

ABSCHLUSSBERICHT

Identifizierung von Optimierungspotenzial im Gasverteilnetz

Auftraggeber (AG):	Gaswirtschaftlicher Beirat der DBI-GTI gGmbH
Auftragnehmer (AN):	DBI – Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg Halsbrücker Straße 34 D-09599 Freiberg
Projektleitung:	M. Eng. Jens Hüttenrauch Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen E-Mail: jens.huettenrauch@dbi-gruppe.de
Projektbearbeitung:	M. Eng. Sylvana Zöllner E-Mail: sylvana.zoellner@dbi-gruppe.de
Projektlaufzeit:	01.05.2016 bis 31.10.2016
Berichtszeitraum:	01.05.2016 bis 31.10.2016

Leipzig, 28.10.2016

Gert Müller-Syring

Jens Hüttenrauch

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	IV
 1. Motivation und Zielstellung	 1
 2. Zielnetzplanung	 2
2.1 Zielstellung und Konzept	2
2.2 Potenzial für das Verteilnetz	7
 3. Optimierte Druckregelung	 11
3.1 Zielstellung und Konzept	11
3.2 Potenzial für das Verteilnetz	14
 4. Einspeisung erneuerbarer Gase aus Power-to-Gas-Anlagen (Fokus Wasserstoff)	 17
4.1 Zielstellung und Konzept	17
4.2 Potenzial für das Verteilnetz	22
 5. Minimierung LPG-Einsatz	 24
5.1 Zielstellung und Konzept	24
5.1.1 Biogas als Zusatzgas	25
5.1.2 Biogas als Grundgas	26
5.1.3 Ausnutzen der 2 %-Grenze	27
5.1.4 Rechnergestützte Brennwertverfolgung	28
5.1.5 Überblick Bewertung der Konzepte zur Minimierung des LPG-Einsatzes	29
5.2 Potenzial für das Verteilnetz	30
 6. Fazit und Zusammenfassung	 33
 Literaturverzeichnis	 35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Herausforderungen für die Gasverteilnetze	1
Abbildung 2: Vom Istnetz zum Zielnetz	2
Abbildung 3: Überblick Ermittlung Zielnetz und Umsetzungspfad	4
Abbildung 4: Ergebnis Anlagenoptimierung für verschiedene Verteilnetze	7
Abbildung 5: Exemplarische Darstellung Nennweitenveränderung durch Nennweitenoptimierung	8
Abbildung 6: Potenziale für die Optimierung des Gasverteilnetzes (Symbolbild)	10
Abbildung 7: Zielstellung optimierte Druckregelung	11
Abbildung 8: Effekte und Potenzial der optimierten Druckregelung [6], [1]	14
Abbildung 9: Effekt der saisonalen Druckregelung (Biogaseinspeisung)	15
Abbildung 10: Effekt der untertägigen Druckregelung (Bezugsoptimierung)	15
Abbildung 11: Schema der Einspeisung von Wasserstoff nach DVGW G 265-3 (M), [13, p. 7]	20
Abbildung 12: Überblicksmatrix: H ₂ -Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz [9, p. 106]	21
Abbildung 13: Potenziale und Einsatzfelder von Power-to-Gas in der Verteilnetzebene	22
Abbildung 14: Möglichkeiten zur Minimierung LPG-Einsatz	24

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Überblick Zielnetz Kriterien	3
Tabelle 2:	Technische Rahmenbedingungen ZNP	5
Tabelle 3:	Potenzial ZNP für verschiedene Projekte	9
Tabelle 4:	Technische Rahmenbedingungen optimierte Druckregelung.....	13
Tabelle 5:	Technische Rahmenbedingungen für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen aus PtG	18
Tabelle 6:	H ₂ -Toleranz (< 10 Vol.-% H ₂) ausgewählter Elemente im Gasverteil- und –transportnetz, nach [10, p. 17], [9, p. 106]	19
Tabelle 7:	Biogas als Zusatzgas	25
Tabelle 8:	Biogas als Grundgas	26
Tabelle 9:	Ausnutzen der 2 %-Grenze	27
Tabelle 10:	Rechnergestützte Brennwertverfolgung	28
Tabelle 11:	Bewertung der Konzepte zur Minimierung des LPG-Einsatzes.....	29
Tabelle 12:	Kostensenkungspotenziale für Biogaseinspeisung ins Verteilnetz.....	31

Abkürzungsverzeichnis

BGEA	Biogaseinspeiseanlagen
DDF	Dynamische Druckfahrweise
DN	Nennweite (diamètre nominal)
EE	Erneuerbare Energien
GDRA	Gas-Druckregelanlage
HD	Hochdruck
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
MD	Mitteldruck
ND	Niederdruck
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlagen
ZNP	Zielnetzplanung

1. Motivation und Zielstellung

Die Versorgungsaufgabe der Verteilnetzbetreiber sowohl im Gas, als auch im Strom verändert sich. Herausforderungen (vgl. Abbildung 1) entstehen aus einem prognostizierten Rückgang der Gasnachfrage, Veränderungen bei den Gasbeschaffenheiten durch diversifizierte Importe, der Einspeisung von Biogas und auch Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus Power-to-Gas-Anlagen (PtGA), Effizienzvorgaben im Rahmen der Anreizregulierung, sowie dem zunehmenden Fokus auf die Senkung der Methanemissionen des Gasnetzes.

Basierend auf den Erkenntnissen einer Vielzahl von Forschungsprojekten werden sowohl smarte Lösungsansätze aufgezeigt als auch die technischen Rahmenbedingungen zu deren Umsetzung. Im Rahmen des Projekts werden bestehende Konzepte zusammengetragen, weiterentwickelt, und als Optimierungsansätze aufbereitet, auf deren Basis die zukünftige Entwicklung der Netze effizient auf die sich verändernden Rahmenbedingungen abgestimmt werden kann. Verschiedene Konzepte zum Umgang mit den Herausforderungen aus Abbildung 1 sind in den folgenden Kapiteln erläutert und hinsichtlich ihrer Effekte bewertet.

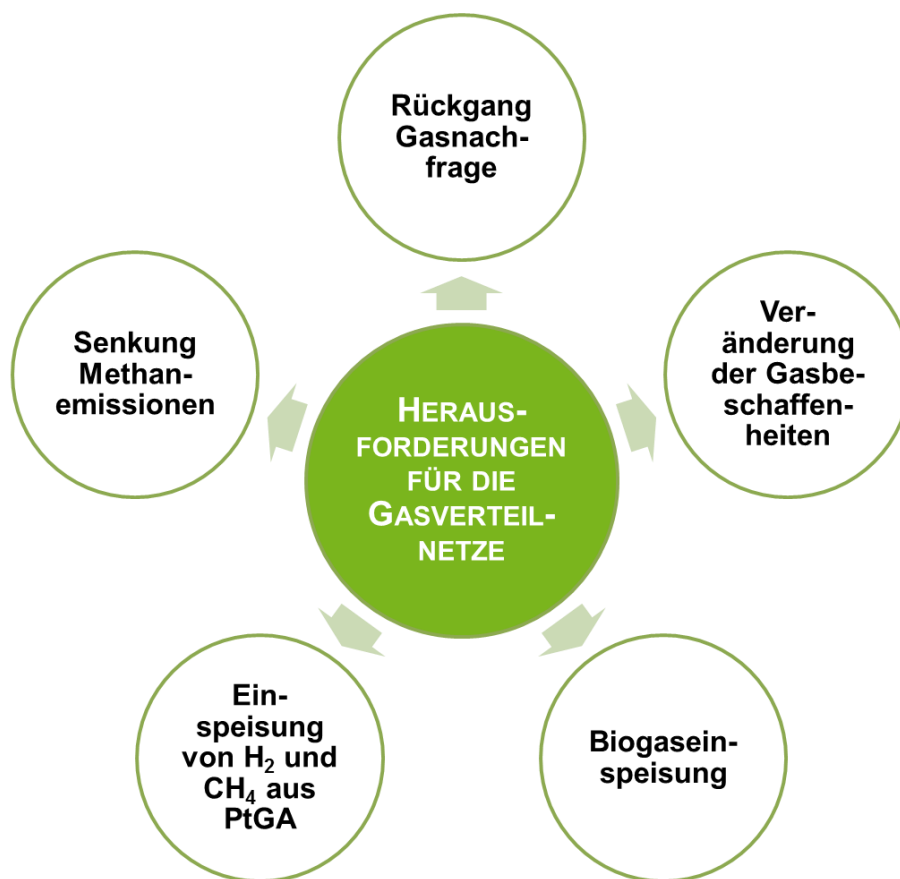


Abbildung 1: Herausforderungen für die Gasverteilnetze

2. Zielnetzplanung

2.1 Zielstellung und Konzept

Für die mittel- und langfristige Zukunft gehen viele wissenschaftliche Studien, aber auch z.B. der Netzentwicklungsplan Gas, von einem signifikanten Rückgang der Gasnachfrage aus. Es ist daher zu erwarten, dass die Gasverteilnetze zukünftig überdimensioniert für ihre Versorgungsaufgabe sind. Weiterhin ist, durch die Anreizregulierung aber auch durch die zunehmende Konkurrenz von z.B. Strom im Wärmemarkt, mit steigendem Kostendruck auf die Netzbetreiber zu rechnen.

Im Fokus der Zielnetzplanung (ZNP) steht die Optimierung der bestehenden Netzinfrastruktur (Leitungen und Anlagen - Istnetz) mit dem Ziel, das Netz an die zukünftig erwartete Versorgungsaufgabe anzupassen und die Kosten für Betrieb und Erneuerung des Netzes zu minimieren.

Dazu wird, ausgehend vom Istnetz, unter Heranziehung von Annahmen zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe und unternehmensspezifischen Kriterien das Zielnetz iterativ ermittelt (vgl. Abbildung 2).

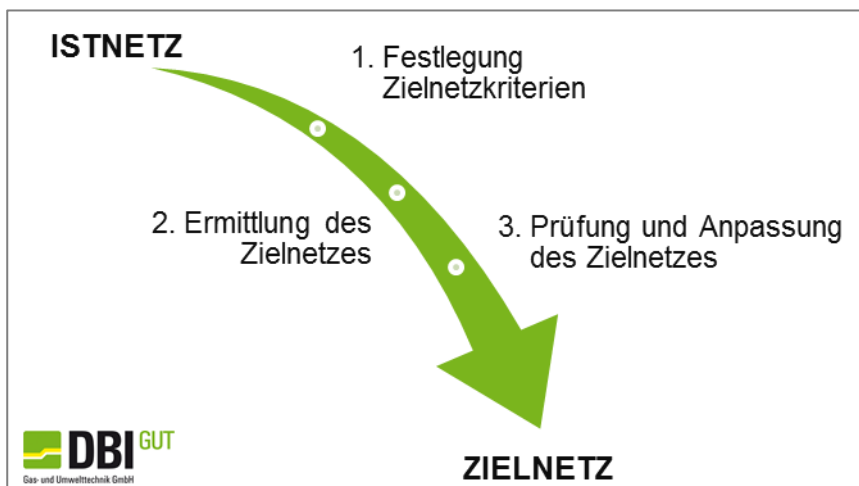


Abbildung 2: Vom Istnetz zum Zielnetz

Für die Umsetzung der Zielnetzplanung ist zunächst die Festlegung von folgenden übergeordneten **Zielnetz Kriterien** (vgl. Abbildung 2, 1. Festlegung Zielnetz Kriterien) notwendig:

- Betrachtungsjahr und Absatzprognose,
- hydraulische Grenzwerte,
- Vorgaben zur Versorgungssicherheit sowie
- ggf. weitere unternehmensspezifische Vorgaben.

Die Zielnetz Kriterien sind dabei projekt- und unternehmensspezifisch festzulegen. Detaillierte Informationen zu den Zielnetz Kriterien sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Überblick Zielnetz Kriterien

Zielnetz Kriterien	Hinweise
Betrachtungsjahr und Absatzprognose	Die Optimierung des Netzes orientiert sich an dem festgelegten Betrachtungsjahr und der damit verbundenen Prognose des Rückgangs des Gasabsatzes und der Einspeisung erneuerbarer Gase. • Analyse und Festlegung der Entwicklung des Gasabsatzes für das gewählte Betrachtungsjahr • Detailgrad der Untersetzung der Absatzprognose hängt von der Datenlage und den gewählten Anforderungen an den Detailgrad ab • Folgende Detaillierung der Absatzprognose nach Kundenstruktur und Sektoren im Gasnetz ist möglich: ○ Unterscheidung SLP¹- und RLM²-Kunden ○ Berücksichtigung der Entwicklung in den einzelnen Sektoren Haushalte, Gewerbe/ Handel/Dienstleistung, Industrie und Mobilität, sowie ggf. im Umwandlungssektor. ○ Einbeziehung der demographischen Entwicklung
Hydraulische Grenzwerte	Die Festlegung der hydraulischen Grenzwerte dient der Sicherstellung einer sicheren und störungsfreien Gasversorgung. Die im Gasverteilnetz bei der Netzoptimierung mindestens einzuhaltenden Grenzwerte sind: • der zulässige Minimaldruck ($p_{\min}$), • der zulässige Maximaldruck ($p_{\max}$), sowie • die zulässige Fließgeschwindigkeit ($v_{\max}$).
Versorgungssicherheit	Im Fokus der Optimierung des Netzes steht immer auch die Gewährleistung der sicheren Gasversorgung der Gaskunden, insoweit diese netzseitige Aspekte betrifft möglichst auch bei Ausfall einzelner Anlagen oder Leitungen. Die Entscheidung, welcher Grad der netzseitigen Versorgungssicherheit für einzelne Netzteile oder Kunden angestrebt werden soll, kann z.B. auf Basis einer Risikobetrachtung erfolgen. • n-1-Betrachtung³ bei der Anlagen- und Leitungsoptimierung ○ Anlagenoptimierung: Einhaltung des n-1-Kriteriums ○ Leitungsoptimierung: Bewertung der Veränderung der Versorgungssicherheit gegenüber dem Status Quo (Istnetz)

¹ SLP ... Standardlastprofil² RLM ... Registrierte Leistungs-Messung

Die **Ermittlung des Zielnetzes** (vgl. Abbildung 2, 2. *Ermittlung des Zielnetzes*) basiert auf den im 1. Schritt festgelegten Zielnetz Kriterien und umfasst (vgl. Abbildung 3) die *Reduzierung der Anzahl der im Netz befindlichen Gas-Druckregelanlagen (GDRA)* → Anlagenoptimierung, sowie die *Außerbetriebnahme von Leitungen* und die *Nennweitenoptimierung* (Leitungsoptimierung).

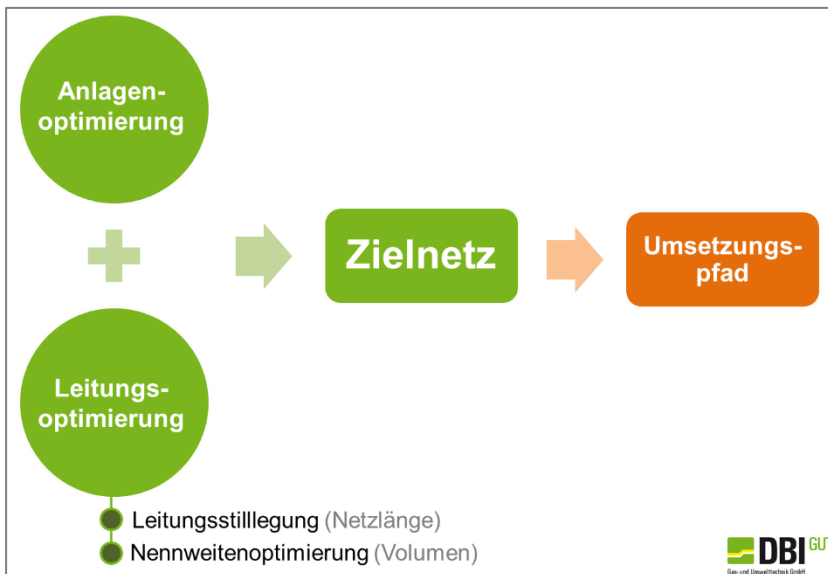


Abbildung 3: Überblick Ermittlung Zielnetz und Umsetzungspfad

Biogasanlagen gewährleistet wird und ggf. Handlungsmaßnahmen zur Aufnahme von Biogas in der Verteilnetzebene abgeleitet.

Das Ziel der **Anlagenoptimierung** ist die Reduzierung der Anzahl der GDRA im Gasverteilnetz vor dem Hintergrund, dass durch den Rückgang der Gasabnahme und damit der sinkenden Auslastung der GDRA die Redundanz der Anlagen verringert werden kann. Dies führt zu einer Erhöhung der Auslastung der verbleibenden GDRA (positiver Effekt auf das PtG-Potenzial, vgl. Abschnitt 4.2 im Kapitel 4 Einspeisung erneuerbarer Gase aus Power-to-Gas-Anlagen (Fokus Wasserstoff)), sowie zur Reduzierung der Kosten für Betrieb und Erneuerung/Investition.

Zur Reduzierung der Anzahl der GDRA werden GDRA ausgewählt, die potenziell außer Betrieb genommen werden können. Ein Kriterium dafür ist z.B. eine niedrige Auslastung. In einem Netzberechnungsprogramm werden die Anlagen außer Betrieb genommen und geprüft, ob benachbarte GDRA sowohl im Normalbetrieb als auch bei Ausfall einzelner GDRA deren Aufgabe übernehmen können und welche netzseitigen Ausbaumaßnahmen dafür ggf. notwendig sind. Im Zuge der Anlagenoptimierung wird der Einspeisung von erneuerbaren Gasen Vorrang gegeben.

Die **Leitungsoptimierung** erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt werden Leitungen, die nicht zur Gasversorgung notwendig sind (z.B. Stichleitungen ohne Abnehmer, redundante Leitungsabschnitte) außer Betrieb genommen (Leitungsstilllegung). Basierend auf dem Ergebnis der Leitungsstilllegung erfolgt im zweiten Schritt die Nennweitenoptimierung. Das Ziel der Nennweitenoptimierung ist die Reduzierung der bestehenden Nennweiten der Leitungen, so dass im Falle einer Erneuerung kleinere Leitungen mit geringeren Investitionskosten eingesetzt werden können. Dazu werden im Netzberechnungsprogramm die Nennweiten stufenweise reduziert, beginnend bei der

³ Anders als die n-1-Sicherheit der SOS-Verordnung (EU-Verordnung Nr. 994/2010 - Gewährleistung der Erdgasversorgungssicherheit der europäischen Länder) wird nicht der Ausfall der größten Netzinfrastruktur betrachtet, sondern der Ausfall jeder einzelnen GDRA/Leitung im Netz.

größten Nennweite der bestehenden Leitungen. Anschließend erfolgt eine Überprüfung des Netzes hinsichtlich der Einhaltung der hydraulischen Grenzwerte im Starklastfall. Bei Leitungsabschnitten, deren Verkleinerung zu einer Unterschreitung der Grenzwerte führt, wird die Optimierung rückgängig gemacht, bei den übrigen Leitungsabschnitten wird geprüft, ob die Nennweite weiter reduziert werden kann. Dieses iterative Vorgehen wird für alle Nennweiten / Leitungsabschnitte angewendet, bis keine Verkleinerung der Nennweiten mehr möglich ist, ohne die hydraulischen Grenzwerte zu unterschreiten. Zur kostenseitigen Optimierung sollte bei der Verkleinerung der Nennweiten auch Inlining als Option betrachtet werden.

Darüber hinaus kann in diesem Schritt auch die Anzahl der verschiedenen Materialien und Nennweitenklassen reduziert werden, um für möglichst wenig Standardnennweiten Leitungen und Armaturen vorhalten zu müssen, was die Ersatzteilverhaltung effizienter gestalten kann.

Die Ergebnisse der Umsetzung der Anlagen- und Leitungsoptimierung werden auf Einhaltung der hydraulischen Grenzwerte und Versorgungssicherheit (bei GDRA) überprüft. Bei Nichteinhaltung erfolgt entsprechend dem 3. Schritt aus Abbildung 2 die **Prüfung und Anpassung der Zwischenergebnisse** (3. Prüfung und Anpassung des Zielnetzes) bis die Vorgaben erfüllt sind (iterativer Prozess).

Eine mögliche Darstellung der Ergebnisse der ZNP in einer Netzkarte ist beispielhaft in Abbildung 6 in Abschnitt 2.2 dargestellt.

Die für die Ermittlung der ZNP notwendigen **technischen Rahmenbedingungen**, umfassen zum einen den Rechennetzplan mit Abnahmedaten eines Starklastfalls⁴ und zum anderen die Randbedingungen anhand derer die ZNP erfolgt. Die technischen Rahmenbedingungen sind in Tabelle 2 detaillierter aufgeführt.

Tabelle 2: Technische Rahmenbedingungen ZNP

Technische Rahmenbedingungen zur Umsetzung	
Technische Voraussetzungen	Grundlegende Festlegungen
- Rechennetzplan Starklastfall⁴ (z.B. STANET®, NEPLAN®) <i>alternativ</i> - GIS- und Verbrauchsabrechnungssystem (Aufbau Rechennetzplan notwendig)	- Zielnetz Kriterien - o Absatz - o Hydraulische Grenzwerte - o Anforderungen an Versorgungssicherheit - Anlagen und Leitungen die nicht verändert werden dürfen - Einzusetzende Leitungstypen (Standardmaterialien und Nennweiten)

Im Anschluss an die Ermittlung des Zielnetzes erfolgt die Planung des **Umsetzungspfades vom Ist- zum Zielnetz**, um die Einzelmaßnahmen zum technisch und wirtschaftlich sinnvollen Zeitpunkt umzusetzen. Hintergrund ist, dass das Zielnetz ein Idealzustand ist, in dem das Netz unter Minimierung der Kosten die definierte Versorgungsaufgabe des festgelegten Betrachtungsjahres

⁴ Definition Starklastfall: Betrachtungstunde mit der maximalen Abnahme im Netzgebiet eines Jahres (oder in Bezug auf mehrere Abrechnungsjahre)

erfüllt. Eine sofortige Umsetzung des Zielnetzes ist aufgrund von wirtschaftlichen und auch technischen Gesichtspunkten deshalb nicht sinnvoll.

Aufgrund der Komplexität der Untersuchung des Umsetzungspfades aus technischer und auch wirtschaftlicher Sicht (unter Beachtung der Anreizregulierung) ist zunächst eine vereinfachte Analyse zur ersten Einordnung der Ergebnisse der ZNP empfehlenswert. Die Altersstruktur des Netzes inklusive GDRA und die Schadensentwicklung des Netzes sind dabei wichtige Daten für die Analyse einer zustands- und ggf. risikoorientierten Ersatzerneuerung des Netzes.

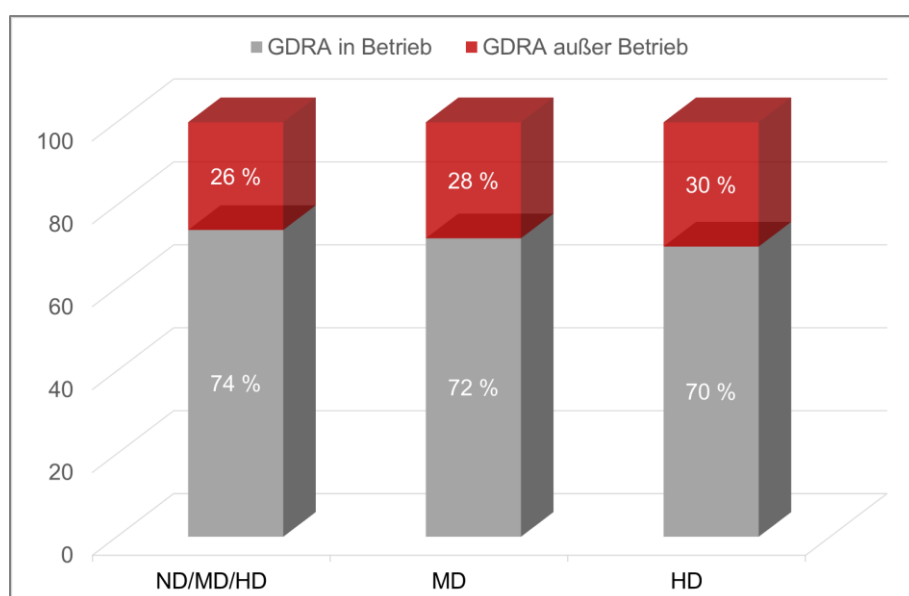
Die Planung des Umsetzungspfades priorisiert die einzelnen Maßnahmen und fasst diese zeitlich und örtlich sinnvoll zusammen. Zielsetzung ist dabei die Minimierung der Risiken in Bezug auf Versorgungssicherheit und Umwelt durch projektbezogene Netzberechnungen (Prüfung der Umsetzung von Baumaßnahmen). Eine Aktualisierung der Zielnetzplanung und des Migrationspfades sollte regelmäßig, z.B. im 5-Jahresturnus, auf Basis der Entwicklung des Netzgebiets, der Gasnachfrage und aktueller leitungsabschnittsbezogener Störungsdaten erfolgen.
[1]

Die **Grenzen der Umsetzung** liegen, neben den technischen Rahmenbedingungen, auch im regulatorischen Rahmen des Betriebs von Gasnetzen. Vor allem im Zuge der Anreizregulierung ist detailliert zu prüfen, inwieweit und zu welchem Zeitpunkt die Reduzierung des Anlagen- und Leitungs-Bestands sinnvoll und welche strategische Umsetzung zu empfehlen ist.

2.2 Potenzial für das Verteilnetz

Das ZNP-Potenzial für das Verteilnetz resultiert aus den Einzelpotenzialen der Anlagen- und der Leitungsoptimierung (Netzlänge, Volumen).

Zu repräsentativen Bewertung der Potenziale für das Verteilnetz wurden die Ergebnisse verschiedener Projekte zum Thema Zielnetzplanung gesichtet und ausgewertet. Die Potenzialauswertung basiert auf den Ergebnissen drei verschiedener Projekte. Den Projekten liegen jeweils Verteilnetze mit unterschiedlichen Druckbereichen (ND/MD/HD, MD und HD) zu Grunde. Die Ergebnisse der drei Projekte (Projekt I - III) sind in Tabelle 3 vergleichend aufgeführt. Durchgeführt wurden diese Projekte von folgenden Unternehmen: Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH **RZVN** [2], DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH **DBI** [1] und Creos Deutschland GmbH **CREOS** [3]. Ein weiteres aktuelles Projekt, welches hier nicht mehr detailliert berücksichtigt werden konnte, hat die MITNETZ GAS durchgeführt [4].



Für die **Anlagenoptimierung** ergeben sich für die drei Projekte ähnliche Ergebnisse. Bis zu 30 % der in den Netzen befindlichen GDRA können nach dem Ergebnis der ZNP außer Betrieb genommen werden. Im Detail variiert die Anlagenreduzierung je nach Netz zwischen 26 % und 30 % (vgl. Abbildung 4 und Tabelle 3).

Abbildung 4: Ergebnis Anlagenoptimierung für verschiedene Verteilnetze

Die **Leitungsoptimierung** beinhaltet zwei wesentliche Ergebnisse, zum einen das Ergebnis der Höhe der möglichen Leitungsstilllegung und zum anderen das Potenzial zur Verringerung der Nennweite bei Neuverlegung/Relining von Leitungen als Ergebnis der Nennweitenoptimierung.

Die Höhe der möglichen **Leistungsstilllegung** beläuft sich im Durchschnitt der drei Projekte auf 7 % (6 % - 8 %, vgl. Tabelle 3). Das Potenzial zur **Reduzierung der Nennweiten** unterliegt hingegen einer großen Spannweite und liegt bei 17 % im HD-Netz, 28 % im MD-Netz und im 82 % ND/MD/HD-Netz. Das hohe Potenzial der Reduzierung der Nennweiten im ND/MD/HD-Netz (Projekt I) ist in dem Projekt auf die Anhebung der Einspeisedrücke zurückzuführen. Höhere Drücke reduzieren den Volumenstrom unter Betriebsbedingungen und ermöglichen somit kleinere Nennweiten, wodurch ein höheres Potenzial bei der Nennweitenreduzierung erzielt werden kann. Die Kosteneinsparung durch Reduzierung der Nennweiten ist gegenüber den Kosten zur Anhebung des Einspeisedrucks zu prüfen.

Das **Ergebnis der Nennweitenoptimierung** (DN unverändert, DN kleiner oder DN größer) aufgeteilt nach den im Netz verlegten Nennweiten ist in Anlehnung an Projekt II und III exemplarisch in Abbildung 5 dargestellt. Demnach können vor allem die größeren Leitungen (mit einer Nennweite 225) in ihrer Nennweite reduziert werden. Nennweitenvergrößerungen ergeben sich dann, wenn durch die Außerbetriebnahme von Leitungsabschnitten oder GDRA die Flusssituation im Netz verändert wird.

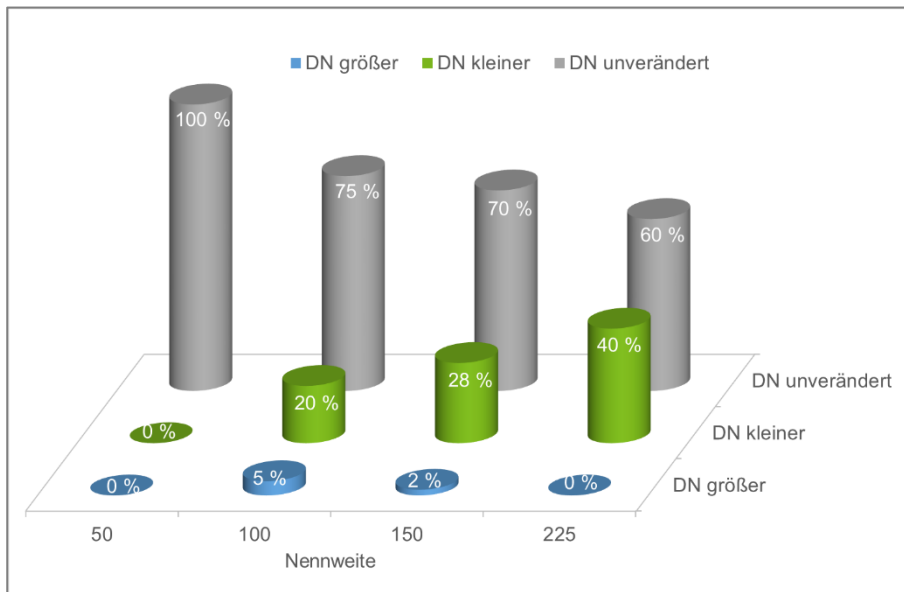


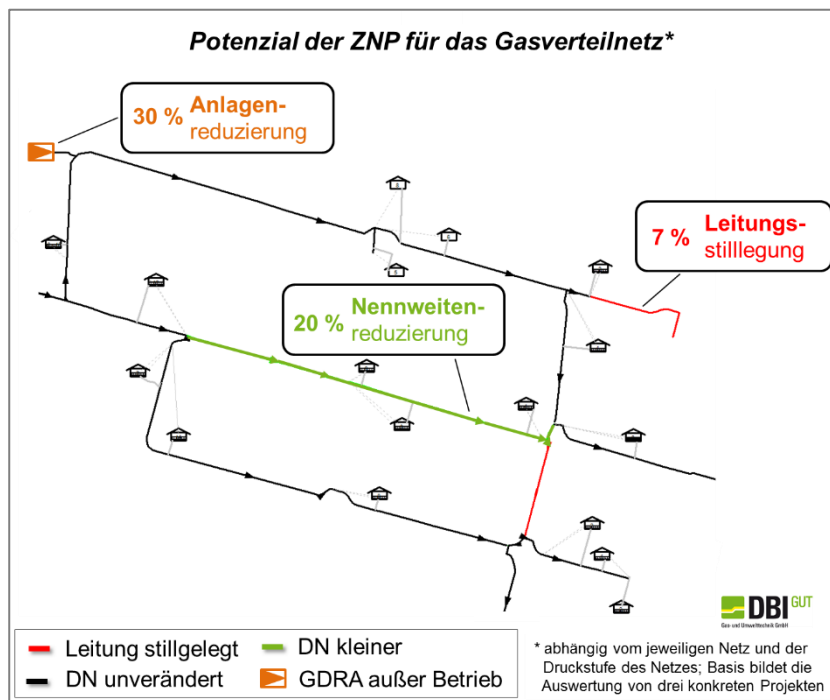
Abbildung 5: Exemplarische Darstellung Nennweitenveränderung durch Nennweitenoptimierung

Das **Gesamtergebnis der Leitungsoptimierung** ist für jedes Projekt in Tabelle 3 grafisch dargestellt. Das hohe Potenzial der Nennweitenreduzierung im ersten Projekt (ND/MD/HD-Netz) führt im Gegensatz zu Projekt II und III dazu, dass der Anteil an Leitungen die nach der ZNP unverändert bleiben, d.h. sowohl als Leitung bestehen als auch in der Nennweite gleich bleiben, mit 7 % sehr gering ausfällt. In Projekt II und III liegt der Anteil der unveränderten Leitungen hingegen bei ca. 65 %.

Tabelle 3: Potenzial ZNP für verschiedene Projekte

Netzdaten, Hinweise und Ergebnis ZNP		Projekt I RZVN 2009 [2]	Projekt II DBI 2016 [1]	Projekt III CREOS 2011 [3]	
NETZDATEN	Druckstufen/Netz	ND/MD/HD	MD-Netz	HD-Netz	
	Netzlänge	ca. 150 km	ca. 2.000 km	ca. 1.700 km	
	Betrachtungsjahr für ZNP	2057	2030	2075	
HINWEISE	Hinweis	Die Anhebung der Einspeisedrücke ermöglicht im Gegensatz zu Projekt II und III eine umfangreiche Nennweitenverkleinerung.	-	Die Ergebnisse bestehen aus Endergebnissen des Projektes <u>und</u> beispielhaften Ergebnissen eines Szenarios vgl. [3] (mit * gekennzeichnet)	
ERGEBNISSE	Reduzierung GDRA		26 %	28 %	≈ 30 %
	Leitungs- optimierung (Leitungs- stilllegung, Nennweiten- optimierung und Leitungs- neubau)	Stilllegung	6 %	8 %	7 %
		DN größer	5 %	-	≈ 5 %*
		DN kleiner	82 %	28 %	≈ 17 %*
		DN unverändert	7 %	64 %	≈ 70 %*
		Summe (Netz ohne Neubau)	100 %	100 %	100 %
		Grafische Darstellung (Leitungs- stilllegung und Nennweiten- optimierung)	Legende		
	■ Stilllegung ■ DN größer ■ DN kleiner ■ DN unverändert				
	ND/MD/HD-Netz MD-Netz HD-Netz				
	Neubau		0 %	0,04 %	1,5 %
	Verringerung Netzvolumen		50 %	30 %	-
Senkung Erneuerungskosten		25 %	55 %	-	

Das **Potenzial für die Optimierung des Gasverteilnetzes** wird auf Basis der Auswertung der drei Projekte von RZVN, DBI und CREOS wie folgt abgeschätzt (vgl. Abbildung 6):



- ≈ 30 % Anlagenreduzierung
- ≈ 7 % Leitungsstilllegung
- ≈ 20 % Nennweitenreduzierung
- ≈ 43 % Leitungen unverändert

Die Werte sind **orientierende Größen** für das Potenzial für das Gasverteilnetz und hängen von der tatsächlichen Netz- und Abnehmerstruktur ab.

Abbildung 6: Potenziale für die Optimierung des Gasverteilnetzes (Symbolbild)

3. Optimierte Druckregelung

3.1 Zielstellung und Konzept

Die im Wesentlichen temperaturabhängigen und durch die Abnehmerstruktur bedingten Gasflüsse im Verteilnetz wirken im Besonderen auf zwei wichtige Aspekte: die Potenziale zur Aufnahme von Gasen aus erneuerbaren Quellen (Biogas, Wasserstoff oder Methan aus Power-to-Gas-Anlagen) und die Höhe der internen Bestellung bzw. den Kapazitätsbedarf beim vorgelagerten Netzbetreiber. Hinsichtlich der beiden genannten Aspekte lassen sich durch eine optimierte Druckregelung positive Effekte erzielen.

Das Prinzip der optimierten Druckregelung von Gasnetzen basiert auf der gezielten Ausnutzung der zulässigen Druckgrenzen des Netzes. Dabei können zwei unterschiedliche Herangehensweisen gewählt werden, welche von dem angestrebten Ziel abhängig sind (vgl. Abbildung 7).

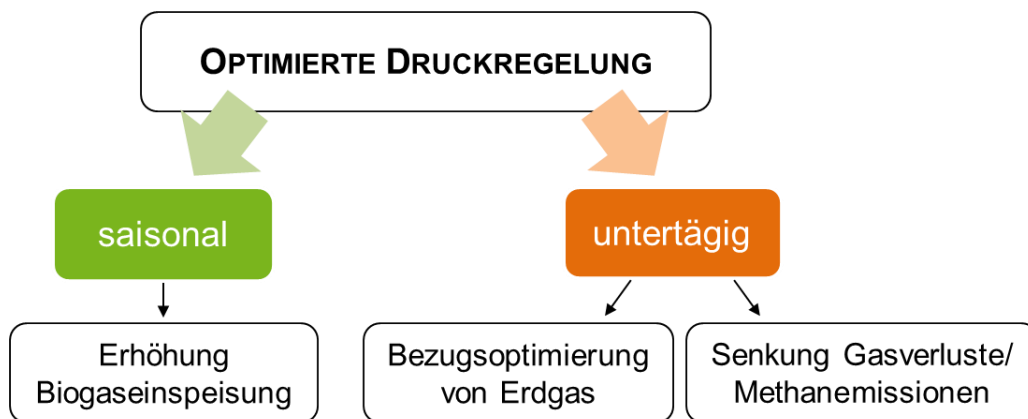


Abbildung 7: Zielstellung optimierte Druckregelung

Die zunehmende Einspeisung von Biogas in die Gasverteilnetze führt dazu, dass Biogas zumindest anteilig in die Transportleitungen eingespeist werden muss (vor allem in den Sommermonaten). Dort sind die Kapazitäten zur Aufnahme von Biogas höher, die Einspeisung allerdings auch mit erhöhtem Verdichtungsaufwand verbunden, was hinsichtlich Investition und Betrieb zu erhöhtem Aufwand führt. Eine Alternative dazu ist die bessere Ausnutzung der Kapazitäten auf Verteilnetzebene durch Einführung der **saisonalen Druckregelung**. Nach bisherigen Erfahrungen ist dabei eine statische, saisonale Druckfahrweise ausreichend, im Vergleich zur dynamischen Druckfahrweise, welche auf die untertägige Druckanpassung abzielt. In Netzgebieten mit Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) können dadurch Verdichtungskosten für die Einspeisung/Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene eingespart werden und die Kapazität des Gasverteilnetzes zur Biogaseinspeisung erhöht werden. Je nach Betrachtungsgebiet kann auch eine zusätzliche Anpassung der Drücke an den Wochenenden notwendig sein, diese erfordert den Einsatz von entsprechender Automatisierungstechnik [5, p. 10].

Konzept Optimierung der Potenziale zur Aufnahme erneuerbarer Gase

Für die Erhöhung der Potenziale zur Aufnahme erneuerbarer Gase wird das mögliche Druckspiel im Gasverteilnetz ausgenutzt, indem gezielt die oberen und unteren zulässigen Druckgrenzen angefahren werden. Dazu werden die Einspeisedrücke der GDRA so reduziert, dass sie unterhalb des Einspeisedruckes der BGEA liegen und somit einerseits die Biogaseinspeisung nicht beschränken, andererseits ein Druckgefälle bzw. einen erhöhten Gasfluss aus dem Bereich der BGEA heraus erzeugen. Auf die Einhaltung der minimal zulässigen Drücke im Netz muss geachtet werden.

Bei der **untertägigen** (dynamischen) **Druckregelung** wird das Netz unter der Ausnutzung der zulässigen Druckgrenzen zur Reduzierung der Bezugsspitzen (Bezugsoptimierung), welche die Grundlage für die interne Bestellung beim vorgelagerten Netzbetreiber bilden, und eine generelle Bezugsglättung zu erzielen, eingesetzt. Die Vergleichmäßigung der Einspeisekapazität reduziert die notwendige Anlagenleistung der GDRA und erhöht deren Vollbenutzungsstunden, wodurch eine wirtschaftlichere Nutzung von GDRA erzielt werden kann.

Des Weiteren kann die untertägige Druckreglung zur Senkung von Methanemissionen durch Reduzierung von Gasverlusten eingesetzt werden. Je nach Zielstellung ist die Fahrweise entsprechend auszulegen.

Das Ziel bei der untertägigen (dynamischen) Druckfahrweise ist die **Bezugsoptimierung** von Erdgas durch Reduzierung der Bezugsspitzen, unter Beachtung der vorrangigen Einspeisung der EE-Gasen, welche durch die Substitution von Erdgas bereits einen Beitrag zur Bezugsglättung leisten. Die Glättung des Tageslastgangs kann durch die gezielte Nutzung des Netzpuffers erfolgen. Aus technischer Sicht ermöglicht die Reduzierung der Bezugsspitze die Senkung der Kosten für die interne Bestellung, auch wenn der aktuelle regulatorische Rahmen das noch nicht hergibt.

Konzept Bezugsoptimierung

Für die Senkung der Bezugsspitze ist eine verminderte Einspeisung von Gas in der betreffenden Abnahmestunde notwendig. Aus diesem Grund ist die Gaseinspeisung von der Gasabnahme soweit wie möglich zu entkoppeln. Das Gasnetz wird dabei zur Glättung der Tagesganglinie in abnahmeschwachen Zeiten aufgepuffert, indem mehr Erdgas eingespeist als in der entsprechenden Zeit abgenommen wird. Dieser Netzpuffer wird in den darauffolgenden Stunden mit hoher Gasabnahme zusammen mit dem Erdgasbezug zur Versorgung der Gaskunden genutzt und dadurch wieder abgebaut.

Eine andere Anwendung der untertägigen (dynamischen) Druckfahrweise ist, bedarfsgesteuert den Betriebsdruck zu reduzieren, um Gasverluste durch Leckagen zu minimieren und somit die **Reduzierung von Methanemissionen** im Gasnetz zu ermöglichen. Die Höhe des Gasaustrittes und dementsprechend der Methanemissionen des Gasnetzes ist druckabhängig. Mit geringeren Betriebsdruck wird weniger Gas/Methan emittiert. Durch den Einsatz der untertägigen Druckregelung kann der Betriebsdruck (Ausgangsdruck GDRA) reduziert werden, wodurch eine gezielte Senkung der Gasverluste/Methanemissionen möglich ist. In Zeiten mit geringer Gasabnahme

(abnahmeschwachen Zeiten, vor allem in den Nachtstunden) kann der Versorgungsdruck im Netz reduziert werden, da trotz verminderten Betriebsdruck die hydraulischen Grenzwerte eingehalten werden können. Die Reduzierung des Betriebsdrucks ist in Zeiten mit hoher Gasabnahme hingegen in der Regel nicht möglich. Dieses Verfahren der untertägigen (dynamischen) Druckfahrweise wird bereits bei dem Gasunternehmen National Grid in Großbritannien angewendet. Das Gasunternehmen Alliander AG aus den Niederlanden haben ebenfalls ein System zur Druckregelung entwickelt und im Labor getestet, der Feldtest steht noch aus. [5, pp. 21, 23]

Konzept Senkung Gasverluste/Methanemissionen

Das Prinzip basiert auf der Überwachung von Druckmesspunkten an neuralgischen Punkten im Netz, an denen der Druck gemessen wird. Der Ausgangsdruck der GDRA wird durch eine automatische oder fernsteuerbare Regelung so weit reduziert, dass der minimal zulässige Druck im Netz nicht unterschritten wird.

Die für die Umsetzung der saisonalen oder untertägigen Druckregelung notwendigen technischen Rahmenbedingungen, nach bisherigem Kenntnisstand, sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Technische Rahmenbedingungen optimierte Druckregelung

Technische Rahmenbedingungen zur Umsetzung	
Grundlegende Festlegungen	Technische Voraussetzungen
- Hydraulische Grenzwerte - zulässige Minimaldruck ($p_{\min}$), - zulässige Maximaldruck ($p_{\max}$) und - zulässige Fließgeschwindigkeit ($v_{\max}$) - Maximale Drücke und einzuspeisende Mengen der BGEA - GDRA die nicht in ihrem Ausgangsdruck verändert werden dürfen - Zielstellung (ggf. Kombination von mehreren Zielen, Prüfung der Möglichkeiten der Umsetzung notwendig)	- Rechennetzplan (z.B. STANET®, NEPLAN®) - Analyse des Netzes - Ermittlung der im Druck zu steuernden GDRA - Anpassung Ausgangsdrücke GDRA saisonal: manuelle Anpassung der Drücke an bestehenden GDRA untertägig: <u>Umrüstung</u> GDRA auf automatische oder fernsteuerbare Regelung (elektropneumatische Regelung)

3.2 Potenzial für das Verteilnetz

Je nach Zielstellung (Erhöhung Biogaseinspeisung, Bezugsoptimierung von Erdgas, Senkung Gasverluste) kann die Druckreglung von GDRA modifiziert werden um einen optimierten Betrieb der Verteilnetze zu erreichen. Aus den unterschiedlichen Anwendungsgebieten ergeben sich weitere Vorteile für den Betrieb der Gasinfrastruktur (vgl. Abbildung 8).

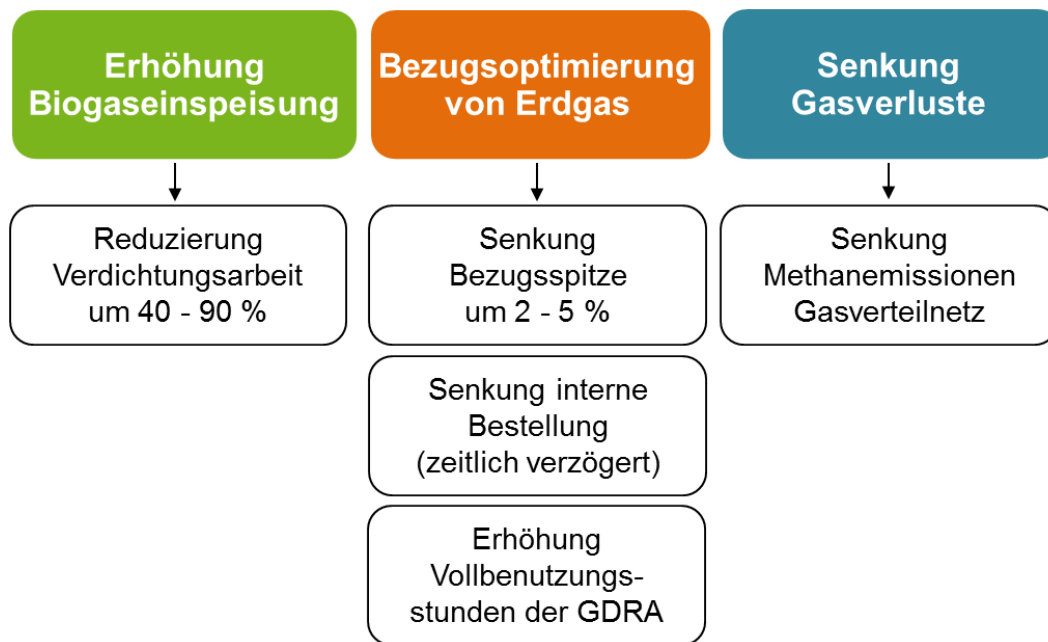


Abbildung 8: Effekte und Potenzial der optimierten Druckreglung [6], [1]

Die durch die saisonale Druckreglung mögliche **Erhöhung der Biogaseinspeisung** ins Gasverteilnetz ist in Abbildung 9 dargestellt. Im Vergleich zum Status Quo (Biogaseinspeisung ohne Anpassung der Druckregelung) ist deutlich sichtbar, dass die Versorgung der Gaskunden (rote Linie) auch durch den Bezug von Erdgas (blaue Fläche) erfolgt. Eine statische Anpassung der Drücke der GDRA in der Nähe der BGEA ermöglicht im Schwachlastfall⁵ die vorrangige Einspeisung von Biogas (grüne Fläche) ins Gasverteilnetz, ohne zusätzlichen Bezug von Erdgas. Der Anteil von Biogas, der nicht im Gasverteilnetz aufgenommen werden kann (grau/schwarz schraffierte Fläche) und dadurch in das vorgelagerte Netz verdichtet werden muss reduziert sich deutlich. Bei Anwendung der saisonalen Druckfahrweise ist je nach gewählten Parametern, eine Reduzierung der notwendigen Verdichtungsarbeit um 40 % bis 90 % möglich [6].

⁵ Definition Schwachlastfall: Betrachtungsstunde mit der minimalen Abnahme im Netzgebiet eines Jahres (oder in Bezug auf mehrere Abrechnungsjahre)

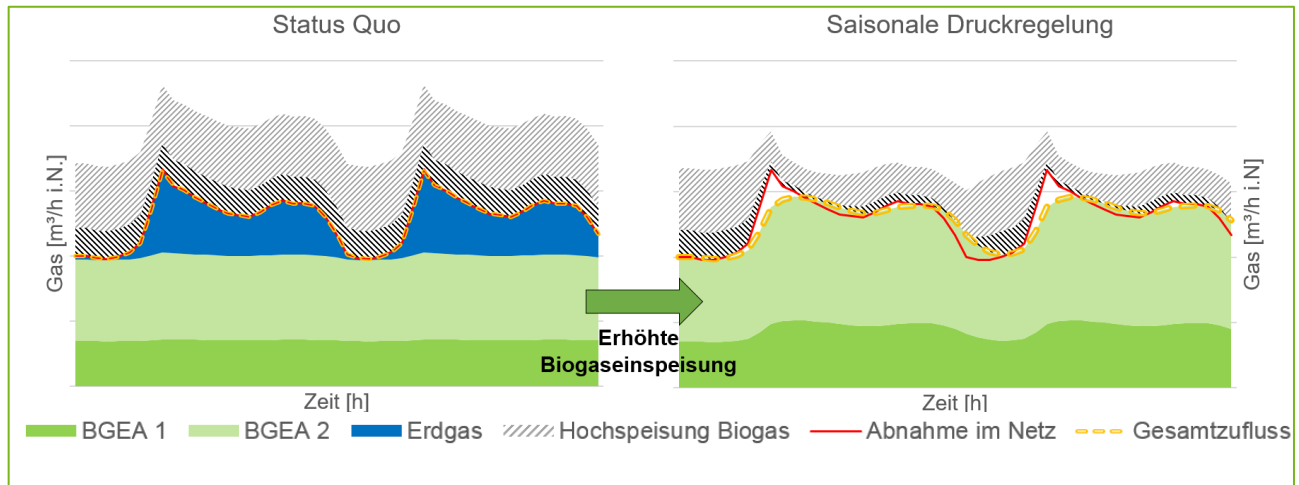


Abbildung 9: Effekt der saisonalen Druckregelung (Biogaseinspeisung)

Die abnahmebezogene Fahrweise von GDRA im Verteilnetz kann wie im betrachteten Modellnetz des Projektes „Dynamische Druckfahrweise“ in der stündlichen Betrachtung zur vollständigen Übereinstimmung von Gaseinspeisung (gelbe Linie) und -verbrauch (rote Linie) führen (Status Quo, vgl. Abbildung 10). Für die Senkung der Bezugsspitze (**Bezugsoptimierung**) ist eine verminderte Einspeisung von Gas in der betreffenden Stunde notwendig. Durch den Aufbau des Netzpuffers in den abnahmeschwachen Zeiten kann die Abnahme in der Starklaststunde reduziert werden (vgl. Abbildung 10, untertägige Druckregelung). In bisherigen Projekten [6], [1] konnte eine theoretische Senkung der Bezugsspitze um 2 bis 5 % ermittelt werden.

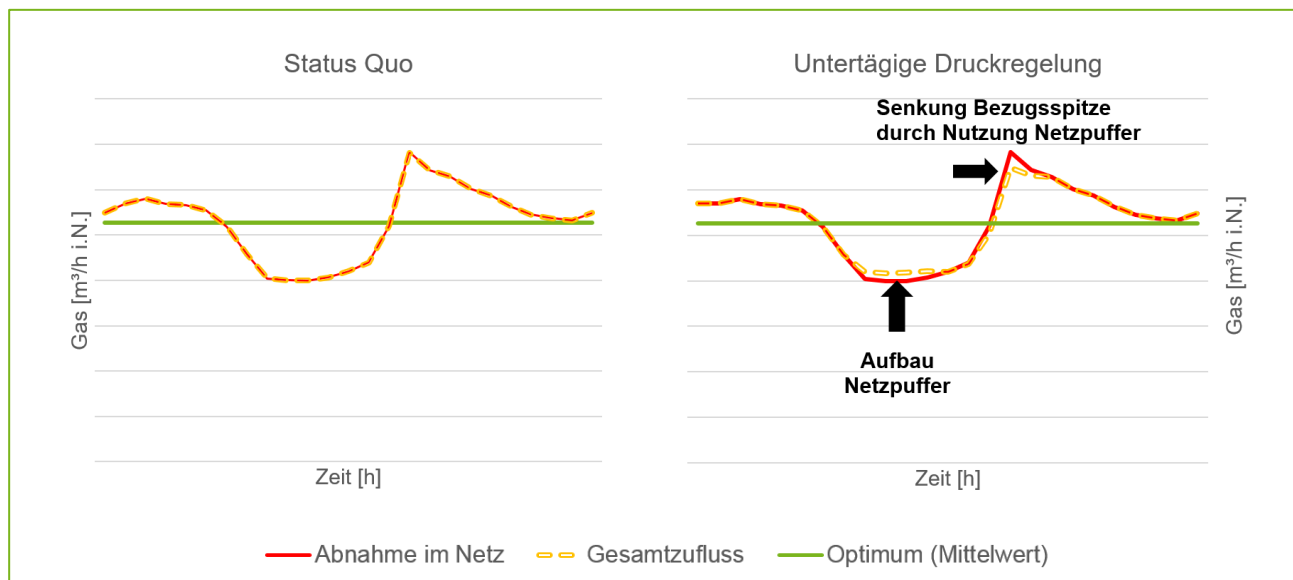


Abbildung 10: Effekt der untertägigen Druckregelung (Bezugsoptimierung)

Die interne Bestellung wird auf Basis von historischen Lastgängen der GDRA berechnet. Die Ermittlung der internen Bestellung basiert auf § 11 KoV IX, sowie den darin benannten §§ 13 und 14 vgl. [7, p. 35ff]. Der Effekt der Umstellung eines Netzes/Netzgebiets auf untertägige Druckregelung, kann verzögert (frühestens nach einem Jahr und komplett nach 36 - 48 Monaten,

nach angepasster Druckregelung der GDRA) positiven Einfluss auf die interne Bestellung nehmen. Die veränderten Lastgänge (vor allem Reduzierung der Bezugsspitzen) gehen in die jährliche Ermittlung der internen Bestellung ein, wodurch eine Senkung der internen Bestellung erzielt wird.

Neben dem positiven Effekt der Reduzierung der Gasverluste durch die untertägige Druckregelung ist auch die damit verbundene **Senkung der Methanemissionen** des Gasverteilnetzes von Vorteil. Im Vergleich zur Erneuerung von Leitungen mit hohem Schadensaufkommen oder dem Relining dieser Leitungen, ist die Umsetzung der untertägigen Druckregelung kurzfristiger und kostengünstiger umsetzbar. Die untertägige Druckregelung kann nur zu Zeiten mit geringer Gasabnahme (abnahmeschwachen Zeiten, vor allem in den Nachtstunden) angewendet werden, wodurch der Effekt der Reduzierung der Gasverluste durch die untertägige Druckregelung wahrscheinlich geringer als durch Leitungserneuerung/Relining ist. [5]

4. Einspeisung erneuerbarer Gase aus Power-to-Gas-Anlagen (Fokus Wasserstoff)

4.1 Zielstellung und Konzept

Die Möglichkeit der Umwandlung von überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien in Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4) ist eine Variante um Überschussstrom zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zu verstromen oder in anderen Sektoren, z.B. Wärme oder Mobilität, zu nutzen. Bei netzdienlichem Einsatz der Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) können Stromnetzüberlastungen vermieden und stromseitiger Netzausbau reduziert werden.

In den letzten Jahren wurden, u.a. im Rahmen der DVGW-Innovationsforschung, zahlreiche Studien zur Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz und zum Nutzen von PtGA initiiert (<http://www.dvgw-innovation.de/die-offensive/veroeffentlichungen/>). Zudem sind seit 2012 die ersten PtGA der bis dahin initiierten Pilot- und Demonstrationsprojekte im Einsatz. Ziel ist es Erfahrungen mit dem Betrieb der PtGA und der Weiternutzung von H_2 oder CH_4 (u.a. der Einspeisung des erzeugten Gases in die Gasnetze) zu generieren. Im Jahr 2016 sind 28 Pilot- und Demonstrationsprojekte, davon 6 PtGA mit anschließender Einspeisung von H_2 und 2 PtGA mit anschließender Einspeisung von CH_4 , in Betrieb [8].

Für die **Planung einer PtGA** spielen vor allem der vorgesehene Anlageneinsatz und der Standort eine wichtige Rolle. Soll die Anlage netzdienlich für das Stromnetz eingesetzt werden, ist der optimale Standort stromseitig zu ermitteln. Gasseitig ist dann zu prüfen, ob die stromseitig benötigte Leistung im Form von H_2 oder CH_4 im Bereich des Anlagenstandorts in das Gasnetz eingespeist werden kann. Um gasseitig eine ausreichende Leistung dem Stromnetz zur Verfügung stellen zu können ist eine Anlagenoptimierung, mit dem Ziel der Zusammenlegung von GDRA und zur Erhöhung des Potenzials, sinnvoll. Durch die Erhöhung der Auslastung an den verbleibenden GDRA im Netz (vgl. Kapitel 2 Zielnetzplanung, Anlagenoptimierung) ergibt sich an den GDRA-Standorten ein höheres Einspeisepotenzial für H_2 bzw. CH_4 .

Eine Einspeisung von H_2 hat den Vorteil, dass keine dem Elektrolyseur nachgeschaltete Methanisierung erforderlich ist, was die Kosten der Anlage reduziert. Die Methanisierung hat den Vorteil, dass die Einspeisung im Wesentlichen keinen begrenzenden Faktoren hinsichtlich der Gasbeschaffenheit unterliegt und daher deutlich größere Anlagenleistungen an einem Standort möglich sind. Nachteilig sind die zusätzlichen Wirkungsgradverluste durch die Methanisierung.

Neben der, sowohl für H_2 als auch CH_4 , begrenzenden Kapazität des Gasnetzes, in welches eingespeist werden soll (Einspeisung und Auslastung, abhängig vom standortspezifischen Erdgaslastfluss), ist der wesentliche begrenzende Faktor für die Einspeisung von Wasserstoff der zulässige Grenzwert für die Wasserstoffkonzentration (abhängig von dem Element mit dem geringsten zulässigen Grenzwert im zu versorgenden Erdgasnetz, vgl. Tabelle 5, Tabelle 6 und Abbildung 12).

Eine **Übersicht der technischen Rahmenbedingungen** für die Wasserstoff- und Methaneinspeisung ist in Tabelle 5 zusammengestellt.

Tabelle 5: Technische Rahmenbedingungen für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen aus PtG

	Wasserstoff (H₂)	Methan (CH₄)
Technische Voraussetzungen	Anlagenkonzept (vgl. Abbildung 11) - Wasserstofferzeugung (Elektrolyse + Nebenanlagen) - Wasserstoffeinspeiseanlage - HD-Verdichter (abhängig vom Netz) - Druckabsicherung - Sicherung Gasbeschaffenheit - Gasmessung - ggf. Odorierung Anforderungen an die Einspeisung - ausreichende Mischzone - Vermeidung von unzulässiger Wasserstoffanreicherung (z.B. in Pendelzonen) - keine Aufbereitung, keine Konditionierung und i.d.R. keine Odorierung⁶ notwendig (H₂ wird als Zusatzgas eingespeist)	Anlagenkonzept - Wasserstofferzeugung (Elektrolyse + Nebenanlagen) - Methanisierung - Methanisierungsanlage - Kohlenstoffdioxid-Quelle⁷ - Einspeiseanlage - Verdichter (abhängig vom Netz) - Druckabsicherung - Sicherung der Gasbeschaffenheit - Gasmessung - Odorierung - ggf. Konditionierung Anforderungen an die Einspeisung - Odorierung notwendig - Der Umfang der Konditionierung hängt von der Einhaltung der 2 %-Grenze (G 685) ab.⁸
Technische Randbedingungen	- Einhaltung der Regeln und Normen des DVGW (G 260, G262, G 265-3 (M), G 685, ...) - Wasserstofftoleranz der Elemente im Erdgasnetz (vgl. Abbildung 12) - Einhaltung Zumischgrenzen gemäß dem aktuellen Stand der Technik und dem DVGW-Arbeitsblatt G 262	- Einhaltung der Regeln und Normen des DVGW (G 260, G 685, ...) - Kohlenstoffdioxidquelle notwendig

Die bestehende Erdgasinfrastruktur in Deutschland ist weitgehend für die Einspeisung von bis zu ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet. [9, p. 24] Ausnahmen für eine Zumischung von 10 Vol.-% H₂ bilden nach derzeitigen Kenntnisstand die in Tabelle 6 aufgeführten Elemente (unterteilt in Gasverteil- und Gastransportnetz). Nach DVGW-Arbeitsblatt G 262 wird ein Wasserstoffgehalt im einstelligen Prozentbereich im Erdgas auf Basis aktueller Untersuchungen als unkritisch eingeschätzt [10, p. 17].

⁶ Einzelfallprüfung erforderlich

⁷ Kohlenstoffdioxid-Quellen können Biogasanlagen oder Kraftwerksprozesse sein [8, p. 126ff]. Vor der Nutzung für die Methanisierung ist die Aufbereitung des CO₂ notwendig (Entfernung von Störstoffen z.B. Halogene, Staub, Stickstoff). Die Aufbereitung ist von den Anforderungen des zur Methanisierung eingesetzten Katalysators abhängig.

⁸ Einzelfallprüfung, Einhaltung der 2 %-Grenze nach DVGW Arbeitsblatt G 685 [9]

Es ist jedoch zu beachten, dass für jedes Netz eine Einzelfallprüfung notwendig ist und das Element mit der niedrigsten Wasserstofftoleranz maßgebend bei der Festlegung der tatsächlich möglichen Zumischgrenze im Netz ist, bzw. alternative Lösungen entwickelt werden müssen (z.B. Bildung neuer Brennwertzonen).

Tabelle 6: H₂-Toleranz (< 10 Vol.-% H₂) ausgewählter Elemente im Gasverteil- und –transportnetz, nach [10, p. 17], [9, p. 106]

Gasverteilnetz	Gastransportnetz
• CNG1-Tanks in Erdgasfahrzeugen Begrenzung der Wasserstoffeinspeisung nach DIN 51624 auf 2 Vol.-% • Sonderabnehmer Prüfung und Einhaltung der Anforderungen	• Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern Limitierung des H₂-Anteils durch Gasturbinenhersteller auf 1 - 5 Vol.-% • Prozessgaschromatographen Erweiterung/Anpassung auf Wasserstoffanalyse notwendig • Untertageporenspeicher Es besteht Forschungsbedarf hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit • Sonderabnehmer Prüfung und Einhaltung der Anforderungen • Grenzüberschreitender Gastransport Internationale Vorgaben bzw. Vorgaben des jeweiligen Landes sind zu beachten

In Abbildung 12 sind die derzeitigen Wasserstofftoleranzen ausgewählter Elemente des Gasnetzes (auf Basis aktueller Untersuchungen) untergliedert nach den Bereichen Transport, Gasspeicher, Mess- und Regelungstechnik (M&R), Verteilung und Anwendung, dargestellt. Für den Bereich 0 - 70 Vol.-% H₂ im Erdgas ist für jedes Element der Zumischbereich, in dem die Zumischung von H₂ unbedenklich ist, grün gekennzeichnet. Der Bereich an Zumischung von H₂, für den noch Anpassungs- und Regelbedarf besteht, ist gelb und der Bereich, für den Forschungs- und Untersuchungsbedarf besteht, blau gekennzeichnet.

Bei der Einspeisung von H₂ ins Gasnetz (bis zu max. 10 Vol.-% H₂, Einzelfallprüfung) ergeben sich gegenüber der Biogaseinspeisung in den Bereichen **Gasaufbereitung**, **Sicherheitsanforderung** und **Mess- und Regelungstechnik** Unterschiede, welche im Folgenden kurz erläutert werden. Die Methaneinspeisung ist, durch die ähnliche Gasbeschaffenheit von CH₄ und aufbereitetem Biogas, im Wesentlichen der Biogaseinspeisung gleichzusetzen und wird hier nicht weiter betrachtet.

Anforderungen an die Wasserstoffeinspeisung im Vergleich zur Biogaseinspeisung:

- Gasaufbereitung
 - Im Gegensatz zur herkömmlichen Biogaseinspeisung (alternative Möglichkeiten vgl. Kapitel 5) ist durch die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas (bis max. 10 Vol.-% H_2) keine Konditionierung und i.d.R. keine Odorierung notwendig.
- Sicherheitsanforderungen
 - Es ergeben sich für die Wasserstoffeinspeiseanlage (100 Vol.-% H_2) höhere Anforderungen an den Ex-Zonen-Bereich und die eingesetzten Anlagenkomponenten. (Biogas: Ex e IIA T4; Wasserstoff: Ex e IIC T4)
 - Für die Gasgemische bis zu 10 Vol.-% H_2 , kann die Ermittlung der Ex-Zonen weiterhin nach den Vorgaben des DVGW-Merkblatts G 442 (M) [11] erfolgen.
 - Für den Bereich der Wasserstofferzeugungs- und -einspeiseanlage (100 Vol.-% H_2) müssen andere (bereits etablierte) Modelle zur Ex-Zonen-Ermittlung herangezogen werden.
- Mess- und Regelungstechnik
 - Zur Einhaltung der maximalen Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz und der Brennwertabrechnung nach DVGW Arbeitsblatt G 685 [12], sind die Messung des Grundgasstroms von Erdgas und die darauf abgestimmte Zumischung von H_2 notwendig.
 - Durch die Schwankungen des Erdgasstroms und der notwendigen Einhaltung der Zumischgrenze ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Steuerungs- und Regelungstechnik.

Das Anlagenkonzept zur Wasserstoffeinspeisung ist schematisch in Abbildung 11 dargestellt und deren einzelnen Anlagenkomponenten in Tabelle 5 aufgeführt.

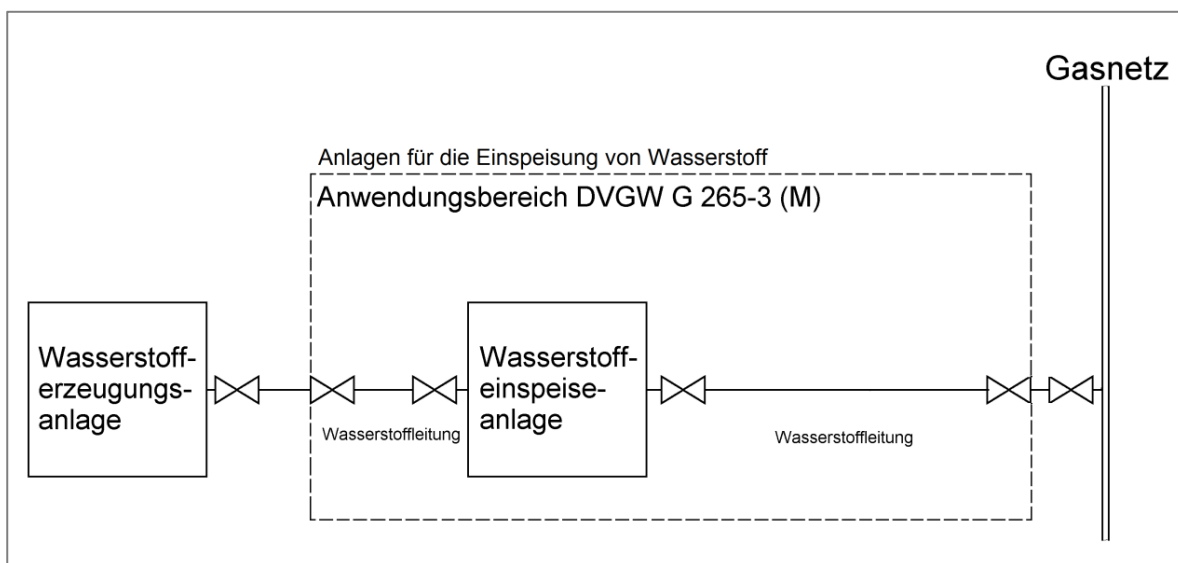
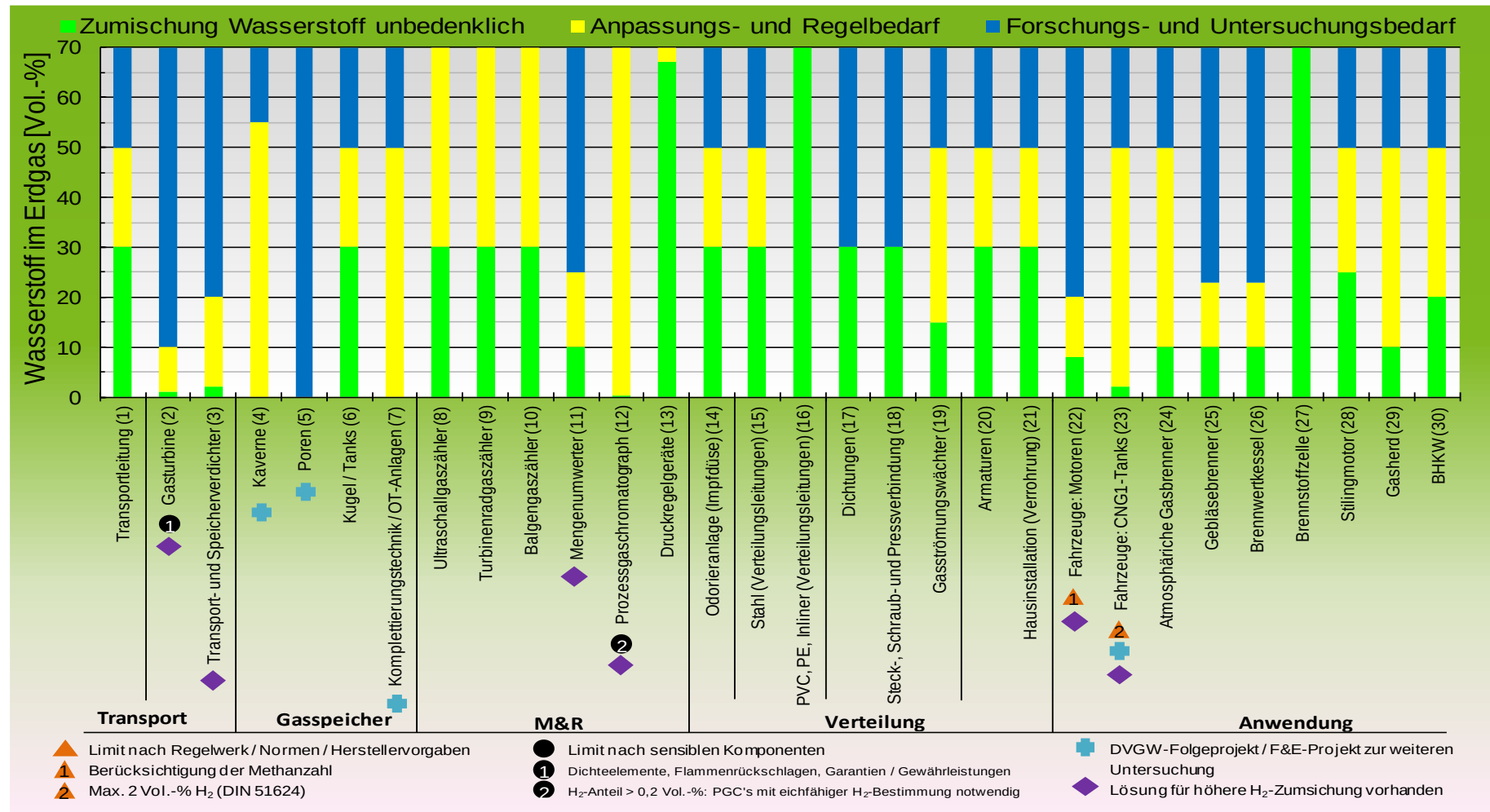


Abbildung 11: Schema der Einspeisung von Wasserstoff nach DVGW G 265-3 (M), [13, p. 7]


Abbildung 12: Überblicksmatrix: H₂-Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz [9, p. 106]

4.2 Potenzial für das Verteilnetz

Der mögliche Nutzen von Power-to-Gas für die zukünftigen Herausforderungen der Stromnetze wurde 2014 und 2015 im Rahmen von zwei DVGW-Studien (2014: Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie [14]; 2015: Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze [15]) untersucht.

Die politischen Ziele sehen zukünftig stark steigende Anteile aus Erneuerbaren Energien (EE) erzeugten Strom am Bruttostromverbrauch vor. Die Integration der zunehmenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen führt vor allem in den Stromverteilnetzen zu einem hohen Ausbaubedarf. Verschiedene Studien (z.B. [16]) gehen bei hohen Anteilen von EE davon aus, dass Speicher zur Aufnahme von überschüssigem Strom und zur Überbrückung von Zeiten ohne erneuerbare Stromeinspeisung benötigt werden.



Abbildung 13: Potenziale und Einsatzfelder von Power-to-Gas in der Verteilnetzebene

Der Einsatz von PtGA auf Verteilnetzebene kann sich, vor allem bei einer hohen Durchdringung von EE und zunehmenden Netzengpässen, positiv auf die Integration von EE auswirken und den Bedarf an stromseitigen Netzausbau reduzieren (Betrachtungsjahr 2033 und 2050; vgl. [15, p. 59ff]). Die Kopplung von Strom- und Gasnetz auf niedriger Ebene (NS-Ebene) ermöglicht bei netzdienlichen Einsatz auch eine signifikante Reduzierung des Ausbaubedarfs in den überlagerten Netzen, wodurch diese bei der Planung und Umsetzung berücksichtigt werden sollte.

In Abbildung 13 sind die Potenziale und Einsatzfelder von Power-to-Gas in der Verteilnetzebene dargestellt. Neben der Möglichkeit der Einspeisung von H_2 ins Erdgasverteilnetz kann H_2 auch z.B. in der Mobilität genutzt werden.

Derzeit sind vor allem Erdgasfahrzeuge und deren Tanks der begrenzende Faktor im Gasverteilnetz, diese begrenzen die Zumischung von H_2 auf 2 Vol.-%. Zur Nutzung der Potenziale im Erdgasverteilnetz ist die Erweiterung der zulässigen Zumischgrenzen von H_2 notwendig. Für das Betrachtungsjahr 2050 wird von einer Zumischgrenze von bis zu 15 Vol.-% H_2 ins Erdgasnetz ausgegangen [15, p. 37]. Dazu sind langfristig die Elemente im Gasnetz umzurüsten bzw. im Rahmen von Erneuerungsmaßnahmen auszutauschen, so dass die Wasserstoffverträglichkeit durch die Elemente im Erdgasnetz gewährleistet wird. Die Anforderungen der Sonderabnehmer sind durch Einzelfallprüfung zu beachten.

Die Kopplung von Strom- und Gasnetzen mittels Power-to-Gas lässt sich derzeit noch nicht wirtschaftlich darstellen. Die zukünftige Nutzung des Potenzials hängt maßgeblich von der Reduzierung der Kosten für PtGA (für das Verteilnetz liegt der Fokus auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis ca. 0,5 MW) und der Schaffung von Rahmenbedingungen, die den Einsatz von Smart-Grid-Technologie, Kopplungselementen und Speichern im Netzbetrieb ermöglichen, durch die Politik, ab. [14], [15]

5. Minimierung LPG-Einsatz

5.1 Zielstellung und Konzept

Die Gasversorgung mit Biogas und Erdgas erfordert die Umsetzung der Vorgaben aus den Arbeitsblättern des DVGW, insbesondere G 260 [17], G 262 [10] und G 685 [12]. Neben der Einhaltung der brenntechnischen Größen (Wobbeindex, relative Dichte u. a.) entsprechend dem Arbeitsblatt G 260 dürfen die mittleren Brennwerte der eingespeisten Gase im Abrechnungszeitraum um nicht mehr als 2 % vom Abrechnungsbrennwert abweichen (vgl. DVGW Arbeitsblatt G 685).

Die Aufbereitung und Konditionierung des Biogases auf den Brennwert des im Netz befindlichen Erdgases durch Einsatz von Flüssiggas (LPG - 95 % Propan und 5 % Butan nach DIN 51622) bietet eine Möglichkeit die Anforderungen des DVGW-Regelwerkes einzuhalten. Diese Verfahren ist mit hohen anlagentechnischen Aufwand, hohen Kosten für das zu dosierte Flüssiggas, sowie die Verschlechterung des CO₂-Emissionsfaktors des entstehenden Gases verbunden.

Konditionierung mit Flüssiggas

- Zur Einhaltung der 2 %-Grenze wird der Brennwert des Biogases auf den Brennwert des Erdgases mittels Konditionierung eingestellt

Die Umsetzung einer regelkonformen Biogaseinspeisung kann generell auch durch folgende Verfahren realisiert werden (vgl. Abbildung 14):



Abbildung 14: Möglichkeiten zur Minimierung LPG-Einsatz

Die Konzepte der vier Verfahren zur Minimierung des LPG-Einsatzes, deren Voraussetzungen zur Umsetzung, sowie deren Anwendbarkeit auf der Verteilnetz- und Transportnetzebene und der Einschätzung der Eignung für Ein- oder Mehrseiteneinspeisung sind nachfolgend je Verfahren tabellarisch beschrieben.

5.1.1 Biogas als Zusatzgas

Tabelle 7: Biogas als Zusatzgas

	Biogas als Zusatzgas
Konzept	- Bei Zusatzgas (Biogas) handelt es sich um ein Gasgemisch, das sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas (Erdgas) unterscheidet. [17, p. 10] - In begrenzter Menge kann das Zusatzgas dem Grundgas zugesetzt werden insoweit das Brennverhalten ähnlich ist. [17, p. 10]
Voraussetzung	- Einspeisung nah am Übergabepunkt vom vorgelagerten Netz (Gewährleistung gerichteter Gasfluss) <u>oder</u> direkt in Transportleitung - Anteil Einspeisung Biogas gegenüber Erdgas ist gering <u>oder</u> ähnlicher Brennwert Biogas und Erdgas
Bewertung Einsatzbarkeit (Verteilnetz, Transportleitung, Einseiteneinspeisung, Mehrseiteneinspeisung, Konditionierung mit LPG)	für Verteilnetzebene nicht geeignet: Einspeisung Biogas als Zusatzgas aufgrund Schwankungen im Gasabsatz kaum möglich [18, pp. 59f, 64] Transportleitung geeignet: Vorteil hoher kontinuierlicher Grundgasstrom Einseiteneinspeisung geeignet: keine Probleme hinsichtlich Gasabrechnung zu erwarten Mehrseiteneinspeisung ungeeignet: Einspeisung Biogas als Zusatzgas aufgrund Gasabrechnung eher ungeeignet keine Konditionierung mit LPG notwendig

5.1.2 Biogas als Grundgas

Tabelle 8: Biogas als Grundgas

	Biogas als Grundgas
Konzept	• Nutzung des aufbereiteten und ggf. teilkonditionierten Biogases als Grundgas durch Herabsetzung des Abrechnungsbrennwertes und die Bildung einer separaten Brennwertzone (hydraulische Trennung vom restlichen Netz). • Die Einrichtung einer Biogas-Brennwert-Zone kann, je nach den Versorgungsbedingungen, ganzjährig oder saisonal vorgenommen werden. • Biogaseinspeisung < Gasabnahme => ergänzende Einspeisung von mit Stickstoff <u>oder</u> Luft konditioniertem Erdgas⁹ (Austauschgas) notwendig • Biogaseinspeisung > Gasabnahme => Nutzung Speicherkapazität des Netzes / Netzpuffer (bei geringen Mengen) oder Konditionierung des Biogases und Rückspeisung in das vorgelagerte Netz notwendig (bei großen Mengen) • Für jedes Netz ist die Gegenüberstellung von Aufwand und Nutzen notwendig. • Die Prüfung und Auswahl eines passenden Versorgungszeitraumes in dem saisonal eine Biogas-Brennwert-Zone sinnvoll ist, notwendig. (Sommermonate vorrangig geeignet)
Voraussetzung	• Einspeisemenge Biogas $\approx$ Abnahmemenge Gaskunden • Wechsel des Grundgases erfordert zusätzliche Abrechnung [12]
Bewertung Einsatzbarkeit (Verteilnetz, Transportleitung, Einseiteneinspeisung, Mehrseiteneinspeisung, Konditionierung mit LPG)	• für Verteilnetzebene geeignet • für Transportleitung nicht geeignet: Voraussetzung kann nicht eingehalten werden • für Einseiteneinspeisung und Mehrseiteneinspeisung geeignet: Voraussetzung muss erfüllt werden • keine Konditionierung mit LPG notwendig

⁹ Bei der Konditionierung mit Luft erhöht sich der Sauerstoffanteil im Gas. Durch in den Biogasbegleitstoffen ggf. enthaltene Feuchtigkeit kann dies zu (erhöhter) Korrosion im Netz führen.

5.1.3 Ausnutzen der 2 %-Grenze

Tabelle 9: Ausnutzen der 2 %-Grenze

	Ausnutzen der 2 %-Grenze
Konzept	• Das Ausnutzen des Bereiches der 2 %-Grenze ist grundsätzlich möglich, da es sich nicht um Verkehrs- oder Eichfehlergrenzen gemäß der Eichordnung EO § 33 handelt [19]. • Regelkonforme Umsetzung (ohne die 2 %-Grenze zu überschreiten) ist durch Anfahren der 1 %- oder 1,5 %-Grenze möglich (Einzelfallprüfung notwendig). • Reduzierung des Einsatzes von LPG zur Konditionierung von Biogas möglich.
Voraussetzung	• Kontrollmechanismen für Einhaltung 2 %-Grenze
Bewertung Einsatzbarkeit (Verteilnetz, Transportleitung, Einseiteneinspeisung, Mehrseiteneinspeisung, Konditionierung mit LPG)	• für Verteilnetzebene und Transportleitung geeignet: das gezielte Anfahren der 2 %-Grenze ist unabhängig vom Netztyp • für Einseiteneinspeisung und Mehrseiteneinspeisung geeignet: das gezielte Anfahren der 2 %-Grenze ist unabhängig von der Netzstruktur • Reduzierung der Konditionierung mit LPG möglich

5.1.4 Rechnergestützte Brennwertverfolgung

Tabelle 10: Rechnergestützte Brennwertverfolgung

	Rechnergestützte Brennwertverfolgung
Konzept	- Nutzung verschiedener Eingangsdaten (u.a. Druck, Volumenstrom, Brennwert am Übergabepunkt) zur rechnergestützten Bestimmung des Brennwerts. - Brennwert-Rekonstruktionssysteme sind für Transportnetze etabliert und Stand der Technik. Für Verteilnetze wurden u.a. SmartSim und Metrogas entwickelt. - Mit Hilfe der Kenntnisse über die Brennwerte im Netz erfolgt die genaue Abrechnung beim Kunden gemäß den Anforderungen nach Arbeitsblatt G 685. - Darüber hinaus können die notwendigen Soll-Brennwerte für die Konditionierung des Biogases dynamisch abgeleitet und damit die Konditionierung mit LPG reduziert oder komplett eingespart werden.
Voraussetzung	Notwendige Eingangsdaten: geeichte (z.T.) Messwerte der Brennwerte der Einspeisestellen, Volumina der Einspeisestellen und Leitungsdrücke
Bewertung Einsatzbarkeit (Verteilnetz, Transportleitung, Einseiteneinspeisung, Mehrseiteneinspeisung, Konditionierung mit LPG)	für Verteilnetzebene und Transportleitung geeignet: Netztyp unabhängiger Einsatz möglich (Systeme der Rechnergestützten Brennwertverfolgung müssen je nach Netztyp gewählt werden) Verteilnetzebene: zwei Ansätze für Verteilnetze vorhanden Transportleitung: Brennwert-Rekonstruktionssysteme sind für Transportnetze etabliert und Stand der Technik für Einseiteneinspeisung und Mehrseiteneinspeisung geeignet: Einsatz unabhängig von der Netzstruktur möglich, da dies individuell im System berücksichtigt wird keine oder reduzierte Konditionierung mit LPG

5.1.5 Überblick Bewertung der Konzepte zur Minimierung des LPG-Einsatzes

Die vier Verfahren zur Minimierung des LPG-Einsatzes werden hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit auf der Verteilnetz- und Transportnetzebene und der Einschätzung der Eignung für Ein- oder Mehrseiteneinspeisung gegenübergestellt.

Eine Empfehlung des Einsatzes der einzelnen Verfahren wird in Verbindung mit dem Potenzial für die Verteilnetzebene in Abschnitt 5.2 näher beschrieben.

Tabelle 11: Bewertung der Konzepte zur Minimierung des LPG-Einsatzes

	Verteilnetz -ebene	Transport- leitung	Einseiten- ein- speisung	Mehrseiten ein- speisung	Konditio- nierung
Biogas als Zusatzgas	(x)	x	x	(x)	keine
Biogas als Grundgas	x	-	x	x	keine
Ausnutzen der 2 %- Grenze	x	x	x	x	reduziert
Rechnergestützte Brennwertverfolgung	x	x	x	x	reduziert - keine

5.2 Potenzial für das Verteilnetz

Die Möglichkeiten zur Reduzierung oder Vermeidung der Konditionierung von Biogas mit LPG sind unterschiedlich gut für das Verteilnetz geeignet.

Die Konzepte sind mit ihren Vor- und Nachteilen, einer Abschätzung der Kosten, sowie dem Kostensenkungspotenzial und der zeitlichen Umsetzbarkeit (in Abhängigkeit des Entwicklungsgrades) in Tabelle 12 aufgeführt.

Die Einspeisung von Biogas als Zusatzgas ist, ebenso wie die Nutzung des Biogases als Grundgas, eine Lösung, die sich in der Praxis nur in Einzelfällen (bestimmten Netzkonstellationen) umsetzen lässt.

Zur **kurzfristigen Reduzierung** der Kosten ist das Ausnutzen der 2 %-Grenze empfehlenswert. Neben dem großen Potenzial der Kostenreduzierung (20 - 30 % der LPG-Bezugskosten) ist die verhältnismäßig einfache Umsetzung dieser Variante hervorzuheben.

Die rechnergestützte Brennwertverfolgung ist als **mittelfristige Variante** zur Minimierung des LPG-Einsatzes empfehlenswert. Die rechnergestützte Brennwertverfolgung ermöglicht je nach Anforderung an die Gaszusammensetzung eine erhebliche oder gar komplette Kosteneinsparung für LPG.

Tabelle 12: Kostensenkungspotenziale für Biogaseinspeisung ins Verteilnetz

Minimierung LPG-Einsatz	Vorteil	Nachteil	Kosten	Kostensenkungspotenziale	Zeithorizont [a]
Biogas als Zusatzgas	keine Konditionierung mit LPG	Oft nicht für Verteilnetze geeignet	-	Einsparung der LPG-Bezugskosten	-
Biogas als Grundgas	keine Konditionierung mit LPG	- Gewährleistung der Gasversorgung bei Über- und Unterversorgung - Klar definierte Ein- und Ausspeisungen notwendig [18, p. 65] - Einsatz der Möglichkeit nur eingeschränkt möglich	Geringe Investitionen [18, p. 65]	Einsparung der LPG-Bezugskosten für den Versorgungsbereich und -zeitraum	1
Ausnutzen der 2 %-Grenze	Reduzierung der Konditionierung mit LPG	- Bisher keine Erfahrungen mit dieser Option - Einrichtung Kontrollmechanismus für Einhaltung der 2 %-Grenze notwendig → Abstimmung mit zuständiger Eichbehörde empfohlen	- Gering, insofern der Ziel-Biogas-Brennwert pauschal um 1 - 1,5 % reduziert wird - Kontrollmechanismus für Einhaltung der 2 %-Grenze führt zu erhöhten Kosten für u. a. Personal und Überwachungssystem	Einsparung von 20 - 30 % der LPG-Bezugskosten (netzabhängig, Werte gelten für Beispielnetz) [20]	1-2

Konzept zur Minimierung LPG-Einsatz	Vorteil	Nachteil	Kosten	Kostensenkungspotenziale	Zeithorizont [a]
Rechnergestützte BW-Verfolgung	• Je nach System keine oder reduzierte Konditionierung mit LPG • Verzicht auf Konditionierungsanlage möglich • Systeme z. T. schon vorhanden	• Wirtschaftlichkeit ist im Transportnetz eher gegeben [18, p. 65] • Personalaufwand für Betrieb des Systems	• Kosten abhängig vom gewählten System • Kosteneinsparung durch geringere Investitionen und Betriebskosten (keine Konditionierungsanlage)	• Hohe bis komplette Einsparung der LPG-Bezugskosten	2-3

6. Fazit und Zusammenfassung

Die Versorgungsaufgabe der Verteilnetzbetreiber sowohl in den Gas- als auch den Stromnetzen verändert sich. Die Gründe dafür liegen unter Anderem in den politischen Zielen zur Minderung der Treibhausgasemissionen und zur Erhöhung der Anteile der Erneuerbaren Energien am Energiemix, aber auch in den Effizienzvorgaben im Rahmen der Anreizregulierung. Die Herausforderungen umfassen einen prognostizierten Rückgang der Gasnachfrage, Veränderungen bei den Gasbeschaffenheiten durch diversifizierte Importe, die Einspeisung von Biogas und auch Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus Power-to-Gas-Anlagen (PtGA), sowie den zunehmenden Fokus auf die Senkung der Methanemissionen des Gasnetzes.

Im Rahmen dieser Studie wurden verschiedene Konzepte und smarte Lösungsansätze zusammengestellt, mit welchen den genannten Herausforderungen effizient begegnet werden kann, um die zukünftige Entwicklung der Gasverteilnetze und deren Betrieb auf die sich verändernden Rahmenbedingungen abzustimmen. Neben der Beschreibung der Konzepte und deren Rahmenbedingungen erfolgte auch die Darstellung der technischen und wirtschaftlichen Vorteile gegenüber einem konventionellen Vorgehen.

Ein zentrales Element ist die Anpassung der Infrastruktur an die zukünftige Versorgungsaufgabe. Diese ist mittel- bis langfristig von einem Rückgang der Gasnachfrage, vor allem im Haushalts- und Gewerbebereich geprägt. Die Reduzierung der Kosten für Erneuerung und Betrieb des Netzes, sowie die Vermeidung von Überkapazitäten, kann durch eine systematische Zielnetzplanung, welche sowohl die Gas-Druckregelanlagen (GDRA) als auch das Leitungsnetz berücksichtigt, erreicht werden. In Abhängigkeit von der Netzstruktur, Druckstufe und den Prognosen zur Gasbedarfsentwicklung können im Gasverteilnetz durchschnittlich ca. 30 % der GDRA langfristig eingespart, 20 % der Leitungsabschnitte in ihrer Nennweite signifikant reduziert und 7 % der Leitungsabschnitte außer Betrieb genommen werden.

Weitere Herausforderung sind, in Gebieten mit Biogaseinspeiseanlagen (BGEA), die Minimierung der Aufwendungen für die Konditionierung und die Verdichtung. Der Aufwand für die Verdichtung und Ein- oder Rückspeisung in vorgelagerte Netze wird reduziert, wenn die Kapazitäten zur Aufnahme von Biogas in der Verteilnetzebene vergrößert werden. Dies kann durch eine optimierte Druckregelung erfolgen, indem die Einspeisedrücke der BGEA und GDRA sinnvoll aufeinander abgestimmt werden. Dabei wird der zulässige Druckbereich des Netzes ausgenutzt und das Netz als Puffer verwendet. Während für die Optimierung der Biogaseinspeisung eine saisonale Anpassung der Drücke prinzipiell ausreichend ist, kann durch eine untertägige Druckregelung der Effekt noch verstärkt und darüber hinaus die Spitzen des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz reduziert werden. Eine untertägige Druckregelung erfordert allerdings eine entsprechende Automatisierungstechnik. Je nach Netzkonfiguration lässt sich die für die Einspeisung von Biogas erforderliche Verdichtungsarbeit um bis zu 90 % reduzieren. Die Senkung der Bezugsspitze, welche mittelfristig die interne Bestellung und den Kapazitätsbedarf des vorgelagerten Netzes beeinflussen kann, liegt bei ca. 5 %.

Der für die Einspeisung von Biogas erforderliche Einsatz von Flüssiggas zur Konditionierung kann durch verschiedene Konzepte reduziert werden, diese reichen von der Einspeisung als Zusatzgas über die Bildung von Biogasvollversorgten Teilnetzen bis zum Einsatz von rechnergestützten Systemen zur Brennwertverfolgung. Da all diese Konzepte sehr stark von der Netz- und Abnehmerstruktur sowie der Biogaseinspeiseanlage abhängen, ist zur Ermittlung des geeigneten Ansatzes und der Potenziale zur Minimierung des Flüssiggaseinsatzes eine Einzelfallprüfung erforderlich.

Eine neue, langfristige Option für die Gasverteilnetze stellt die Integration von Wasserstoff oder Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) dar. Während es derzeit nur einige Pilot- und Demonstrationsanlagen gibt, wird für die Zukunft von einem großen Potenzial für diese Technologie ausgegangen, mit der sich Strom aus Erneuerbaren Energien im Gasnetz speichern lässt, wodurch sowohl die Rückverstromung als auch die Nutzung in weiteren Sektoren möglich wird. Bei der Einspeisung von Methan sind die Anforderungen vergleichbar zu denen bei der Biogaseinspeisung, so dass die Konzepte zur Kapazitätserhöhung und Minimierung des Aufwands für die Konditionierung auch hier greifen. Die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas bringt weitere Anforderungen mit sich, u.a. hinsichtlich der Standortwahl (Vermeidung von Pendelzonen) und der Mess- und Regelungstechnik zur Einhaltung der zulässigen Wasserstoffkonzentration im Netz und der Gewährleistung einer ordnungsgemäßen Abrechnung.

Für den Umgang mit den heutigen und zukünftigen Herausforderungen an die Gasverteilnetze, wie z.B. die effiziente Integration erneuerbarer Gase und optimierte Anpassung der Infrastruktur an zukünftige Versorgungsaufgaben im Rahmen der Erneuerungsstrategien, gibt es verschiedene Möglichkeiten. Die hier dargestellten Konzepte bieten das Potenzial, den Netzbetrieb effizient hinsichtlich technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Aspekte zu gestalten. Die tatsächlichen Einsparpotenziale hängen sehr stark von der jeweiligen Netzstruktur und der konkreten Herausforderung ab und erfordern in der Regel eine Einzelfallbetrachtung. Dies gilt vor allem bei der Kombination von mehreren Einzelmaßnahmen, da sich diese zum Teil gegenseitig positiv beeinflussen können.

Zeitnah umsetzbar sind die Konzepte zur Zielnetzplanung, diese bieten in allen Netzgebieten, aber vor allem bei denen mit anstehender L-H-Gas-Marktraumumstellung, große Potenziale zur nachhaltigen Netzoptimierung. Dies gilt ebenfalls für die optimierte Druckregelung, damit lassen sich ohne großen technischen Aufwand oder Investitionen die Kapazitäten zur Aufnahme von erneuerbaren Gasen und die dafür notwendige Verdichtungsarbeit reduzieren.

Literaturverzeichnis

- [1] Zöllner, Sylvana; Hüttenrauch, Jens; Diesel, Klaus; Müller-Syring, Gert (DBI GUT GmbH), „Zielnetzplanung Gasverteilnetz,“ 2015.
- [2] P. Hensel und D. König (Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH RZVN), „Nachhaltige Reduzierung der Netzkosten durch Optimierung und Risikoanalyse,“ *energie / wasser-praxis*, pp. 72-77, März 2009.
- [3] F. Gwantka (CREOS), „Zielnetzplanung am Beispiel eines regionalen Gas-Hochdrucknetzes,“ *gwf-gas / Erdgas*, pp. 858-863, Dezember 2011.
- [4] T. Wilke, M. Glas und R. Hentzschel, „Strategische Zielnetzplanung im Netzgebiet von MITNETZ GAS,“ *energie|wasser-praxis*, Oktober 2016.
- [5] H. De Laat (Kiwa Technology B.V.), „Dynamic Pressure Control – A state-of-the-art inventory of equipment and practices, Colophon, GT-150049,“ 2015.
- [6] Zöllner, Sylvana; Hüttenrauch, Jens; Diesel, Klaus; Müller-Syring, Gert (DBI GUT GmbH), „Dynamische Druckfahrweise,“ 2013.
- [7] „KOV IX - Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen,“ 2016.
- [8] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, „HIPS-NET PtG-Map,“ 2016.
- [9] G. Müller-Syring, M. Henel (DBI GUT GmbH), W. Köppel (DVGW EBI), H. Mlaker (E.ON New Build & Technology GmbH), M. Sterner (Frauenhofer IWES) und T. Höcher (VNG Gasspeicher GmbH), „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ DVGW, 2013.
- [10] DVGW, G 262 (A) *Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, Bonn, September 2011.
- [11] Volkmar Schröder (BAM) et. al. , „Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen,“ 2016.
- [12] DVGW, G 685, *Gasabrechnung*, Dezember 2004.
- [13] DVGW, „G 265-3 (M) Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb,“ 2014.
- [14] Prof. Dr. A. Moser (IAEW) et.al., „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie,“ DVGW, Bonn, 2014.
- [15] Prof. Dr. M. Zdrallek (BUW) et.al., „Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze,“ DVGW, Bonn, 2015.
- [16] Dr. Carsten Pape et.al., „Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung,“ November 2014.

- [17] DVGW, *G 260 (A) Gasbeschaffenheit*, Bonn, März 2013.
- [18] Urban, Wolfgang [Hrsg.], „Gasnetze der Zukunft - Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und den Endverbraucher“, Fraunhofer-Verlag, Stuttgart, 2010.
- [19] Hentschke, Dirk (Eichdirektion Sachsen), *Interview*, Dresden, 2012.
- [20] Hüttenrauch, Jens; Zöllner, Sylvana; Diesel, Klaus (DBI GUT GmbH), „Gutachten Biogaskonditionierung und Brennwertverfolgung“, 2012.
- [21] DVGW, „G 442 (M) Explosionsgefährdete Bereiche an Ausblaseöffnungen von Leitungen zur Atmosphäre an Gasanlagen“, 2011.