kapazität zur Einspeisung erneuerbarer Gase erhöhen und den Aufbau eines Netzpuffers zur Verminderung der Folgen einer Versorgungsunterbrechung ermöglichen kann.

Schritt 5: Sensorik zur Zustandserfassung, Ortung, Bestimmung der Lebensdauer etc., basierend auf fernauslesbaren Systemen, ist verfügbar. Die automatisierte Erfassung von Zustandsinformationen und Betriebsdaten ermöglicht eine zustandsorientierte Instandhaltung, welche die Einhaltung des erforderlichen Sicherheitsniveaus bei minimiertem Aufwand gewährleistet.

5.2.2. TF 10 – Netzbetrieb / Netzsteuerung

Definition

Das Technologiefeld Netzbetrieb / Netzsteuerung umfasst alle Systeme, Technologien und Konzepte, die für den Betrieb der Netze benötigt werden. Bei der Diskussion sollte auf die Unterschiede zwischen Fernleitungsnetz und Verteilnetz eingegangen werden.

Beschreibung / Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören die Systeme / Methoden zur Netzsteuerung (u. a. IT Systeme), zur Netzüberwachung (Begehung, Inspektion mit intelligenten Molchen, bis hin zur Befliegung mit Drohnen) und zur Gasbeschaffenheitsverfolgung (Gewährleistung der Einhaltung der Grenzwerte nach G260, relevant für Abrechnung). Weiterhin auch die Konzepte für verschiedene Netzfahrweisen (z. B. Druckdynamik zur Erhöhung der Kapazitäten zur Einspeisung erneuerbarer Gase und zur Bezugsoptimierung) als auch die nachträgliche Erhöhung der Betriebsdrücke. Weitere essenzielle Aspekte sind die Betriebsführung inkl. des Bereitschaftsdienstes.

Entwicklungsschritte

Heute: Die Netzfahrweise im Verteilnetz ist von einer passiven und druckgesteuerten Fahrweise geprägt. Insgesamt herrscht ein geringer Automatisierungsgrad vor, eine messtechnische Ausstattung ist üblicherweise nur an Übergabepunkten, bei Regelanlagen, Großkunden und an Tankstellen vorhanden. Dies reicht zur messtechnischen Erfassung der Verteilnetze i. d. R. aus, im Bedarfsfall können ferngesteuerte Regeleingriffe erfolgen.

Die Instandhaltung ist vorrangig ereignisorientiert, erste Verfahren für eine zustandsorientierte Instandhaltung (ZOI) sind etabliert. Bei der Zustandsüberwachung

dominieren die klassischen Verfahren „Begehung“ und „Befahrung“; hier erfolgt eine visuelle und damit subjektive Einschätzung mit Hilfe moderner Gasspürtechnik. Erste Systeme die mittels Drohnen-Befliegungen des Gasverteilnetzes die Überwachung ermöglichen sind im FuE- sowie frühen Demonstrationsstatus. Eine weitere Form der Zustandsbewertung erfolgt auf Grund der Beurteilung von Rohrleitungsteilen, z. B. im Rahmen von Reparaturmaßnahmen.

Für Verteilnetze werden mit z. B. SmartSim und MetroGas zurzeit geeignete Systeme zur Gasbeschaffenheits- bzw. Brennwertnachverfolgung entwickelt. Verteilnetze sind zum überwiegenden Teil in grafischen Informationssystemen abgebildet und können teilweise strömungstechnisch berechnet werden.

Die Odorierung erfolgt dezentral, es kommen schwefelhaltige, schwefelarme und schwefelfreie Odormittel zum Einsatz.

Die Fernleitungsnetze sind in der Regel vollständig in IT Systemen abgebildet, aus der Leitwarte steuerbar und hydraulisch modelliert. Hier kommt eine mengen- und druckorientierte Steuerung zum Einsatz, kombiniert mit einer aktiven Netzfahrweise. Der Automatisierungsgrad kann als mittel bis hoch beschrieben werden, die messtechnische Ausstattung ist nicht flächig sondern vielmehr an einigen neuralgischen Punkten vorhanden. Die Zustandsüberwachung erfolgt in Fernleitungsnetzen mittels intelligenten Molchen, durch Befliegung, teilweise mit Lasertechnologie, und auch klassisch. Die intelligente Molchung ist etabliert, kann jedoch nur in 25 % der Transportleitungen in Deutschland eingesetzt werden. Bei oberirdisch verlegten Leitungen kann auch eine Zustandserfassung von außen erfolgen.

Systeme zur Gasbeschaffenheitsverfolgung kommen fast ausschließlich in den Fernleitungsnetzen zum Einsatz.

Work-Force-Management-Systeme etablieren sich zunehmend zur Optimierung der Instandhaltung der Gasinfrastruktur. Einige Unternehmen haben sogenannte Kombimonteure (Strom und Gas) ausgebildet, um durch spartenübergreifende Synergien beim Bereitschaftsdienst Effizienzpotenziale zu heben.

Der Datenaustausch im Gasnetz erfolgt zum großen Teil (ca. 90 %) über eigene Datennetze der Netzbetreiber, im Übrigen wird auf Netze von Fremdanbietern (z. B. Mobilfunknetze) zurückgegriffen.

Schritt 1: Es sind Anlagen und Konzepte für eine aktive, dynamische und auch bidirektionale Fahrweise sowohl im Verteilnetz als auch im Fernleitungsnetz verfügbar. Insbesondere erneuerbare Gase aus lokalen Quellen können so optimal integriert werden. Systeme zur Brennwertnachverfolgung sind auch für die Verteilnetze verfügbar.

Schritt 2: Die Gasnetze können durch Einsatz von Kopplungselementen (siehe TF 15) und Verfügbarkeit von Systemen und Konzepten zur Messung und Steuerung der Netze netzdienlich für die Stromnetze geplant und betrieben werden.

Schritt 3: Für Fernleitungsnetze sind Online-Leckagedetektionssysteme verfügbar, um auch kleinere Schädstellen zeitnah zu identifizieren. Darüber hinaus sind Integritätsmessgeräte für die Leitungen verfügbar. Zur Vermeidung von Schäden durch Einwirkungen Dritter sind Systeme verfügbar, um vor allem im suburbanen und ländlichen

Bereich, unter anderem durch Auswertung von Satelliteninformationen (z. B. Bewegungsdaten, Baustellen), Gefahrensituationen automatisiert bewerten zu können.

Schritt 4: Intelligente Molche konnten deutlich verkleinert werden, sie können nicht mehr nur im Fernleitungsnetz, sondern auch z. B. im regionalen Verteilnetz zur Anwendung kommen. Veränderbare Geometrien der Molche erhöhen die Flexibilität und erweitern den Einsatzbereich, Kostenreduzierungen aufgrund von Standardisierung und Serienfertigung lassen ein weites Einsatzfeld zu.

Schritt 5: Systeme und Konzepte für den Netzbetrieb, die Netzsteuerung sowie Instandhaltung und Wartungsabläufe sind deutlich vorangeschritten in ihrer technischen Entwicklung, durch einen hohen Digitalisierungs- und Automatisierungsgrad. Für das Verteilnetz und auch das Fernleitungsnetz sind intelligente Armaturen und Systeme für Online-Flow-Control verfügbar.

Mit datenanalytischen Verfahren kann die Instandhaltung weiter optimiert werden. Pipeline Integrity Management Systeme (PIMS) sind weit fortgeschritten und umfassen Funktionen wie z.B. eine selbstlernende Wartungsdatenanalyse.

5.2.3. TF 11 – GDRA / Übergabe- / Übernahme-RA

Definition

Das Technologiefeld GDRA/Übergabe-/Übernahme-RA umfasst die Anlagen an den Schnittstellen zwischen den verschiedenen Netzen und Netzebenen, d. h. sowohl an den Grenzübergangspunkten, als auch zwischen Transport- und Verteilnetz.

Beschreibung / Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Gas-Druckregelanlagen im weitesten Sinne, inkl. ihrer Elemente wie Vorwärmanlage, Regelgerät, Sicherheitseinrichtungen, Odorieranlagen inkl. der automatisierungstechnischen Ausrüstung. Darüber hinaus werden hier auch Anlagen zur Rückspeisung zugeordnet, sowie die Möglichkeit des bidirektionalen Betriebs und Anlagen zur Deodorierung, die zurzeit noch nicht etablierte Technologien sind.

Entwicklungsschritte

Heute: Bei der Planung, Errichtung und Betrieb von Gas-Druckregelanlagen (GDRA) bestehen langjährige Erfahrungen. Die Technologie ist ausgereift, insbesondere im Gasverteilnetz aber seit Dekaden wenig verändert. Optimierungen sind für die einzelnen Komponenten erfolgt. GDRA weisen eine hohe Stationsautomatisierung auf, der Anteil der Anlagen mit Fernwirktechnik mit Anschluss an die Netzleitstelle nimmt zu. Dies erfordert einen Stromanschluss. Die Anlagen werden oberirdisch in fester Bauweise errichtet (mit Fundament und Dach). Die Druckregelung erfolgt mittels Regelventil, die potenziell verfügbare Arbeit aufgrund der Druckreduzierung wird i.d.R. nicht genutzt. Zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit/-zusammensetzung kommen Prozessgaschromatographen zum Einsatz.

Der Ausstattungsgrad variiert mit der Größe und Wichtigkeit der Anlage. Dynamischere Entwicklungen gibt es u.a. bei der Fernwirk- und Automatisierungstechnik, sowie bei Konzepten zur zustandsorientierten Instandhaltung der Anlagen.

Im Zuge der Erneuerung von Anlagen werden zunehmend Optimierungspotenziale bei der Auslegung der Vorwärm- und Heizungsanlagen gehoben. Hierbei werden teilweise auch

geringere Gasaustrittstemperaturen zugelassen, was sich auf die Materialauswahl der Anlagenkomponenten nach der Druckreduzierung auswirkt.

Anlagen zur Rückspeisung in vorgelagerte Netzebenen und Deodorierungsanlagen gibt es bisher nur wenige, der Bedarf dafür steigt mit zunehmender Einspeisung von Biogas in die Verteilnetze, wenn keine anderen Maßnahmen ergriffen werden.

Weiterhin werden in ersten FuE- sowie Demonstrationsprojekten die Potenziale der dynamischen Druckfahrweise zur Verbesserung der Aufnahmekapazitäten von erneuerbaren Gasen und zur Reduzierung der Betriebskosten bewertet. Die dynamische Druckfahrweise von Gasnetzen stellt je nach Anwendungsfall erhöhte Anforderungen an die Ausrüstung und den Automatisierungsgrad der GDRA.

Schritt 1: Die verfügbare Mess- und Fernübertragungstechnik ermöglicht die Einführung von Zustandsorientierter Instandhaltung durch automatisierte Auswertung von Mess- und Zustandsdaten sowie deren Entwicklung unter Berücksichtigung von Volumenstrom und Betriebsstunden. Dies führt zu erhöhter Sicherheit, da Zustandsverschlechterungen schneller erkannt werden können und zur Verlängerung der Intervalle für Überwachung und Wartung nach DVGW-Arbeitsblatt G495.

Schritt 2: Systeme mit erweiterter Fernwirktechnik und erhöhtem Automatisierungsgrad sind verfügbar. In Verbindung mit verbesserter Netzkenntnis durch Berechnungsprogramme, ermöglichen diese die Umsetzung von Konzepten zur dynamischen Druckfahrweise, bei der die Einspeisedrücke der GDRA in Zusammenarbeit mit der Netzleitstelle bedarfsgerecht angepasst werden, um die Kapazitäten zur Einspeisung erneuerbarer Gase zu erhöhen und den Gasbezug vom vorgelagerten Netzbetreiber zu glätten.

Schritt 3: Verbesserte Materialien und angepasste Auslegungsgrundlagen für GDRA sind verfügbar. Dadurch kann in den meisten GDRA auf Gasvorwärmanlagen verzichtet werden.

Schritt 4: Gasexpansionsturbinen als Regelgerät sind in hoher Produkt- und Dimensionsvielfalt verfügbar, diese nutzen die aufgrund der Druckdifferenz freiwerdende Arbeit zur Stromerzeugung.

5.2.4. TF 12 – Gasspeicher

Definition

Das Technologiefeld Gasspeicher umfasst alle Arten von Anlagen zur kurz- bis langfristigen Speicherung von Gas.

Beschreibung / Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören die Untergrundgasspeicher (UGS), inkl. der gesamten Ober- und Untertageanlagen, aber auch kleinere Obertage-Gasspeicher (Röhren- oder Kugelspeicher), z.B. in den Verteilnetzen, die Nutzung von Leitungen u. a. zur Gasbezugs-optimierung (Speicherleitungen, „line pack“) und Anlagen zur Flüssiggaseinspeisung.

Bestandteile der Obertageanlage eines UGS sind u. a. die Messeinrichtung für Ein- und Ausspeisung des Gases, Verdichter und die Abscheidetechnik sowie dazugehörige Nebenanlagen, zur Abtrennung des im Gas enthaltenen Wassers, H₂S und anderer Feststoffe.

Schwerpunkt in diesem Technologiefeld ist nicht vordergründig die technische Weiterentwicklung der Speicherinfrastruktur, sondern vielmehr die Entwicklung neuer Einsatz- und Geschäftsfelder, z. B. zur Speicherung von Biogas, (erneuerbarem) Wasserstoff und (erneuerbarem) synthetischem Methan. Speicherung steht hier für die Zwischenlagerung, nicht für die Endlagerung von z. B. CO₂.

Entwicklungsschritte

Heute: In Deutschland können ca. 23 % des nationalen Gasbedarfs in den an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Untergrundgasspeichern vorgehalten werden. Die vorherrschenden Speichertypen sind Poren- und Kavernenspeicher. Kavernenspeicher befinden sich überwiegend im nördlichen und mittleren Teil von Deutschland, Porenspeicher sind über ganz Deutschland verteilt¹⁴³. Es bestehen aufgrund vorhandener geeigneter geologischer Strukturen große Potentiale für den Bau weiterer Speicher.

Durch geänderte Rahmenbedingungen (Unbundling) erfolgt eine zunehmend dynamischere Nutzung der Speicherstrukturen, welche Auswirkungen auf die Anforderungen sowohl an die Anlagentechnik (Flexibilität und Einsatzzeiten) als auch an die Speichergeologie (Füllstände und Konvergenzen) hat. Die reine, saisonale Speicherung von Erdgas ist rückläufig, das zeigt sich weniger in sinkender Auslastung vorhandener Speicherkapazitäten¹⁴⁴ als vielmehr an spürbar gesunkenen Preisen für Speicherkapazität.

In den Verteilnetzen existieren noch Spitzenlastspeicher (z. B. Kugelgas- oder Röhrenspeicher), deren Anzahl durch die aktuellen Vergütungsregelungen (u. a. GaBi Gas) deutlich rückläufig ist.

Aus heutiger Sicht ist die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen unkritisch und wird, u. a. in den U.S.A., seit vielen Jahren praktiziert¹⁴⁵. Die Wasserstoffverträglichkeit von Porenspeichern hinsichtlich Dichtigkeit, Speicherkapazität und möglichen chemischen Reaktionen ist Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen, so z. B. Sun Storage in Österreich^{146, 147}.

Schritt 1: Lokale Speicher zur Bezugsoptimierung, zur Erhöhung der Kapazität für die Einspeisung erneuerbarer Gase sowie zur Sicherstellung der Versorgung im Verteilnetzbereich sind, zusammen mit der notwendigen Mess- und Regeltechnik, verfügbar.

Schritt 2: Die offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz von Untergrundgasspeichern sind geklärt, sodass die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen und die Netzfahrweise entsprechend der Erkenntnisse angepasst werden können.

Schritt 3: Speicherverdichter können bivalent, d. h. bedarfsgerecht entweder elektrisch oder mit Gas angetrieben werden und somit als Kopplungselement Systemdienstleistung für die Stromnetze erbringen (siehe auch TF 15 Sonstige Kopplungselemente).

¹⁴³ Vgl. LBEG (11/2014).

¹⁴⁴ Vgl. GIE (2014).

¹⁴⁵ Vgl: Oak Ridge National Laboratory (2014).

¹⁴⁶ Vgl. RAG (2014).

¹⁴⁷ Vgl. DVGW (11/2014).

Schritt 4: Einzelne Speicher können für die Speicherung von u. a. reinem Wasserstoff (z. B. in Verbindung mit großen Power-to-Gas-Anlagen zur möglichen Versorgung von Wasserstoffmärkten wie Industrie und Mobilität sowie ggf. als strategische Stromreserve) sowie von CO₂ (für stoffliche Nutzung, nicht für dauerhafte Speicherung im Rahmen von CCS) umgewidmet werden.

5.2.5. TF 13 – Verdichter

Definition

Das Technologiefeld Verdichter umfasst die Verdichter, deren Antriebe und Nebenanlagen.

Beschreibung / Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Verdichter in Transportleitungen, auf Speichern, in Anlagen zur Rückspeisung von Gas in vorgelagerte Netzebenen und in Einspeiseanlagen. Darüber hinaus werden hier auch die verschiedenen Antriebskonzepte (Gas und elektrisch) betrachtet.

Entwicklungsschritte

Heute: Transportverdichter sind ein elementarer Bestandteil der Gasversorgung, sie gewährleisten die Einhaltung der vereinbarten Mindestdrücke an den Übergabepunkten und die Bereitstellung der Transportkapazität. Transportverdichterstationen und auch die Verdichter auf Speicheranlagen sind, zumindest anteilig, redundant ausgelegt.

Die Sperrgassysteme dieser Verdichter sind in den vergangenen Jahren deutlich verbessert worden. Darüber hinaus sind gekapselte Verdichter verfügbar und etablieren sich langsam im Fernleitungsnetz. Die vorherrschende Verdichterantriebsart sind Gasturbinen, jedoch steigt der Anteil der elektromotorischen Antriebe, bedingt auch durch erhöhte Anforderungen an die zulässigen Emissionen.

Insbesondere bei Biogaseinspeiseanlagen stellen die Verdichter einen erheblichen Anteil der Investitions- und Betriebskosten dar und sind eines der wenigen zuverlässigen Anlagenelemente.

Verdichter kommen im Fernleitungsnetz und auf Speichern zum Einsatz, mit dem Unterschied, dass im Fernleitungsnetz Drücke < 100 bar vorherrschen und im Speicher bis zu 300 bar. Die zum Einsatz kommenden Verdichter haben durch den höheren Druck mehr Verdichtungsstufen, mehr Schlupf, niedrigere Wirkungsgrade und höhere Verluste.

Die Wirkungsgrade der heute eingesetzten Verdichter liegen bei ca. 36 % (inkl. Gasturbinenantrieb), es kommen in Deutschland Leistungen zwischen ca. 0,5 und 34 MW¹⁴⁸ zum Einsatz. Der Arbeitsbereich liegt zwischen 60 und 105 %, nach unten begrenzt durch die steigenden Emissionen (CO und NO_x) der Gasturbinenantriebe. Durch Einsatz von Bypässen kann der Regelbereich nach unten erweitert werden, zu Lasten des Wirkungsgrades. Im Normalbetrieb werden die Emissionsgrenzwerte ohne Nachbehandlung eingehalten, Undichtheiten der Verdichter liegen unter 1 ‰.

¹⁴⁸ Vgl. GASCADE (2014).

Darüber hinaus stehen, vor allem für die Verdichtung in Wasserstoff- und Erdgastankstellen, auch Ionische Verdichter zur Verfügung. Diese zeichnen sich u. a. durch hohe Effizienz und geringen Wartungsaufwand aus.¹⁴⁹

Schritt 1: Aufgrund von Systemoptimierungen sind die Wirkungsgrade der Gasturbinenantriebe erhöht (Gesamtwirkungsgrad ca. 45 %). Die CO- und NOX-Emissionen sind um 25 % reduziert. Die Sperrgassysteme sind deutlich verbessert, was die Dichtigkeit der Verdichter weiter erhöht.

Schritt 2: Drehzahlgesteuerte Elektroantriebe sind verfügbar, der Gesamtwirkungsgrad liegt bei ca. 90 %. Dazu wurden die Frequenzumwerter gegenüber heute deutlich verbessert.

Schritt 3: Aufgrund von Weiterentwicklungen in der Apparatechnik sind NOX- und CO-Emissionen um 50 % reduziert, Altanlagen können nachgerüstet werden. Weitere Verbesserungen hinsichtlich Effizienz und Emissionen sind durch Materialweiterentwicklungen bei Hochtemperaturanwendungen in der Verbrennung und Verbesserungen der Strömungsmechanik erreicht worden.

Schritt 4: Der Wirkungsgrad der Verdichter mit Gasturbinenantrieb liegt aufgrund von Systemoptimierung bei ca. 60 %, die untere Grenze des Arbeitsbereichs liegt, auch ohne Bypass, deutlich unterhalb von 60 %. Die CO- und NOX-Emissionen können gegenüber heute um 75 % reduziert werden, aufgrund des Umstiegs von Ölgleitlagern zu Magnetlagern sind die Verdichter hermetisch gasdicht.

5.2.6. TF 14 – Alternative Netze (CO₂, Wärme)

Definition

Das Technologiefeld Alternative Netze umfasst Netze, die voraussichtlich auch zukünftig nicht der öffentlichen Gasversorgung zugerechnet werden, und fokussiert somit auf CO₂- und Wärmenetze.

Beschreibung / Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören, CO₂-Netze und Wärmenetze. Die Struktur dieser Netze sowie auch deren Betrieb werden in diesem Technologiefeld gemeinsam betrachtet.

Entwicklungsschritte

Heute: Nah- und Fernwärmenetze sind eine etablierte Infrastruktur und stehen, wenn parallel zu Gasnetzen verlegt, in direktem Wettbewerb. Kopplungspunkte zum Gasnetz bestehen z. B. in Form von GuD-Kraftwerken. Darüber hinaus laufen auch Pilotprojekte zur Kopplung mit dem Stromnetz in Form von Power-to-Heat (PtH).

CO₂-Netze gibt es heute in der Chemiebranche, zukünftig werden solche Netze für CCS/CCU-Systeme (Carbon Capture and Storage bzw. Utilization/Usage) benötigt.

¹⁴⁹ Vgl. Linde AG (2015).

Es ergeben sich für die Netzbetreiber aufgrund ihrer Erfahrungen Möglichkeiten zum Betrieb der alternativen Netze und ggf. auch zur Nutzung von nicht mehr benötigten Erdgasleitungen/-netzen für alternative Gase.

Die für die Errichtung und den Betrieb von alternativen Netzen notwendigen Anlagen und Konzepte sind generell verfügbar. Hier besteht Potenzial, diese Netze durch alternative Konzepte und den Einsatz neuer Materialien zu optimieren. Dies wird jedoch nicht als Forschungsschwerpunkt für den DVGW eingeschätzt. Wasserstoff- und Rohbiogasnetze sind im TF 9 - Gasnetze“ beschrieben.

5.2.7. TF 15 – Sonstige Kopplungselemente

Definition

Das Technologiefeld Sonstige Kopplungselemente umfasst vor allem die Anlagen an den Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetz, die sowohl mit Strom als auch Gas betrieben und dem Netz zugeordnet werden können.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Gasexpansionsturbinen, bivalente Vorwärmanlagen und bivalente Verdichterantriebe. Das bivalent bezieht sich auf die Fähigkeit zum bedarfsgerechten Wechsel zwischen Gas- und Strombetrieb. Power-to-Gas-Anlagen werden im TF 3 – Power to Gas“ betrachtet, Kopplungselemente zwischen Strom- und anderen Netzen, wie z.B. Power-to-Heat, werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

Entwicklungsschritte

Heute: Den Kopplungselementen wird, neben der Power-to-Gas-Technologie, ein großes Potenzial zur Flexibilisierung und Entlastung der Stromnetze (Netzdienlichkeit) bei der Integration Erneuerbarer Energien durch Lastverschiebung und Energiespeicherung zugeschrieben.

Zum Einsatz kommen heute vereinzelt Gasexpansionsturbinen ($\eta_{\text{ges}} = 80 \%^{150}$), die das Druckgefälle zwischen zwei Netzebenen zur Stromerzeugung nutzen. Technisches Potenzial ist vorhanden, neue Anlagen sind jedoch derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar. Wichtige Voraussetzung ist das Vorhandensein einer Wärmequelle zur Vorwärmung.

Für Bivalente Vorwärmanlagen, bei denen die Wärme im Bedarfsfall elektrisch (strom-/systemgeführt) bereitgestellt wird, gibt es theoretische Untersuchungen und Machbarkeitsstudien, aber noch keine praktische Umsetzung. Voraussetzung ist ein entsprechender Vorwärmbedarf sowie ein geeigneter elektrischer Anschluss. Die Vorteile liegen in der Flexibilisierung für das Stromnetz, in der Einsparung von Erdgas sowie in den gegenüber der PtG-Technologie deutlich geringeren Kosten.

Die Bivalenten Verdichterantriebe werden aktuell noch nicht eingesetzt, auch hier gibt es bisher lediglich theoretische Untersuchungen. Elektrische Verdichterantriebe sind verfügbar und werden zunehmend eingesetzt. Die Vorteile liegen in der gegenüber gasbetriebenen Antrieben schnelleren Startbarkeit und des größeren Regelbereichs.

¹⁵⁰ Vgl. Honeywell (2014).

Die für den Einsatz von Kopplungselementen notwendigen Anlagen und Konzepte sind bereits verfügbar. Deren schrittweise Weiterentwicklung ist im TF 13 – Verdichter“ und TF 11 – GDRA / Übergabe- / Übernahme-RA“ beschrieben. Die netzseitige Einbindung der Kopplungselemente muss weiterentwickelt werden, dies wird im TF 10 – Netzbetrieb / Netzsteuerung“ berücksichtigt. Es wird daher kein weiterer, in diesem TF zu adressierender, technologischer Entwicklungsbedarf gesehen.

5.3. Gasverwendung

Die nun folgenden Technologiefelder sind der Anwendungsdomäne Gasverwendung zuzuordnen.

5.3.1. TF 16 – KW(K)K-Anlagen

Definition

Das Technologiefeld KW(K)K-Anlagen umfasst alle gasbetriebenen Anlagen zur gekoppelten Strom-, Wärme- und ggf. Kälteversorgung.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Anlagen mit Verbrennungsmotoren, (Mikro-)Gasturbinen und Brennstoffzellen, aber auch z. B. Stirlingmotoren, bis hin zu Gaskraftwerken. Neben der Anlagentechnik werden auch Betriebskonzepte diskutiert, sowie die Kopplung zum Stromnetz. Wichtige Punkte sind hier u. a. der Umgang mit wechselnden Gaszusammensetzungen, ggf. durch selbstoptimierende Verbrennungsregelung, sowie das Zusammenspiel von Power-to-Gas mit KWK-Anlagen.

Entwicklungsschritte

Heute: KWK-Systeme sind, Konzepte zur Wärmenutzung vorausgesetzt, hocheffiziente Anlagen, welche in Form von Mikro-KWK-Anlagen zunehmend auch im Gebäudebereich zum Einsatz kommen. Potenziale und Herausforderungen liegen hier in Zukunft vor allem in der bedarfsgerechten Integration in sowohl Wärme- als auch Stromsysteme.

KWK-Anlagen lassen sich, je nach Leistung, in verschiedene Klassen einteilen:

Klasse	Leistung	Einsatz (Beispiele)	Anlagen
Mikro-KWK	1 – 5 kW _{el}	Einsatz in Haushalten	Gasmotor, Stirling-Motor, PEM, SOFC
Mini-KWK	5 – 50 kW _{el}	Gewerbe, Mehrfamilienhäuser	Gasmotor, Stirling-Motor, PEM, SOFC
KWK	Bis 2 MW _{el} (KWKG), >100 MW _{el}	z. B. Biogasverstromung, Kraftwerke	Gasmotor + Turbinen

Die Effizienz (bezogen auf den elektrischen Wirkungsgrad) der Anlagen steigt mit der Anlagengröße von ca. 10 – 30 % bei Stirlingmotoren¹⁵¹ über Brennstoffzellen (PEM ab ca. 33%, SOFC ca. 41 – 60 %)¹⁵² und großen Gasmotoren/-turbinen mit 45 – 50 % bis zu 60,4 % bei GUD Irsching (Block 4 mit 569 MW)¹⁵³.

Größere KWK-Anlagen können im Arbeitsbereich von 10 – 100 % der Nennlast betrieben werden, Mini- und Mikro-KWK bei 30/50 – 100 %. Ein Betrieb im unteren Arbeitsbereich geht mit einem reduzierten Wirkungsgrad einher. KWK-Anlagen können sehr schnell auf Laständerungen reagieren. Wenn die Anlagen in Grundlast gefahren werden, kann die Last im ms-Bereich abgerufen werden.

Bei Verbrennungsmotoren ist derzeit die Methanzahl (> MZ 80) die limitierende Größe hinsichtlich der Gasbeschaffenheit, Biogas- und Wasserstoffeinspeisung beeinflussen die Verbrennungsprozesse. Generell sind Verbrennungsmotoren aber sehr robust gegenüber schwankenden Gaszusammensetzungen. Hinsichtlich der Emissionen halten KWK-Anlagen die Grenzwerte der TA Luft ein. Derzeit sind dort keine Grenzwerte für Formaldehyd und unverbrannte Kohlenwasserstoffe enthalten, im Falle einer Verschärfung wäre der Einsatz von 3-Wege-Katalysatoren notwendig.

Brennstoffzellen haben den Vorteil, dass sie deutlich weniger Wärme produzieren als Verbrennungsmotoren. Derzeit sind Brennstoffzellenanlagen für die häusliche Strom- und Wärmeproduktion im Feldtest-Stadium.

Derzeit sind über 90 % der Anlagen wärmegeführt, die gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme ist entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit. Der Jahresnutzungsgrad liegt, u. a. aufgrund mangelnder Wärmenutzung, heute noch 10 – 20 % unter dem möglichen Gesamtwirkungsgrad.

Mit KWK-Anlagen ist ein Inselbetrieb möglich. In Baden Württemberg ist heute bereits ein Biogasanteil als EE-Anteil anrechenbar, in England zählt die KWK-Technologie sogar zu den „Renewables“. Solche Regelungen würden, deutschlandweit eingeführt, die Marktdurchdringung von KWK-Anlagen erheblich erhöhen.

Ein erweitertes KWK-Konzept beinhaltet die Kälte-Kopplung (KWKK), hierbei wird die Kälte aus Wärme mittels Ad- oder Absorptionskältemaschine erzeugt, möglich ist auch die Kälteerzeugung mit einer elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschine. Die erzeugte Kälte kann z. B. im Sommer zur Klimatisierung oder in Kältenetzen eingesetzt werden, sodass sich die Jahresnutzungsstunden der Anlage, gegenüber einer reinen Wärmenutzung, erhöhen.

Schritt 1: Bestandsanlagen sind optimiert hinsichtlich Wirkungsgraden und Emissionen. Die Kältekopplung ist, vor allem bei Neuanlagen, verfügbar. Die Anlagen sind robuster gegenüber schwankenden Gaszusammensetzungen, Wasserstoffzumischungen zum Erdgas bis zu 10Vol. % stellen kein Problem dar.

¹⁵¹ Vgl. bine Informationsdienst (2015).

¹⁵² Vgl. IBZ (2015).

¹⁵³ Vgl. E.ON SE (2014).

Schritt 2: Stromführung der KWK-Anlagen ist Stand der Technik, geeignete Wärmespeicher sind verfügbar, die Kopplung mit Nahwärmenetzen als Wärmesenke ist Stand der Technik.

Stirlingmotoren im unteren kW-Bereich sind verfügbar. Die Wirkungsgrade sind auf mindestens 18 %el bzw. > 90 %gesamt gesteigert worden, die Emissionen liegen im Bereich von Gasbrennwertgeräten. Stirlingmotoren sind schlecht modulierbar, aber dafür nahezu wartungsfrei.

KWKK-Anlagen sind verfügbar. Diese können u. a. zur Klimatisierung von Wohn- und Gewerberäumen zum Einsatz kommen und erhöhen damit die Jahresnutzungsdauer der Anlagen.

Schritt 3: Brennstoffzellen sind im Leistungsbereich bis 50 kWel verfügbar. Der Vorteil liegt in der geringen Abwärme und der dadurch erhöhten Jahresnutzungsdauer der Anlagen.

Bei KWK-Anlagen (Motoren) ab 50 kWel ist die Integration von ORC-Anlagen Stand der Technik, dadurch kann die Abwärme verstromt werden, was den Bedarf an Wärmesenken verringert und die Jahresnutzungsdauer erhöht.

Schritt 4: Durch optimierte Modularisierung der KWK-Anlagen sowie verbesserte Systemintegration (u. a. Einbindung in Nahwärmenetze) und intelligente Betriebsweise kann der Jahresnutzungsgrad deutlich erhöht werden.

Systeme zur Steuerung / Regelung der Anlagen durch den jeweiligen Netzbetreiber sind verfügbar, dies ermöglicht eine optimale Integration der Anlagen in ein Smart Grid.

Schritt 5: Gasverbrennungsmotoren und -turbinen sind technologisch weiterentwickelt, die elektrischen Wirkungsgrade der Anlagen ab ca. 3 MWel liegen oberhalb von 50 %, die Gesamtwirkungsgrade, durch Kopplung mit ORC-Prozessen, bei 95 %. Die Robustheit gegenüber in definierten Grenzen schwankenden Gaszusammensetzungen ist erhöht.

Bei kleineren Motoren und Brennstoffzellen bis 50 kWel liegen die elektrischen Wirkungsgrade mindestens 5 % über den heutigen Werten, die Gesamtwirkungsgrade bei über 90 %. Die Emissionen liegen im Bereich von Brennwertkesseln und erfüllen die gesetzlichen Anforderungen.

Bei den Brennstoffzellen sind bidirektionale Konzepte vorhanden, die in Verbindung mit Wasserstoffspeichern sowohl Strom aus Gas als auch Gas aus Strom zur dezentralen, kurz- bis mittelfristigen Energiespeicherung eingesetzt werden können. Die Dauerhaltbarkeit der Brennstoffzelle ist deutlich erhöht und die Degradation reduziert, die Anlagen sind als „Schalter“ system-/stromnetzoptimiert einsetzbar.

5.3.2. TF 17 – Gas- und Gas-Plus-Technologien

Definition

Das Technologiefeld Gas- und Gas-Plus-Technologien umfasst alle Anlagen zur häuslichen Heizung und Warmwasserbereitung, in Kombination mit anderen Technologien.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören alle Arten von häuslichen Anlagen zur Heizwärme- und Warmwasserbereitung wie Gas-Brennwertgeräte, Gaswärmepumpen, sowie zusätzliche, kombinierte Wärmeerzeuger („Gas-Plus-Technologien“) wie Solarthermie oder Power-to-Heat, inkl. der dafür notwendigen Regeltechnik und ggf. notwendigen Speichern.

Entwicklungsschritte

Heute: Gas-Brennwertgeräte sind eine etablierte, bewährte Technologie zum Heizen und zur Warmwasserbereitung, mit einem Marktanteil von ca. 60 % bei neuen Wärmeerzeugern¹⁵⁴. Sie zeichnet sich durch relativ geringe Kosten und hohe Verfügbarkeit aus. Nachteilig sind die gegenüber einem Stromanschluss etwas höheren Anschlusskosten für z. B. eine elektrische Wärmepumpe und der notwendige Schornstein. Optimierungspotenzial besteht vor allem noch bei der Systemintegration in die Gebäudeenergieversorgung, z. B. hinsichtlich der optimalen Kopplung von erneuerbaren und konventionellen Wärmeerzeugern¹⁵⁵. Aufgrund der zunehmenden Anforderungen an Energieeffizienz steigt der Anteil der Kombination mit z. B. Solarthermie.

Gaswärmepumpen als Pendant zur elektrisch betriebenen Wärmepumpe sind ausgereift und verfügbar, mit einem Gesamtjahresnutzungsgrad von ca. 130 %¹⁵⁶. Angesichts der Diskussionen um umweltverträgliche Kältemittel sind derzeit nur wenig mögliche Kältemittel verfügbar. Aufgrund der gegenüber eines Gasbrennwertgeräts oder der Stromwärmepumpe höheren Kosten sind nur wenige Anlagen im privaten Bereich im Einsatz. Im Rahmen von Industrieanwendungen werden Gaswärmepumpen weltweit in großen Stückzahlen sowohl für die Wärme- als auch die Kälteproduktion eingesetzt. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist gegeben.

Sowohl bei Gas-Brennwertgeräten als auch bei Wärmepumpen kommen i.d.R. Warmwasserspeicher zum Einsatz. Diese können auch aus alternativen Wärmequellen (Solarthermie, Power-to-Heat, wasserführende Kamine) aufgeheizt werden. Kombinationen aus elektrischer Wärmepumpe und Gas-Brennwertgerät als Spitzenlastkessel sind verfügbar.

Solarthermie kommt zur Trinkwassererwärmung und teilweise zur Heizungsunterstützung zum Einsatz, in Südeuropa auch zur Kälteerzeugung. Die Technologie ist etabliert und ausgereift, steht aber in Flächenkonkurrenz zu PV. Es werden aus Kostengründen weitestgehend Flachkollektoren eingesetzt, effizientere, aber teurere „Heatpipes“ (Vakuumröhrenkollektoren) sind verfügbar.

Die Kopplung mit Power-to-Heat (PtH) zur Deckung von Spitzen im Wärmebedarf ist Standard. Die elektrische Wärmeerzeugung erfolgt allerdings noch nicht systemoptimiert, sondern wärmegeführt.

Schritt 1: Selbstadaptierende Steuerungstechnik ermöglicht sowohl bei Gas-Brennwertgeräten als auch bei Wärmepumpen die Nutzung von Erdgas-Biogas-Wasserstoffgemischen in definierten Grenzen.

¹⁵⁴ Vgl. BDEW (09/2014).

¹⁵⁵ Vgl. DVGW (09/2014).

¹⁵⁶ Vgl. Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. et. al.(2012).

Schritt 2: Eine verbesserte Systemintegration von Gasgeräten, Wärmespeichern und Power-to-Heat ermöglicht eine automatisierte, systemoptimierte Fahrweise der Anlagen unter Berücksichtigung sowohl des Wärmebedarfs und der Gebäudeauslastung als auch der stromseitigen Anforderungen. Bei der Solarthermie konnten die Kosten für Vakuumröhrenkollektoren deutlich reduziert werden, sodass auf kleineren Flächen gleiche Wärmeerträge gewonnen werden können.

Schritt 3: Gas-Brennwertgeräte sind dahingehend optimiert, dass sie aufgrund verbesserter Modulierung einen großen Leistungsbereich bei gleicher Effizienz abdecken können.

Schritt 4: Gaswärmepumpen sind deutlich effizienter. Durch u. a. intelligente Steuerung und die Nutzung von alternativen Wärmequellen ist ein gegenüber heute deutlich erhöhter Gesamtjahresnutzungsgrad möglich. Es sind umweltverträgliche Kältemittel verfügbar, sodass der langfristige Betrieb der Anlagen ermöglicht wird.

Schritt 5: Es sind Mikro-Brennwertgeräte zur Luftbeheizung verfügbar, z. B. für die Beheizung von einzelnen Räumen oder den nachträglichen Einbau.

5.3.3. TF 18 – Industrieprozesse

Definition

Das Technologiefeld Industrieprozesse umfasst sowohl Verbrennungsprozesse im industriellen Maßstab als auch die stoffliche Nutzung von Gas.

Beschreibung

Zum Technologiefeld gehören sowohl die Prozessfeuerstechnik mit indirekter Befeuerung und Wärmeträgermedium, als auch thermische Prozessanlagen mit direkter Befeuerung und die stoffliche Nutzung von Gas. Des Weiteren werden die zugehörigen Systeme zur Regelung und Überwachung betrachtet. Ein wesentlicher Punkt ist auch hier der Umgang mit wechselnden Gaszusammensetzungen.

Entwicklungsschritte

Heute: Neben der Produktqualität sind die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und Energieeffizienz wichtige Themen im Bereich der Industrieprozesse. Die Anforderungen an die Regelung der Brenner steigen durch schwankende Gasbeschaffheiten, dies erfordert sowohl angepasste Mess- und Regeltechnik als auch z. B. Systeme zur Überwachung des Verbrennungsprozesses.

In dieser Betrachtung wird zwischen zwei Bereichen, der thermischen und der stofflichen industriellen Nutzung, z. B. in der Petrochemie oder der chemischen Industrie, unterschieden.

Derzeit werden ca. 3 % der fossilen Energieträger, insbesondere in der chemischen Industrie, stofflich genutzt. Die Produktionseinheiten sind durch lange Anlagenlebensdauern und Amortisationszeiten gekennzeichnet.

Vor allem für die stoffliche Nutzung sind Schwefelkonzentrationen im Gas nur im ppb-Bereich zulässig. Die Produktionsprozesse tolerieren nur sehr geringe Schwankungen der Gasbeschaffheit und sind damit deutlich sensibler als Verbrennungsprozesse.

Industrielle Brenner werden z. B. bei der Glas- oder Keramikherstellung eingesetzt. Dort wird vor allem ein gleichbleibendes Flammenbild mit konstanter bzw. bedarfsgerechter Wärmeerzeugung benötigt, um die Produktqualität zu gewährleisten. Aus diesem Grund werden auch bei der thermischen Nutzung im industriellen Bereich geringere Schwankungen der Gasbeschaffenheit verlangt, als die Grenzen des DVGW-Arbeitsblattes G260 derzeit zulassen.

Schritt 1: Die Anlagen zur Nutzung von Erdgas werden aufgrund von Optimierungen im Prozess und bei dessen Steuerung toleranter gegenüber schwankenden Gaszusammensetzungen.

Schritt 2: Bestandsanlagen werden für schwankende Gaszusammensetzungen modernisiert. (Manuelle Einstellung der Anlagen mit Luftreserve). Dazu sind Informationen über die zu erwartende Gasbeschaffenheit erforderlich.

Schritt 3: Industrielle Brenner und die stoffliche Nutzung (Alt- und Neuanlagen) sind mit selbstadaptierenden Steuerungen ausgestattet, die auf Basis von rechtzeitigen Informationen zur Gasbeschaffenheit, entweder vom Netzbetreiber oder durch laufende Gasanalysen vor Ort, schwankende Gaszusammensetzungen kompensieren können.

Schritt 4: Bei Industrieprozessen, die sensibel auf bestimmte Gasbestandteile wie z. B. Wasserstoff reagieren, sind Anlagen zur bedarfsgerechten Gasaufbereitung vorgeschaltet. Voraussetzung ist die Verfügbarkeit der dafür benötigten Membranen oder katalytischen Prozesse.

Schritt 5: Die Anlagen können ihren normalen Betrieb hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Erfüllung der HSE-Anforderung (Health, Safety & Environment) und Einhaltung der Produktqualität auch bei, in definierten Grenzen, stark und schnell schwankenden Gasbeschaffenheiten gewährleisten. Die benötigten Informationen zur Gasbeschaffenheit werden laufend vom Netzbetreiber oder durch Gasanalysen in Echtzeit bereitgestellt.

5.3.4. TF 19 – Gasmobilität

Definition

Das Technologiefeld Gasmobilität umfasst den gesamten Bereich der Bereitstellung und Nutzung von Gas im Mobilitätsbereich.

Beschreibung / Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören die Tankstelleninfrastruktur und die Fahrzeuge, sowohl für Individualverkehr als auch ÖPNV und Transport (LKW, Schiff) sowie Flugzeuge bis hin zu Drohnen. Betrachtet werden Erdgas- (CNG und LNG) und Wasserstoffmobilität, sowohl Verbrennungsmotoren als auch Brennstoffzellen.

Entwicklungsschritte

Heute: In Deutschland gibt es derzeit ca. 100.000 Erdgasfahrzeuge, zur Versorgung mit CNG stehen ca. 900 Tankstellen zur Verfügung. Diese stellen CNG-H oder -L bereit, viele Tankstellen auch Biomethan. Erdgasmobilität weist, sowohl bei PKW als auch bei LKW, deutlich niedrigere CO₂-Emissionen auf als Benzin oder Diesel, daher besteht noch bis Ende 2018 eine steuerliche Vergünstigung. Weitere Vorteile sind vor allem bei LKW und Bussen die gegenüber Diesel geringere Geräuschentwicklung, die innermotorische Umsetzung der Einhaltung von Emissionsgrenzwerten anstatt nachgeschalteter

katalytischer Reduktion und Zusätzen wie AdBlue (Abgasnachbehandlung bei Dieselfahrzeugen) sowie die rußfreie Verbrennung. Allerdings ist die Reichweite der Erdgasfahrzeuge etwas geringer und die Betankungszeit erhöht.^{157, 158}

Mittlerweile bieten viele Hersteller Erdgasfahrzeuge an, von Kleinwagen bis zu Lieferwagen, Bussen und LKW. Reine Erdgasantriebe sind, wie auch bivalent betriebene Hybridfahrzeuge, Stand der Technik, es werden Reichweiten von ca. 600 km erreicht. Die Bundesregierung fördert die Konkurrenztechnologie Elektromobilität, Unternehmen wie z. B. die Post stellen ihre Flotte auf E-Antrieb um.

Brennstoffzellenfahrzeuge sind von einzelnen Herstellern (z. B. Toyota) heute schon verfügbar. Als problematisch wird von Herstellern wie z. B. Daimler das ungenügende Wasserstoff-Tankstellennetz angesehen.¹⁵⁹

Erdgastankstellen sind heute der begrenzende Faktor für Wasserstoffeinspeisung in die Verteilnetze, da die CNG1-Tanks in Bestandsfahrzeugen nur bis zu 2 Vol. % H₂ zugelassen sind. Getankt wird CNG bis zu 260 bar, die Tankstellen sind auf bis zu 300 bar ausgelegt.

Bei Schiffen, Baumaschinen, „Off Highway“-Anwendungen und auf der Schiene ist der Einsatz von Gas aufgrund fehlender Infrastruktur und fehlendem Bedarf noch nicht allzu verbreitet. Potenziale werden eher für LNG als CNG gesehen, CNG stellt aktuell eine Übergangslösung für z. B. Schlepper dar.

Die Herausforderungen für Erdgasmobilität sind nicht technischer, sondern eher politischer Natur. Neben politischer Akzeptanz ist die Entwicklung der Mineralölbesteuerung für Erdgas ab 2018 ein entscheidender Faktor.

Schritt 1: Die Tankstelleninfrastruktur (CNG) ist deutlich besser ausgebaut, die Betankungsdauer reduziert. Eine Tankstelleninfrastruktur für LNG wird ausgebaut. Akzeptanzbedenken zur Sicherheit der Erdgas- und Wasserstoffmobilität sind beseitigt.

Schritt 2: CNG-Fahrzeuge sowie die notwendige Tankstelleninfrastruktur sind verfügbar. CNG findet vor allem bei PKW Anwendung, sowie im ÖPNV- und LKW-Bereich. Die Fahrzeuge weisen keine Nachteile mehr gegenüber Dieselantrieben auf, die Betankungszeiten wurden verkürzt. Auch für die Schiene, Marine sowie Flugzeuge, Drohnen und „Off-Highway“-Anwendungen sind entsprechende Fahrzeugkonzepte und die Betankungsinfrastruktur verfügbar und ausgereift.

Schritt 3: Die Technik für LNG-Mobilität ist vor allem im Transportbereich sowie bei Groß- und Sonderfahrzeugen (LKW, Schiffe, Busse) verfügbar und die Infrastruktur ist flächendeckend errichtet. Die Technik für eine LNG-Tankstelleninfrastruktur ist vorhanden. Generelle Entwicklungen im LNG-Bereich werden im TF 5 – LNG“ betrachtet.

Schritt 4: Brennstoffzellenfahrzeuge sind im PKW-Bereich verfügbar, große, integrierte Tanks ermöglichen höhere Reichweiten wie bei heutigen Langstreckenfahrzeugen.

¹⁵⁷ Vgl. Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. et. al. (2012).

¹⁵⁸ Vgl. erdgas mobil GmbH (01/2015)

¹⁵⁹ Vgl. Donnerbauer (2015).

Wasserstofftankstellen sind verfügbar, die Versorgung erfolgt über das Erdgasnetz und Dampfreformation, bei höheren Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz über eine H₂-Membranabscheidung, über Vor-Ort-Wasserstoffproduktion mittels Power-to-Gas-Anlagen oder Trailersysteme.

Schritt 5: Die Hersteller von PKW haben gastaugliche Fahrzeugkonzepte entwickelt, die weit über ein angepasstes Motorkonzept hinausgehen und, z. B. mit in die Karosserie integrierten Tanks, zu einer Erhöhung der Reichweite führen, sodass monovalenter Betrieb, der die Nachteile einer Optimierung auf zwei Kraftstoffe vermeidet, Stand der Technik ist.

Die Kosten für Erdgasfahrzeuge liegen im Bereich von Benzin-/ Dieselfahrzeugen. Neben Verbrennungsmotoren kommen auch Brennstoffzellen (PEM) zum Einsatz.

Erdgastanks sind nicht mehr der begrenzende Faktor für die Wasserstoffzumischung.

Schritt 6: Es sind Gas-Strom-Hybridfahrzeuge verfügbar, welche die Vorteile beider Antriebsarten miteinander kombinieren.

5.4. Querschnittstechnologie

Im folgenden Abschnitt werden zwei TF beschrieben, die keiner der drei Domänen eindeutig zuzuordnen sind. Vielmehr sind sie für jede der Domänen bedeutend, sodass sie als Querschnittstechnologien bezeichnet werden.

5.4.1. TF 6 - Gasaufbereitung

Definition

Das Technologiefeld Gasaufbereitung umfasst alle Anlagen/Konzepte zur Aufbereitung, Reinigung und Konditionierung von Gasen.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören alle produktions- und kundenseitige Anlagen und Methoden zur Gasaufbereitung. Abgedeckt werden die Bereiche zentrale und dezentrale Erzeugung und Produktion von Erdgas und erneuerbaren Gasen, sowie die Gasaufbereitung beim Kunden. Die eingesetzten Verfahren der Gasaufbereitung dienen der Beseitigung von u.a. Wasser, Schwefel, CO₂, Kohlenwasserstoffen, H₂ und sonstigen Begleitstoffen. Die Anforderung an das aufbereitete Gas ist die Einhaltung des DVGW Arbeitsblattes G 260 – Gasbeschaffenheit¹⁶⁰.

Entwicklungsschritte

Heute: Die aktuell eingesetzte Gasaufbereitungstechnik ist abgestimmt auf die Anforderungen des DVGW-Regelwerks (G 260 (A)) und die internationalen Anforderungen.

Die Bandbreite der eingesetzten Technologien reicht von biologischen Verfahren, u.a. zur Entschwefelung und zur Methananreicherung, über Filter und LTS-Verfahren (Low Temperature Separation) bis hin zu katalytischen Prozessen und Waschverfahren. Membrane zur selektiven Abtrennung von einzelnen Komponenten sind, z.B. für CO₂,

¹⁶⁰ Vgl. DVGW (2013).

bereits verfügbar oder befinden sich in der Entwicklung (H₂). Aufgrund der zunehmenden Biogaseinspeisung und der teilweise resultierenden Rückspeisung von Verteilnetzen in die vorgelagerten Fernleitungsnetze kommen vereinzelt Anlagen zur Deodorierung zum Einsatz (Entfernung des Odormittels).

Die Produktgasqualität ist durch Aufbereitung und Konditionierung mit Flüssiggas oder Stickstoff/Luft in den geforderten Grenzen einstellbar. Für die Einspeisung z.B. von Biogas in das Gasnetz ist i.d.R. eine aufwändigere Aufbereitung notwendig als für eine Vor-Ort-Verstromung.

Vor allem Industriekunden mit sensiblen Prozessen erwarten konstante Gasbeschaffenheiten bzw. engere Grenzen der Gasbeschaffenheit, als nach DVGW Arbeitsblatt G 260 zulässig wären. Dies kann zukünftig, aufgrund der Diversifizierung der Bezugsquellen und zunehmender Einspeisung erneuerbarer Gase zu Herausforderungen führen, welche entweder im Netz (Schritt 1 bis 4) oder bei den einzelnen Kunden mit erhöhten Anforderungen (maximaler Entwicklungsschritt) gelöst werden können.

Schritt 1: Es sind große Anlagen zur Gasaufbereitung vor der Einspeisung verfügbar, welche gegenüber heutigen Anlagen durch verbesserte Prozesstechnik und die Etablierung von CCP-Konzepten (Closed Cycle Process) effektiver hinsichtlich der Produktqualität und in ihrer Gesamteffizienz erhöht sind.

Schritt 2: Die Gasaufbereitungsanlagen für Biogasanlagen sind für die verschiedenen Anlagengrößen, von unter 100 m³/h bis mehrere 1.000 m³/h, gut skalierbar, sodass die Kosten für die Gasaufbereitung auch für kleinere Anlagen wirtschaftlich darstellbar sind.

Schritt 3: Anlagen zur Gasaufbereitung (Entfernung von z.B. H₂ mittels Membranen) und Konditionierungsanlagen zur Brennwertanpassung bei sensiblen Groß- und Sonderkunden sind verfügbar. Für die H₂-Abtrennung sind auch elektrochemische Verfahren verfügbar.

Schritt 4: Die Gasaufbereitung für thermische Gaserzeugung (SNG) zur Entfernung von unerwünschten Bestandteilen wie z.B. Teer ist verfügbar.

Schritt 5: Die Technik zur Gasaufbereitung und ggf. Konditionierung des Gases vor der Verwendung direkt beim Kunden, spezifisch auf dessen Anforderungen abgestimmt, ist verfügbar. Zum Einsatz kann hier kleine, dezentrale Gasanalytik mit Steuerungsfunktion in Verbindung mit z.B. Membranen zur Abscheidung von Wasserstoff kommen, zusätzlich zur Verbrennungsregelung zur Kompensation schwankender, brenntechnischer Gaskennwerte.

5.4.2. TF 7 - Messtechnik

Definition

Das Technologiefeld Messtechnik umfasst alle Anlagen und Konzepte zur Messung von Volumen und Mengen, Gaszusammensetzungen und Gasbeschaffenheiten etc. bei Produktion, Aufbereitung, Einspeisung, Verteilung und zur Abrechnung von Gas.

Beschreibung/Erläuterung

Zum Technologiefeld gehören Gaszähler, Mengenumwerter, Druck- und Temperaturmesstechnik, Prozess-Gaschromatographen (PGC), Kalorimeter, Sensoren sowie weitere korrelative Messverfahren, sowohl stationär als auch mobil. Ebenfalls berücksichtigt werden hier Konzepte zur Übertragung und Auswertung von Messwerten, wie z.B. Smart Meter oder Fernübertragung, sowie Gasabrechnung.

Zum Einsatz kommt die Messtechnik u.a. bei der Abrechnung, der Netzsteuerung, der Qualitätssicherung und, im Rahmen der Exploration, für die Ermittlung der Erdgassteuer.

Entwicklungsschritte

Heute: Die aktuell eingesetzte Messtechnik erfüllt die eichrechtlichen und betrieblichen Anforderungen der Gaswirtschaft. Darüber hinaus ist die Messtechnik meist spezialisiert und kalibriert auf die erwartete Gasart (z.B. Erdgas H, Erdgas L oder Biogas). Abweichende Gaszusammensetzungen, z.B. durch Zumischung von Wasserstoff oder im Rahmen der Marktumstellung von L- auf H-Gas, erfordern daher teilweise einen Austausch bzw. eine Neukalibrierung der Messtechnik.

Zur Bestimmung des Brennwertes bzw. der Gasbeschaffenheit kommen PGC (Prozess-Gaschromatographen) zum Einsatz, die Kosten dafür betragen ca. 100.000 EUR. Diese ermitteln in ca. 5-Minuten-Intervallen die Gaszusammensetzung, welche zur Abrechnung, aber auch z.B. zur Steuerung von Konditionierungsanlagen eingesetzt wird. Die derzeit eingesetzten Geräte können i.d.R. bis C6 messen. PGC für erneuerbare Gase (z.B. Biogas und höhere Wasserstoffkonzentrationen > 5 Vol.-%) sind verfügbar oder in der eichrechtlichen Genehmigungsphase. FuE-Projekte z.B. zur Klärung der Auswirkungen von Wasserstoff auf die Gasvolumenmessung wurden kürzlich abgeschlossen.

Im Transportnetz kommen geeichte Brennwert-Rekonstruktionssysteme zum Einsatz, diese sind heute noch nicht für eine Wasserstoffzumischung ausgelegt. In Verteilnetzen gibt es vermehrt Bestrebungen, ähnliche Systeme einzusetzen, um z.B. die Konditionierung in Biogaseinspeiseanlagen reduzieren bzw. optimieren zu können (SmartSim, Metrogas).

Die Technik zur Schwefelmessung ist vorhanden, aufgrund der hohen Fehlertoleranzen ($\pm 50\%$) ist diese aber unzureichend. Hier wird auf Gasanalytik zurückgegriffen, die für den kontinuierlichen Prozess geeignet ist.

Mengenmessung erfolgt meist mit Turbinen- bzw. Ultraschallzählern (Großanlagen) und Balgen-, Turbinen- oder Drehkolbengaszählern in Kleinanlagen und beim Kunden, sowie Coriolisgaszähler in Erdgastankstellen.

Die Kommunikation zwischen Leitwarte und Messtechnik erfolgt mindestens stündlich über BUS-Systeme, für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen kommen spezifische, teilweise inkonsistente Protokolle zum Einsatz.

Die Ablesung der Gaszähler bei Haushaltskunden erfolgt i.d.R. einmal jährlich durch den Kunden oder Personal bzw. Dienstleister. Die Technik für z.B. stündliche Ablesung ist vorhanden (Smart Meter), ist aber für Haushaltskunden nur in Pilotprojekten in Anwendung. Es besteht von europäischer Seite der Zwang zur Kopplung des Gaszählers an das Messsystem im Strom, der Nutzen eines Smart Meters im Gasbereich ist jedoch noch ungeklärt, ebenso die Anerkennung der Kosten im derzeitigen Regulierungsrahmen. Ein kritischer Punkt bei Smart Metern ist, neben den Kosten, auch die Datensicherheit.

Neue Messverfahren, z.B. Ultraschallgaszähler/Wärmeleitverfahren zur Kundenabrechnung im Haushaltbereich sowie Smart Meter sind verfügbar, aber noch wenig etabliert.

In der Industrie werden Systeme zur Flammenüberwachung benötigt. Zum Einsatz kommen Ionensonden sowie thermische und optische (Infrarot, UV) Überwachung.

PGC für Erdgas, Biogas, Wasserstoff und deren Gemische sind etabliert. Die Berechnung der K-Zahl wurde auf die erneuerbaren Gase angepasst.

Schritt 1: Die Gasanalytik ist in der Lage, Schwefel und andere, aktuell nicht eichamtlich zu erfassende, Gasbestandteile mit einer Fehlertoleranz von $\pm 10\%$ zu messen. Dies ist vor allem für Erdgastankstellen und Brennstoffzellen, aber auch Importnetze, relevant.

Systeme zur Flammenüberwachung sind auch für Erdgas-Wasserstoffgemische und reinen Wasserstoff verfügbar.

Schritt 2: Smart Meter sind verfügbar, sie können zur Echtzeitmessung an Netzkopplungspunkten und, bei Bedarf bei Kunden, zum Einsatz kommen. Die Daten lassen sich zur Steuerung von Kopplungselementen verwenden, sodass spartenübergreifende Synergien genutzt werden können.

Schritt 3: Für Haushalte ist günstige Sensortechnik (Brennwertermittlung) in Kombination mit Brennerregelung (Aktorik) verfügbar. Es können somit deutlich weitere Grenzen der Gasbeschaffenheit bzw. in definierten Grenzen schwankende Gaszusammensetzungen zugelassen werden, ohne ein Problem für Gasbrenner darzustellen.

Smart Meter ermöglichen tägliche Abrechnungen und bilden die Schnittstelle zwischen Gas- und Stromnetz, Wettervorhersage und Wärmeerzeuger.

Schritt 4: PGC sind durch technologischen Fortschritt bis zu 90 % günstiger als heute, die Messintervalle verkürzt. Zur Kommunikation (drahtlos) kommen vorwiegend öffentliche Netze zum Einsatz mit, über alle Wertschöpfungsstufen, konsistenten Protokollen.

Echtzeitfähige Brennwertverfolgungs-/Rekonstruktionssysteme sind für Transport- und Verteilnetzen verfügbar. Messungen (vor allem Gasbeschaffenheit) können weitestgehend durch Software ersetzt werden.

Schritt 5: Fortschritte bei der Mess- und Sensortechnik ermöglichen den Einsatz von Sensoren zur Gasbeschaffenheitsermittlung auf Halbleiterbasis, mit Infrarotspektrometer oder auf Mikrochip-Ebene, und damit den Verzicht auf PGC auch bei der Biogas-/SNG-Einspeisung. Vernetzte Geräte den Austausch von Daten zur Gasbeschaffenheit, wodurch die Anzahl der Messstellen miniert werden kann.

Die Gasanalytik ist in der Lage, Schwefel und andere, aktuell nicht eichamtlich zu erfassende, Gasbestandteile mit einer Fehlertoleranz von $\pm 1\%$ zu messen.

5.5. Zusammenfassung

Die Technologiefelder stellen Cluster aller relevanten Technologien und Prozesse in der Gaswirtschaft dar und bilden die Grundlage für die technologischen Szenarien (siehe Kapitel 7) und die sich anschließende Gap-Analyse zur Ermittlung des zukünftigen Forschungsbedarfs.

Die Technologiefelder wurden erstellt aus dem Input der Teilnehmer der Szenarien-Workshops und u.a. durch Literaturrecherche ergänzt. Diese Einzeltechnologien wurden in die drei Domänen der Gaswirtschaft

- ▶ Gasproduktion
- ▶ Gasversorgung
- ▶ Gasverwendung

und einen übergreifenden Bereich der Querschnittstechnologien sortiert. Die Technologien wurden in insgesamt 19 Technologiefelder zusammengefasst und hinsichtlich ihres Betrachtungsbereichs und des aktuellen Entwicklungsstands beschrieben.

Im Rahmen von drei weiteren Workshops, welche im September und Oktober 2014 zum DVGW FuE-Radar stattgefunden haben, wurden die Technologiefelder mit Fokus auf ihrer bis zum Jahr 2030 denkbaren Ausbaustufe und den dorthin führenden Entwicklungsschritten diskutiert. Nach der Ausformulierung der Workshopergebnisse erfolgten eine Feedbackrunde und Diskussionen mit Fachleuten aus den jeweiligen Bereichen zur Schärfung der Beschreibung der Technologiefelder.

Es handelt sich bei den Technologiefeldern nicht um eine vollständige Technologieübersicht. Viel mehr stellen sie die, aus Sicht von Experten, wichtigsten Technologien in der Gaswirtschaft dar.

In folgender Abbildung 9: „Übersicht der maximalen Entwicklung der Technologiefelder“ sind in hellblau die maximalen Entwicklungsschritte der einzelnen Technologiefelder dargestellt. Auch wenn die Schritte, aufgrund der deutlichen Unterschiede der Technologien, zwischen den Technologiefeldern nur bedingt vergleichbar sind, können hieraus bereits Aussagen zum Reifegrad der einzelnen Technologiefelder ableiten.

Die Technologiefelder TF 14 „Alternative Netze“ und TF 15 „Sonstige Kopplungselemente“ etwa lassen sich bereits mit heutigen Technologien technisch umsetzen. Das heißt, dass keine technologischen Entwicklungen mehr benötigt werden, die erforderlichen Funktionalitäten können mit den heute verfügbaren Technologien umgesetzt werden bzw. werden in anderen Technologiefeldern (z.B. TF 9 „Gasnetze“ oder TF 10 „Netzbetrieb“) berücksichtigt. Es können aber durchaus z.B. regulatorische Rahmenbedingungen dem Einsatz einer Technologie entgegenstehen. Auch im TF 4 „LNG“ sind derzeit nur noch wenige Entwicklungsschritte denkbar. Anders sieht dies bei z.B. den TF 7 „Messtechnik“ oder TF 19 „Gasmobilität“ aus, dort bestehen prinzipiell noch deutliche Entwicklungsmöglichkeiten. Welche Entwicklungsschritte für die jeweiligen Szenarien erforderlich sind, wurde im vorherigen Abschnitt betrachtet und wird bei der technologischen Sicht der Szenarien im folgenden Kapitel vertieft.

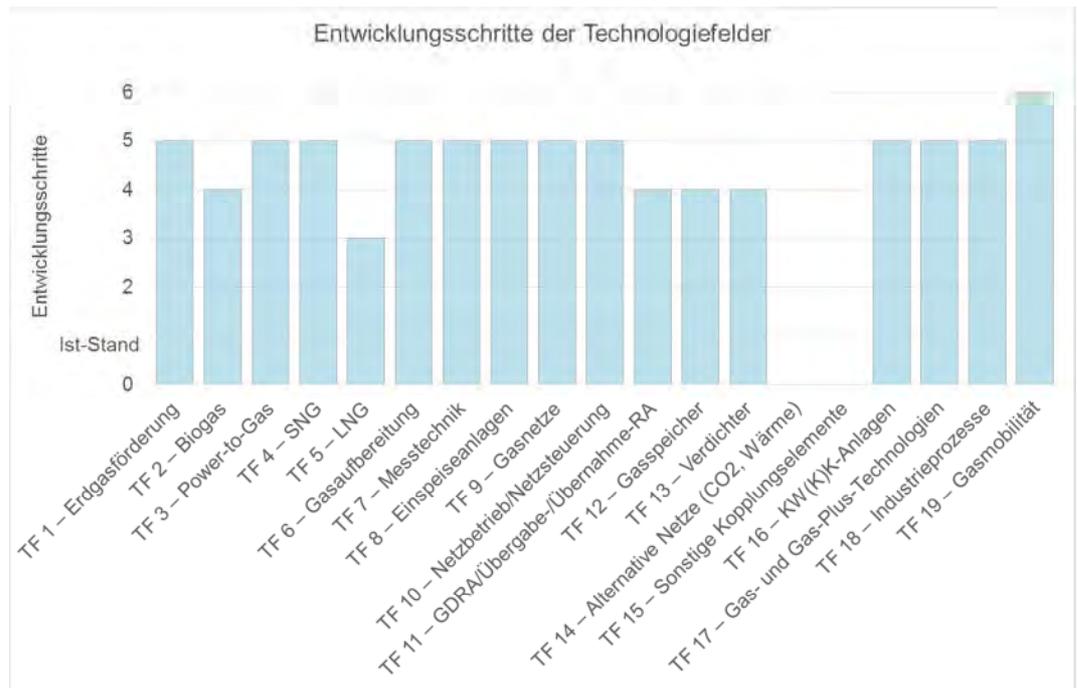


Abbildung 9: Übersicht der maximalen Entwicklung der Technologiefelder

6. Technologische Sicht der Szenarien

In diesem Kapitel werden basierend auf dem Mapping der Technologiefelder auf die Szenarien, die Technologieszenarien definiert. Analog zu den vorherigen Szenarienschreibungen unterteilen sich auch die folgenden Beschreibungen in einen Überblick und wesentliche Entwicklungen.

6.1. Leitszenario: „Gas als Partner der Energiewende“

6.1.1. Überblick

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ ist gezeichnet von der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende mit Fokus auf dem gesamten Energiesystem und der CO₂-Minimierung. Gas ist dabei als Partner politisch gewollt und gesellschaftlich akzeptiert. Dies zeigt sich in der Kopplung der Energieinfrastrukturen sowie in der vermehrten Produktion und Einspeisung erneuerbarer Gase.

Abbildung 10 zeigt die Ausprägungen der Technologiefelder 1 – 19 im Szenario „Gas als Partner der Energiewende“. Die maximalen Entwicklungsschritte sind in hellgrau dargestellt. Ausgehend vom technologischen Ist-Stand sind darüber hinaus in blau die bis zum Jahre 2030 erforderlichen Entwicklungsschritte in den Technologiefeldern dargestellt.

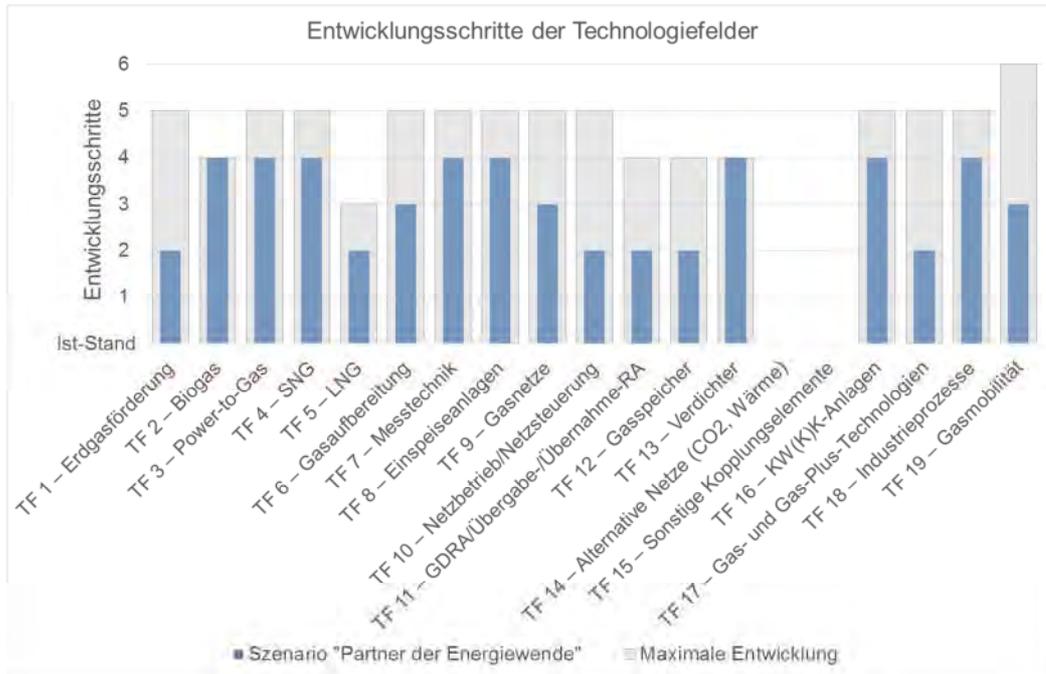


Abbildung 10: Ausprägung der Technologiefeld-Entwicklungsschritte für das Szenario "Gas als Partner der Energiewende"

6.1.2. Wesentliche Entwicklungen

Die nationale und europäische Erdgasförderung ist rückläufig. Dies wird kompensiert durch den Aufbau von **LNG-Terminals**¹⁶¹ in Deutschland mit effizienten Regasifizierungsanlagen und durch die zunehmende Produktion und Einspeisung von erneuerbaren Gasen wie Biogas, Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (PtGA). Zur Reduzierung der Kosten und Emissionen im Bereich der **Erdgasförderung**¹⁶² sind die Anlagen zur konventionellen Gasförderung hinsichtlich Kosten, Effizienz und Umwelteinflüssen optimiert. Die Ausbeute der vorhandenen Erdgaslagerstätten wird darüber hinaus mit der Technologie Enhanced Gas Recovery (EGR) erhöht, um die Reichweite der heimischen Erdgasproduktion zu verlängern. Im Bereich der unkonventionellen Gasförderung mittels Fracking werden erste Aktivitäten gestartet, der Bedarf daran ist aber aufgrund des niedrigen Preisniveaus für Erdgas am Weltmarkt gering.

Der politisch gewollten Diversifizierung von Bezugsquellen unter Einsatz von erneuerbaren Energien führt im Bereich der **Biogasproduktion**¹⁶³ zu einer Weiterentwicklung der bestehenden Konzepte hinsichtlich Flexibilität und Effizienz. Dies wurde erreicht durch eine Vergrößerung der verfügbaren Anlagenleistungen und die Etablierung der Druckfermentation. Diese Schritte ermöglichen, teilweise unter Zuhilfenahme von lokalen Gasspeichern, die bedarfsgerechte Einspeisung von Biogas in die Gasnetze, sodass Anlagen zur Rückspeisung in vorgelagerte Gasnetze i.d.R. nicht benötigt werden. Neben der Einspeisung in die Netze der öffentlichen Gasversorgung kommen vermehrt **lokale Biogasnetze**¹⁶⁴ zum Einsatz, zur direkten Versorgung von z.B. Endkunden mit Biogas.

¹⁶¹ Vgl. Scholwin, DBFZ (2010).

¹⁶² Vgl. BDEW (2014).

¹⁶³ Vgl. CGS Europe (2014).

¹⁶⁴ Vgl. DBFZ (09/2014).

Die zur Verbesserung der Gesamtsystemstabilität forcierte Kopplung der Strom- und Gasinfrastrukturen führt zu einem wesentlichen Ausbau der **Power-to-Gas-Technologie**¹⁶⁵, sowie **sonstiger Kopplungselemente**¹⁶⁶ wie z.B. bivalente Vorwärmanlage oder bivalente Verdichterantriebe. Diese ergänzen die stromseitigen Lösungen und, im Falle von PtG, erweitern diese um die Möglichkeit zur langfristigen Energiespeicherung. Die Kosten der PtGA sind aufgrund von Serienfertigung und Modularisierung sowie Fortschritten bei der **Messtechnik**¹⁶⁷, sowohl bei den Elektrolyseuren an sich als auch z.B. bei den **Einspeiseanlagen**¹⁶⁸, deutlich gesunken und die verfügbare Bandbreite an Anlagenleistungen wurde erhöht. Somit ist ein wirtschaftlicher Betrieb sowohl zur Reduzierung von Stromnetzausbau als auch zur Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität in allen Netzebenen möglich. Die Kenntnis von aus gesamtsystemischer Sicht geeigneten Standorten für PtGA sowie die etablierte Druckelektrolyse ermöglichen den gesamtwirtschaftlich optimalen Einsatz der Anlagen.

Trotz angepasster Werkstoffe für Gasleitungen und Anlagen, geeigneter Messtechnik und Klärung der offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz bei z.B. CNG-Tanks für die **Erdgasmobilität**¹⁶⁹ und bei **Untergrundgasspeichern**¹⁷⁰ ist die Einspeisung von Wasserstoff in die Gasnetze begrenzt. Daher kommen neben den Anlagen zur Wasserstoffproduktion und -einspeisung auch Anlagen zur nachgeschalteten Methanisierung vermehrt zum Einsatz. Sowohl bei der Hochtemperatur-Methanisierung als auch bei der biologischen Methanisierung sind Skalierbarkeit, Flexibilität und Effizienz durch z.B. verbesserte Katalysatoren oder Prozessoptimierungen erhöht, sodass für die verschiedenen Standorte jeweils geeignete Anlagen für die **SNG-Produktion**¹⁷¹ zur Verfügung stehen.

Die zunehmende Anzahl der Anlagen zur Produktion und Einspeisung von erneuerbaren Gasen und die zunehmende Bandbreite an Anlagenleistungen führen aufgrund von Serienfertigung, Standardisierung und Modularisierung, sowie den Verzicht auf Verdichter bei Produktionsanlagen zu gut skalierbaren und hinsichtlich ihrer Kosten reduzierten Anlagen zur **Gasaufbereitung**¹⁷² und **Einspeisung**¹⁷³. Des Weiteren führen die erhöhten Anforderungen aufgrund zunehmender Einspeisung erneuerbarer Gase sowie des systemoptimierten Betriebs von **sonstigen Kopplungselementen**¹⁷⁴ zu Weiterentwicklungen bei den **Gasnetzen**¹⁷⁵ und dem **Netzbetrieb**¹⁷⁶. Es sind sowohl Anlagen und Konzepte zum Betrieb der Kopplungselemente (inkl. PtG) als auch zur Umsetzung von z.B. bidirektionalem Netzbetrieb und dynamischer Druckfahrweise verfügbar. Mit diesen kann ein flexibler Betrieb der Netze mit ausreichenden Kapazitäten zur Aufnahme und Verteilung der erneuerbaren Gase gewährleistet werden. Dazu ist die installierte Mess- und

¹⁶⁵ Vgl. Biogaspartner (2014).

¹⁶⁶ Vgl. AUDI AG (2014).

¹⁶⁷ Vgl. BMWI (2014).

¹⁶⁸ Vgl. DVGW Innovation (10/2014).

¹⁶⁹ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

¹⁷⁰ Vgl. Güssing Renewable Energy (2014).

¹⁷¹ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

¹⁷² Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

¹⁷³ Vgl. DVGW (11/2014).

¹⁷⁴ Vgl. AUDI AG (2014).

¹⁷⁵ Vgl. Siemens AG (2014).

¹⁷⁶ Vgl. E.ON (2015).

Regeltechnik in Gasnetzen und **GDRA**¹⁷⁷, wie auch die Armaturen, bedarfsgerecht regelbar und automatisiert.

Um trotz einer vermehrten Diversifikation der Bezugsquellen, von LNG über Erdgas bis zu Biogas, SNG und Wasserstoff bei minimiertem Aufwand für Konditionierung und ggf. Aufbereitung eine einzelgerechte Gasabrechnung gewährleisten zu können, sind Systeme zur Brennwertverfolgung auch für Verteilnetze Stand der Technik. Die resultierende, in definierten Grenzen schwankende Gasbeschaffenheit stellt auch für **KWK-Anlagen**¹⁷⁸, **Gas-Brennwertgeräte** und **-Wärmepumpen**¹⁷⁹, sowie **industrielle Prozessfeuerungsanlagen und thermische Prozessanlagen**¹⁸⁰ Herausforderungen dar. Diesen wird unter anderem durch selbstadaptierende Steuerungen begegnet. Sensible Anlagen werden im Bedarfsfall mit vorgeschalteten **Gasaufbereitungsanlagen**¹⁸¹, z.B. Membrane zur Wasserstoffabscheidung, ausgerüstet. Sowohl die Gasverbrauchseinrichtungen beim Kunden als auch z.B. die **Verdichterantriebe**¹⁸² im Netz und auf Speichern sind zur Reduzierung der Emissionen im Gassektor hinsichtlich Effizienz optimiert. Im **Mobilitätsbereich**¹⁸³ wird, vor allem bei PKW und im ÖPNV, vermehrt auf CNG-Mobilität gesetzt, im Transportbereich kommt zunehmend LNG zum Einsatz. Die Gründe liegen einerseits in der Reduzierung der verkehrsbedingten Emissionen, aber auch in der Verfügbarkeit von preiswertem Erdgas am Weltmarkt.

Der gesamtsystemischen Sicht wird, neben der Kopplung der Netze, auch durch vermehrte Stromführung und erhöhte Modularisierung bei **KWK-Anlagen**¹⁸⁴ sowie einer verbesserten Systemintegration von Wärmeerzeugern, speichern und Power-to-Heat-Anlagen Rechnung getragen. Dies führt zu einer zunehmenden Durchdringung des Gassektors mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), vor allem im Bereich der Netze bis hin zu den Gasendgeräten, um die für einen systemoptimierten Ansatz notwendige Steuerung und Informationsübertragung gewährleisten zu können.

6.2. Nebenszenario 1: “Vertrauter Pfad”

6.2.1. Überblick

Das Szenario „Vertrauter Pfad“ ist gezeichnet von dem Beharren auf bekannten Strukturen, Spartenendenken ist weiterhin vorherrschend. Die Kopplung der Energiesysteme findet nicht statt und neue Anwendungsfelder, wie z.B. Gasmobilität, werden nicht erschlossen. Es wird vorwiegend auf bestehende Technologien und konventionelle Energieträger gesetzt, die Verminderung von Emissionen ist nicht mehr primäres Ziel der Energiepolitik.

Abbildung 11 zeigt die Ausprägungen der Technologiefelder 1 – 19 im Szenario „Vertrauter Pfad“. Die maximalen Entwicklungsschritte sind in hellgrau dargestellt. Ausgehend vom technologischen Ist-Stand sind darüber hinaus in orange die bis zum Jahre 2030 erforderlichen Entwicklungsschritte in den Technologiefeldern dargestellt.

¹⁷⁷ Vgl. Sunfire GmbH (2014).

¹⁷⁸ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (10/11/2014).

¹⁷⁹ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2013).

¹⁸⁰ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014).

¹⁸¹ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

¹⁸² Vgl. Dakota Gasification Company (2014).

¹⁸³ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

¹⁸⁴ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

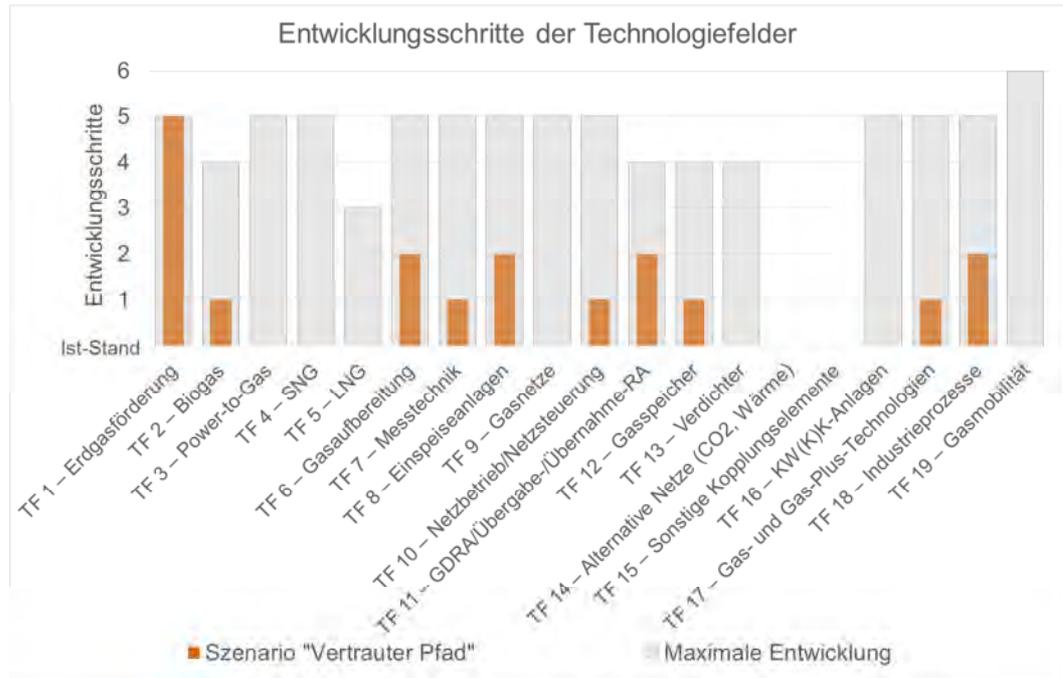


Abbildung 11: Ausprägung der Technologiefeld-Entwicklungsschritte für das Szenario "Vertrauter Pfad"

6.2.2. Wesentliche Entwicklungen

Die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland ist rückläufig, eine Diversifizierung der Bezugsquellen für Erdgas hat nur durch eine Erweiterung der LNG-Terminalkapazitäten in Europa stattgefunden. Deutschland hat keine eigenen Kapazitäten zur Regasifizierung von LNG (5) aufgebaut. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Gasversorgung und zur Stabilisierung des Erdgaspreises wird daher vermehrt auf unkonventionelle Förderung gesetzt, Fracking stellt mittlerweile auch in Deutschland eine etablierte und akzeptierte Technologie dar. Der zunehmende Fokus auf der nationalen **Erdgasförderung**¹⁸⁵ führte zu Prozessoptimierungen und Kostenreduktion sowohl bei der Fördertechnik als auch bei der **Gasaufbereitung**¹⁸⁶.

Die Ziele für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wurden zurückgenommen, sodass nur noch ein moderater Ausbau sowohl der erneuerbaren Stromerzeugung als auch bei der Biogaserzeugung erfolgte. Dies führte bei den **Biogasanlagen**¹⁸⁷ dazu, dass es nur wenig Entwicklungen zur Optimierung der Biogasproduktion gegeben hat. Es wurde die Flexibilität der Anlagen erhöht, um teure Rückspeiseanlagen zu vermeiden, die noch weiter zu den bereits verhältnismäßig hohen Erdgaspreisen für die Endkunden beitragen würden. Darüber hinaus haben Prozessoptimierungen zu einer besseren Skalierbarkeit und Kostenreduktion bei den Anlagen zur **Gasaufbereitung**¹⁸⁸ und den **Einspeiseanlagen**¹⁸⁹ geführt.

¹⁸⁵ Vgl. BDEW. (2014).

¹⁸⁶ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

¹⁸⁷ Vgl. CGS Europe (2014).

¹⁸⁸ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al (2014)

¹⁸⁹ Vgl. DVGW 2014).

Auch im Strombereich ist der Anteil der erneuerbaren Energien hinter den ursprünglichen Erwartungen zurückgeblieben, die Stromerzeugung erfolgt zu großen Teilen mittels konventioneller Kraftwerke (ohne Kernkraft), mit Gaskraftwerken zur Spitzenlastdeckung. Es besteht daher kein Bedarf zur Kopplung der Strom- und Gasnetze, weder zur Bereitstellung von Flexibilitäten mittels **sonstigen Kopplungselementen**¹⁹⁰, noch zur Energiespeicherung mit **Power-to-Gas-Anlagen**¹⁹¹ in Form von Wasserstoff oder **SNG**¹⁹². Dies betrifft auch den Einsatz von **KWK-Anlagen** (16), aufgrund des höheren Preisniveaus für Erdgas und eines fehlenden Anreizes zur Emissionsminderung sind diese gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken benachteiligt.

Aufgrund der mangelnden Anreize zur Emissionsminderung und der Zurückhaltung von Politik und Gaswirtschaft hinsichtlich innovativer Entwicklungen spielt auch die **Gasmobilität**¹⁹³ keine wesentlich andere Rolle als heute.

Die Anforderungen an das **Gasnetz**¹⁹⁴ und **GDRA**¹⁹⁵ haben sich gegenüber heute kaum verändert, lediglich die Integration der gestiegenen Biogasmenge führte zu Herausforderungen, denen mit Konzepten für einen optimierten **Netzbetrieb**¹⁹⁶ wie z.B. der dynamischen Druckfahrweise begegnet wird. Dazu werden auch lokale **Gasspeicher**¹⁹⁷ zur Erhöhung der Flexibilität eingebunden, dies wirkt sich darüber hinaus positiv auf die Versorgungssicherheit in den Verteilnetzen aus.

Die Erdgasimporte mit zunehmendem Anteil von LNG und die daraus resultierenden Schwankungen in der Gasbeschaffenheit stellen erhöhte Anforderungen an die **Messtechnik**¹⁹⁸ und machen sowohl bei den **Gas-Brennwertgeräten und –Wärmepumpen**¹⁹⁹ als auch bei den **industriellen Prozessfeuerungsanlagen und thermischen Prozessanlagen**²⁰⁰ Entwicklungen zur Optimierung des Umgangs mit in definierten Grenzen schwankenden Gaszusammensetzungen erforderlich.

6.3. Nebenszenario 2: „Unklare Rolle von Erdgas“

6.3.1. Übersicht

Das Szenario „unklare Rolle von Erdgas“ ist gezeichnet von einem konfliktären Verhältnis zwischen dem Vorantreiben der Energiewende und der Rolle des Gassektors. Erdgas ist als fossiler Energieträger politisch nicht akzeptiert, erneuerbare Gase werden als Substitut für Erdgas massiv gefördert. Dies stellt vor allem die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen.

¹⁹⁰ Vgl. AUDI AG (2014).

¹⁹¹ Vgl. Biogaspartner (2014).

¹⁹² Vgl. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

¹⁹³ Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

¹⁹⁴ Vgl. Siemens AG (2014).

¹⁹⁵ Vgl. Sunfire gmbH (2014).

¹⁹⁶ Vgl. E.ON (2015).

¹⁹⁷ Vgl. Güssing Renewable Energy (2014).

¹⁹⁸ Vgl. BMWI (2014).

¹⁹⁹ Vgl. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

²⁰⁰ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014).

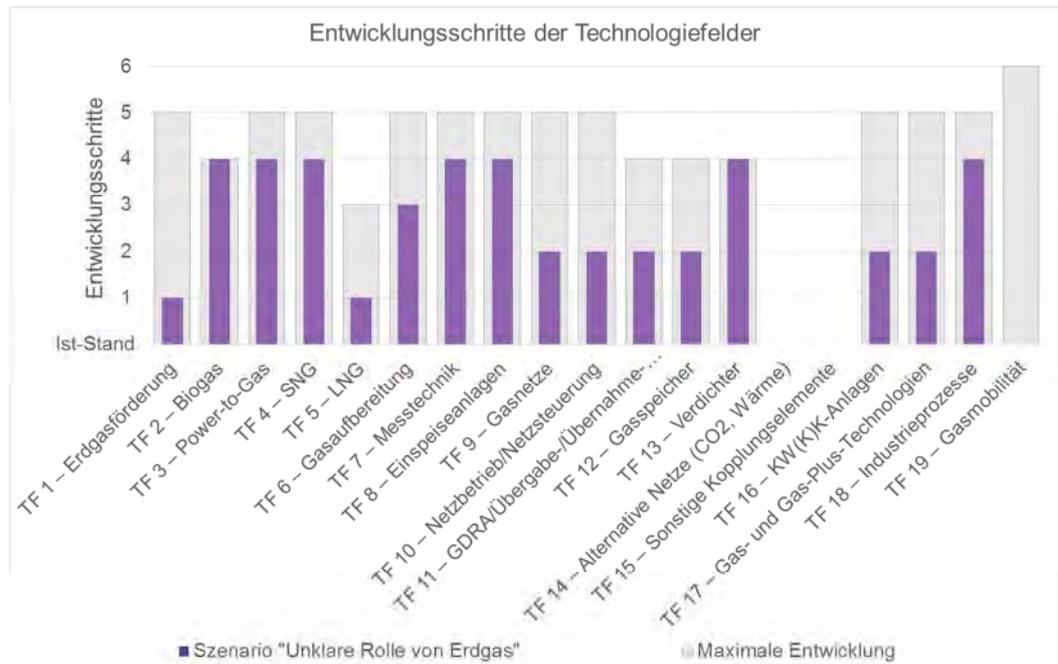


Abbildung 12: Ausprägung der Technologiefeld-Entwicklungsschritte für das Szenario "Unklare Rolle von Erdgas"

Abbildung 12 zeigt die Ausprägungen der Technologiefelder 1 – 19 im Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“. Die maximalen Entwicklungsschritte sind in hellgrau dargestellt. Ausgehend vom technologischen Ist-Stand sind darüber hinaus in lila die bis zum Jahre 2030 erforderlichen Entwicklungsschritte in den Technologiefeldern dargestellt.

6.3.2. Wesentliche Entwicklungen

Die Erdgasförderung in Deutschland ist rückläufig, dies gilt ebenso, aus Gründen der Akzeptanz und des Preisniveaus, für den Gasabsatz. Die Kompensation des Rückgangs bei der Förderung erfolgt durch Importe, den Aufbau von **LNG-Terminals**²⁰¹ in Deutschland und die deutlich gestiegene Biogasproduktion. Bedingt durch die umfangreiche Förderung hat die Zahl der Biogasanlagen deutlich zugenommen. Hierdurch gab es wesentliche Entwicklungen hinsichtlich der Effizienz, Kosten und Skalierbarkeit der **Biogasanlagen**²⁰² bis hin zur Verfügbarkeit der Druckfermentation, aber auch bei den Anlagen zur **Gasaufbereitung**²⁰³ und den **Einspeiseanlagen**²⁰⁴.

Die Biogaseinspeisung erfolgt weitestgehend in die Verteilnetze, zunehmend auch in **lokale Biogasnetze**²⁰⁵, die vor allem im ländlichen Raum zur direkten Versorgung von Endkunden mit Biogas eingesetzt werden.

Neben der Biogaseinspeisung ist, politisch gewollt, die Bereitstellung von Konzepten zum Ausgleich stromseitiger Herausforderungen eine wesentliche Aufgabe der Gaswirtschaft. Dies führt zum vermehrten Einsatz von kostengünstig erschließbaren Potenzialen im

²⁰¹ Vgl. Scholwin, DBFZ (2010).

²⁰² Vgl. Biogaspartner (2014).

²⁰³ Vgl. Dr. Lemmer, Andreas et. al. (2014).

²⁰⁴ Vgl. DVGW (11/2014).

²⁰⁵ Vgl. DBFZ (09/2014).

Bereich der **sonstigen Kopplungselemente**²⁰⁶, vor allem aber zu einem massiven Ausbau der **Power-to-Gas-Technologie**²⁰⁷. Power-to-Gas-Anlagen kommen in allen Stromnetzebenen zum Einsatz, zur Vermeidung von Stromnetzausbau und zur Gewährleistung der Stromnetz-/Systemstabilität. Die steigenden Absatzzahlen führten zu einer deutlichen Kostensenkung und der Etablierung von Druckelektrolyseuren, mit denen die Einspeisung in die höheren Druckebenen der Gasnetze effizienter gestaltet werden können. Zur Erhöhung der Power-to-Gas-Potenziale kommen Methanisierungsanlagen zur **SNG-Produktion**²⁰⁸ zum Einsatz, diese sind als effiziente Hochtemperatur-Methanisierung und als biologische Methanisierung verfügbar. Weiterentwicklungen bei beiden Methanisierungspfaden zielen, neben Effizienzverbesserungen und Kostensenkungen, vor allem auf die Erhöhung der Skalierbarkeit und Flexibilität ab.

Die umfangreiche Einspeisung erneuerbarer Gase stellt an die **Gasnetze**²⁰⁹ und den **Netzbetrieb**²¹⁰ neue Herausforderungen. Es werden für die Einspeisung von Wasserstoff geeignete Werkstoffe für Gasleitungen und Anlagen eingesetzt, darüber hinaus gab es Entwicklungen bei der **Messtechnik**²¹¹ und bei der Klärung der offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz von z.B. CNG-Tanks für die **Erdgasmobilität**²¹² und **Untergrundgasspeichern**²¹³. Für die Einspeisung von Biogas und SNG wurde der Netzbetrieb hinsichtlich Flexibilität verbessert und die Kapazitäten für die Einspeisung erneuerbarer Gase erhöht. Dazu erfolgten eine bedarfsgerechte Ausstattung der Gasnetze und **GDRA**²¹⁴ mit Fernwirk- und Automatisierungstechnik, sowie der Einsatz von Systemen zur Brennwertverfolgung, um trotz schwankender Gaszusammensetzungen eine einzelgerechte Gasabrechnung zu gewährleisten.

Auf der Gasverbrauchsseite führt die Diversifikation der Bezugsquellen und die resultierenden, in definierten Grenzen schwankenden Gasbeschaffenheiten zu Entwicklungen mit Fokus auf Erhöhung der Toleranz gegenüber diesen Schwankungen, aber auch erhöhter Effizienz. Dies gilt sowohl für die **KW(K)K-Anlagen**²¹⁵, die **Gas-Plus-Technologien**²¹⁶ und die erdgasbasierten **Industrieprozesse**²¹⁷. Bei gegenüber Wasserstoff sensiblen Industrieprozessen kommen bei Bedarf zusätzliche Anlagen zur Abscheidung von Wasserstoff zum Einsatz.

Durch den politischen Fokus der Energiewende auf den Strombereich werden KWK-Anlagen mittlerweile vorwiegend stromgeführt eingesetzt. Aufgrund des relativ hohen Erdgaspreises und der rückläufigen Zahl der Gaskunden bleiben die Absatzzahlen und die Entwicklungen im Technologiefeld **KW(K)K-Anlagen**²¹⁸, z.B. im Bereich der Brennstoffzellen, hinter den Möglichkeiten zurück.

²⁰⁶ Vgl. AUDI AG (2014)

²⁰⁷ Vgl. Biogaspartner (2014).

²⁰⁸ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

²⁰⁹ Vgl. Siemens AG (2014).

²¹⁰ Vgl. E.ON (2015).

²¹¹ Vgl. BMWI (2014).

²¹² Vgl. IGRC Podiumsvortrag (2014).

²¹³ Vgl. Güssing Renewable Energy (2014).

²¹⁴ Vgl. Sunfire GmbH (2014).

²¹⁵ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

²¹⁶ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015).

²¹⁷ Vgl. erdgas mobil GmbH (2014)

²¹⁸ Vgl. DVGW Energiespeicherkonzepte (2014).

Auch im Bereich der Mobilität werden strombasierte Lösungen politisch bevorzugt. Dies führt dazu, dass weder die Erdgas- noch die Wasserstoffmobilität ausgebaut wurde.

Eine langfristige Investitionsbereitschaft ist aufgrund gegenläufiger Anreize der Netzregulierung und der angespannten Situation zwischen Politik und Gaswirtschaft nicht gegeben. Dies äußert sich u.a. in dem weitestgehenden Verzicht auf Systeme zur Unterstützung einer langfristigen Optimierung der Zustandserfassung und Instandhaltung. Der Fokus auf die Verminderung von Emissionen führt aber zu Optimierungen in allen Bereichen, von der **Erdgasförderung**²¹⁹ über den Netzbetrieb (z.B. bei den **Verdichterantrieben**²²⁰) bis hin zu Gasendgeräten.

6.4. Zusammenfassung

Wie sich die drei generellen Szenarien für die Gaswirtschaft unterscheiden, so unterscheidet sich auch die technologische Sicht auf diese Szenarien. Die Unterschiede in der Technologieentwicklung und im resultierenden Forschungsbedarf sind gut erkennbar in nachfolgender Abbildung 13.

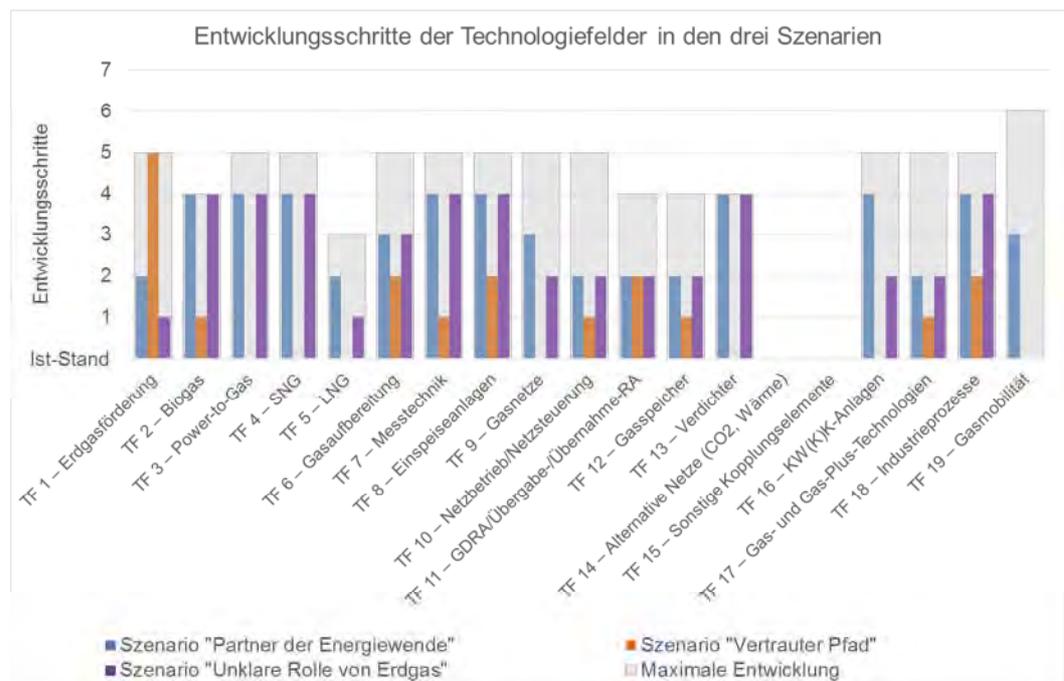


Abbildung 13: Vergleich der technologischen Szenarien

Die meisten Entwicklungsschritte werden für das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ benötigt, dicht gefolgt vom anderen Extrem, der „Unklaren Rolle von Erdgas“. Die sehr geringen Unterschiede in den Szenarien liegen vor allem in einzelnen anwendungsseitigen Technologiefeldern, bei den KW(K)K-Anlagen und bei der Gasmobilität. Diese Expertenmeinung deutet auf ein wesentliches Phänomen hin. Es gibt in beiden Szenarien auf gleichen Gebieten nahezu identischen Handlungsbedarf. Dies

²¹⁹ Vgl. BDEW (2014).

²²⁰ Vgl. Dakota Gasification Company (2014).

erleichtert erheblich die Entscheidungsfindung und minimiert das Risiko von Fehlentscheidungen.

Im Nebenszenario „Vertrauter Pfad“ spiegelt sich wider, dass die Gaswirtschaft sehr gut für ihre heutige Rolle aufgestellt ist, sodass aus den beschriebenen Veränderungen nur geringer Entwicklungsbedarf resultiert. Das Eintreten des Szenarios setzt allerdings eine gesellschaftliche Abkehr von der Energiewende voraus, was derzeit nicht als realistisch eingeschätzt wird.

7. Analyse

In diesem Kapitel wird eine Analyse der Ergebnisse vorgenommen sowie weitere Erkenntnisse aus dem Projektverlauf aufgegriffen. Der erste Schritt der Analyse bezieht sich auf die Technologieszenarien in Form einer ersten Gap-Analyse. Diese bildet die bisherigen Forschungsaktivitäten des DVGW auf die Technologieszenarien ab. Das Ergebnis dieser Analyse dient wiederum als Startpunkt für tiefergehende Untersuchungen, die jedoch nicht im Fokus dieser Studie liegen. Im abschließenden Teil dieses Kapitels werden Themen diskutiert, die sich insbesondere aus den Expertenworkshops ableiten. Sie bilden ein wichtiges Ergebnis, das zwar nicht gezielt erarbeitet wurde, jedoch wesentliche Entwicklungen beschreibt, die für künftige FuE-Vorhaben berücksichtigt werden sollten.

7.1. Gap-Analyse der Technologieszenarien in Bezug auf die DVGW-Forschung

In den vorangegangenen Kapiteln ist erläutert worden, wie die Szenarien definiert wurden. Es sind zudem Technologiefelder beschrieben worden, die mit entsprechenden Entwicklungsschritten ergänzt wurden. Hieraus sind Technologieszenarien erarbeitet worden und ein Leitszenario sowie zwei Nebenszenarien wurden abgeleitet. In diesem Kapitel wird ein Abgleich der Entwicklungsschritte mit den bisherigen Schwerpunkten der DVGW-Forschung in einer so genannten „Gap-Analyse“ vorgenommen.

Ziel der Gap-Analyse ist es, die „weißen Flecken“ der DVGW-Forschung in den jeweiligen Szenarien zu ermitteln. Es handelt sich also um eine erste Einschätzung zur weiteren Verfeinerung in nachgelagerten Arbeitsschritten. Etwaige Wechselwirkungen unter den Technologiefeldern bleiben zunächst unberücksichtigt. Ein Rückschluss auf eine Priorisierung der Technologiefelder untereinander ist demnach noch nicht möglich. Die gewählte Vorgehensweise erlaubt einen schnellen und effizienten Überblick über die DVGW-Forschung der vergangenen Jahre.

Grundsätzlich gilt, dass die Entwicklungsschritte auf dem derzeitigen Stand des Wissens aufbauen. Daher werden in allen von dem jeweiligen Technologieszenario beanspruchten Entwicklungsschritten begleitende Forschungsaktivitäten erforderlich sein - unabhängig von den vom DVGW vorher durchgeführten Forschungsprojekten. Die Auswertung erfolgt daher vorerst in Hinblick auf eine neue Schwerpunktsetzung in den jeweiligen Technologieszenarien.

In der Analyse wird zwischen „Innovationsforschung“ und „Betriebliche Forschung“ unterschieden, da diese in ihren jeweiligen Ausprägungen Unterschiede in der Ausrichtung aufweisen. Die betriebliche Forschung befasst sich eher mit regelwerksnahen und konkreten sicherheitsbezogenen Themen. Dagegen sind die Projekte der

Innovationsoffensive stärker energiesystembezogen und beleuchten die mögliche Rolle von Gas mit einer längerfristigen Perspektive. Ebenso kommt der Umweltaspekt in diesen Projekten eher zum Tragen.

Der Umfang der Analyse beinhaltet alle DVGW-geförderten Forschungsprojekte im Zeitraum zwischen dem Jahr 2008 bis 2014. Dabei handelt es sich um insgesamt 188 Projekte und Teilprojekte. Die Projekte, die im Rahmen der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ durchgeführt wurde, sind der Kategorie „Innovationsforschung“ zugeordnet. Die weiteren Projekte sind der Kategorie „Betriebliche Forschung“ zugeordnet.

Alle Projekte wurden in Hinblick auf ihren Bezug zu den jeweiligen Technologiefeldern bewertet. Dabei fand keine Gewichtung statt, sondern alle adressierten Technologiefelder wurden im ersten Ansatz als gleichwertig angesehen. Um der Tiefe gerecht zu werden, mit der ein Technologiefeld bearbeitet worden ist, wurde das Projektvolumen als Bezugsgröße gewählt und entsprechend auf die Technologiefelder verteilt. Es wurden vergleichbare Werte gebildet, indem die Summen der Fördermittel für jedes Technologiefeld in Bezug zu dem Gesamtbudget der „Innovationsforschung“ respektive „Betriebliche Forschung“ gesetzt wurde (siehe Abbildung 14 und Abbildung 15).

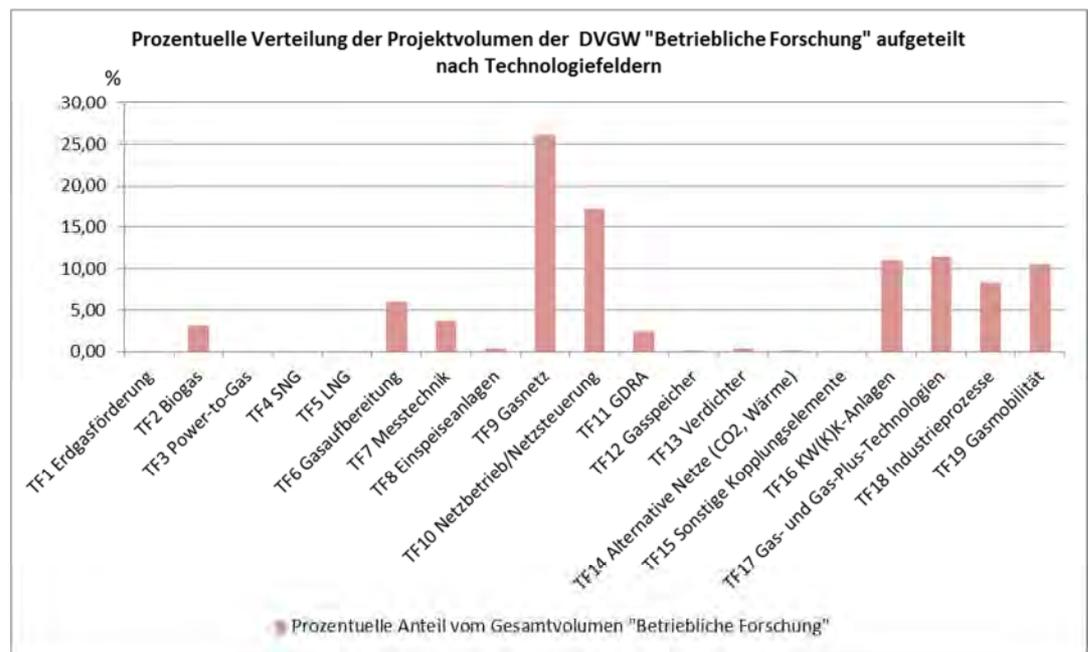


Abbildung 14: Prozentuelle Verteilung der Projektvolumen der DVGW „Betriebliche Forschung“ aufgeteilt nach Technologiefeldern.

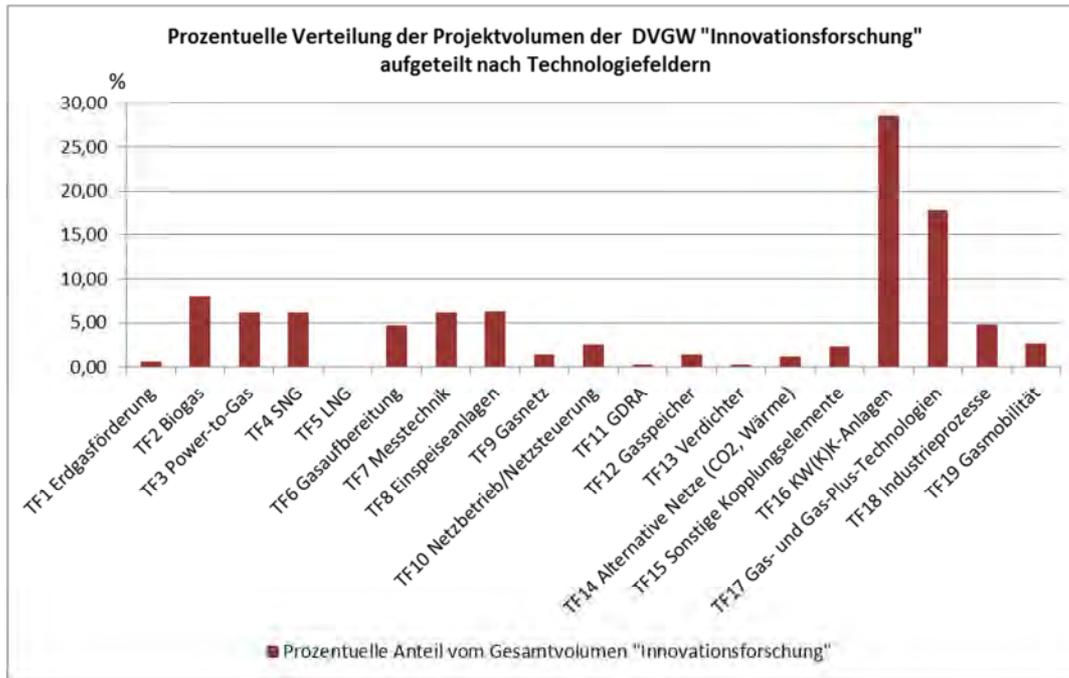


Abbildung 15: Prozentuelle Verteilung der Projektvolumen der DVGW „Innovationsforschung“ aufgeteilt nach Technologiefeldern.

Wenn man die Verteilung der „Betriebliche Forschung“ des DVGW betrachtet, ragen vor allem die TF 9 „Gasnetz“ und 10 „Netzbetrieb/Netzsteuerung“ heraus. Es folgt die Gruppe der anwendungsorientierten Technologiefelder 16 bis 19. Daraufhin folgen die mit Biogas verbundenen TF 2 „Biogas“ und 6 „Gasaufbereitung“. Die TF 7 „Messtechnik“ und 11 „GDRA“ erreichen ebenso ähnliche Fördervolumen. Durch eine Gruppierung der Technologiefelder erreichen die Themen der Kategorien „Gasversorgung“ und „Gasverwendung“ ähnlich hohe Fördervolumen. Durchgeführte Projekte in der Kategorie „Gasproduktion“ sind lediglich über die TF 2 „Biogas“ und 6 „Gasaufbereitung“ vertreten (siehe Abbildung 14). Die Verteilung über die Technologiefelder ist als erwartungsgemäß zu bezeichnen, da sie die Interessen der Mitgliedsunternehmen des DVGW in dem betrachteten Zeitraum passend abbildet.

Die Verteilung in der Kategorie „Innovationsforschung“ unterscheidet sich im Vergleich deutlich. Betrachtet werden hierbei Projekte der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“, mit den drei Schwerpunkten „Greening of Gas“, „Smart Grids“ und „Gas-Plus-Technologien“. Die Schwerpunkte decken jeweils auch die in der Studie definierten Bereiche Gasproduktion → Greening of Gas; Gasversorgung → Smart Grids und Gasverwendung → Gas-Plus-Technologien ab. Dies spiegelt sich in der Verteilung der Mittel bzgl. der Technologiefelder wider, obwohl die TF 16 „KW(K)K-Anlagen“ und 17 „Gas- und Gas-Plus-Technologien“ offensichtliche Schwerpunkte bilden.

Zu dem Themenblock „Greening of Gas“ zählen die TF 2 „Biogas“, 3 „Power-to-Gas“, 4 „SNG“, 6 „Gasaufbereitung“ und 8 „Einspeiseanlagen“. Zu dem Themenblock „Gas-Plustechnologien“ zählen die TF 16 „KW(K)K-Anlagen“ und 17 „Gas- und Gas-Plus-Technologien“. In Summe sind diese beiden Themenblöcke mit etwa gleichem Fördervolumen im Rahmen der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ betrachtet worden. Der Themenblock „Smart Grids“ setzt sich aus den TF 7 „Messtechnik“, 9 „Gasnetz“, 10 „Netzbetrieb/ Netzsteuerung“, 11 „GDRA“, 12 „Gasspeicher“, 13 „Verdichter“, 14 „Alternative Netze“ und 15 „Kopplungselemente“ zusammen. Im Vergleich zu den vorherigen beiden Themenblöcken, wurden die Technologiefelder in diesem Block mit etwa

der Hälfte des Fördervolumens im Rahmen der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ gefördert.

Zu beachten ist allerdings, dass insbesondere die TF 3 „Power-to-Gas“ und 16 „KW(K)K-Anlagen“ auch wesentliche Bestandteile eines Smart Grid-Konzepts sind. Projekte mit Bezug zu Smart Grids zählen daher auch immer in diese Technologiefelder ein, sodass sie zumindest anteilig dem Themenblock „Smart Grids“ zuzurechnen sind. Somit ist es in der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ bisher bereits gelungen eine relativ ausgeglichene Verteilung der Fördermittel in den festgelegten Schwerpunkten zu erreichen. In der Innovationsforschung werden zudem viele systemanalytische Projekte durchgeführt. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sie besonders breit in viele Technologiefelder einzahlen. Für das TF 5 „LNG“ wurden keine Forschungsprojekte durchgeführt. Das TF 1 „Erdgasförderung“ wurde nur indirekt betrachtet, da es außerhalb des klassischen DVGW-Betrachtungsrahmens liegt (siehe Abbildung 15).

Im Vergleich der „Betrieblichen Forschung“ und der „Innovationsforschung“ ist eine breitere Streuung der Fördermittel entlang der Technologiefelder in der „Innovationsforschung“ zu erkennen. Vor allem in dem Bereich der „Gasproduktion“ wird dieser Unterschied deutlich, da in der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ Themen wie Power-to-Gas und SNG (hier insbesondere Methanisierung) adressiert wurden.

Im **Leitszenario „Gas als Partner der Energiewende“** ist generell ein hoher Entwicklungsbedarf in den einzelnen Technologiefeldern zu erkennen (siehe Abbildung 13). Es wird meist mehr als die Hälfte der theoretisch möglichen Entwicklungsschritte in Anspruch genommen. Ein Rückschluss auf eine Priorisierung der Technologiefelder untereinander ist jedoch nicht möglich, da eine Ableitung von Forschungsthemen sowie die Ermittlung von Wechselwirkungen im Ergebnis der Studie vorgenommen werden sollen. Dennoch kann festgestellt werden, dass bisher sowohl die „Innovationsforschung“ als auch die „Betriebliche Forschung“ bestimmte Technologiefelder priorisiert haben. In der „Innovationsforschung“ trifft dies auf die TF 16 „KW(K)K-Anlagen“ und 17 „Gas- und Gas-Plus-Technologien“ und in der „Betrieblichen Forschung“ auf die TF 9 „Gasnetz“ und 10 „Netzbetrieb/Netzsteuerung“ zu. Die Autoren der Studie empfehlen deshalb dem DVGW, nach einer eingehenden Analyse der Technologiefelder eine Schärfung der Priorisierung vorzunehmen.

Ein Themenfeld welches bisher weder in der „Betrieblichen Forschung“ noch in der „Innovationsforschung“ berücksichtigt wurde, für das aber ein Entwicklungsbedarf erkannt wurde, ist das TF 5 „LNG“. Ebenso zeigt das TF 1 „Erdgasförderung“ einen gewissen Entwicklungsbedarf auf. Diese Felder lagen bisher außerhalb des Tätigkeitsbereiches der DVGW-Mitglieder. Da im Rahmen sowohl des Technologieszenarios „Gas als Partner der Energiewende“ als auch des Technologieszenarios „Unklare Rolle von Erdgas“ diese Technologiefelder weiterentwickelt werden sollten, sind hierzu entsprechende Forschungsarbeiten und -kooperationen vorstellbar.

Für den Bereich der erneuerbaren Gase erachten die Experten im Leitszenario „Partner der Energiewende“ eine Diversifikation als notwendig. Dies entspricht den Ansätzen der „DVGW-Innovationsoffensive Gas“ (Innovationsforschung). In der „Betrieblichen Forschung“ – der Implementierung neuer Technologien - fokussierten sich die Arbeiten erwartungsgemäß zunächst allein auf das TF 2 „Biogas“. In Bezug auf die in dem Leitszenario dargestellte Kopplung der Strom- und Gasinfrastruktur ist ebenso eine gute Abdeckung in der „Innovationsforschung“ zu erkennen (Siehe Abbildung 15). Die überragende Rolle der Messtechnik, die sowohl im Kontext der Ausbildung eines Smart

Grids als auch im Umgang mit der Zumischung von erneuerbaren Gasen gesehen wird, sollte noch weiter gestärkt werden. Bislang sind diese Technologiefelder in der „Betrieblichen Forschung“ nur schwach ausgeprägt. Es empfiehlt sich, diesen Ansatz für die zukünftige DVGW-Forschung zu überprüfen.

Im Bereich der „Gasverwendung“ liegt in dem Leitszenario „Gas als Partner der Energiewende“ ein klarer Schwerpunkt auf den TF 16 „KW(K)K-Anlagen“ und 18 „Industrieprozesse“, gefolgt vom TF 19 „Gasmobilität“. Der Entwicklungsbedarf in dem TF 17 „Gas- und Gas-Plus-Technologien“ wird geringer eingeschätzt. Diese Einschätzung ist auf den bereits heute sehr weit fortgeschrittenen Entwicklungsstand des Technologiefeldes zurückzuführen. Inhaltlich ist der Umgang mit schwankenden Gasbeschaffenheiten sowie Zumischungen von Wasserstoff ein genereller Schwerpunkt. Hierzu sind sowohl in der „Innovationsforschung“ als auch in der „Betrieblichen Forschung“ bereits Aktivitäten eingeleitet worden.

Im **Nebenszenario „Vertrauter Pfad“** wird von einer Abkehr der Energiewende ausgegangen. Dieses Szenario wird derzeit nicht für wahrscheinlich angesehen und zeigt eine hohe Diskrepanz zu den heute geltenden Randbedingungen auf.

Im **Nebenszenario „Unklare Rolle von Erdgas“** wird weiter an den Zielen der Energiewende festgehalten, jedoch ist fossiles Erdgas nicht Teil der Lösung. Es ist bemerkenswert, dass dennoch fast deckungsgleich Entwicklungsschritte wie im Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ in Anspruch genommen werden. Für den DVGW ergibt sich daher ein gleich hoher Handlungsbedarf.

7.2. Weitere Forschungsbereiche

In der vorliegenden Studie wurde untersucht, welche technologischen Innovationen innerhalb der Gasbranche notwendig sind, um den für die Umsetzung der jeweiligen Szenarien notwendigen Fortschritt zu erzielen. Ob Technik zum Einsatz kommt, entscheidet jedoch nicht allein der ökonomische Nutzen. In Expertendiskussionen werden die folgenden drei Voraussetzungen als wesentliche genannt:

- ▶ Die Haltung der Gesellschaft kann die Etablierung einer Technik sowohl befördern als auch verhindern, erschweren oder sogar zur Verdrängung einer etablierten Technologie führen.
- ▶ Die gesamte Energiebranche ist, da grundlegend für die Funktionsfähigkeit von Wirtschaft und Gesellschaft notwendig, intensiv von der gesetzlichen Regulierung betroffen. Gesetzgebung und Verordnungen können daher innovationsfreundliche Anreize setzen, aber auch den Einsatz von innovativen Technologien erschweren.
- ▶ Neben den Technologien der Gasbranche können Technologien aus ganz anderen Branchen und Anwendungsfeldern zu systemischen Innovationen beitragen oder auch die Effizienz von Prozessen und Verfahren steigern.

7.2.1. Akzeptanz und Akzeptanzforschung

Im Folgenden werden einige Ergebnisse der Akzeptanzforschung zum Thema Energieversorgung²²¹, zusammengefasst.

Ambivalenz bei der gesellschaftlichen Beurteilung des Nutzens von Technik ist seit je her Bestandteil der Einführung von Technik. Dabei lässt sich die Einschätzung, dass die deutsche Bevölkerung besonders technikfeindlich sei, nicht belegen. Die Beobachtung, dass in Deutschland die Diskussion anders als etwa in den USA oder Japan verläuft, ist jedoch richtig. So dominiert in Deutschland etwa bei der Sicht auf „die Natur“ der Gedanke an etwas Ursprüngliches, das es zu bewahren gilt, während in Japan und den USA utilitaristische Überlegungen eine größere Rolle spielen. Technikkritik ist außerdem dann besonders einflussreich, wenn Technik als Selbstzweck und Ergebnis industrieller Macht wahrgenommen wird oder erfolgreich behauptet werden kann, dass sich Menschen einer Technik ausgeliefert fühlen.

Eine Technikbewertung geschieht teilweise auch aus kulturellen Motiven, wie etwa einer Weltsicht, die mit einer Technik assoziiert ist. Reagiert man auf diese Motive, indem man versucht, durch ausgeklügelte und nicht auf Augenhöhe stattfindende Informationskampagnen einen Meinungsumschwung herbeizuführen, können dadurch – meist emotionale – Abwehrhaltungen entstehen, die das Misstrauen in die Technik vergrößern.

Die großen Widerstände gegen Technik in der Energieversorgung und deren Infrastrukturen richten sich also nicht immer gegen die Technik selbst, sondern es handelt sich um Misstrauen gegenüber den verantwortlichen Akteuren oder dem Gefühl der Ohnmacht des Einzelnen. Erschwerend kommt hinzu, wie Untersuchungen zeigen, dass in der Bevölkerung eine große Technikferne herrscht, wie man etwa an der Berichterstattung in den Leitmedien sehen kann. Technik in Deutschland ist Konsumgut. Das „Kulturgut Technik“ spielt in der öffentlichen Wertschätzung gegenüber den Geistes- oder Naturwissenschaften eine untergeordnete Rolle. Die Ansicht, dass verbesserte Informationen allein ausreichen, die Akzeptanz zu steigern, ist daher, wie oft nachgewiesen wurde, falsch. So sind in der Regel die Gegner einer Technik viel eher an Informationen interessiert und nutzen diese zur Unterfütterung der eigenen Argumente, sodass der Widerstand gegen diese Technik verstärkt wird.

Für die Gasbranche ist besonders „externe Technik“ von Bedeutung, also Technik, die von den Menschen in irgendeiner Form als Teil der „Nachbarschaft“ oder der „Umwelt“ betrachtet wird. Kritische Haltungen beziehen sich dort in der Regel auf reale oder vermutete negative Umwelt- oder Gesundheitsauswirkungen.

Aus dem Gesagten ergibt sich, dass Energietechnik tendenziell eher akzeptiert wird, wenn sie als „näher an der Natur“ und individuell kontrollierbar empfunden wird (wie etwa die Photovoltaik). Technik, die eher als „künstlich“ und „fremdbestimmt“ gesehen wird, hat größere Akzeptanzhürden zu überwinden (Gaskraftwerke oder Fracking).

²²¹ Das folgende Kapitel fasst Ergebnisse der Studie „Akzeptanz von Technik und Infrastrukturen“, Herausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Springer 2011.

Politik und Wirtschaft stehen daher vor großen Herausforderungen, wenn sie die Bevölkerung davon überzeugen möchte, dass eine umstrittene Technik oder Infrastruktur sinnvoll für die Gesellschaft ist. Eine gute und offene Kommunikation von Informationen, führt ohne zusätzliche Diskussionsangebote oft sogar zur Verstärkung von Widerständen. Verstärkt werden Widerstände und Unsicherheiten durch tatsächlich oder scheinbar sich widersprechende Experten und Studien. Im ungünstigen Fall führt es dazu, dass sich Menschen nicht mehr an Sachinformationen orientieren, sondern ihre Meinung aus ihrer politischen Einschätzung der Informationsverbreitenden ableiten: Es wird vermutet, dass jede Information nur die Interessenlage des diese Information Verbreitenden abbildet.

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass zu einer erfolgreichen Diskussion mehrere Voraussetzungen gegeben sein müssen. Wichtig ist es, dass der Prozess der Informationsvermittlung zunächst nicht die ausschließliche Absicht hat, Akzeptanz zu erzeugen. Ein solcher Prozess also als interessegeleitet angesehen wird. Vielmehr gilt es als erstes „Technikmündigkeit“ zu fördern: Der Beurteiler soll in die Lage versetzt werden,

„auf der Basis von ausreichendem Folgewissen und im Einklang mit ihren eigenen Werten, Normen und Zukunftsperspektiven ein gut begründetes Urteil über die Akzeptabilität von Techniken für sich und für die Gesellschaft insgesamt fällen zu können. Akzeptabel erscheint eine Technik dem mündigen Beurteiler dann, wenn Herstellung, Gebrauch und Entsorgung sowie deren Organisationsformen und Nebenfolgen den eigenen Wertvorstellungen nicht zuwider laufen und die eigenen Präferenzen über eine lebenswerte Gesellschaft nicht verletzen“ [Renn et al.].

Eine weitere Voraussetzung ist es, dass die Entscheidungs- und Einführungsprozesse einer Technik in allen, besonders in frühen Phasen, transparent und nachvollziehbar gestaltet werden.

Es ist nicht die Aufgabe dieses FuE-Radars, dem Verein DVGW oder seinen Mitgliedern Maßnahmen zu Fragen der Technikakzeptanz zu empfehlen. Dennoch sollen die folgenden beiden Überlegungen den Expertenworkshops und dem oben Gesagten festgehalten werden:

- ▶ Forschungsprojekte stellen oft eine sehr frühe Phase der Technikeinführung dar. Ergibt sich aus Analysen des gesellschaftlichen Umfelds, dass Skepsis wahrscheinlich ist, sollte man sich also bereits darüber Gedanken machen, wie man am gesellschaftlichen Diskurs teilnehmen möchte. Dies könnte verschiedene Formen der Öffentlichkeitsarbeit wie Informationsverbreitung, Diskussionen oder direkte Ansprache von NGOs umfassen.
- ▶ Technische Experten des Vereins und seiner Mitglieder mit ihrem umfassenden Wissen sind häufig auch Teilnehmer in öffentlichen Diskussionen. Bleibt es bei der Vermittlung von Informationen, wird der Widerstand eher wachsen. Werden die Diskussionen jedoch statt von technischen Experten von eigenen Kommunikationsexperten geführt, kann dieses Fehlen von Authentizität schnell als Versuch der Meinungsmanipulation gewertet werden. Eine Lösung dieses Dilemmas ist zur erfolgreichen Diskussion notwendig.

7.2.2. Transferforschung

Ein FuE-Radar für den DVGW entwirft Handlungsempfehlungen für eine FuE-Strategie der Gasbranche. Jedoch werden auch Technologien, die heute noch weitgehend außerhalb der

Branche eingesetzt werden, in Zukunft wesentliche Treiber werden. Einige werden hier daher beispielhaft aufgeführt.

Ein wesentlicher Treiber in allen Branchen ist die **Digitalisierung**. Die durchgehende Digitalisierung startet in der Energiebranche erst, während andere Sektoren wie Handel, Finanz oder Industrieproduktion ohne durchgehende Digitalisierung nicht mehr denkbar sind.

Ein Trend, der auch zunehmend die Energiebranche erfasst, ist „Industrie 4.0“. Die Möglichkeiten der Digitalisierung bringen höhere Flexibilität in Abläufe, ermöglichen neue Geschäftsmodelle und eröffnen auch Beschäftigten neue Spielräume. Digitalisierung fasst mehrere Trends zusammen:

- ▶ Big Data: Technologien, die aus umfangreichen heterogenen Datenbeständen in Echtzeit automatisiert Zusammenhänge aufspüren, sind nun produktreif.
- ▶ Cyber Security: Auch in komplexen vernetzten IKT-Systemen kann Sicherheit gewährleistet werden.
- ▶ Konnektivität: Standards, insbesondere die des Internets, ermöglichen die effiziente IKT-Anbindung von Komponenten. Ein breitbandiger Zugriff auf das Internet ist (fast) überall kostengünstig realisierbar.
- ▶ Cloud-Computing: Große Speicher- und Rechenkapazität ist ohne Investitionen einfach realisierbar.
- ▶ Cyber-Physical-Systems und Internet der Dinge: Die physikalische Welt und die virtuelle Welt verschmelzen. Ein virtuelles Abbild der physikalischen Welt ist verfügbar. Die physikalische ist umfangreich mit Akteuren ausgestattet.
- ▶ Mobile IKT: Was mit Smart Phones begann, wird sich fortsetzen: Jede Person wird durch Sensoren und eingebetteten Systemen permanent mit dem Internet verbunden sein können.

Dadurch werden umfangreiche Innovationen in der Gasbranche ermöglicht, z.B. beim Assetmanagement und der Anlagen- und Infrastrukturüberwachung – z.B. durch Sensorik oder Drohnen, bei der Automatisierung und Optimierung von Prozessen oder auch beim Workforcemanagement.

Weitere Technologien, denen mittel- und langfristig Einfluss auf die Energiebranche prophezeit wird, sind z.B. Nanotechnologie, neue Materialien oder auch die Biotechnologie. Die Nanotechnologie fasst alle Technologien unter der Strukturgröße von 100 nm zusammen. Es gibt eine enge Verbindung zur Entwicklung neuer Materialien. Langfristige Vision ist die Gestaltung der Materie auf atomarer Ebene zur Erlangung gewisser Materialeigenschaften oder auch der molekularen Fertigung. Bereits heute gibt es Produkte, die auf diesen Technologien beruhen, insbesondere bei der Materialbeschichtung.

Ein noch weiteres Feld ist die Biotechnologie, der Nutzung von Mikroorganismen in technischen Prozessen. Eine offensichtliche Anwendung in der Energiebranche ist die Bioverfahrenstechnik (Nutzung von Biomasse zur Gasgewinnung) oder die Ethanolgewinnung. Viele weitere Produkte werden folgen.

Um erkennen zu können, ob in FuE-Projekten „das Rad zweimal erfunden“ wird, sollte für branchenrelevante Technologien zumindest geprüft werden, welchen „Technology Readiness Level“ (TRL) die Technologie erreicht hat und ob diese Technologie anderswo schon verprobt wurde. Als Anwendungsbranche macht es eher Sinn, bei höheren TLR anzusetzen (in der Regel frühestens ab 5 nach der Definition der Europäischen Kommission, „Technologievalidierung unter Einsatzbedingungen“). Ist es jedoch das Ziel, eine neue Technologie für die Gasbranche zu entwickeln, muss bei TRL deutlich kleiner 5 angesetzt werden.

Nicht zuletzt konnte das Technologiefeld „Industrieprozesse“ nur bezüglich der Gasverwendung angerissen werden. Änderungen in der Verwendung, z.B. durch Prozess- oder Produktinnovationen der jeweiligen Industriebranche, können einen Einfluss auf die Notwendigkeit von Innovationen der Gasbranche haben und sollten daher unter Beobachtung bleiben.

7.2.3. Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen

Anwendungsorientierte Forschung strebt in erster Linie an, eine Technologie näher an die Marktreife zu bringen. Dies ignoriert, dass „der Markt“ gerade in der Energiebranche häufig erst durch staatliche Gestaltung entsteht oder zumindest massiv beeinflusst wird.

Bereits oben wurde dargestellt, dass Akzeptanz einen großen Einfluss haben kann, der sich dann in der politischen Gestaltung wiederfindet. Aber selbst wenn die Akzeptanz gegeben ist, kann die politische Ausgestaltung – gewollt oder ungewollt – hemmend oder fördernd auf die Entwicklung von Innovationen einwirken. (s. auch Kapitel 4.1.1, Schlüsselfaktor „Politische Rahmenbedingungen“).

Die Ergebnisse von FuE-Projekten, seien es technische Projekte oder auch Studien, können also zu einer verbesserten Gesetzgebung beitragen. Auch hierzu seien einige Beispiele genannt:

- ▶ **Förderung von Technologien im Markt:**
Einige Technologien, wie etwa die Biogaserzeugung, werden direkt durch Mittel der öffentlichen Hand gefördert. In der Regel ist die Art der Förderung nicht ausreichend darauf ausgerichtet, Technologien in den allgemeinen Markt zu integrieren, was lange zu Marktverzerrungen führen kann. Pilot-Projekte können helfen, neue Fördermechanismen zu erproben und ökonomisch zu bewerten.
- ▶ **Technische Vorgaben:**
Die verpflichtende Einhaltung technischer Regeln, z.B. Standards, Sicherheitsvorschriften, technische Richtlinien oder Normen, kann vom Gesetzgeber oder Regulator vorgeschrieben werden (Kommunikation gemäß GPKE, Normen zur Gasqualität). FuE-Projekte können zeigen, ob Änderungen in den Regeln vorteilhaft sein können oder inwieweit der gesetzliche Rahmen angepasst werden sollte.
- ▶ **Marktregularien:**
Die Teilnahme der Akteure am Markt unterliegt einem umfangreichen Gesetzeswerk. Pilotprojekte und Studien können neue Modelle testen.

- ▶ Forschungsprogramme:
Die Nationalstaaten und die EU definieren regelmäßig Rahmenprogramme, in denen Forschungsthemen und auch Fördersummen festgelegt werden. In diese Rahmenprogramme fließen viele Ideen vieler Experten und Verbände ein. Die Ergebnisse aus FuE-Projekten stellen einen Erkenntnisfortschritt dar, können aber auch definieren, welche FuE-Fragen mit welcher Dringlichkeit zu lösen sind.

Sowohl bei der Konzeption von FuE-Projekten als auch bei der Auswertung und Verbreitung der Ergebnisse daraus kann neben dem eigentlichen Zweck, dem technologischen Fortschritt und der Förderung von Innovationen, daher überlegt werden, inwieweit das neue generierte Wissen auch dazu genutzt werden kann, durch Information der Öffentlichkeit einen politischen Impact zu erzeugen.

8. Zusammenfassung

Es ist auch künftig zu erwarten, dass die dynamische Entwicklung in der Gasbranche anhält – wobei sich die Innovationsgeschwindigkeit bei Technologien, Verfahren und Prozessen beschleunigen wird. Um diese komplexe Aufgabe zu beherrschen, wurde im Rahmen dieser Studie ein „DVGW-FuE-Radar“ vorgestellt, der die Akteure der Gasversorgung über die Wertschöpfungsstufen hinweg bei der Steigerung ihrer Innovationskraft stärkt.

In einem ersten Schritt wurden dazu Schlüsselfaktoren identifiziert und in ihrer zukünftigen Entwicklungen als Zukunftsprojektionen fortgeschrieben. Basierend auf den Projektionen wurden Szenarien für das Jahr 2030 entwickelt. Im folgenden Schritt wurden Technologiefelder spezifiziert und die jeweiligen Entwicklungsmöglichkeiten analysiert. Abschließend wurden die Technologiefelder und die Szenarien zu Technologieszenarien integriert. Diese bilden die Basis für künftige Analysen von FuE-Themen, u.a. im Rahmen von weiterführenden Gap-Analysen. Die Basis für das Vorgehen bilden zunächst etablierte Methoden zur Szenarien-Erstellung. Diese Techniken wurden als Teil einer übergeordneten Methodik zur Erstellung von Migrationspfaden in das Internet der Energie im Rahmen des Projekts „Future Energy Grid“ der acatech erfolgreich angewendet.

Ausgangsbasis der Erstellung der Szenarien waren die Projektionen von acht als wesentlich für die Entwicklung der Gaswirtschaft identifizierten Schlüsselfaktoren, die in einer ersten Workshopreihe diskutiert wurden: politische und technische Rahmenbedingungen, Infrastruktur, Kosten und Preise, Flexibilisierung und Diversifikation, Akzeptanz, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit sowie Umwelt und Nachhaltigkeit. Durch eine Bündelung der Projektionen wurden drei Szenarien abgeleitet, die den Rahmen für mögliche künftige technologische Entwicklungen aufspannen.

Das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ beschreibt eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, wobei Gas als dauerhafter Partner des Transformationsprozesses fungiert. In Richtung eines Systems unter weitgehendem Verzicht auf andere fossile Energieträger verbleibt Erdgas als zentraler Partner zu den erneuerbaren Energien (inklusive erneuerbarer Gase). Treibender Faktor ist das kooperative und vertrauensvolle Verhältnis zwischen Politik und Industrie (auch international), woraus ein befruchtendes Zusammenspiel zwischen Rahmenbedingungen und Innovationskraft der Gasbranche resultiert. Im Szenario „Vertrauter Pfad“ findet eine Rückbesinnung auf die fossilen Energieträger und ein damit einhergehender Stopp des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien statt. Ein vernetztes Denken über die jeweilige Energiesparte

(Strom oder Gas) hinaus ist nicht gegeben. Das Energiesystem befindet sich in vielerlei Hinsicht in einem ähnlichen Zustand wie heute. Das Szenario „Unklare Rolle von Erdgas“ beschreibt eine aus Sicht der Gaswirtschaft problematische Umsetzung der Ziele der Energiewende. Für die (konventionelle) Gasbranche ist zunächst keine klar definierte Rolle vorgesehen. Diese muss sie sich erarbeiten, wobei gegen Widerstände anzukämpfen ist. Neben diesem konfliktären Verhältnis sind ein ausgeprägter Gestaltungsanspruch der Politik sowie inkonsistente Rahmenbedingungen weitere treibende Faktoren der Entwicklungen.

Im Rahmen einer zweiten Workshopreihe wurden 19 Technologiefelder mit Fokus auf ihrer denkbaren Ausbaustufe und den dorthin führenden Entwicklungsschritten diskutiert. Nach der Ausformulierung der Workshopergebnisse erfolgten eine Feedbackrunde und Diskussionen mit Fachleuten aus den jeweiligen Bereichen zur Schärfung der Beschreibung der Technologiefelder. Es ist klarzustellen, dass im Rahmen der Beschreibung der Technologiefelder keine Technologiestudie erstellt wurde und somit kein Anspruch auf Vollständigkeit gestellt wird. Viel mehr wird eine erste Übersicht wichtiger Themenfelder gegeben, die bei Bedarf im Anschluss zu dieser Studie tiefer beleuchtet werden können. Die Entwicklungsschritte der einzelnen Technologiefelder unterscheiden sich zum Teil deutlich. Die Technologiefelder TF 14 „Alternative Netze (CO₂, Wärme)“ und TF 15 „Sonstige Kopplungselemente“ etwa lassen sich bereits mit heutigen Technologien technisch umsetzen. Das heißt, dass keine technologischen Entwicklungen mehr benötigt werden, es können aber durchaus z.B. regulatorische Rahmenbedingungen dem Einsatz einer Technologie entgegenstehen. Auch im TF 4 „LNG“ wurden derzeit nur wenige Entwicklungsschritte gesehen. Anders sieht dies bei z.B. den TF 7 „Messtechnik“ oder TF 19 „Gasmobilität“ aus, dort bestehen prinzipiell noch deutliche Entwicklungsmöglichkeiten. Welche Entwicklungsschritte für die jeweiligen Szenarien erforderlich sind, wurde bei der folgenden technologischen Bewertung der Szenarien betrachtet.

Die meisten Entwicklungsschritte werden für das Szenario „Gas als Partner der Energiewende“ benötigt, dicht gefolgt vom anderen Extrem, der „Unklaren Rolle von Erdgas“. Die Unterschiede in den Szenarien liegen vor allem in einzelnen anwendungsseitigen Technologiefeldern, bei den KW(K)K-Anlagen und bei der Gasmobilität. Im Szenario „Vertrauter Pfad“ spiegelt sich wider, dass die Gaswirtschaft sehr gut für ihre heutige Rolle aufgestellt ist, sodass nur geringer Entwicklungsbedarf resultiert. Daraus kann abgeleitet werden, dass es, unabhängig von der tatsächlichen Entwicklung der Gaswirtschaft, Technologiefelder mit Entwicklungsbedarf gibt, wie z.B. die Gasaufbereitung, GDRA und Industrieprozesse.

Abschließend wurden die Technologieszenarien mit den bisherigen und aktuellen FuE-Aktivitäten des DVGW abgeglichen, um einen ersten Eindruck zu erhalten wo für das Leitszenario Entwicklungsbedarfe bestehen. Zudem wurden die Themenfelder „Akzeptanz“, „Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen“ und „Transferforschung“ beleuchtet, da diese sich insbesondere in den Workshops als besonders bedeutsam herausgestellt haben. Basierend auf diesen ersten Analysen lassen sich nun detaillierte Untersuchungen durchführen. Es ist somit der Grundstein gelegt worden, um künftige FuE-Aktivitäten des DVGW koordiniert am Leitszenario auszurichten und somit die Ressourcen effektiv und effizient zu nutzen.

9. Literatur

ADAC (2014): Toyotas erstes Wasserstoffauto kommt 2015. ADAC Motorwelt. 2014, 12.

ACER [Agency for Cooperation of Energy Regulators] (2014): Regulatory implications of new developments in the gas supply chain, Final Report, Multiple Framework Contract

ACER/OPIDIRIO8/20131LOT2/SC 03, 22. Oktober 2014, Ljubljana, URL:

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Regulatory%20Implications%20of%20New%20Developments%20in%20the%20Gas%20Supply%20Chain.pdf, Stand: 10.11.2014.

ACER/CEER [Agency for Cooperation of Energy Regulators/Council of European Energy Regulators] (2013): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012, November 2013, Ljubljana/Brüssel.

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2014): Akzeptanzumfrage 2014: 92 Prozent der Deutschen unterstützen den Ausbau Erneuerbarer Energien, URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz2/akzeptanz-umfrage/akzeptanzumfrage-2014>. Stand: 02.04.2015.

Appelrath, H. J., Kagermann, H., & Mayer, C. (2012): Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie. Acatech Studie,.

Appelrath, H. J. et al. (2013): Hybridnetze für die Energiewende – Forschungsfragen aus Sicht der IKT. Acatech Materialien.

AUDI AG (2014): Weltpremiere: Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere__audi.html.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2012): Energiemarkt Deutschland Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung, Sommer 2012, URL: http://docs.dpaq.de/2436-energie-markt_2012d_web.pdf.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2013a): Europäischer Gaspreisvergleich, 26.11.2013, Berlin, URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/08C60239425D6995C125796B004652BC/\\$file/2013_01_Europ%C3%A4ischer%20Gaspreisvergleich_1.Hj.2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/08C60239425D6995C125796B004652BC/$file/2013_01_Europ%C3%A4ischer%20Gaspreisvergleich_1.Hj.2013.pdf).

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2013b): Die Rolle von Erdgas in der Energiewende, Juli 2013, URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/E82A40FC67D06BC8C1257BCC004CA1DE/\\$file/BDEW-13-00025_Erdgas_Kapitel_1.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/E82A40FC67D06BC8C1257BCC004CA1DE/$file/BDEW-13-00025_Erdgas_Kapitel_1.pdf). Stand: 02.04.2015.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2014): L-H-Gas Marktraumumstellung, URL: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/l-h-gas-marktraumumstellung-mehr-de>.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (09/2014): [Online] [Zitat vom: 19. September 2014.]

[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/995E4F45B9B94A65C1257823004550D3/\\$file/BDEW_Factsheets_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/995E4F45B9B94A65C1257823004550D3/$file/BDEW_Factsheets_final.pdf).

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2015): Beitrag von Erdgas zur CO₂-Minderung und Stabilität der Versorgung, Mimeo, Berlin.

Benndorf, R. et al. (2014): "Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050", Climate Change 07/2014.

bine Informationsdienst (2015): BHKW mit Stirlingmotoren. [Online] [Zitat vom: 16. Februar 2015.] <http://www.bine.info/publikationen/basisenergie/publikation/kraft-und-waerme-koppeln/bhkw-mit-stirlingmotoren/>.

Biogaspartner (2014): [Online] [Zitat vom: 04. 09 2014.] <http://www.biogaspartner.de/branchenbarometer/branchenbarometer-12014.html>.

BMUB [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit] (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, URL: <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/aktionsprogramm-klimaschutz-2020/>, Stand: 20.01.2015.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, (2013): "Die Mobilitäts - und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS)".

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011): "Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung".

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014a): Gabriel: Wir brauchen keinen Investitionsschutz bei TTIP und CETA, URL: <http://www.bmwi.de/#&panel1-1>, Stand: 29.09.2014.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014b): Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 29.09.2014.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014): Zitat vom: 03. November 2014. <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/23/Meldung/statistisches-bundesamt-mehr-strom-aus-klaergas.html>.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014c): Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energieeffizienz/nape.html>, Stand: 20.01.2015.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014d): Initiative Energieeffizienz-Netzwerke, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vereinbarung-initiative-energieeffizienz-netzwerke,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 20.01.2015.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014e): Maßnahmenpaket „Innovative Digitalisierung der Deutschen Wirtschaft 2014/2015“, URL: <http://www.it-gipfel.de/IT-Gipfel/Redaktion/PDF/massnahmenpaket,property=pdf,bereich=itgipfel,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 19.01.2015.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014f): Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem, URL: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Meldung/Gesetzeskarte/gesetzeskarte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 29.09.2014.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014g): Zahlen und Fakten: Energiedaten, URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>, Stand: 29.09.2014.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014h): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, März 2014, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 01.10.2014.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014i): Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photovoltaik-freiflaechenanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 05.10.2014.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2014a): Monitoringbericht 2014, Stand November 2014, Bonn, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2014b): Marktraumumstellung gemäß § 19a EnWG, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/Marktraumumstellung/Marktraumumstellung_node.html.

Borrmann und Finsinger (1999): Markt und Regulierung.

BP (2014): "BP Energy Outlook 2035".

BUND [Bundesregierung] (Hrsg.) (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=405004.html>, Stand: 05.10.2014.

Bündnis 90/Die Grünen (2013): Zeit für den grünen Wandel. Bundestagswahlprogramm 2013. URL: http://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/Wahlprogramm/Wahlprogramm-barrierefrei.pdf, Stand: 8.11.2014.

CEER [Council of European Energy Regulators] (2014): Gas Regional Initiatives (GRI), URL: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/GRI, Stand: 03.10.2014.

- CEPR [Centre for Economic Policy Research] (2013): Reducing Transatlantic barriers to Trade and Investment, Final report March 2013, London, Contract: TRADE10/A2/A16.
- CGS Europe (2014): Pan-European coordination action on CO2 Geological Storage. [Online] [Zitat vom: 17. Oktober 2014.] <http://de.cgseurope.net/>.
- Cyris, G. (2010): Technische Regelsetzung im Selbstverwaltungsbereich in Deutschland und Europa, energie | wasser-praxis, 5/2010, 20-25.
- Dakota Gasification Company (2014): Great Plains Synfuels Plant. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] http://www.dakotagas.com/About_Us/At_A_Glance/index.html.
- Dapper, M. (2014): Umstellung von Versorgungsgebieten von Erdgas L auf Erdgas H, energie | wasser-praxis, 4/2014, 92-93.
- DBFZ [Deutsche Biomasseforschungszentrum] (06/2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse), Zwischenbericht Juni 2014, URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Berichte/Monitoring_ZB_Mai_2014.pdf.
- DBFZ [Deutsche Biomasseforschungszentrum] (09/2014): [Online] [Zitat vom: 04. 09 2014.] <https://www.dbfz.de/web/forschung/referenzprojekte/konzeptentwicklung-zur-marktnahen-sng-produktion.html>.
- Die Linke (2011): Programm der Partei DIE LINKE, Beschluss des Parteitages der Partei DIE LINKE vom 21. bis 23. Oktober 2011 in Erfurt, bestätigt durch einen Mitgliederentscheid im Dezember 2011, URL: http://www.die-linke.de/fileadmin/download/dokumente/programm_der_partei_die_linke_erfurt2011.pdf, Stand: 10.11.2014.
- Die Welt (2013): Ökonomen warnen vor Anti-Fracking-Stimmung, Online-Artikel vom 26.08.2013, URL: <http://www.welt.de/wirtschaft/article119407036/Oekonomen-warnen-vor-Anti-Fracking-Stimmung.html>, Stand: 02.04.2015.
- Diekmann J., (2012): EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf externe Schocks und unerwartete Entwicklungen?, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Forschungskennzahl 3711 41 504, Berlin, URL: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4378.pdf>, Stand: 04.10.2014.
- DIN [Deutsches Institut für Normung e.V.] (2000): Gesamtwirtschaftlicher Nutzen der Normung: Zusammenfassung der Ergebnisse, Wissenschaftlicher Endbericht, Berlin.
- DOE [U.S. Department of Energy] (2014): Carbon Capture, Utilization & Storage, URL: <http://www.energy.gov/carbon-capture-utilization-storage>, Stand: 04.10.2014.
- Donnerbauer, R., (2015): Erdgas bewegt die Nutzfahrzeugbranche. VDI Nachrichten. 2015, 4.
- Dröge, S. (2012): Die Klimaverhandlungen in Durban, SWP Aktuell, Januar 2012, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für internationale Politik und Sicherheit, Berlin.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2012): Smart Heating – Gasbrennwert + Solar im System Gebäude-/Anlagentechnik. DVGW G 5/03/09.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2013): G 260 (A) Gasbeschaffenheit. März 2013.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2013a): Grundsätze für die Entwicklung von intelligenten Gasnetzen / Gasnetze für die Zukunft – Entwicklung von Planungsgrundsätzen für die Einspeisung und den Transport regenerativer Energieträger. DVGW G 3/01/10 und G 3/02/10.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (09/2014): DVGW-Innovation. [Online] [Zitat vom: 19. September 2014.] http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/innovationsoffensive_gas_broschuere_062014.pdf.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (10/2014): Erdgasbeschaffenheit, URL: <http://www.dvgw.de/gas/gase-und-gasbeschaffenheiten/erdgasbeschaffenheit/>, Stand: 01.10.2014.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (10/2014): Smart Grid und Power-to-Gas. [Online] [Zitat vom: 08. Oktober 2014.] <http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/smart-grids-und-ptg/>.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (05/11/2014) <http://www.dvgw-innovation.de/presse/power-to-gas-landkarte/>. [Online] [Zitat vom: 05. November 2014.]

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (10/11/2014): Energiespeicherkonzepte. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] <http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/energiespeicherkonzepte/>.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2015): Sicherheit von Quelle bis zum Haus, URL: <http://www.dvgw.de/gas/informationen-fuer-verbraucher/sicherheit-in-der-geraetetechnik/>, Stand: 21.01.2015.

entsog (2013): "Ten-Year Network Development Plan 2013-2022".

E.ON Innovation Center Energy Storage (2015): / HanseWerk AG. Projektdarstellung. [Online] [Zitat vom: 19. Januar 2015.] <http://www.windgas-hamburg.com/projekt/projektdarstellung/>.

E.ON SE, Kraftwerk Irsching (2014): [Online] [Zitat vom: 05. November 2014.] <http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/irsching.html>.

erdgas mobil GmbH (2014): Presse & Aktuelles. [Online] [Zitat vom: 05. November 2014.] <http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/meldungen/meldungen/mitteilung/eu-stellt-foerdergelder-zum-aufbau-eines-lng-tankstellennetzes-fuer-den-lkw-fernverkehr-bereit-e/>.

erdgas mobil GmbH (01/2015): Erdgas mobil. [Online] [Zitat vom: 28. Januar 2015.] <http://www.erdgas-mobil.de/privatkunden>.

erdgas mobil GmbH (02/2015): Neuzulassungen 2014: Positive Entwicklung für Erdgasfahrzeuge analog des Gesamtmarkts, Pressemitteilung vom 18.1.2015, URL: <http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/pressemitteilungen/mitteilung/2015/neuzulassungen-2014-positive-entwicklung-fuer-erdgasfahrzeuge-analog-des-gesamtmarkts/>, Stand: 02.02.2015.

Erler, R. et al. (2013): "Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas)".

Europäische Kommission (2014a): Special Eurobarometer 409: Climate Change, März 2014, Brüssel.

Europäische Kommission (2014b): Communication from the Commission to the European Parliament and Council on the short term resilience of the European gas system - Preparedness for a possible disruption of supplies from the East during the fall and winter of 2014/2015, COM(2014) 654 final, 16.10.2014, Brüssel. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_stresstests_com_en_0.pdf. Stand: 02.04.2015.

Europäische Kommission (2014c): In-depth study of European Energy Security, Commission Staff Working Document, SWD(2014) 330, 2.7.2014, Brüssel.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2013): Neues Power-to-Gas-Verfahren, Elektrolyse direkt in der Biogasanlage. [Online] 20. September 2013. <http://www.scinexx.de/business-16678-2013-09-20.html>.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2015): Faustzahlen Biogas, [Online] [Zitat vom: 8. Januar 2015.] <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>.

FAZ [Frankfurter Allgemeine Zeitung] (2014a): Energiewirtschaft: Volle Gasspeicher machen Betreiber unglücklich, online-Meldung vom 13.09.2014, URL: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/volle-gasspeicher-machen-betreiber-ungluecklich-13150292.html>.

FAZ [Frankfurter Allgemeine Zeitung] (2014b): Energieträger Gas, Sonderbeilage, 16. Oktober 2014.

Fernleitungsnetzbetreiber Gas, Prognos, (2014): "Netzentwicklungsplan Gas 2013".

FNB Gas [Fernleitungsnetzbetreiber Gas, Prognos], (2014): "Netzentwicklungsplan Gas 2014 (Entwurf)".

Fischer, S. (2014): Der neue EU-Rahmen für die Energie- und Klimapolitik bis 2030, SWP-Aktuell Nr. 73, Stiftung Wissenschaft und Politik Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, URL: http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2014A73_fis.pdf, Stand: 21.01.2015.

Fluxys (2015): Transitgas- und TENP-Systeme: Süd-Nord-Kapazität ab Ende des Sommers 2018, Pressemeldung vom 28.1.2015, URL: http://www.fluxys.com/tenp/de/NewsAndPress/2015/150128_ReverseFlow.

Focus (2015): Gazprom-Chef Miller erklärt South Stream endgültig für tot, Meldung vom 14.01.2015, URL: http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaftsticker/unternehmen-gazprom-chef-miller-erklaert-south-stream-endgueltig-fuer-tot_id_4405261.html.

Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult und Prognos (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13, 01.10.2014, Berlin, URL:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 07.10.2014.

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. et. al. (2012): G 5-03-10 Anwendungspotenziale der Gaswärmepumpe. [Online] Oktober 2012. http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g5_03_10.pdf.

GASCADE (2014): Verdichterstation Radeland. [Online] [Zitat vom: 17. November 2014.] <http://www.gascade.de/netzinformationen/verdichterstationen/verdichterstation-radeland/>.

Gausemeier, J. et al. (2009): Zukunftsorientierte Unternehmensgestaltung.

GIE [Storage Data for Germany] (2014): [Online] 06. 11 2014. <http://transparency.gie.eu/index.php/historical?code=09>.

GIE [Gas Infrastructure Europe] (2015): LNG map, URL: <http://www.gie.eu.com/index.php/maps-data/lng-map>, Stand: 02.02.2015.

Growitsch, C., Stronzik, M. u. Nepal, R. (2013): Price Convergence and Information Efficiency in German Natural Gas Markets, German Economic Review, DOI: 10.1111/geer.12034.

Güssing Renewable Energy (2014): FICFB-Reaktor - Thermische Gaserzeugung. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] <http://www.guessingrenewable.com/htcms/de/wer-was-wie-wo-wann/wie/thermische-vergasungficfb-reaktor.html>.

Hahn, W. und C. Pöpperl (2012): Gaspreis und Ölpreis: Eine neue Stufe des Wettbewerbs, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62(1/2), 76-79.

Handelsblatt (2014): Stromversorger drängen auf mehr Geld vom Staat, Meldung vom 10.02.2014, URL: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/unrentable-kraftwerke-stromversorger-draengen-auf-mehr-geld-vom-staat/9460892.html>, Stand: 06.10.2014.

Hauff, J., Heider, C., Arms, H., Gerber, J. u. Schilling, M. (2010): Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61, Heft 10, 85-87.

Hecking, H., John, C. u. Weiser, F. (2014): An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe, Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI), 3. September 2014, Köln.

Heikrodt, H. (2013): Primärenergiefaktor Gas, Vortrag am 11.9.2013, NAGas, Karlsruhe.

Höfling, V. (2013): Marktraumumstellung von L- auf H-Gas, energie | wasser-praxis, 12/2013, 96-100.

Honeywell (2014): Entspannungsturbine - Typ MTG. [Online] [Zitat vom: 11. November 2014.] https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/notes/MTG_RMG_by_Honeywell_DE.pdf.

Huppmann, D. et al. (2009): "The World Gas Market in 2030 – Development Scenarios Using the World Gas Model".

IEA [International Energy Agency] (2011): World Energy Outlook 2011, Paris.

IEA [International Energy Agency] (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas, Paris.

IGRC Podiumsvortrag, 2014.

Initiative Brennstoffzelle (IBZ) (2015): Modelle. Initiative Brennstoffzelle. [Online] [Zitat vom: 12. Februar 2015.] <http://www.ibz-info.de/modelle.html>.

Krause, H. et al. (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern, DVGW Studie.

Krause, H. et al. (2013): "Gasbeschaffenheit Industrie 'Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen'".

Kusterer, H. (2010): "Wie entwickelt sich der Gasmarkt?".

LBEG [Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie] (2014): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013, Hannover.

LBEG [Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie] (11/2014): Untertage-Gasspeicher. [Online] [Zitat vom: 12. November 2014.] http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/81891/Untertage-Gasspeicherung_in_Deutschland_Stand_1.1.2013_.pdf.

Lemmer, A. et. al., Teilprojekt I (2014): Zweistufige Druckfermentation. energie | wasser-praxis. 2014, 1.

Levon Group (2013): Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Liquefied Natural Gas (LNG) Operations, Juli 2013, URL: <http://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/API-LNG-GHG-Emissions-Guidelines-Pilot-Draft-21JUL2013.pdf>. Stand: 01.04.2015.

Linde AG (2015): Linde Ionic Compressor. [Online] [Zitat vom: 14. Januar 2015.] http://www.linde-gas.com/en/innovations/hydrogen_energy/fuelling_technologies/ionic_compressor.html.

Löschel, A., Sturm, B. u. Vogt, C. (2010): Die reale Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz, Wirtschaftsdienst 2010, Heft 11, 749-753.

Manager Magazin (2014): [Online] [Zitat vom: 05. November 2014.] <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/a-606565.html>.

- Müller-Syring, G. M. et al. (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW Studie.
- Neumann, A. (2009): Linking Natural Gas Markets – Is LNG Doing its Job? The Energy Journal, Special Issue, 187-199.
- Nitsch, J. et al. (2012): "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global".
- Nord Stream (2013): Sichere Energie für Europa – Das Nord Stream-Pipelineprojekt, Juli 2013, URL: http://www.nord-stream.com/media/documents/pdf/de/2014/04/sichere-energie-fur-europa-komplette-fassung_245.pdf.
- Oak Ridge National Laboratory (2014): Assessment of Nuclear-Hydrogen Synergies with Renewable Energy Systems and Coal Liquefaction Processes. [Online] [Zitat vom: 10. November 2014.] <http://web.ornl.gov/~webworks/cppr/y2001/rpt/125102.pdf>.
- RAG (2014): Underground Sun Storage. [Online] 06. 11 2014. <http://www.underground-sun-storage.at/>.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D. und Lutz, C. (2011): "Energieszenarien 2011".
- Schlomann, B. et. al. (2014): "Innovationspotenziale".
- Scholwin, F., DBFZ (2010): Stand und Entwicklungen der Technologien zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität. Leipzig: s.n., 2010. Tagungsband 19. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V.
- Schulte-Beckhausen, S. (2013): Kommentierung des „Rechts der Energiesicherheit“, in: Danner/Theobald (Hrsg.): Energierecht Kommentar, Loseblatt, Stand Dezember 2013.
- Shell International BV (2013): "New Lens Scenarios: A Shift in Perspectives for a World in Transition".
- Siemens AG (2014): Power-to-Gas Entwicklungsstand und Marktbedingungen. [Online] [Zitat vom: 03. November 2014.] http://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Veranstaltungen/7.WDE/Vortraege/Vortraege_Power_to_gas/Siemens_Power-to-gas_Vortrag_HAW.pdf.
- Simons, H. (2012): "Energetische Sanierung von Zweifamilienhäusern".
- Spath, D. et al. (2011): Technologiemanagement.
- SPD [Sozialdemokratische Partei Deutschlands] (2007): Hamburger Programm. Das Grundsatzprogramm der SPD, URL: http://www.spd.de/linkableblob/1778/data/hamburger_programm.pdf, Stand: 9.11.2014.
- Spiegel (2014): Klimaschutz: China will erstmals Treibhausgas-Ausstoß begrenzen, Meldung vom 03.06.2014, URL: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/treibhausgase-china-will-erstmalig-grenze-fuer-klimagase-festlegen-a-973103.html>, Stand: 06.10.2014.
- Sprengard, C., Treml, S. und Holm, A. H. (2013): "Technologien und Techniken zur Verbesserung d der Energieeffizienz von Gebäuden durch Wärmedämmstoffe".

Statistisches Bundesamt (2014): Daten zur Energiepreisentwicklung – lange Reihen, Dezember 2014, URL:

<https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html>.

Sterner, M. et al. (2010): Erneuerbares Gas für eine nachhaltige Entwicklung. Aqua & Gas.

Sterner, M., Jentsch, M., und Holzhammer, U. (2011): "Erneuerbares Gas für eine nachhaltige Entwicklung – Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines 'Windgas-Angebots'".

Stronzik, M. (2012): The European Natural Gas Sector – Between Regulation and Competition, PhD Thesis, Jacobs University Bremen. URL: <http://catalog.jacobs-university.de/search/?searchtype=a&searchcharg=Stronzik&SORT=D>.

Stronzik, M. (2013): Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 379, September 2013, Bad Honnef.

Stronzik, M. und Wissner, M. (2014): Smart Metering Gas, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 396, März 2014, Bad Honnef.

Sunfire GmbH (2014): Sunfire präsentiert Power-to-Liquids. [Online] 14. November 2014.

http://www.sunfire.de/wp-content/uploads/Sunfire-PM-2014-05-Einweihung-PtL_final.pdf.

Tagesschau (2014): Pläne für bessere US-Klimapolitik: Obama will Emissionen stark reduzieren, Meldung vom 02.06.2014, URL: <http://www.tagesschau.de/ausland/usaklimaschutz106.html>, Stand: 06.10.2014.

Tagesspiegel (2013): Wie kann die Energiewende für alle bezahlbar bleiben?, Online-Artikel, 19.08.2013. URL: <http://www.tagesspiegel.de/politik/energiefresser-in-den-haushalten-wie-kann-die-energiewende-fuer-alle-bezahlbar-bleiben/8656310.html>. Stand: 03.04.2015.

UBA [Umweltbundesamt] (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen, Texte 61/2012, Dezembere 2012, Dessau.

UBA [Umweltbundesamt] (2014): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten - Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt, Texte 53/2014, Juli 2014, Dessau.

VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2014): Standortbezogene Akzeptanzprobleme in der deutschen Industrie- und Technologiepolitik – Zukünftige Herausforderungen der Energiewende, Februar 2014. URL:

http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/news_bilder/Pressemitteilungen/VDI-Studie_Akzeptanzprobleme_Energiewende.pdf. Stand: 02.04.2015.

Verivox (2014): Wie setzt sich der Gaspreis zusammen?, URL:

<http://www.verivox.de/ratgeber/wie-setzt-sich-der-gaspreis-zusammen-41974.aspx?p=2>, Stand: 07.10.2014.

Vosser, P. (2012): Natural Gas: innovation for a sustainable future and global growth, 25th World Gas Conference, Kuala Lumpur.

Wersch, M. (2012): Auswirkungen von Änderungen der Gasbeschaffenheit auf industrielle Anwendungen, Vortrag auf der gat 2012 in Dresden, 25.-26. September 2012. URL: http://www.dbi-gut.de/files/Veroeffentlichungen/Vortraege/DBI_2012_Veroeffentlichung_Aenderung%20der%20Gasbeschaffenheit.pdf. Stand: 03.04.2015.

Yergin D., et al., (2014): "Energiewende im globalen Kontext: Sicherung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit unter neuen Rahmenbedingungen an den Energiemärkten".

Zdrallek, M. et al. (2014): "Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie".

Zukunft Erdgas (2014): Heizung: Deutsche wollen Energieträger kombinieren, Pressemitteilung vom 29.09.2014, Berlin. URL: <https://www.zukunft-erdgas.info/uploads/media/pi-zukunft-erdgas-forsa-befragung-zur-heizung.pdf>. Stand: 02.04.2015.