

Management Summary

Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz

19. Februar 2013

Gert Müller-Syring, Marco Henel

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig

Wolfgang Köppel

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Herwig Mlaker

E.ON New Build & Technology GmbH Essen

Dr. Michael Sterner

Fraunhofer IWES Kassel

Dr. Thomas Höcher

VNG Gasspeicher GmbH Leipzig

Management Summary

Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz

Kernaussage:

Chemische Energiespeicher sind die einzigen technisch und wirtschaftlich realisierbaren Optionen, erneuerbare Energien langfristig zu speichern und bedarfsgerecht bereit zu stellen. Damit kommt der Power-to-Gas-Technologie, mit der Ökostrom durch Elektrolyse in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas umgewandelt und im Erdgasnetz gespeichert werden kann, eine Schlüsselrolle bei der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu. Die Größe und die Konfiguration der hierfür erforderlichen Power-to-Gas-Anlagen sind maßgeblich vom Standort der Anlagen abhängig. Im Zukunftsszenario für große Anlagen mit guter Auslastung können Gestehungskosten für die erneuerbaren Gase von deutlich unter 10 ct/kWh erreicht werden. Die Treibhausgasbilanzen der erneuerbaren Gase sind im Vergleich zu fossilem Erdgas als positiv zu bewerten. Weiterhin wurde in der Studie eine umfassende Inventarisierung und Bewertung des Know-hows zur Wasserstoffzumischung in das Erdgasnetz durchgeführt. Damit liegt eine aktuelle Übersicht zu den Wasserstofftoleranzen unterschiedlichster Komponenten des Gasversorgungssystems vor.

Dies sind die zentralen Ergebnisse einer wissenschaftlichen Studie zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, die der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) veröffentlicht hat.

Dem interdisziplinären Forscherteam gehörten Vertreter aus Wissenschaft und Industrie an. Neben der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut in Karlsruhe waren das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, die E.ON Ruhrgas AG sowie die VNG Verbundnetz Gas AG federführend an der Untersuchung beteiligt.

Erstmals liegt damit eine wissenschaftliche Auswertung von Potenzialen und Limitationen im Hinblick auf die Speicherfunktion und die Wasserstofftoleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur in Deutschland vor. Es ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur für Wasserstoffbeimischungen im einstelligen Prozentbereich, bezogen auf das Volumen, geeignet ist. Es existiert aber noch Forschungsbedarf hinsichtlich einiger zentraler Elemente wie etwa Erdgasspeicher, Gasturbinen und den Tanks von Erdgasfahrzeugen. Vertiefte Untersuchungen und wissenschaftliche Begleitforschungen zur Klärung der offenen Fragen sind derzeit Gegenstand von Folgeprojekten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive sowie europäischen Netzwerken (z.B. HIPS-NET). Trotz der optimistischen Grundtendenz

könnten weitere Forschungsergebnisse allerdings zeigen, dass entscheidende Bauteile und Infrastrukturbestandteile nicht im erwarteten Maße wasserstofftolerant sind. Deren Anpassung würde dann zu wirtschaftlichen Herausforderungen führen.

Mit der Methanisierung steht darüber hinaus eine Technologie zur Verfügung, um aus Wasserstoff und Kohlendioxid, idealerweise aus regenerativen Quellen wie Biogasanlagen, synthetisches Methan zu erzeugen. Dieses kann dem Erdgas unbegrenzt beigemischt werden. Derzeit sind bei der Methanisierung Wirkungsgrade von bis zu 80 Prozent erreichbar. Zukünftig können durch Verschaltung der noch im Forschungsstadium befindlichen Hochtemperaturelektrolyse und der Methanisierung deutliche Wirkungsgradverbesserungen erzielt werden.

Die Studie löst die Power-to-Gas-Technologie aus der Betrachtung als reinen Stromspeicher. Sie beschreibt die systemischen Vorteile von Power-to-Gas als Bindeglied eines volatilen regenerativen Stromsystems mit einer flexiblen Gasinfrastruktur die über saisonale Speicherkapazitäten verfügt. Damit kann erneuerbarer Strom bedarfsgerecht für eine Vielzahl von Anwendungen bereitgestellt werden: In der Wärme- und Stromversorgung, genauso wie in der Mobilität oder als chemischer Grundstoff.

Gleichzeitig untersucht die Studie anhand von vier Anlagenkonzepten mit jeweils unterschiedlichen Einspeisewegen Standorte für Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland. Ein begrenzender Faktor zur Dimensionierung der Elektrolyse-Leistung und letztlich der Energiespeicherpotenziale ist bei der Wasserstoff-Direkteinspeisung die gültige Zumischgrenze von Wasserstoff zum Erdgas. Ein konstant hoher Erdgaslastfluss wirkt dabei generell vorteilhaft und vergrößert die Einspeisekapazität.

Vor diesem Hintergrund sind als optimale Standorte solche zu betrachten, an denen ein hohes regeneratives Energieangebot und ein möglichst kontinuierlicher Erdgaslastfluss vorliegen. Eine Methanisierung des Wasserstoffs führt zur Aufhebung der Zumischgrenze, erweitert die gasseitige Standortauswahl maßgeblich ist aber mit höheren spezifischen Gestehungskosten und Wirkungsgradverlusten verbunden.

Die durchgeführten Kostenanalysen zeigen, dass die wirtschaftlich sinnvoll darstellbare Anlagengröße maßgeblich von den Rahmenbedingungen vor Ort abhängt. Hinsichtlich der absoluten Gestehungskosten sind große Anlagen bei möglichst vielen Volllaststunden zu bevorzugen. Im Zukunftsszenario werden bei diesen Voraussetzungen und unter der Annahme, dass Überschussstrom zu Nullkosten verwendet wird, Gestehungskosten für die erneuerbaren Gase von deutlich unter 10 ct/kWh erreicht.

Die potenzielle Wärmenutzung bei der Elektrolyse und Methanisierung, welche die Gesteungskosten der Power-to-Gas-Pfade reduzieren würden, wurde im Rahmen der Studie nicht betrachtet.

Weitere zusätzliche Erlösquellen zum Erreichen einer Wirtschaftlichkeit sind über den Sauerstoffverkauf, Teilnahme am Regelenergiemarkt, stromnetzentlastenden Betrieb und besonders durch den Einsatz als Langzeitspeicher heute bzw. in Zukunft möglich. Darüber hinaus besitzen chemische Speicher, insbesondere Power-to-Gas, hohe Kostensenkungspotenziale bei erfolgreicher Markteinführung, wohingegen bei den bereits am Markt etablierten mechanischen Speichern (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) keine entsprechenden Degressionen mehr zu erwarten sind. Obwohl die Investitionen nur einen geringeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit gegenüber den Betriebskosten ausüben, führt eine Reduzierung dennoch zur Verringerung der Gesteungskosten für EE-Gase.

Die Treibhausgasbilanzen bzw. die Umweltwirkungen der betrachteten Produktsysteme für erneuerbare Gase sind im Vergleich zu fossilem Erdgas insgesamt als positiv zu bewerten. So fallen beispielsweise bei Erdgas unter Berücksichtigung der Verstromung in einem modernen GuD-Kraftwerk (Wirkungsgrad 60 Prozent) Emissionen in Höhe von etwa $407\text{g CO}_2\text{-äq/kWh}_{\text{el}}$ an. Bei Einsatz von Methan aus Power-to-Gas-Anlagen sind es für den vergleichbaren Prozess lediglich $64\text{g CO}_2\text{-äq/kWh}_{\text{el}}$.

Zum Hintergrund:

Um nach den Maßgaben der Energiewende 80 Prozent des im Jahre 2050 benötigten Stromes aus regenerativen Energiequellen zu erzeugen, muss bis zu diesem Zeitpunkt die Volatilität bei der Einspeisung erneuerbarem Stromes in die Stromnetze beherrscht werden. Gleichzeitig muss auch die Entkopplung der Einspeisung vom Energiebedarf durch ausreichende Möglichkeiten zur Energiespeicherung abgesichert sein. Anders formuliert: Erneuerbare Energie muss grundlastfähig werden. Eine Schlüsselkomponente für die Energieversorgung der Zukunft stellen effiziente Speicher- und Transporttechnologien dar, die Strom dann aufnehmen, wenn er im Überschuss produziert wird, und ihn in bedarfsgerecht wieder abgeben. Die Gasinfrastruktur ist der zurzeit einzige existierende Energiespeicher mit einer für diese Aufgabe ausreichenden Kapazität. Das deutsche Erdgassystem stellt mit seinem fast 500.000 Kilometer langen Leitungsnetz einen riesigen, flächendeckenden und schon vorhandenen Speicher dar. Derzeit transportiert dieses Netz jährlich fast 1.000 Milliarden Kilowattstunden Energie in Form von Erdgas und Biogas und Wasserstoff und damit in etwa die doppelte Energiemenge des deutschen Stromnetzes (rund 540 Milliarden Kilowattstunden). Zusätzlich können in den unterirdischen Gasspeichern mehr als 200 Milliarden Kilowattstunden eingelagert werden (also gut 20 Prozent des jährlichen deutschen Gasabsatzes), bis 2020 soll diese Kapazität auf 300 Milliarden Kilowattstunden steigen.

Abschlussbericht

Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz

DVGW-Projekt G1-07-10

Auftraggeber (AG)	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW e.V.) Josef-Wirmer-Straße 1– 3 · 53123 Bonn
Auftragnehmer (AN)	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Karl-Heine-Straße 109 – 111 · 04229 Leipzig
Projektleiter des AN	Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring
Projekthauptbearbeitung	Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel (DBI GUT) Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel (DVGW EBI) Dipl.-Ing. (FH) Herwig Mlaker (E.ON Ruhrgas AG) Dr. Michael Sterner (Fraunhofer IWES) Dr. Thomas Höcher (VNG AG)
Projektlaufzeit	01.09.2010 bis 31.03.2012
Berichtszeitraum	31.12.2011 bis 30.11.2012

Autorenverzeichnis

Dr. Marius Adelt (E.ON Ruhrgas AG)
Dr. Klaus Altfeld (E.ON Ruhrgas AG)
Dr. Frank Graf (DVGW EBI)
Marco Henel (DBI, Gas- und Umwelttechnik GmbH)
Dr. Manfred Hoppe (E.ON Ruhrgas AG)
Dr. Thomas Höcher (VNG AG)
Heribert Kaesler (OGE, Open Grid Europe)
Dr. Gerald Linke (E.ON Ruhrgas AG)
Dr. ThomasLöffler (OGE, Open Grid Europe)
Herwig Mlaker (E.ON Ruhrgas AG)
Dr. Ulrich Marewski (OGE, Open Grid Europe)
Gert Müller-Syring (DBI, Gas- und Umwelttechnik GmbH)
Dr. Petra Nitschke-Kowsky (E.ON Ruhrgas AG)
Wolfgang Köppel (DVGW EBI)
Amany von Oehsen (Fraunhofer IWES)
Thorsten Reimann (Fraunhofer IWES)
Markus Reinhold (OGE, Open Grid Europe)
Dr. Peter Schley (E.ON Ruhrgas AG)
Hans-Jürgen Schollmeyer (E.ON Ruhrgas AG)
Dr. Klaus Steiner (E.ON Ruhrgas AG)
Prof. Dr. Michael Sterner (Fraunhofer IWES)
Tobias Trost (Fraunhofer IWES)
Dr. Matthias Zenner (E.ON Gas Storage)
Dr. Andrei Zschocke (E.ON Gas Storage)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis	15
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis.....	22
1 Management Summary	24
2 Einleitung und Aufgabenstellung.....	36
3 Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz - Stand der Technik und Forschungsbedarf	37
3.1 Gasbeschaffenheit / -kennwerte	37
3.2 Transportleitungen – Materialbetrachtungen	41
3.3 Transportleitungen – Kapazitätsbetrachtungen	44
3.4 Erdgasspeicher und Stadtgaserfahrungen	48
3.4.1 Untergrundspeicher – Wasserstoff-Erfahrungen ERG	48
3.4.2 Wasserstoff in Erdgasuntergrundspeichern – Erfahrungen aus der Stadtgaszeit der VNG	51
3.4.3 Erfahrungen der Wasserstoff-Speicherung als Stadtgaskomponente in Gasuntergrundspeichern DBI	53
3.5 Gasturbinen	57
3.6 Erdgastransport- und Speicherverdichter	59
3.7 Gasdruckregel- und Messanlagen.....	60
3.7.1 Gasdruckregelanlagen	60
3.7.2 Messanlagen	62
3.7.3 Gasmessung / Gasabrechnung.....	62
3.7.4 Volumenumwertung	63
3.8 Brennwertrekonstruktionssysteme.....	65
3.9 Verteilungsleitungen	66
3.10 Haushaltskunden.....	71
3.11 Industrielle Anwendungen	74
3.12 Erdgastankstellen und Fahrzeuge	76
3.12.1 Allgemeines.....	76
3.12.2 Erdgasfahrzeuge	78
3.12.3 Erdgastankstellen.....	81
3.12.4 Allgemeine Sicherheitsaspekte von CNG-Tanks.....	82

3.13	Sicherheitsaspekte / Gefahrenpotenzial	83
3.13.1	Ausbreitungsverhalten von Erdgas- Wasserstoff-Gemischen	83
3.13.2	Zündung von Erdgas- Wasserstoff-Gemischen.....	84
3.13.3	Risikobetrachtung.....	86
3.14	Nationale und internationale Richtlinien.....	91
3.14.1	Nationale Richtlinien.....	91
3.14.2	Nationale und internationale Richtlinien für Inspektion und Instandhaltungsmaßnahmen	93
3.15	Skizzierung des Forschungsbedarfs.....	97
4	Verfahrenstechnik der Gaserzeugung.....	107
4.1	Elektrolyse	107
4.1.1	Alkalische Elektrolyse-Technik.....	109
4.1.2	PEM-Elektrolyse-Technik	111
4.1.3	Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse.....	112
4.1.4	Grobkonzeption Elektrolyse.....	112
4.2	Methanisierung	115
4.2.1	Aufgabenstellung.....	118
4.2.2	Kohlenstoffdioxid-Quellen.....	118
4.2.3	Beschreibung Methanisierung.....	119
4.2.4	Stand der Technik	123
4.3	Gasaufbereitung	125
4.3.1	Aufbereitung Kohlenstoffdioxid.....	126
4.3.2	Aufbereitung Wasserstoff	130
4.3.3	Aufbereitung Roh-SNG	131
4.4	Wirkungsgradketten.....	132
5	Entwicklung von Anlagenkonzepten und Größenordnungen	136
5.1	Anlagenkonzept I.....	137
5.1.1	Verfügbare Energie und Erdgaslastfluss	137
5.1.2	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)	140
5.1.3	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB).....	143
5.1.4	Methanisierung (EÜ)	145
5.1.5	Methanisierung (EB).....	146
5.1.6	Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte	147

5.2	Anlagenkonzept II	148
5.2.1	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)	149
5.2.2	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB).....	151
5.2.3	Methanisierung (EÜ)	153
5.2.4	Methanisierung (EB).....	154
5.2.5	Zukunftsprognose.....	154
5.2.6	Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte	157
5.3	Anlagenkonzept III	158
5.3.1	Verfügbare Energie und Erdgaslastfluss	158
5.3.2	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)	161
5.3.3	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB).....	163
5.3.4	Methanisierung (EÜ)	165
5.3.5	Methanisierung (EB).....	166
5.3.6	Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte	167
5.4	Anlagenkonzept IV.....	168
5.4.1	Vorbetrachtung und Analyse des Überschusses aus Einspeisung durch PV-Anlagen für ein reales Mittelspannungsnetz.....	168
5.4.2	Untersuchung für das Jahr 2020	175
5.4.3	Verfügbare Energie und Erdgaslastfluss	177
5.4.4	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)	179
5.4.5	Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB).....	181
5.4.6	Methanisierung (EÜ)	183
5.4.7	Methanisierung (EB).....	184
5.4.8	Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte	185
5.5	Zusammenfassung der Standortanalysen	186
6	Unterschiede und Gemeinsamkeiten bei der Einspeisung von Wasserstoff und Methan im Vergleich zu Biogas.....	196
7	Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von regenerativen Gasen.....	199
7.1	Vergleich mit Lösungen im Stromnetz	199
7.1.1	Stromnetzausbau	199
7.1.1.1	Ausbaubedarf Übertragungsnetze	199

7.1.1.2	Ausbaubedarf der Mittel- und Niederspannungsnetze.....	202
7.1.1.3	Einspeisemanagement – Abregelung von Überschüssen	203
7.1.1.4	Vergleich Übertragungstechnologien	203
7.1.1.5	Gesellschaftliche Akzeptanz	211
7.1.1.6	Flexibilität von (Groß-) Kraftwerken.....	212
7.1.2	Lastmanagement.....	215
7.1.2.1	Lastmanagementpotentiale.....	216
7.1.2.2	Zusammenfassung und Ausblick	220
7.1.3	Alternative Großspeicher.....	221
7.1.3.1	Speichertechnologien zur Langzeitspeicherung.....	223
7.1.3.2	Vergleich Speichertechnologien.....	226
7.1.3.3	Zusammenfassung und Ausblick	230
7.1.4	Abschließende Bewertung	231
7.2	Wirtschaftlichkeitsanalyse der Anlagenkonzepte und der Energiegestehungskosten	233
7.2.1	Vorgehensweise.....	236
7.2.2	Gesamtinvestitionen.....	237
7.2.3	Betriebskosten.....	238
7.2.4	Wasserstoff- und Methan-Gestehungskosten	238
7.2.5	Beispiel mit Strombezugskosten 2011	259
7.3	Diskussion von Geschäftsmodellen.....	262
8	Handlungsoptionen und –empfehlungen.....	268
8.1	Regulatorische Empfehlungen.....	270
8.2	Technische Empfehlungen	271
9	Literaturverzeichnis.....	273
Anhang.....		284
Anlage 1 Gasbeschaffenheitskennwerte bei Zumischung von H₂ Erdgas Holland L und Nordsee H.....		288
Anlage 2 Gasbeschaffenheitskennwerte bei Zumischung von H₂ Russ. Erdgas H.....		289
Anlage 3 Transportkapazität bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Holland-L (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt).....		290

Anlage 4	Transportkapazität bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Nordsee-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt)	291
Anlage 5	Transportkapazität bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Russland-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt)	292
Anlage 6	Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Holland-L (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt).....	293
Anlage 7	Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Nordsee-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt).....	294
Anlage 8	Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Russland-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt).....	295
Anlage 9	K-Zahlen (GERG2004) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H mit Zumischungen von H₂ in Abh. des Druckes (t = 10 °C).....	296
Anlage 10	Einfluss des H₂ auf die K-Zahl (t = 10°C) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H. (Die rel. Abw. entspricht einem Fehler in der K-Zahl der sich ergibt, wenn H₂ nicht berücksichtigt wird).....	297
Anlage 11	Vergleich berechneter K-Zahlen nach der AGA8- und der GERG2004 Zustandsgleichung (Basislinie) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H	298
Anlage 12	Vergleich berechneter K-Zahlen nach der SGERG- und der GERG2004 Zustandsgleichung (Basislinie) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H	299
Anlage 13	Kenndaten ausgewählter alkalischer ELY-Hersteller	300
Anlage 14	Kenndaten ausgewählter PEM-ELY-Hersteller	302
Anlage 15	Erdgaslastfluss Standort I Jahr 2010	304
Anlage 16	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	305
Anlage 17	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (3 MW elektr. ELY-Leistung, 600 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	306
Anlage 18	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 10 Vol.-%, NTP)....	307
Anlage 19	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (3 MW elektr. ELY-Leistung, 600 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	308
Anlage 20	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP).....	309

Anlage 21	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW, EÜ (NTP)	310
Anlage 22	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (10 - 200 MW, NTP).....	311
Anlage 23	Erdgaslastfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW (Beispiel), EB (NTP).....	312
Anlage 24	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	313
Anlage 25	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	314
Anlage 26	Erdgaslastfluss am Standort II Januar 2010 bis Mai 2011 ohne Berücksichtigung von Fließrichtungswechsel (NTP)	315
Anlage 27	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ aus Standort I (Beispiel 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	316
Anlage 28	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (70 MW elektr. ELY-Leistung, 14.000 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	317
Anlage 29	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB aus Standort I (Beispiel für Zumischgrenze 1 Vol.-%, NTP)	318
Anlage 30	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (99,2 MW elektr. ELY-Leistung, 19.840 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	319
Anlage 31	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW, EÜ (NTP).....	320
Anlage 32	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW, EB (NTP).....	321
Anlage 33	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	322
Anlage 34	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	323
Anlage 35	Erdgaslastfluss Jahr 2011 Standort III, ohne Fließrichtungsumkehrung	324
Anlage 36	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	325
Anlage 37	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (10 MW elektr. ELY-Leistung, 2.000 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	326

Anlage 38	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 1 Vol.-%, NTP).....	327
Anlage 39	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (28,8 MW elektr. ELY-Leistung, 5.760 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	328
Anlage 40	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP).....	329
Anlage 41	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 51 MW, EÜ (NTP).....	330
Anlage 42	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (10 - 160 MW, NTP).....	331
Anlage 43	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄ und zusätzlicher Aufnahme des erzeugten EE-CH₄- Überschusses, elektrische ELY-Leistung 121 MW, EB (NTP).....	332
Anlage 44	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	333
Anlage 45	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	334
Anlage 46	Erdgaslastfluss Standort IV (generiert)	335
Anlage 47	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	336
Anlage 48	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (0,9 MW elektr. ELY-Leistung, 180 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	337
Anlage 49	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP).....	338
Anlage 50	AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (1,5 MW elektr. ELY-Leistung, 300 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	339
Anlage 51	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP).....	340
Anlage 52	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 2,5 MW, EÜ (NTP).....	341
Anlage 53	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (0,5 - 4 MW, NTP).....	342
Anlage 54	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 3,8 MW, EB (NTP).....	343
Anlage 55	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	344

Anlage 56 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂- Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	345
---	------------

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Überblicksmatrix: H ₂ -Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz.....	25
Abbildung 2:	Jährliche Energiespeicherung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Auslegungskriterien an den Standorten I und II.....	31
Abbildung 3:	Jährliche Energiespeicherung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Auslegungskriterien an den Standorten III und IV.....	31
Abbildung 4:	Spezifische Gesteungskosten im Vergleich zu anderen Energieträgern; wälzbare Kosten abgezogen	33
Abbildung 5:	Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte) in Abhängigkeit der H ₂ -Konzentration für drei verschiedene Erdgase [9]	40
Abbildung 6:	Bruchverhalten von Stahl L485MB.....	42
Abbildung 7:	Aufgezeichneter Druckverlauf einer Gastransportleitung über zwei Jahre [9].....	43
Abbildung 8:	Änderung der Transportkapazität in Abhängigkeit der H ₂ -Konzentration für drei verschiedene Erdgase (V _n = 1 Mio. m ³ (n), p = 80 bar, t = 10 °C).....	46
Abbildung 9:	Prozentuale Änderung der Transportkapazität in Abhängigkeit der H ₂ -Konzentration für drei verschiedene Erdgase.....	46
Abbildung 10:	Prozentuale Änderung des Druckverlustes in Abhängigkeit der H ₂ -Konzentration bei konstantem Energietransport für drei verschiedene Erdgasqualitäten.....	47
Abbildung 11:	Prozentuale Änderung der Verdichterleistung in Abhängigkeit der H ₂ -Konzentration bei konstantem Energietransport für drei verschiedene Erdgasqualitäten.....	48
Abbildung 12:	Änderung der Energiespeicherkapazität von UGS in Abhängigkeit des H ₂ -Anteils [20].....	52
Abbildung 13:	Permeationsphasen bei Metallen und Kunststoffen [4]	67
Abbildung 14:	Schematische Darstellung des Flammenabhebens und des Flammenrückschlagens [32]	73
Abbildung 15:	MZ-Änderung bei H ₂ -Zumischung.....	74
Abbildung 16:	Vereinfachtes R+I Schema einer öffentlichen Erdgastankstelle [4].....	77
Abbildung 17:	Vereinfachtes R+I Schema für ein Erdgasfahrzeug [4]	77

Abbildung 18:	Angabe der Drehmomente bei entsprechender Drehzahl und Kraftstoffart Mercedes Benz E 200 NGT [35].....	78
Abbildung 19:	H ₂ - und Benzinflamme [36]	82
Abbildung 20:	Schematische Darstellung der Ausbreitung und Zündbereiche einer Erdgas- und H ₂ -Leckage [4]	89
Abbildung 21:	Risikovergleich (vergleichende Analyse) eines 25 Vol.-% H ₂ und Erdgasgemisches bei verschiedenen Leitungsgrößen in Abhängigkeit der Entfernung zur Gasleitung [37].....	89
Abbildung 22:	Anstieg der Explosionshäufigkeit in Abhängigkeit von der H ₂ -Zumischung [37]	90
Abbildung 23:	Veränderung der Gaskennwerte von Erdgas bei H ₂ -Zumischung [9], [4].....	92
Abbildung 24:	Überblicksmatrix: H ₂ -Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz.....	106
Abbildung 25:	Beispiel Grobkonzeption PtG-Anlage (H ₂ -Direkteinspeisung).....	113
Abbildung 26:	Vergleich Gesamtenergienutzungsgrade Pfad Windstrom-ELY-(Methanisierung)-Einspeisung-Verstromung mit anderen Stromgestehungspfaden [59]	116
Abbildung 27:	Einfluss Temperatur und Druck auf den Umsatz [59].....	120
Abbildung 28:	Reaktorkonzepte Methanisierung [77].....	122
Abbildung 29:	Beispielhafte CO ₂ -Aufbereitung aus Biogasanlagen [77]....	129
Abbildung 30:	Beispielhafte CO ₂ -Aufbereitung aus Kraftwerksprozessen [77].....	130
Abbildung 31:	Beispielhafte Verschaltung für die Sauerstoffentfernung im H ₂ -Strom [77]	131
Abbildung 32:	Wirkungsgradketten (konservativ) / PtG-PSW-Vergleich der Speichermöglichkeiten von 100 % EE	134
Abbildung 33:	Schematische Darstellung zum EÜ und EB (Beispiel WEA).....	137
Abbildung 34:	Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EÜ (Standort I, 2020).....	139
Abbildung 35:	Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EB (Standort I, 2020).....	139
Abbildung 36:	Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EÜ (Standort III, 2020).....	159
Abbildung 37:	Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EB (Standort III, 2020).....	160
Abbildung 38:	MS Simulationsmodell.....	170
Abbildung 39:	Verwendetes Lastgangprofil, das mit den entsprechenden Lastgewichtungen an den Abgängen multipliziert wird	172

Abbildung 40:	Verwendeter Dynamisierungsfaktor mit dem die Lasten je Tag multipliziert werden, entsprechend der verwendeten Verfahrensbeschreibung zu den Standardlastprofilen [97]	172
Abbildung 41:	Vergleich der gemessenen und simulierten Lastdaten für eine Woche im Januar	174
Abbildung 42:	Vergleich der gemessenen und simulierten Lastdaten für eine Woche im Mai.....	174
Abbildung 43:	Vergleich der gemessenen und simulierten Lastdaten für eine Woche im Juni.....	175
Abbildung 44:	Simulierter Spannungsverlauf für eine Woche im Juni an unterschiedlichen Stationen im Netz, Szenario 2020.....	176
Abbildung 45:	Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EÜ (Standort IV, 2020)	177
Abbildung 46:	Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EB (Standort IV, 2020)	178
Abbildung 47:	Gemittelte regionale Energiebilanzen und Netzengpassleistungen für das Jahr 2020 in Deutschland laut dena-Netzstudie II [100]	200
Abbildung 48:	Verluste in Abhängigkeit von übertragener Leistung und Spannung für Freileitungs- bzw. Kabelsysteme von 200 km Länge (eigene Berechnung auf Basis von [110])	205
Abbildung 49:	Verluste in Abhängigkeit der Spannungsebene für verschiedene Leitungslängen von Freileitungen und Kabeln (eigene Berechnung auf Basis von [110])	206
Abbildung 50:	Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 [117].....	213
Abbildung 51:	Anlagenparameter nach [119].....	214
Abbildung 52:	Anfahrzeiten nach [120]	214
Abbildung 53:	Abschätzung der deutschlandweiten Stromüberschüsse bis 2050 auf Basis [88] und [123]	222
Abbildung 54:	Darstellung der Ein- und Ausspeiseleistungen, Speicherkapazitäten sowie entsprechender Entladedauern der deutschen Gasspeicher auf Basis von [130].....	225
Abbildung 55:	Alkali-ELY - Konservative Variante	234
Abbildung 56:	Alkali-ELY - Optimistische Variante	234
Abbildung 57:	PEM-ELY - Zukünftige Variante	235
Abbildung 58:	Spezifische Gestehungskosten für H ₂ und EE-CH ₄ im Vergleich zu anderen Energieträgern; wälzbare Kosten abgezogen	240

Abbildung 59:	Spezifische Gestehungskosten für den Pfad H ₂ -Einspeisung; 1.200 VLS; wälzbare Kosten enthalten	244
Abbildung 60:	Spezifische Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 1.200 VLS; wälzbare Kosten enthalten	245
Abbildung 61:	Spezifische Gestehungskosten für den Pfad H ₂ -Einspeisung; 4.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten	247
Abbildung 62:	Spezifische Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 4.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten	247
Abbildung 63:	Spezifische Gestehungskosten für den Pfad H ₂ -Einspeisung; 7.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten	249
Abbildung 64:	Spezifische Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 7.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten	250
Abbildung 65:	Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad H ₂ -Einspeisung; 1.200 VLS	252
Abbildung 66:	Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 1.200 VLS	253
Abbildung 67:	Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad H ₂ -Einspeisung; 4.000 VLS	255
Abbildung 68:	Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 4.000 VLS	255
Abbildung 69:	Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad H ₂ Einspeisung; 7.000 VLS.....	257
Abbildung 70:	Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 7.000 VLS	258
Abbildung 71:	H ₂ -Gestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 4 Cent/kWh.....	260
Abbildung 72:	H ₂ -Gestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 5 Cent/kWh.....	261
Abbildung 73:	EE-CH ₄ -Gestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 4 Cent/kWh.....	261
Abbildung 74:	Methangestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 5 Cent/kWh.....	262
Abbildung 75:	Entladungszeit und Speicherkapazität verschiedener Stromspeichersysteme [155].....	268
Abbildung 76:	Kenndaten des deutschen Erdgasnetzes [9].....	269

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Spezifikationen der Gasbeschaffenheit in verschiedenen Regelwerken (Auszug).....	39
Tabelle 2:	Angaben zur H ₂ -Toleranz ausgewählter Gasturbinenhersteller [9].....	41
Tabelle 3:	Gaszusammensetzung von Stadt- und Erdgasen [Vol.-%] [4]	53
Tabelle 4:	Übersicht verschiedener Zustandsgleichungen zur Berechnung der K-Zahl.....	64
Tabelle 5:	Permeationskoeffizienten für Kunststoffe/Elastomere bei 25 °C [27].....	68
Tabelle 6:	Anforderungen an Erdgas H und L für den Einsatz als Kraftstoff [34].....	77
Tabelle 7:	MZ von verschiedenen natürlichen Gasen, LNG und Biomethan mit Beimischungen von 10 Vol.-% H ₂ [9].....	80
Tabelle 8:	Inspektionsintervall-Vergleich von Erdgas und H ₂ entsprechenden Leitlinien (Auswahl) [12], [42]	96
Tabelle 9:	Erläuterung zur Kategorisierung (Abbildung 24)	98
Tabelle 10:	Erläuterungen der aufgeführten Elemente der Erdgasinfrastruktur (Abbildung 24)	98
Tabelle 11:	Teilreaktionen ELY [44].....	107
Tabelle 12:	Kurzvergleich der ELY-Bauvarianten [43], [45], [46]	108
Tabelle 13:	Abschätzung der Vermeidung von fossilen CO ₂ bei der Wandlung von regenerativen Strom in Gas und anschließender Wiederverstromung [[61], [61], [62], [63], [64], [65], [66], [67], eigene Berechnungen]	117
Tabelle 14:	Abschätzung der Vermeidung von fossilen CO ₂ bei der Wandlung von regenerativen Strom in Gas und anschließender Nutzung im Wärmemarkt [60], [67], [68], [69]	117
Tabelle 15:	Anhaltswerte für die benötigte Reinheit des CO ₂ -Stroms für die Methanisierung [[70], [71], [72], [73], [74], [75], [76], Messungen DBI]	119
Tabelle 16:	Verfahren zur Methanisierung in vor- bzw. Industriellen Maßstab Teil 1 [80], [81], [82]	124
Tabelle 17:	Verfahren zur Methanisierung in vor- bzw. Industriellen Maßstab Teil 2 [78], [82], [83], [84], [85], [86].....	125

Tabelle 18:	Übersicht über potentiell in Frage kommende Verfahren zur O ₂ -Entfernung [77]	128
Tabelle 19:	Vergleich der Investitionen zwischen PSW und PtG	133
Tabelle 20:	Wirkungsgrade möglicher Nutzungsbereiche der Energiespeichermöglichkeiten aus 100 % EE	135
Tabelle 21:	Übersicht der betrachteten vier AK	136
Tabelle 22:	Auszug (September) aus Windenergieüberschussberechnung Standort I	138
Tabelle 23:	Verfügbarer elektrischer Strom (Leistungsangaben) für EÜ / EB Standort I und maximale Erzeugung EE-Gase	140
Tabelle 24:	Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H ₂ - Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 58,66 Mio. m ³ (NTP)	141
Tabelle 25:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H ₂ -Menge und Speicheranzahl	142
Tabelle 26:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	143
Tabelle 27:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H ₂ -Menge	144
Tabelle 28:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	145
Tabelle 29:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	146
Tabelle 30:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	147
Tabelle 31:	Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II)	147
Tabelle 32:	Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H ₂ Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen	148
Tabelle 33:	Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H ₂ - Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 1.226 Mio. m ³ (NTP)	149
Tabelle 34:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H ₂ -Menge (NTP) ...	150
Tabelle 35:	Notwendiger saisonaler H ₂ -Speicherbedarf (Beispiel: 5 Vol.-% Zumischgrenze, Oktober bis Dezember, NTP)	151
Tabelle 36:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	151
Tabelle 37:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H ₂ -Menge (NTP) ...	152
Tabelle 38:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	153
Tabelle 39:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	154

Tabelle 40:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H ₂ -Menge (NTP) ...	155
Tabelle 41:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H ₂ -Menge (NTP) ...	155
Tabelle 42:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H ₂ -Menge, Prognose EÜ (NTP)	156
Tabelle 43:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H ₂ -Menge, Prognose Windenergieband (NTP)	157
Tabelle 44:	Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II).....	157
Tabelle 45:	Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H ₂ -Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen.....	158
Tabelle 46:	Verfügbarer elektrischer Strom (Leistungsangaben) für EÜ / EB Standort I und maximale Erzeugung EE-Gase.....	161
Tabelle 47:	Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H ₂ -Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 348,76 Mio. m ³ (NTP).....	161
Tabelle 48:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H ₂ -Menge und Speicheranzahl	162
Tabelle 49:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	163
Tabelle 50:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H ₂ -Menge	164
Tabelle 51:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	165
Tabelle 52:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	166
Tabelle 53:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	167
Tabelle 54:	Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II).....	167
Tabelle 55:	Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H ₂ Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen.....	168
Tabelle 56:	Angaben zu den vorliegenden Messdaten.....	171
Tabelle 57:	Aufteilung der Last	173
Tabelle 58:	Bekannte PV Anlagen 2011	173
Tabelle 59:	Bekannte PV-Anlagen 2020.....	176
Tabelle 60:	Leistungsangaben EÜ / EB Standort IV und maximale Erzeugung EE-Gase	179

Tabelle 61:	Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H ₂ - Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 20,02 Mio. m ³ (NTP).....	179
Tabelle 62:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H ₂ -Menge und Speicheranzahl	180
Tabelle 63:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	181
Tabelle 64:	Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H ₂ -Menge.....	182
Tabelle 65:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	183
Tabelle 66:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	184
Tabelle 67:	Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)	184
Tabelle 68:	Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II).....	185
Tabelle 69:	Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H ₂ Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen.....	185
Tabelle 70:	Überblick der Standortauslegungsgrundlagen	187
Tabelle 71:	ELY-Leistung I. Standort (Schleswig-Holstein)	187
Tabelle 72:	ELY-Leistung II. Standort (Schleswig-Holstein)	188
Tabelle 73:	ELY-Leistung III. Standort (Brandenburg).....	189
Tabelle 74:	ELY-Leistung IV. Standort (Baden-Württemberg)	189
Tabelle 75:	Speicherbedarf bei H ₂ -Direkteinspeisung	190
Tabelle 76:	Vergleich der Energiespeichermöglichkeiten (Beispiel 10 Vol.-% H ₂)	191
Tabelle 77:	Darstellung der Energiespeicherung an den Standorten bei Nutzung EÜ.....	192
Tabelle 78:	Einschätzung der Standorte unter Nutzung von EÜ.....	193
Tabelle 79:	Darstellung der Energiespeicherung an den Standorten bei Nutzung EÜ unter Berücksichtigung Tabelle 78.....	193
Tabelle 80:	Darstellung der prozentualen Energiespeicherung an den Standorten bei Nutzung EÜ unter Berücksichtigung Tabelle 78	194
Tabelle 81:	Variantenvergleich von Ausbauvarianten laut dena-Netzstudie II [101].....	201
Tabelle 82:	Übertragungsalternativen nach der dena-Netzstudie II	204
Tabelle 83:	Auf Basis von Stromart und Leitungsform werden verschiedene Qualitätskriterien der Übertragungsvarianten wie folgt bewertet (in Anlehnung an [105])	210

Tabelle 84:	Akzeptanz möglicher Instrumente und Übertragungstechnologien	212
Tabelle 85:	Zusammenstellung der technischen Lastmanagementpotentiale der Industrie [100]	218
Tabelle 86:	Zusammenfassung der beschriebenen technischen Lastmanagementpotentiale der Haushalte [100].....	219
Tabelle 87:	Zusammenfassung der beschriebenen technischen Lastmanagementpotentiale von Gewerbe, Handel und Dienstleistung [100].....	220
Tabelle 88:	Übersicht möglicher Langzeitspeicher zur Integration von erneuerbaren Energien	223
Tabelle 89:	Definition untersuchter technischer Parameter von Großspeichern	226
Tabelle 90:	Technischer Vergleich möglicher Großspeichertechnologien in Deutschland [127], [130], [136], [137], [138], [139], [140]	227
Tabelle 91:	Kostenannahmen für den Vergleich verschiedener Speichertechnologien [127], [130], [136], [137], [138], [139], [140].....	228
Tabelle 92:	Stromverlagerungskosten verschiedener Speichertechnologien.....	229
Tabelle 93:	Technisch-wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Bewertung der betrachteten Varianten.....	235
Tabelle 94:	Rahmendaten für Berechnung der Gestehungskosten	237
Tabelle 95:	Gesamtinvestitionen der betrachteten Anlagengrößen	238
Tabelle 96:	Benefit ELY- und Methanisierungspfad.....	241
Tabelle 97:	Bezugskosten von Konkurrenzenergieträgern ohne Steuern (Stand Mai 2012) [150].....	241
Tabelle 98:	Spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h; wälzbare Kosten enthalten	243
Tabelle 99:	spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h; wälzbare Kosten enthalten	243
Tabelle 100:	Spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h; wälzbare Kosten enthalten	244
Tabelle 101:	Spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h; wälzbare Kosten enthalten	245

Tabelle 102:	Spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h; wälzbare Kosten enthalten	246
Tabelle 103:	Spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h; wälzbare Kosten enthalten	246
Tabelle 104:	Spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h; wälzbare Kosten enthalten	248
Tabelle 105:	Spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h; wälzbare Kosten enthalten	248
Tabelle 106:	Spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h; wälzbare Kosten enthalten	249
Tabelle 107:	Wälzbare spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h	251
Tabelle 108:	Wälzbare spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h	251
Tabelle 109:	Wälzbare spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h	252
Tabelle 110:	wälzbare spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h	253
Tabelle 111:	wälzbare spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h	254
Tabelle 112:	wälzbare spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h	254
Tabelle 113:	wälzbare spezifische Kosten Variante Konservativ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h	256
Tabelle 114:	wälzbare spezifische Kosten Variante Optimistisch bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h	256
Tabelle 115:	wälzbare spezifische Kosten Variante Zukunft bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h	257

Tabelle 116:	Durchschnittliche Strombezugspreise EPEX-SPOT-Markt 2011	259
Tabelle 117:	Überblick und Bewertung der betrachteten Geschäftsmodelle	264

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

AB	Arbeitsblatt
AG	Auftraggeber (DVGW)
AK	AK
AN	Auftragnehmer (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH)
Ar	Argon
C	Kohlenstoff
CAES	Compressed Air Energy Storage
CE	Communauté Européenne (Europäische Gemeinschaft)
CH ₄	Methan
cm ³ _{H₂} /d	Kubikzentimeter H ₂ pro Tag
cm ³ _{H₂} /a	Kubikzentimeter H ₂ pro Jahr
CNG	Compressed natural gas
CO	Kohlenstoffmonoxids
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DGS	Dry Gas Seals
DUH	Deutschen Umwelthilfe
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EB	Energieband
ECE	Economic Commission for Europe
EE-CH ₄	Methan aus Erneuerbaren Energien
EGS	E.ON Gas Storage GmbH
ELY	Elektrolyse, Elektrolyseur
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetzes
ERG	E.ON Ruhrgas AG
EU-Verordnung	Verordnung der Europäischen Union
EUR	Währungseinheit Euro (EUR)
EÜ	Energieüberschuss
FeH _x	Eisenhydrid
GDRA	Gas-Druckregelanlagen
He	Helium
H ₂	Wasserstoff (molekular)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HV	Vickers-Härte

K	Kelvin (Maßeinheit Temperatur)
MZ	Methanzahl
MOP	maximum operating pressure
MSR-Technik	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
N	Stickstoff (molekular)
NO _x	Stickoxide
NTP	Normal Temperature and Pressure (0°C, 101.325 Pa)
O ₂	Sauerstoff (molekular)
OGE	Open Grid Europe GmbH
PGC	Prozess-Gaschromatograph
PIM-System	Piping Inspection and Management System
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
PtG	Power-to-Gas
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PTFE	Polytetrafluorethylen
SCR-Kat	elective catalytic reduction Katalysator
SRB	Sulfatreduzierende Bakterien
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TRFL	Technische Regeln für Rohrfernleitungsanlagen
TRG	Technische Regeln Druckgase
UGS	Untergroundspeicher
USD	Währungseinheit US-Dollar (\$)
VdTÜV	Verband der Technischen Überwachungs-Vereine
VLS	Volllaststunden
VNG	Verbundnetz Gas AG
VSC	Voltage Source Converter

1 Management Summary

Der Umbau der Energieerzeugung in Deutschland zur Erreichung der gesetzten Ziele der Bundesregierung stellt für die Volkswirtschaft eine gewaltige Herausforderung dar. Um 80 % des im Jahre 2050 benötigten Stromes aus regenerativen Energiequellen zu erzeugen, müssen bis zu diesem Zeitpunkt sowohl die Volatilität bei der Einspeisung Erneuerbarer Energien (EE) in die Versorgungssysteme beherrscht werden als auch die Entkopplung der Einspeisung vom Energiebedarf durch ausreichende Möglichkeiten zur Energiespeicherung.

Da der volatil erzeugte Strom teilweise nicht erzeugungsnah verbraucht bzw. eingespeichert werden kann, wird vorerst der Stromnetzausbau eine tragende Rolle beim Umbau der Energieversorgung einnehmen. Der Ausbau des Stromnetzes löst jedoch nicht das Problem des einspeiseunabhängigen Verbrauchs. Zudem werden die Speicherkapazitäten für eine langfristige Speicherung durch vorhandene und zukünftige Energiespeicher wie z.B. Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke (PSW) nicht ausreichend sein. Zur Ergänzung, und um die Speicherlücke zu schließen, müssen langfristige Speichermöglichkeiten wie Power-to-Gas (PtG) zum Einsatz kommen. PtG ist das Bindeglied zwischen den Strom- und Gasnetzen und erschließt die Nutzung von Wind- und Sonnenstrom durch einfache und bewährte Technologien in den Sektoren Mobilität, Transport und Wärme.

Wasserstoff (H₂)-Toleranz des Erdgasnetzes

In Deutschland wurde jahrzehntelang Kokereigas bzw. Stadtgas, welches über 50 Vol.-% H₂ enthielt, in die Gasinfrastruktur eingespeist, transportiert und in unterschiedlichen Untergrundspeichertypen gespeichert. Es ist daher davon auszugehen, dass die damals eingesetzten Rohrleitungen, Gasanlagen, Dichtungsmaterialien, Gasendgeräte usw. auf den Betrieb von H₂-reichen Gasen ausgelegt waren. Durch die Umstellung auf nahezu H₂-freies Erdgas wurden die Gasendgeräte in Haushalt, Gewerbe und Industrie auf die brenntechnischen Eigenschaften von Erdgas zuerst angepasst und später neu konzipiert. Die zu Stadtgaszeiten betriebenen Gastransportnetze, Verteilungsleitungen und auch Gasspeicher werden teilweise heute noch betrieben. Anlagen, die für H₂-reiche Gase heute genutzt werden sollen, müssen entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt (AB) G 260 Gasfamilie 1 zugelassen sein.

Es ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist.¹ Es existiert aber Forschungsbedarf hinsichtlich einiger wichtiger Elemente wie z.B. der Erdgasspeicher (insbesondere Porenspeicher), Gasturbinen und Erdgastanks. Vertiefte Untersuchungen, Recherchen bzw. wissenschaftlichen Begleitungen sind Gegenstand von Folgeprojekten im Rahmen der Innovationsoffensive II des DVGW, welche bereits in der Umsetzung sind. In Abbildung 1 sind die wesentlichen Elemente der Erdgasinfrastruktur und deren recherchierte Grenzen der H₂-Verträglichkeit dargestellt. Die Aus- und Bewertung von vorhandenen Daten umfasst einen Konzentrationsbereich von 0 bis 70 Vol.-% H₂. Die Eignung einzelner Elemente der Versorgungskette für höhere H₂-Konzentration ist darüber hinaus möglich, muss aber im Einzelfall geprüft werden. Trotz der optimistischen Grundtendenz, können

¹ Gasanwendungsgeräte werden auch heute noch mit verschiedenen Gasqualitäten - darunter einem 12 Vol.-% H₂ enthaltenen Erdgas - getestet.

weitere Forschungsergebnisse zeigen, dass entscheidende Bauteile und Infrastrukturbestandteile nicht im erwarteten Maße H₂-tolerant sind und ihre Anpassung zu wirtschaftlichen Herausforderungen führen kann.

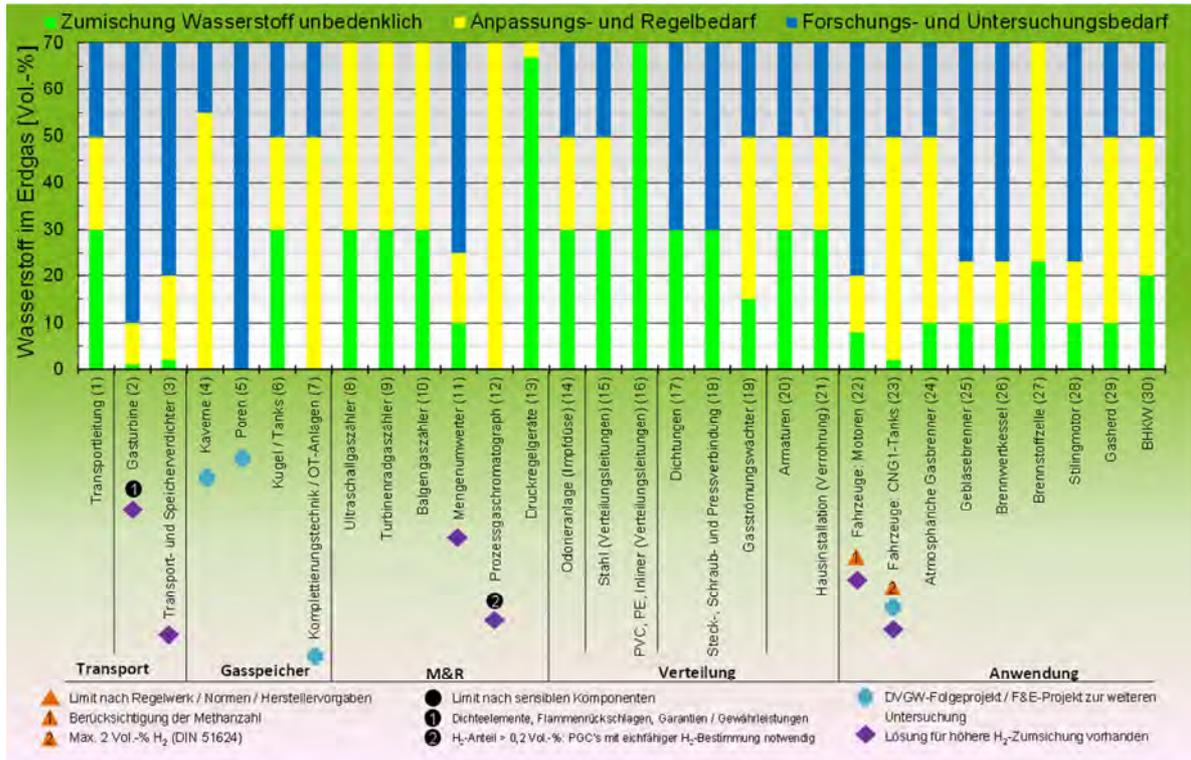


Abbildung 1: Überblicksmatrix: H₂-Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz

Entsprechend Abbildung 1 werden im Folgenden einzelne Aspekte genauer beleuchtet. Die dargestellten H₂-Verträglichkeiten der betrachteten Elemente in der Erdgasinfrastruktur berufen sich auf eigene interne Untersuchungen, zugängliche Erkenntnisse aus nationalen und internationalen Projekten, sowie Recherchen in unterschiedlichsten Quellen. Sie stellen damit erste Anhaltswerte dar, doch sind insbesondere noch Recherchen und Untersuchungen zur Beurteilung des Einflusses von schwankenden Konzentrationen (z.B. 0 bis 10 Vol.-% H₂) durchzuführen.

Grundsätzlich sind Schädigungen, die infolge von H₂-Eintrag bei **Rohrleitungen** auftreten können, an bestimmte Bedingungen gekoppelt wie z.B. dynamische Belastungen der Werkstoffe und das Vorhandensein von Elektrolyten in der Rohrleitung. Gas-Transportleitungen unterliegen keinen bzw. sehr wenigen dynamischen Belastungen. Selbst bei Vorhandensein der genannten Voraussetzungen wird eine H₂-Beimischung von bis zu 50 Vol.-% unter Berücksichtigung von europäischen Forschungsergebnissen als unkritisch eingeschätzt.

Die prozentuale Reduzierung der **Transportkapazität**², durch die Zumischung von 10 Vol.-% H₂ beträgt etwa 5 % (Erdgase Holland-L und Russland-H) bis 6 % (Erdgas Nordsee H). Dabei ist dies zunächst eine rein rechnerische Reduktion, die den veränderten Stoffeigenschaften des Gemisches – insbesondere der geringeren Dichte – zuzuschreiben ist. Eingangs- und Ausgangsdruck eines Leitungsabschnittes wurden dafür als unverändert gegenüber dem Ausgangsfall, also gegenüber dem Transport des reinen Erdgases, angesetzt.

Wird angestrebt, die ursprüngliche auf Erdgas bezogene Transportkapazität bei Zumischung von H₂ aufrecht zu erhalten, was also wegen einer Abnahme der Dichte eine höhere Volumenrate verlangt, ist dies nur über einen stärkeren Druckgradienten auf dem Leitungsabschnitt zu realisieren. Im Mittel muss also der Druckverlust um etwa 11 % (Erdgase Holland-L und Russland-H) bis 14 % (Erdgas Nordsee H) wachsen. Um das mit H₂ angereicherte Erdgas dann wieder auf den ursprünglichen Druck zu verdichten, muss eine um 25 % (Holland-L / Russland-H) bzw. 32 % (Nordsee-H) höhere Verdichterleistung aufgebracht werden. Das heißt, man erkaufte sich die gleiche Transportkapazität durch leicht höhere Kosten bei der Zwischenverdichtung. Interessant dabei ist, dass bei der Bewertung der Transporteffizienz unter Berücksichtigung der transportierten Energie über eine Entfernung von 500 km dies lediglich einer Reduzierung von weniger als 1 % entspricht.

Gasturbinen im Bestand mit schadstoffarmen Vormischbrennern können durch H₂-Gehalte im Erdgas beschädigt werden. Aus diesem Grund wird die H₂-Konzentration bei Gasturbinen je nach Hersteller auf 1 bis 5 Vol.-% limitiert. Eine Erweiterung des Anwendungsbereiches ist jedoch nicht ausgeschlossen und muss im Rahmen von weiteren Untersuchungen im Hinblick z.B. auf Emissionsentwicklung, Wirkungsgrade, Langzeitbeständigkeit und Garantieansprüchen untersucht werden. Diverse Hersteller haben ihrerseits schon damit begonnen, neue Turbinen für größere H₂-Konzentrationen tauglich zu gestalten.

Verdichter müssen bei einer H₂-Zumischung den geringeren Energieinhalt durch höhere Flussraten kompensieren, aufgrund dessen wird mehr Antriebsleistung benötigt. In diesem Zusammenhang ist innerhalb der Netze die Anpassung der Volumenströme oder die Erhöhung der Betriebsdrücke zu prüfen. Darüber hinaus sind spezifische Modifikationen an den Arbeitsmaschinen der Verdichter erforderlich. Der Anpassungsbedarf der Antriebsmaschinen in Abhängigkeit der H₂-Konzentration im Erdgas wurde im Rahmen der vorliegenden Studie nicht quantifiziert. Generell gilt für die Antriebsmaschinen das unter der Rubrik „Gasturbinen“ Gesagte. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, die Antriebsmaschinen mit einer Brenngasmethanisierung auszurüsten. Wird in dem im Vergleich zum Haupttransportstrom kleine Brenngasstrom methanisiert – genauer gesagt, wird der darin enthaltene H₂ zu Methan konvertiert, so ist das Problem gelöst.

Betriebserfahrungen von Gasspeicherunternehmen haben gezeigt, dass der vollständige Speicherprozess von H₂-reichen Gasen in den betreffenden **Untergrundspeichern** technisch beherrschbar war. Diese Erfahrungen können aufgrund geologischer Unterschiede jedoch nicht auf alle Speicherlokationen übertragen werden. Auf Grundlage der zusammengetragenen Erfahrungen von

² Berechnungsbeispiel: DN 1000, Länge: 250 km, Volumenstrom 1 Mio. m³/h, 10 Vol.-% H₂

Gasspeicherbetreibern bieten **Kavernenspeicher** aus heutiger Sicht bessere Voraussetzungen für die Speicherung von Erdgas mit H₂-Anteilen als Porenspeicher. Zum einen ist die für ein mögliches Bakterienwachstum verfügbare spezifische Oberfläche in Kavernen geringer als in Porenraumspeichern und zum anderen sind keine „Sonden-Plugging-Probleme“ wie im Falle einer Porenraumspeicherung zu erwarten. Aufgrund der Unterschiedlichkeit der Speicherlokationen erscheint vor einer Einspeisung von Gasen mit H₂-Anteilen eine singuläre Bewertung der Kavernen dennoch geboten. Zum Einfluss von H₂ auf **Porenspeicher** liegen bisher nur wenig generalisierbare Erfahrungen vor. Bekannt ist die Stimulation mikrobiologischer Schwefelwasserstoffbildung und Korrosion in feuchter Umgebung. Neben mikrobiologischen Fragestellungen sind die Integrität der Deckgebirge sowie das Verhalten der eingesetzten Werkstoffe und Bauteile der Untertageausrüstung Punkte, deren weitere (in Ergänzung zu den vorhandenen Erfahrungen) Untersuchung empfohlen wird. Daraus lässt sich unmittelbarer Forschungsbedarf hinsichtlich des prinzipiellen Potenzials eines Bakterienwachstums sowie des zu erwartenden Ausmaßes der Schäden in Abhängigkeit von der einzuspeisenden H₂-Konzentration ableiten. Im Falle der mikrobiologischen Konsumption von H₂ im Speicher sind auch wirtschaftlich relevante Bilanzprobleme (keine vollständige Rückgewinnung des H₂ bei Ausspeicherung) denkbar. Darüber hinaus führen H₂-Anteile im Speichergas, im Vergleich zur reinen Erdgasspeicherung zur Verringerung der energetischen Kapazität der Speicher, was auch wirtschaftliche Auswirkungen auf die Speicherbetreiber zur Folge hat.

Ultraschall-, Turbinen- und Balgengaszähler werden als generell geeignet auch für hohe H₂-Konzentration eingeschätzt. Eine Anpassung von Ultraschallgaszählern auf die Dichte des Gasgemisches ist jedoch vorzunehmen. Weitere Untersuchungen sind hinsichtlich der Messgenauigkeit bei schwankenden Gasbeschaffenheiten sowie Langzeitbeständigkeit, Permeation und dynamischem Verhalten bei höheren Drücken durchzuführen. In erdgasnahen Branchen werden auch heute bereits solche Zähler für H₂-haltige Gase verwendet (z.B. Kokereigas).

Mengenumwerter können prinzipiell ohne Einschränkungen für Gasgemische von bis zu 10 Vol.-% H₂ eingesetzt werden. Auch bei Zumischungen bis 50 Vol.-% H₂ betragen die Abweichungen bei der Anwendung der AGA8-Gleichung im gesamten Druckbereich weniger als 0,1 %, was deren Anwendung auch bei größeren Zumischungen von H₂ technisch möglich macht. Für die Anwendung der SGERG-Gleichung bei H₂-Konzentrationen größer 10 Vol.-% ist eine nachträgliche Korrektur der von den Mengenumwertern bestimmten Normvolumina durchzuführen. Eine entsprechende Zulassung durch die Eichbehörde ist ggf. erforderlich. Die derzeit für Erdgas eingesetzten Prozessgaschromatographen, die in der Regel Helium als Trägergas verwenden, können H₂ nicht eindeutig detektieren. Ein Lösungsansatz zur exakteren Detektion ist der Einsatz eines alternativen Trägergases (z.B. Argon) und das Nachrüsten einer zusätzlichen Trennsäule zur H₂-Detektion mit neuer Zulassung oder der Einsatz durch neue, für die Messung von H₂ zugelassene, Geräten. Die geeichte Abrechnung gegenüber dem Kunden, vor allem bei schwankenden H₂-Konzentrationen, muss gewährleistet bleiben. Hierzu sollten Brennwertnachverfolgungssysteme entwickelt, zugelassen und etabliert werden. Einspeisekonzepte sind in Absprache mit der Eichbehörde zu entwickeln.

Gasdruckregelanlagen werden in Deutschland nach dem DVGW-AB G 491 geplant und errichtet. Diese Anlagen werden mit Gasen nach dem DVGW-AB G 260, mit Ausnahme von Flüssiggas, betrieben. Dies bedeutet, dass Anlagen, die für H₂-reiche Gase genutzt werden, sollen nach der G 260 Gasfamilie 1 (Weißdruck,

Mai 2008) zugelassen sein müssen. Es existieren in Deutschland aktuelle Praxisbeispiele aus Kokereigasnetzen, in denen Anlagen unter Verwendung marktüblicher Bauelemente für H₂-haltige Gase (bis 67 Vol.-% H₂) zugelassen wurden und betrieben werden.

Die **Permeation** von H₂ durch Stahl- und Kunststoffrohrleitungen, Verbindungstechniken, Dichtungen und Membranen kann aufgrund ihres geringen Umfangs aus ökonomischer sowie ökologischer Sicht vernachlässigt werden. Aus sicherheitstechnischer Sicht besteht in Hinblick auf die Permeation kein erhöhtes Risiko im Vergleich zu Erdgas. Die Permeationsverluste sind so gering, dass diese i.d.R. vernachlässigt werden können. Es wird jedoch Untersuchungsbedarf insbesondere hinsichtlich der mechanischen Verbindungstechnologien gesehen.

Armaturen, Gashausinstallationen und Gasströmungswächter werden prinzipiell für Gase nach DVGW-AB G 260 konzipiert, müssen aber auf H₂-haltige Gase (1. Gasfamilie, DVGW-AB G 260) zugelassen werden. Nach Einschätzungen und Erfahrungen können diese für unterschiedliche Konzentrationen eingesetzt werden. Untersuchungsbedarf bei Gasströmungswächtern besteht jedoch in den Bereichen Schließvolumenstrom, absicherbare Länge und Überströmmenge. Dazu sind Praxisuntersuchungen bei Gasströmungswächter und Hausinstallationen notwendig.

Bei **häuslichen Gasendgeräten** bestehen durch entsprechende Untersuchungen im Projekt NATURALHY bereits erste Erfahrungen mit H₂-haltigen Gasen. Insbesondere moderne vormischende Geräte zeigten auch bei 20 Vol.-% H₂ im Erdgas keine Beeinträchtigungen der Funktion. Dennoch können ältere Gasendgeräte im Bestand sein, die für H₂-Konzentrationen größer 10 Vol.-% nicht geeignet sind. Ferner gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Mit diesem H₂-Anteil müssen daher alle in Verkehr gebrachten Geräte zumindest kurzfristig einen sicheren Betrieb gewährleisten. Weitere Erkenntnisse werden im Rahmen eines laufenden DVGW-Feldtests bei Gasendgeräten erwartet.

Im **industriellen Bereich** müssen die Gasgeräte und Anwendungsprozesse erfasst sowie die Auswirkungen auf z.B. Emission, Wirkungsgrad und vor allem durch schwankende Gasbeschaffenheiten analysiert werden. Praxisuntersuchungen für konkrete Anwendungsfälle sind in diesen Bereichen notwendig. Bei Zumischkonzentrationen ab 10 Vol.-% H₂ sollte ein vorbereitender Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation durchgeführt werden. Nach ersten Ergebnissen aus dem DVGW-Projekt zur Änderung der Gasbeschaffenheit zeigt sich, dass in Abhängigkeit von der konkreten industriellen Gasanwendung geeignete Verfahren, Geräte und Methoden zur Messung und Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen erforderlich werden. Nach Aussagen von Industrieunternehmen stellt nicht der H₂ im Erdgasnetz sondern eher schwankende Gasbeschaffenheiten, auch Änderungen, die innerhalb des DVGW-AB G 260 liegen, ein Problem dar. Für gasbeschaffenheitssensible Bereiche insbesondere mit direkten Medienkontakt (z.B. Keramik-, Glasindustrie) müssen evtl. weitere Maßnahmen ergriffen werden, wie z.B. der Einsatz von Sauerstoffmesssonden, Wobbe-Messgeräte oder Prozessgaschromatographen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass H₂ bei einigen Anwendungsprozessen aus dem Brenngas entfernt oder eine Alternativversorgung eingerichtet werden muss.

Bei **Erdgas-Tanks und Tankstellen** wird Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Druckwechselbeanspruchung der verwendeten Stahltanks gesehen. Die H₂-Effekte

auf die für Stahl CNG-Tanks eingesetzten Werkstoffe werden in einem laufenden F&E-Vorhaben (Erdgasmobil / ERG) untersucht.

Für **Gasmotoren** werden bei H₂-Anteilen von bis zu 20 Vol.-% und Einhaltung motorenspezifischer Methanzahlen (MZ) keine wesentlichen Probleme gesehen. Unter Berücksichtigung der DIN 51624 ist eine maximale H₂-Zumischung von 2 Vol.-% momentan erlaubt. In laufenden Vorhaben wird diese starke Restriktion überprüft. Die erweiterten Zündgrenzen des Gemisches in Verbindung mit einer höheren Flammengeschwindigkeit ermöglichen einen effizienteren Betrieb bei sehr mageren Gas-Luftgemischen. Die Verminderung der MZ durch die Zumischung von H₂ kann bei Gasen mit niedriger Basis-MZ (z.B. Nordsee-Gas, schwere LNG-Sorten) zu Problemen führen, wodurch sich Begrenzungen hinsichtlich der Zumischraten ergeben können.

Ergebnisse der Standortanalysen

Hinsichtlich des Zusammenspiels von Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von H₂ und Methan (EE-CH₄) ins Erdgasnetz wurden vier Anlagenkonzepte (AK) in Deutschland näher untersucht. Diese wurden im Wesentlichen über die spezifischen regionalen Überschussstrommengen definiert. Die Standorte wurden anschließend nach der Möglichkeit öffentlich zugängliche Daten zu erheben und den Aufnahmemöglichkeiten des Erdgasnetzes für H₂ ausgewählt. Die ersten beiden AK befinden sich in Schleswig Holstein und nutzen als erneuerbare Energiequelle einen Verbund von mehreren Windenergieparks. Beim I. AK erfolgte die Betrachtung der Einspeisung erneuerbarer Gase (EE-Gase) in eine regionale Transportleitung mit einem geringen jahrestypischen Erdgaslastfluss. Beim II. AK wird die Einspeisung in eine überregionale Transportleitung mit hohem Erdgaslastfluss betrachtet. Das III. AK beschränkte sich auf die Nutzung einiger onshore Windenergieanlagen im Raum Brandenburg und der Einspeisung in eine regionale Transportleitung. Das IV. AK nutzte als regenerative Stromquelle mehrere PV-Anlagen. Die Einspeisung von EE-Gasen erfolgte in ein regionales Verteilungsnetz in Baden-Württemberg. Das für das Jahr 2020 prognostizierte Energieangebot diente bei allen Konzepten unter Berücksichtigung des unmittelbar umgebenden Stromnetzes sowie der Transformatoren und Kappungsgrenzen (Prognose Netzausbau 2020) als Ausgangsgröße für die Dimensionierung der PtG-Anlagen, insbesondere der Elektrolyse (ELY). Alle vier AK wurden im Hinblick auf eine H₂-Direkteinspeisung sowie einer Methanisierung unter Berücksichtigung aktueller Erdgaslastflüsse untersucht.

Die Untersuchung der vier AK hat als generelle Erkenntnis ergeben, dass die Bewertung möglicher Anlagen / Standorte stets standortspezifisch, in Abhängigkeit von Energieangebot und Erdgaslastfluss durchzuführen ist.

Am Standort I. und II. liegt als Basis eine hohe prognostizierte Energiemenge (Einsatz Windenergie) sowie Volllaststundenzahl (VLS) der ELY vor. Die VLS-Zahl beschreibt die Stundennutzung der prognostizierten elektrischen Energie. Dabei wurde ein ELY-Betriebsbereich zwischen 20 – 100 % betrachtet und die VLS unter 100 % anteilig aufsummiert (zwei VLS bei 50 % Last ELY ergeben eine ELY VLS bei 100 %). Vorteilhaft am Standort II. ist ein hoher jedoch stark schwankender Erdgaslastfluss, welcher die Möglichkeiten der Anlagendimensionierung sowie der Zumischung von H₂ entsprechend der betrachteten Konzentrationsgrenzen von 1, 5 und 10 Vol.-% wesentlich gegenüber dem Standort I. erhöht. Am Standort III. ist eine Zumischung von EE-Gasen entsprechend dem Erdgaslastfluss auch in großen

Mengen möglich. Es standen jedoch nur geringe VLS aufgrund des Energieangebotes auch bei kleinen Leistungen für einen PtG-Einsatz zur Verfügung. Für den Standort IV. wurden deutlich höhere VLS prognostiziert. Aufgrund des geringen Energieangebots (Einsatz Photovoltaik) kann die Anlagenleistung nur gering ausfallen. Die Berechnungen haben jedoch ergeben, dass die erzeugten EE-Gase vom vorliegenden Verteilnetz gut aufgenommen werden können.

In Abbildung 2 und Abbildung 3 sind für die betrachteten AK die mögliche Energiespeicherung bei Nutzung der standortspezifischen prognostizierten Energieüberschüsse (EÜ) dargestellt. Am Standort I. und II. fallen insgesamt 113,4 GWh pro Jahr elektrische Energie an. Standort III. und IV. zeigen aufgrund der installierten elektrischen Leistung der EE sowie der geringeren VLS deutlich weniger elektrische Energien pro Jahr. Am Standort III. wurden 9,5 GWh pro Jahr und am Standort IV 1,9 GWh pro Jahr an elektrischen erneuerbaren Überschüssen prognostiziert. Dazu sind entsprechend den untersuchten PtG-Pfaden die max. mögliche chemische Energiespeicherung ohne Berücksichtigung weiterer Kriterien (z.B. Wirtschaftlichkeit, Investitionen, ELY-VLS, Speicherrestriktionen) abgebildet. Eine vollständige Speicherung der elektrischen EÜ ist aufgrund von Umwandlungsverlusten und der dimensionierten PtG-Anlagenleistungen in keinem Fall zu 100 % möglich. Beim H₂-Pfad ergeben sich jedoch gute bis sehr gute Speichermöglichkeiten an den Standorten II und IV, die auch über denen der Methanisierung liegen. Der Standort I. ist aufgrund des geringen Lastflusses nur für sehr kleine H₂-Energiespeichermengen geeignet. Aus diesem Grund ist die Methanisierung hier vorzuziehen. Standort III. kann deutlich mehr Energie in Form von H₂ speichern. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass eine geringe ELY-VLS für 2020 prognostiziert wurde. Bei einer Methanisierung liegen die Energiespeichermöglichkeiten deutlich höher. Hier können insgesamt jeweils über 50 % der prognostizierten elektrischen Energieüberschüsse bei einer Spitzenwertauslegung gespeichert werden.

Unter der Berücksichtigung der an den Standorten prognostizierten ELY-VLS, welche erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit ausüben, wurde zusätzlich in Abbildung 2 und Abbildung 3 die Energiespeicherung unter Berücksichtigung von mind. 1.000 ELY-VLS dargestellt. Unter dieser Prämisse reduzieren sich die zu installierenden ELY-Leistungen. Am Standort I und II werden 1.000 ELY-VLS lediglich bis zu einer installierten Leistung von 60 MW und am Standort IV bis etwa 1,5 MW erreicht. Standort III bietet zwar gute Zumischmöglichkeiten für EE-Gase, jedoch sind die prognostizierten ELY-VLS unter Nutzung von EÜ zu gering (< 1.000 ELY-VLS). Die Abbildungen zeigen, dass die H₂-Speicherung am Standort II bei 5 und 10 Vol.-% H₂ sowie am Standort IV bei 10 Vol.-% H₂ mit 39 % und 58 % über der Speichermöglichkeit von EE-CH₄ (30 % / 45 %) liegt. Am Standort I ist ein deutlicher Vorteil der Methanisierung mit einem Wert von 30 % zu erkennen. Standort III wurde aufgrund der geringen VLS nicht betrachtet.

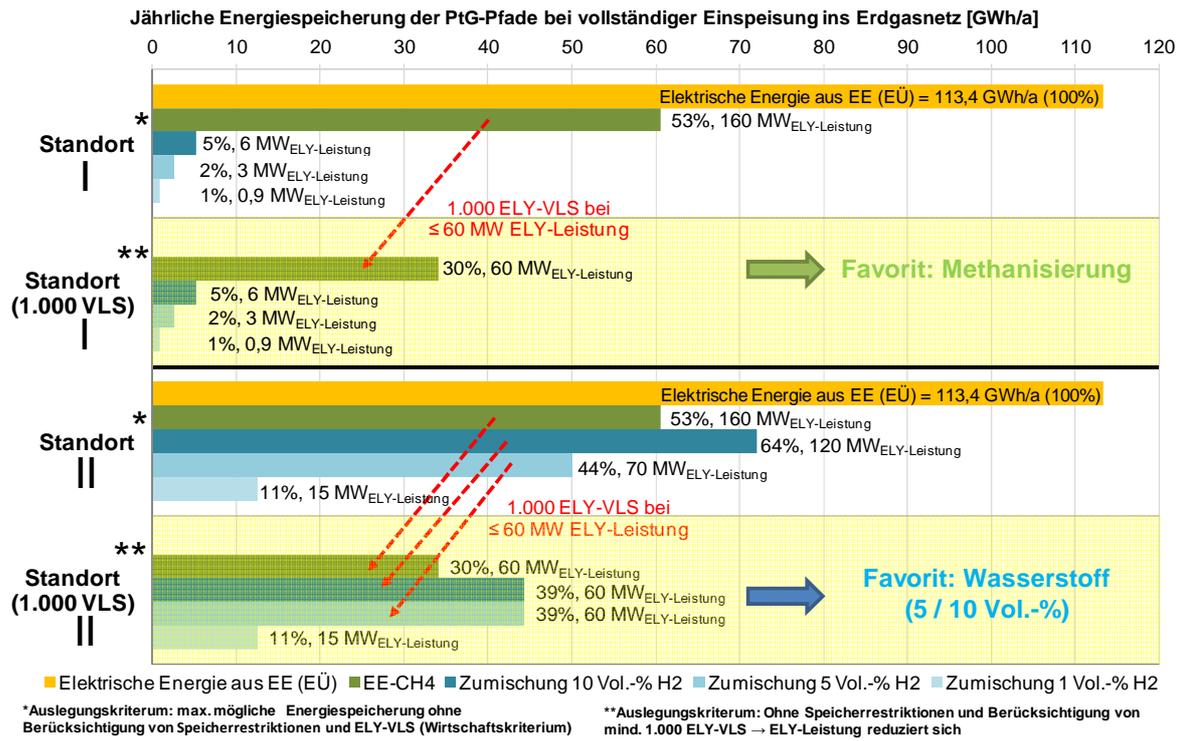


Abbildung 2: Jährliche Energiespeicherung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Auslegungskriterien an den Standorten I und II

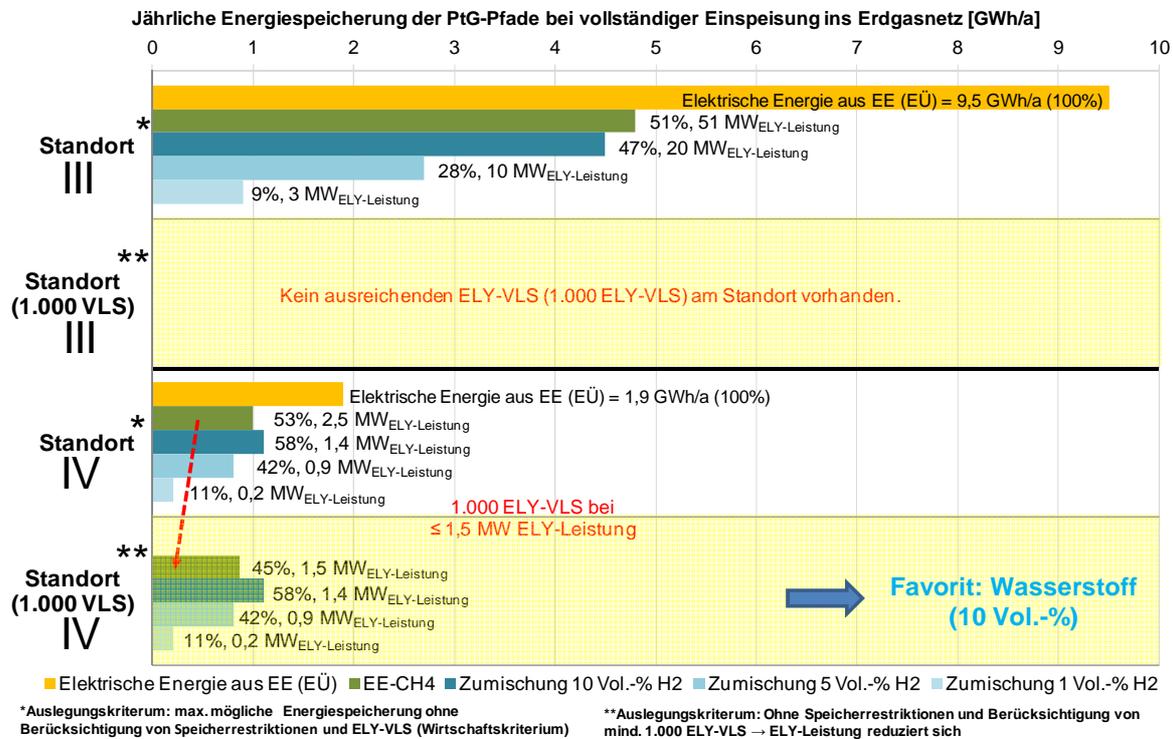


Abbildung 3: Jährliche Energiespeicherung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Auslegungskriterien an den Standorten III und IV

Der begrenzende Faktor zur Dimensionierung der ELY-Leistung und letztendlich der Energiespeicherpotenziale ist bei der H₂-Direkteinspeisung die gültige Zumischgrenze von H₂ zum Erdgas. Davon unmittelbar betroffen sind die Kontinuität der Zumischung bei gegebenem Energieangebot sowie das notwendige max. Speichervolumen (H₂-Tank) und deren Einsatzhäufigkeiten. Generell vorteilhaft und einspeisekapazitätsvergrößernd wirkt ein konstant hoher Erdgaslastfluss. Dementsprechend gilt es optimale Standorte zu identifizieren, an den ein hohes regeneratives Energieangebot und ein möglichst kontinuierlicher Erdgaslastfluss vorliegen.

Die Zumischung von EE-CH₄ kann unabhängiger vom Erdgaslastfluss erfolgen, da für die EE-CH₄ lediglich hydraulischen Begrenzungen existieren und eine Einlagerung in Untergrundspeichern problemlos möglich ist. Ebenso bestehen bei EE-CH₄ keine Restriktionen bezüglich Anwendung und Infrastruktur. Die Anlagengröße für die Methanisierung wird daher im Wesentlichen durch das verfügbare Energieangebot sowie den Erdgaslastfluss bestimmt. Diese Auslegungskriterien müssen im Zusammenhang mit wirtschaftlichen Kriterien wie z.B. Investitionsbedarf und den Wirkungsgradverlusten berücksichtigt werden.

Entsprechend den Ergebnissen und unter Berücksichtigung des aktuellen PtG-Technikstandes, der Investitionen und den Wirkungsgradverlusten sollte eine H₂-Zumischung bis zur möglichen Zumischgrenze erfolgen. Darüber hinaus und nach Ausschöpfung der maximal wirtschaftlich darstellbaren Zwischenspeicherung (H₂-Tank), ist der PtG-Pfad „Methanisierung“ zu verfolgen. Dies gilt auch für Standorte bei denen das Erdgasnetz nur geringe Lastflüsse aufweist und die daher ausschließlich eine Einspeisung von erneuerbarem Gas in Form von EE-CH₄ erlauben.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Für den wirtschaftlichen Betrieb sind eine gute Auslastung (hohe VLS-Zahl der ELY / Methanisierung) und geringe Strombezugskosten essenziell. Die Bezugskosten ausgewählter Energieträger (z.B. Diesel und Benzin) in hochpreisigen Energiesegmente können durch Energieträger aus PtG-Anlagen nur bei Erfüllung dieser Bedingungen (hohe VLS und geringe Strombezugskosten) erreicht werden (Abbildung 4).

Die Gestehungskosten für EE-Gase aus beiden PtG-Pfaden werden vorrangig durch die Betriebskosten und weniger stark durch die Investitionen bestimmt.

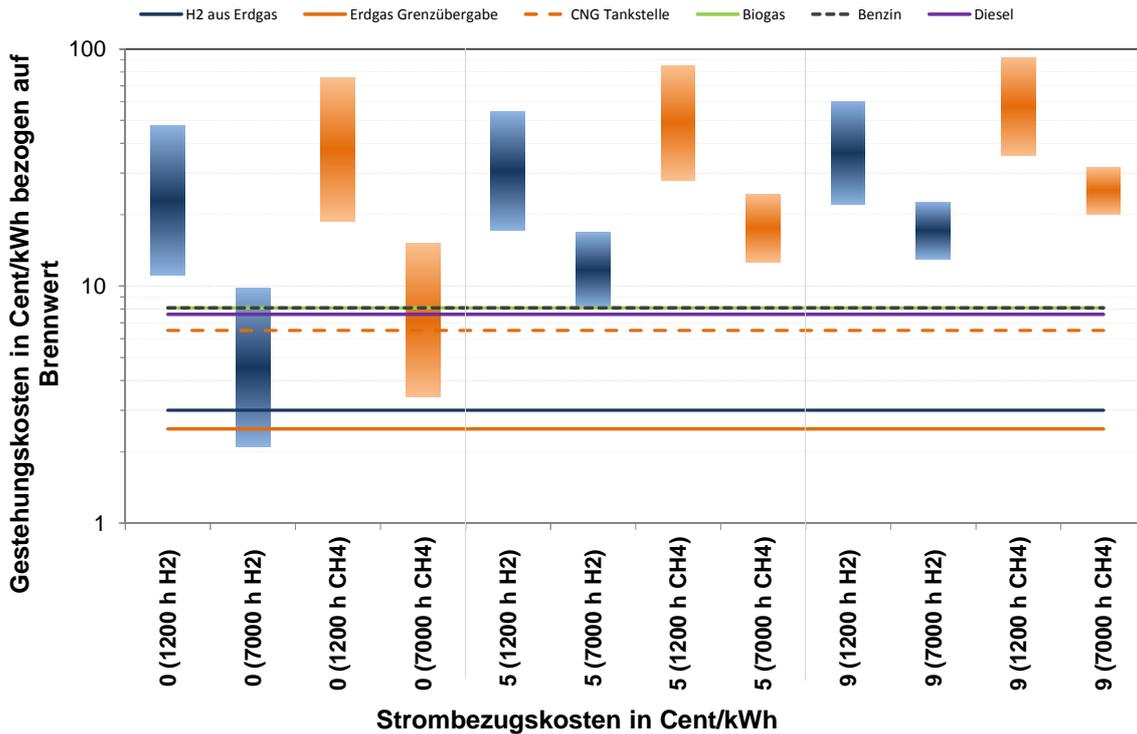


Abbildung 4: Spezifische Gestehungskosten im Vergleich zu anderen Energieträgern; wälzbare Kosten abgezogen

Bei mittleren Strombezugskosten von 5 Cent/kWh kostet eine Kilowattstunde H₂ bezogen auf den Brennwert bei 1.200 VLS je nach Anlagengröße und konservativen Annahmen für die Kosten und Lebensdauer der Anlagen zwischen 63,4 und 24,7 Cent. Aufgrund der erwarteten technologischen und preislichen Entwicklungen wird davon ausgegangen, dass diese Kosten um 30 bis 34 % sinken werden. Unter den angesetzten Rahmenbedingungen ergeben sich Gestehungskosten zwischen 41,7 und 17,4 Cent/kWh. Bei höher Auslastung der Anlage (7.000 VLS) liegen die absoluten Gestehungskosten für H₂ zwischen 18,5 und 10,3 Cent/kWh für den konservativen Fall und zwischen 14,0 und 8,2 Cent/kWh für die Zukunft. Die spezifischen Kosten der Methanisierung sind gegenüber der Einspeisung von H₂ bei 1.200 VLS zwischen ca. 46 % (kleinste Anlage, höchste Strombezugskosten, Variation Konservativ) und ca. 69 % (größte Anlage, niedrigste Strombezugskosten, Variation Zukunft) höher. Bei 7.000 VLS ergeben sich generell niedrigere Gestehungskosten. Die Gestehungskosten für EE-CH₄ sind bei diesem Auslastungsfall um ca. 37 % und bis zu ca. 62 % höher als für H₂. Der spürbare Kostenunterschied ist im Wesentlichen auf den Energieverbrauch bei der Methanisierung und auf den geringeren Wirkungsgrad der Gesamtprozessketten zurückzuführen. Absolut betrachtet werden bei den hier angenommenen Rahmenbedingungen bei 5 Cent/kWh Stromgestehungskosten absolute Gestehungskosten von 93,9 Cent/kWh und 28,2 Cent/kWh für 1.200 VLS je nach Anlagengröße und Variante generiert. Bei 7.000 VLS liegen die absoluten Gestehungskosten zwischen ca. 26 und ca. 13 Cent/kWh.

Unter Berücksichtigung von Strombezugskosten von 4 Cent/kWh (unterer Mittelwert für den Strombezug, EPEX-Spot 2011) ergeben sich bei einer 5 MW ELY-Anlage (1.000 m³/h) und etwa 1.200 VLS H₂-Gestehungskosten von 35 Cent/kWh in konservativen und 24 Cent/kWh im zukünftigen Szenario. Für die Methanisierung

werden nach Berechnung und Auswertung der Daten 45 Cent/kWh in konservativen und 33 Cent/kWh im zukünftigen Fall erreicht.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass bzgl. der absoluten Gestehungskosten große Anlagen bei möglichst vielen VLS zu bevorzugen sind. Die wirtschaftlich sinnvoll darstellbare Anlagengröße hängt maßgeblich von den Rahmenbedingungen vor Ort ab. Zu beachten sind weiter die Strombezugskosten, die als sekundäre Kosten hier nicht untersucht wurden und die volkswirtschaftlichen Kosten für H_2 / $EE-CH_4$ belasten. Auch ist die potenzielle Wärmenutzung bei der ELY und Methanisierung nicht betrachtet worden, die die Gestehungskosten der PtG-Pfade reduzieren würden. Weitere zusätzliche Erlösquellen zum Erreichen einer Wirtschaftlichkeit sind über den O_2 -Verkauf, Teilnahme am negativen Regenergiemarkt, Dienstleistungen für das Stromnetz und besonders der Einsatz als Langzeitspeicher heute bzw. in Zukunft möglich. Darüber hinaus besitzen chemische Speicher insbesondere PtG große Kostensenkungspotenziale bei erfolgreicher Markteinführung, wohingegen bei den bereits am Markt etablierten mechanischen Speichern (z.B. PSW) keine entsprechenden Degressionen mehr zu erwarten sind. Obwohl die Investitionen nur einen geringeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit gegenüber den Betriebskosten ausüben, führt eine Reduzierung dennoch zur Verringerung der Gestehungskosten für EE-Gase.

Handlungsempfehlungen

Bei der Schaffung der technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für PtG muss vermieden werden, Anreize zu schaffen, die den Erdgaskunden ohne angemessenen Gegenwert benachteiligen. Im Falle von PtG dürfen die Kosten daher kurzfristig nicht auf den Erdgaskunden gewälzt werden. Mittel- bis langfristig ist eine anteilige Kostenübernahme vom Gaskunden vorstellbar, nämlich dann, wenn PtG einen Nutzen (langfristiger Asseterhalt) für das Gasnetz entfaltet.

Im Hinblick auf die Förderungen und Vergünstigungen wird appelliert, die Verwendung von regenerativ erzeugtem Gas offen zu lassen und nicht an Bedingungen, wie z.B. Rückverstromung, zu koppeln. Eine Befreiung der PtG-Anlagen von der EEG-Umlage ist des Weiteren anzustreben.

Regenerativ erzeugter H_2 gilt nach dem Energiewirtschaftsgesetz als Biogas. Hier besteht mit Blick auf das DVGW-Regelwerk die Möglichkeit H_2 als Chance zu betrachten, um neue Aufgaben bei der Energiewende zu übernehmen.

Als zukünftige Anreize müssen Einspeiseverfügbarkeiten / -regelungen insbesondere wenn mehreren PtG-Anlagen in eine Erdgasleitung einspeisen (Ausschöpfung der H_2 -Zumischkonzentration) erstellt werden.

Das DVGW-Regelwerk deckt den Transport, die Verteilung sowie die Verwendung von reinen H_2 derzeit nicht ab. Für den DVGW bietet sich hier die Chance der Erweiterung des technischen DVGW-Regelwerkes um reinen H_2 , welche auch im Rahmen des DVGW-PK „Regelwerksentwicklung H_2 “ derzeit diskutiert wird. Den Anwendern des DVGW-Regelwerks wird die Erzeugung, Einspeisung sowie Umsetzung der PtG-Technologie somit erleichtert. Die Zuständigkeit für Anschluss- und -transportfragen liegt entsprechend im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur. Als zukünftige Anreize müssen darüber hinaus auch Einspeiseverfügbarkeiten / -regelungen insbesondere wenn mehreren PtG-Anlagen in eine Erdgasleitung einspeisen (Ausschöpfung der H_2 -Zumischkonzentration) erstellt werden.

Die Erweiterung des DVGW-Regelwerkes bietet der Innovationsoffensive des DVGW weitreichende Chancen zur Zukunftssicherung der Branche durch die Aufnahme weiterer regenerativer Gase (Handel, Speicherung, Transport usw.).

Hierzu zählen die Unterstützung bei der Erarbeitung technischer Mindestanforderungen, thermische Gasabrechnung, Messtechnik, Einspeiseanlagen, Sachverständige, Anlagenüberwachung, Anlagenbetrieb, Integrität sowie die Entwicklung von Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und Anschlussuchende mit dem Blick auf Abrechnungsmechanismen. Optimierte Planungsgrundlagen und Anlagenkonzeptionen für die H₂-Einspeisung sind bei der Regelwerkssetzung zu schaffen, Richtlinien und Verfahrensanweisungen zum Umgang mit H₂ und EE-CH₄ sind zu generieren und zu pflegen.

Um die Verträglichkeit von Anwendungen und Infrastruktur mit limitierter H₂-Toleranz zu erhöhen, sind Folgeuntersuchungen und Weiterentwicklung entsprechend dem identifizierten Forschungsbedarf durchzuführen. Hierzu sind vom DVGW weitere relevante Forschungsprojekte zu initiieren, z.B. ist die Auswirkung einer H₂-Einspeisung in der Praxis zu erproben und ggf. nötige Maßnahmen für bestimmte Gerätetypen aufzuzeigen.

Eine weitere wesentliche Aufgabe des DVGW sollte die Unterstützung von Herstellern bei der Entwicklung und den noch nicht zugelassenen Geräten und Komponenten Gase mit höheren H₂-Konzentrationen bzw. EE-CH₄ sein.

Netzbetreiber brauchen Handlungsempfehlungen bei der Überwachung und Betrieb der Bestandsanlagen. Darüber hinaus ist die Beratung von Behörden, von europäischen technischen Verbänden und Forschungseinrichtungen bezüglich H₂-angereicherten Erdgasen bzw. SNG eine wichtige Aufgabe, um die Thematik in Fachkreisen zu vertiefen.

Eine Etablierung von Kontakten zu normengebenden europäischen Einrichtungen ist voranzutreiben und es ist anzustreben, neue Gasbeschaffenheiten in europäische Regelwerke einzubringen.

Industrie, Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen wird empfohlen, die neuen Chancen, welche regenerative Gase bieten, zu nutzen, neue Marketing-Strategien umzusetzen, neue Produkte zu gestalten und somit Zugewinne im Ansehen zu erlangen und auch neue Märkte zu generieren.

Grundvoraussetzung hierfür ist die offensive Nutzung des regulatorischen Rahmens und der Potentiale die regenerativer Gase zur nachhaltigen Gestaltung der eigenen Zukunft bieten.

Daraus resultierend sollte eine Steuerung und Unterstützung des DVGW zu dem begleitenden und erforderlichen technischen Regelwerk einhergehen.

2 Einleitung und Aufgabenstellung

Der starke Zuwachs und Ausbau an regenerativen Energien in den letzten Jahren hat zur Folge, dass die Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne die Nachfrage zeitweise übersteigt, sodass nicht nur konventionelle Kraftwerke heruntergefahren werden müssen, sondern auch Windräder und Solaranlagen abgeschaltet werden. Eine Schlüsselkomponente für die Energieversorgung der Zukunft stellen daher effiziente Speichertechnologien dar, die den Strom dann aufnehmen, wenn er in Massen produziert wird, und die ihn, wann immer benötigt, an energiebedürftigen Standorten wieder abgeben.

Einen für die gesamte Energie- und Volkswirtschaft vielversprechenden Lösungsansatz bietet die Umwandlung von Ökostrom in H_2 oder EE- CH_4 und dessen Einspeisung in das Gasnetz. Ziel hierbei ist es, die Potenziale von Gas als geeigneter Partner der EE deutlich zu machen und die technologische Basis dafür auszubauen.

Für die weitere Entwicklung des PtG-Ansatzes durch die Gaswirtschaft ist eine objektive Einschätzung der Potenziale sowie der Wirtschaftlichkeit dieser Speicheroption essenziell. Auf Grundlage einer solchen Bewertung können dann die erforderlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemeinsam mit den Verantwortlichen in der Politik und den ausführenden Organen (z.B. Bundesnetzagentur) diskutiert werden. Wesentliches Ziel des DVGW-Projektes ist es daher, diese Bewertung durchzuführen und die folgenden für eine Diskussion erforderlichen Grundlagen zu schaffen:

- Ermittlung des Standes der Technik hinsichtlich der ELY und der Methanisierung
- Inventur des Wissens- und Erfahrungsstandes zur Toleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur gegenüber H_2 sowie Ansätze zur Erhöhung deren Toleranz
- Entwicklung von PtG-AK an vier Standorten und unterschiedlichen Leistungsklassen sowie deren wirtschaftliche Bewertung

Weiterhin werden die PtG-Verfahren mit Lösungen im Stromnetz verglichen, auch um einzuschätzen, ob und in welcher Größenordnung ein Netzausbau auf der Stromseite durch den Einsatz dieser Technologien verringert werden kann. Darüber hinaus wird der Forschungsbedarf für die Umsetzung dieser Lösungen in Abhängigkeit ihres Einsatzgrades ermittelt.

Auf Grundlage der Ergebnisse werden Handlungsempfehlungen für die Gaswirtschaft erarbeitet, die auch die praktische Prüfung der Anwendbarkeit im Rahmen von Pilotanlagen umfassen werden. Darüber hinaus ist der DVGW bestrebt, diesen Technologieansatz und insbesondere die erforderlichen Demonstrationen gemeinsam mit den Bundesministerien weiterzuentwickeln und zu befördern.

3 Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz - Stand der Technik und Forschungsbedarf

Die maximal mögliche H₂-Zumischung in das Erdgasnetz kann z.B. je nach Beschaffenheit der verteilten Grundgase, der angeschlossenen Kunden und der Toleranz der Gasinfrastruktur gegenüber H₂ variieren. Bei der Einspeisung von H₂ muss daher neben der Beachtung der zutreffenden Regeln stets der technisch begrenzende Faktor identifiziert und an diesem die maximale Zumischung ausgerichtet werden. Beispiele hierfür können z.B. die Bestimmungen seitens des DVGW-Regelwerks, materialtechnische Grenzen (z.B. Gastransportleitungen) und Begrenzungen des Betriebes von Gasendgeräten (z.B. Gasturbinen) sein.

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) zeigt in seinem Regelwerk, dass eine H₂-Konzentration im einstelligen Prozentbereich im Erdgas in vielen Fällen unkritisch ist, wenn die brenntechnischen Kenndaten entsprechend DVGW-AB G 260 eingehalten werden. Im DVGW-AB G 262 [1] (Weißdruck, September 2011) sind derzeit folgende Verweise bzw. Einschränkungen benannt, die direkt oder indirekt die H₂-Zumischung betreffen:

- In der DIN 51624 – Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge ist ein Grenzwert für H₂ von 2 Vol.-% angegeben (Tanks in Erdgasfahrzeugen).
- Verschiedene Gasturbinenhersteller limitieren den H₂-Anteil im Erdgas auf 1 Vol.-%.
- Viele Prozess-Gaschromatographen (PGC) sind nicht in der Lage, H₂ zu analysieren (Grenze 0,2 Vol.-%).
- H₂ ist ein gutes Substrat für sulfatreduzierende Bakterien. Daher besteht in Untertageporenspeichern die Gefahr eines Bakterienwachstums mit dadurch ausgelöster Schwefelwasserstoff- (H₂S) Produktion. Eine Einspeicherung von H₂ in Untertageporenspeicher ist zu minimieren.

3.1 Gasbeschaffenheit / -kennwerte

Die Gasbeschaffenheit wird seit 1921 im DVGW-AB G 260 bzw. Vorgängerrichtlinien geregelt um die divergierenden Interessen der Gasproduzenten (Einspeisung von Gasen deren Kennwerte deutlich schwanken) und der Gasverwender (Wunsch nach Gasen mit möglichst gleichbleibenden Eigenschaften als Grundlage für die Optimierung der Gasendgeräte) auf einen kleinsten gemeinsamen Nenner zu bringen [2]. Diese Aufgabe wird in der Zukunft herausfordernder, da die Zusammensetzung der Gase sich dynamischer entwickeln wird. Gründe hierfür sind veränderte Marktbedingungen, neue Transportmöglichkeiten (LNG) und damit auch die Verfügbarmachung neuer Lieferquellen (z.B. Shale Gas). Die Einspeisung von erneuerbaren Gasen z.B. H₂ stellt noch weiterführende Anforderungen an die Gasverwendung und somit auch an die „vermittelnde“ Regelsetzung. Grund hierfür ist, dass H₂ z.B. mit Blick auf den Brennwert deutlich von Erdgas abweicht und somit eine neue Situation entsteht auf die bisher nicht reagiert werden musste. Es ist daher geboten die wichtigsten

brenntechnischen Kenndaten von Erdgasen den Wobbe-Index, die relative Dichte, der Brennwert und die Methanzahl zu betrachten, welche im Folgenden kurz beschrieben sind. Im Anschluss daran werden für diese Größen relevante Regelwerke mit Blick auf die H₂-Zumischung zitiert.

Der Wobbe-Index ist die entscheidende Kenngröße bei der Verbrennung in haushaltlichen Gasgeräten, Industriebrennern etc. Er kennzeichnet die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung. Brenngase unterschiedlicher Zusammensetzung (also auch mit unterschiedlichen Brennwerten) zeigen bei gleichem Wobbe-Index unter gleichem Druck am Brenner eine annähernd gleiche Wärmebelastung (Leistung).

Einfacher ausgedrückt: Bei gleichem Wobbe-Index ist trotz unterschiedlicher Brennwerte der Erdgase die Leistung des Brenners konstant. Der Wobbe-Index W_s lässt sich wie folgt berechnen:

$$W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}}, \text{ mit dem Brennwert } H_s \text{ und der relativen Dichte } d = \frac{\rho_n}{\rho_n(\text{Luft})}.$$

Der Brennwert des Erdgases ist dagegen vor allem für die Abrechnung der gelieferten Energiemenge von Bedeutung. Die genaue Bestimmung von Brennwert, Normdichte und Wobbe-Index auf Basis der Gaszusammensetzung ist in Deutschland nach DIN EN ISO 6976 festgelegt.

Bei der motorischen Verbrennung von Erdgas ist die Methanzahl (MZ) ein Maß für die Klopfbarkeit des Brennstoffes – ähnlich wie die Oktanzahl bei Benzinmotoren. Zu niedrige MZ können im Brennraum unerwünschte Selbstzündungen, das sogenannte Klopfen, verursachen und damit zu Motorschäden führen. Die MZ ist definiert über das binäre Vergleichsgas aus klopffestem CH₄ und dem klopfreudigem H₂. Der Wert der MZ entspricht dabei dem prozentualen Volumenanteils des CH₄.

Im DVGW-AB G 260 (Weißdruck, Mai 2008) [3] wurde die maximale H₂-Konzentration auf 12 Vol.-% im resultierenden Mischgas festgelegt. Es handelt sich hierbei um einen historisch bedingten Wert, der noch auf Verwendung von Stadtgas als Austausch- oder Zusatzgas beruht (Stadtgas besaß H₂-Konzentrationen bis 55 Vol.-%) [4]. Im novellierten DVGW-AB G 260 (Entwurf, Januar 2012) [5] wurden die zuvor genannten Restriktionen aus dem DVGW-AB G 262 (Weißdruck, September 2011) für H₂ neu übernommen. Die brenntechnischen Kenndaten entsprechend Tabelle 2 (2. Gasfamilie) im DVGW-AB G 260 sind einzuhalten.

Nach der DIN 51624 [6] „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren“ wird der maximale H₂-Anteil auf 2 Vol.-% im Erdgas H bzw. L festgelegt. Hintergrund der Begrenzung liegt hier in der nicht ausreichend untersuchten H₂-Toleranz von Stahl tanks bei Erdgasfahrzeugen. Versuche an Motoren mit weitaus höheren Konzentrationen als 5 Vol.-% H₂ sind bereits erfolgreich durchgeführt worden [7].

Da also H₂ im Gasgemisch prinzipiell erlaubt ist, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass H₂ bis zu einer bestimmten Konzentration als Zusatzgas eingespeist werden kann, wenn die Grenzwerte wesentlicher Gaskennwerte eingehalten werden.

- Dies betrifft entsprechend DVGW-AB G 260 (Weißdruck, Mai 2008) mindestens die in Tabelle 1 (1. Gasfamilie) aufgeführten Gaskennwerte (aktuell noch gültig).
- Darüber hinaus müssen Aktualisierungen von Gaskennwerten und technische Grenzen der H₂-Zumischung überprüft und analysiert werden.

Die Anforderungen an die Beschaffenheit von Erdgasen werden in Deutschland in dem DVGW-AB G 260 bzw. für den grenzüberschreitenden Handel mit Erdgas H in der Richtlinie der EASEE-gas (European Association for Streamlining of Energy Exchange - Gas) [8] geregelt. Die im Hinblick auf die Einspeisung von H₂ relevanten Kennwerte und deren Spezifikationen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Spezifikationen der Gasbeschaffenheit in verschiedenen Regelwerken (Auszug)

Kennwerte	Einheit	DVGW-AB G 260 (Weißdruck, Mai 2008)	EASEE-gas	DIN 51624
Wobbe-Index (W_s)				
Gesamtbereich				
L-Gas	kWh/m ³	10,5 – 13,0 ^{a)}	-	-
H-Gas	kWh/m ³	12,8 – 15,7 ^{a)}	13,6 – 15,81	-
Brennwert (H_s)	kWh/m ³	8,4 – 13,1	-	-
relative Dichte (d)	-	0,55 – 0,75 ^{b)}	0,555 – 0,75	0,557 – 0,7
Methanzahl MZ	-	Hinweis DIN 51624 (MZ 70)	-	70
H₂	Vol.-%	-	-	2

a) Abweichungen möglich, siehe Erläuterungen DVGW-AB G 260 (Entwurf, Januar 2012)

b) Die Untergrenze darf unterschritten werden, wenn H₂ dem Erdgas zugemischt wird. Eine höhere Zuspeisung ist nach einer Einzelfallprüfung möglich, siehe Erläuterungen DVGW-AB G 260 (Entwurf, Januar 2012).

Eine grafische Darstellung der Entwicklung von Wobbe-Index, Brennwert und relativer Dichte in Abhängigkeit der Zumischung von H₂ ist in Abbildung 5 für drei verschiedene Grundgase dargestellt. Dabei werden H₂-Konzentrationen bis max. 30 Vol.-% unterstellt. Zusätzlich sind in dem Diagramm die Grenzen des DVGW-AB G 260 (Weißdruck Nennwert, Mai 2008) gekennzeichnet. Die entsprechenden Zahlenwerte sowie die zugrunde gelegten Analysen sind in Anlage 1 und Anlage 2 dargestellt.

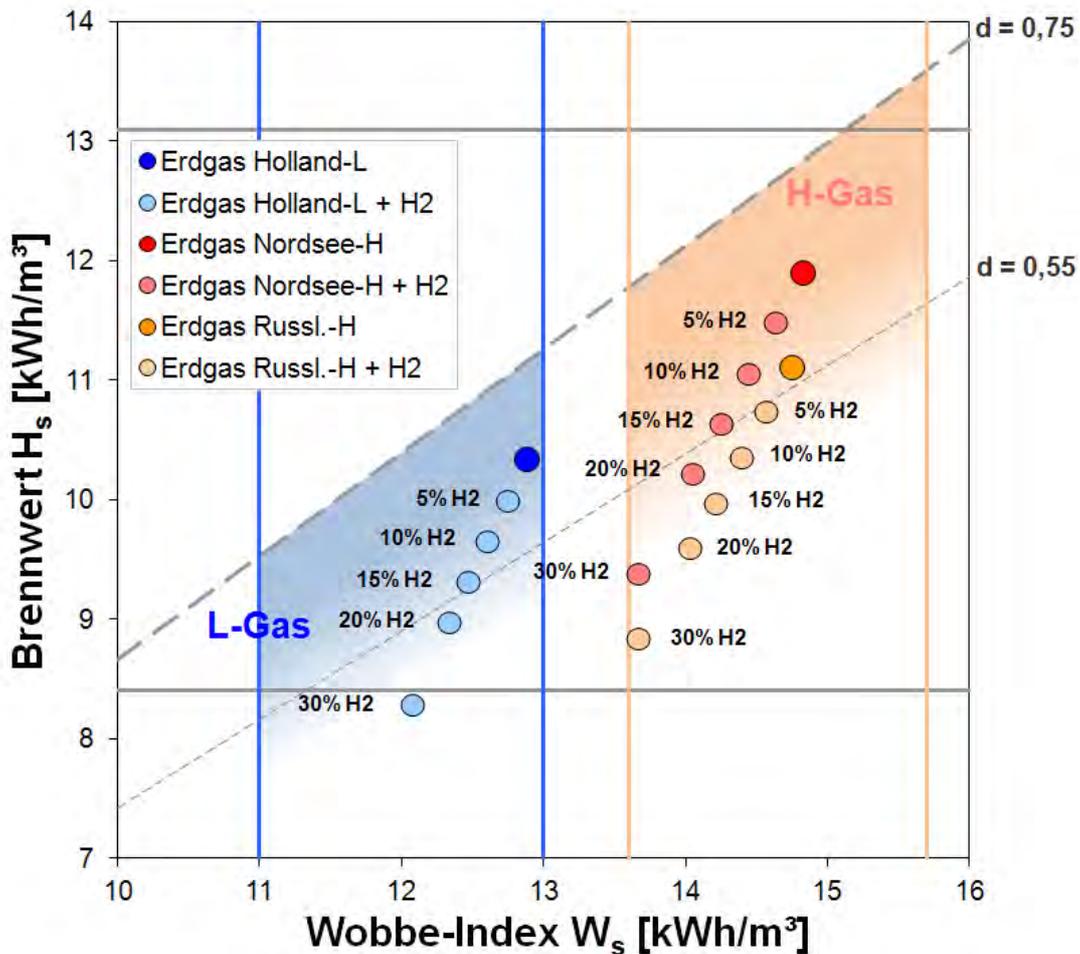


Abbildung 5: Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte) in Abhängigkeit der H₂-Konzentration für drei verschiedene Erdgase [9]

In Bezug auf den Brennwert und den Wobbe-Index lassen sich im Rahmen der spezifizierten Grenzen des DVGW-AB G 260 – zunächst ungeachtet möglicher Einschränkungen bei der Gasverwendung – vergleichsweise hohe H₂-Konzentrationen realisieren. Die untere Grenze im Brennwert (8,4 kWh/m³) würde für Erdgas Holland-L bei einer H₂-Konzentration von ca. 30 Vol.-% erreicht werden. Bzgl. des Wobbe-Index wären theoretisch sogar Konzentrationen von mehr als 50 Vol.-% möglich. Stärkere Einschränkungen existieren dagegen in Bezug auf die relative Dichte. Bei dem derzeitigen unteren Grenzwert von $d = 0,55$ ließen sich für Holland-L und Nordsee-H ca. 15 Vol.-% H₂ realisieren – für russisches Erdgas wären es lediglich 3 Vol.-% H₂. Im DVGW-AB G 260 (Entwurf, September 2012) darf die Untergrenze für relative Dichte unterschritten werden; eine Einzelfallprüfung ist allerdings erforderlich [5].

Die Brenngasspezifikationen für Gasturbinen definieren ebenfalls Vorgaben bezüglich des tolerierbaren H₂-Gehaltes im Brenngas. Nach Angaben der Hersteller können nach jetzigem Informationsstand besonders emissionsarme (geringe Stickoxide- (NO_x) Emissionen) Turbinen sensibel auf H₂-Zumischungen ab max. 1,0 Vol.-% reagieren. Generell wird Untersuchungsbedarf gesehen, da die Zumischung von H₂ bisher nicht im Fokus bei der Auslegung von Gasturbinen lag

und eine „nachträgliche“ Einschätzung der maximal zulässigen Zumischraten sehr aufwendig ist [9]. Eine Übersicht der bereits heute bekannten H₂-Toleranz verschiedener Produkte und Hersteller ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Angaben zur H₂-Toleranz ausgewählter Gasturbinenhersteller [9]

Hersteller	Einheit	GE-NP PGT25DLE	SOLAR CENTAUR, MARS, TITAN	MAN THM1304 D	MAN FT8 DLN
Kriterium					
Max. H₂-Gehalt	Vol.-%	5,0	4,0	1,0	1,0

Im Oktober 2011 hat die Firma Siemens AG im Nachgang zu einem GERG-Workshop über die Verbrennung von Erdgas-H₂-Gemischen mitgeteilt, dass deren Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern und Leistungen bis 50 MW_{el} für einen H₂-Gehalt bis 10 Vol.-% geeignet sind [10].

Für die MZ wurde im DVGW-AB G 260 kein Grenzwert festgelegt (lediglich Hinweis auf DIN 51624, MZ 70). In der Diskussion ist derzeit ein Grenzwert von 65 oder 70. In Anlage 1 und 2 wird die Entwicklung der MZ bis zum maximalen – durch das Berechnungsverfahren begrenzten – H₂-Anteil aufgezeigt. Bei einem Grenzwert von MZ 70 wären demnach für das Erdgas Nordsee-H H₂-Anteile von 10 Vol.-% und für die Erdgase Holland-L und Russland-H von mehr als 15 Vol.-% möglich.

Die Einspeisung von H₂ hat keinen signifikanten Einfluss auf das Kondensationsverhalten höherer Kohlenwasserstoffe im Erdgas. Prozesstechnisch hat zudem die Veränderung des Joule-Thomson-Koeffizienten bei H₂-Zumischung (nämlich eine geringere Temperaturabsenkung infolge Druckreduzierung) einen günstigen Einfluss im Sinne der Vermeidung von Kondensation.

3.2 Transportleitungen – Materialbetrachtungen

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die bestehenden Erdgasleitungen für den Transport von Erdgas-H₂-Gemischen eingesetzt werden können. In Abhängigkeit der Konzentration von H₂, den eingesetzten Materialien und der Betriebsbedingungen können aber ergänzende Maßnahmen im Rahmen des Pipeline Integrity Management erforderlich werden.

Der Schutz gegen Außenkorrosion durch isolierende Umhüllungen mitsamt der Technik des kathodischen Korrosionsschutzes wird durch die Anwesenheit von H₂ im transportierten Medium nicht beeinflusst.

Einflüsse von H₂ auf elektrochemische Korrosionsvorgänge (Innenbereich) von Rohrleitungen konnten im Rahmen der Literaturrecherche nicht identifiziert werden.

Das Eindringen von H₂ in Metalle ist an das Vorhandensein von sauberen (metallisch glänzenden) Metalloberflächen oder die Anwesenheit von Elektrolyten (Wasser / Kondensat) gebunden. Kommt es zu Aufnahme von H₂, wird bei vielen Metallen und Legierungen das Verformungsvermögen herabgesetzt (z.B.

Bruchdehnung, Brucheinschnürung, Bruchlast, Verformungsarbeit bis zum Bruch). Vor allem die Brucheinschnürung und Bruchdehnung aber auch Dehngrenze (R_p) und Zugfestigkeit (R_m) werden mit zunehmenden H_2 -Konzentrationen und steigenden Drücken reduziert.

In der nebenstehenden Grafik ist das makroskopische Bruchverhalten von Stahl L485MB (StE 480.7 TM) in verschiedenen Umgebungen dargestellt.

Je höher der Anteil von H_2 in der umgebenden Atmosphäre, desto geringer ist die Brucheinschnürung. Es wird hier von einem verzögerten Sprödbbruch gesprochen. Der Werkstoff bricht dabei fast ohne eine vorhergehende Verformung.

Die Risswachstumsgeschwindigkeit (Wachstum je Belastungszyklus; z.B. Druckwechsel) wird ebenfalls verändert. Wird ein materialspezifischer Schwellenwert an der Risspitze überschritten, kommt es unter Umständen sogar bei stationärer Belastung der Rohrleitung zu einer Rissausbreitung.

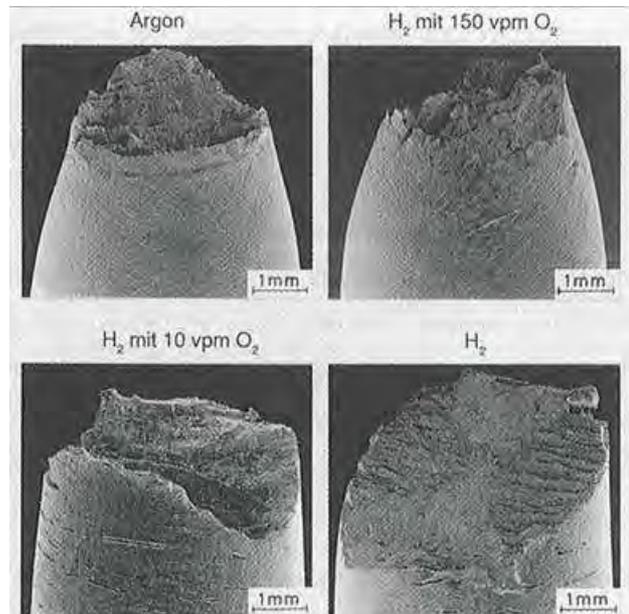


Abbildung 6: Bruchverhalten von Stahl L485MB

Für genauere Aussagen müssen die Koeffizienten der sogenannten „Paris-Beziehung“ für die jeweiligen Rohrleitungsstähle in Abhängigkeit der H_2 -Konzentration sowie der Belastungen der Rohrleitungen in Sensitivitätsbetrachtungen analysiert werden. Die „Paris-Beziehung“ beschreibt den Zusammenhang zwischen der Amplitude der Spannungsintensität und der Risswachstumsgeschwindigkeit. [11]

Stähle mit hohen Härtegraden, $HV > 400$ (> 1.000 MPa) neigen stärker zu unerwünschten Veränderungen der Materialeigenschaften, die zur Entstehung von inneren Rissen (HIC = hydrogen induced cracking), H-induzierter Spannungsrisskorrosion oder Oberflächenblasenbildung (bei weichen Stählen) führen können. Übliche Werkstoffe für Erdgastransportleitungen besitzen hingegen Festigkeiten von weniger als 400 HV (L245NB / MB ~ 250 HV). Dies trifft in den meisten Fällen auch auf Schweißnähte sowie die Wärmeinflusszonen zu.

Die Gefahr der H_2 -Absorption, Voraussetzung für unerwünschte Materialveränderungen, ist an Kerben und aktiven Rissen z.B. im Bereich der Schweißnähte höher als im Basisrohrmaterial. Untersuchungen haben gezeigt, dass das Wachstum vorhandener Risse in einer H_2 -atmosphäre beschleunigt wird. Dieser Effekt ist von der H_2 -Konzentration und damit dem Partialdruck abhängig.

Die treibenden Kräfte für das Risswachstum stellen zyklische Druckbelastungen dar. Diese fallen in Bezug auf ihre Häufigkeit und Intensität in Gastransportleitungen im Gegensatz zu Druckbehältern gering aus. Abbildung 7 zeigt beispielhaft den Druckverlauf einer Transportleitung über einen Zeitraum von zwei Jahren. Daraus wird ersichtlich, dass nur in vier Fällen der Druckabfall über 10 bar (was bezogen auf den Betriebsdruck einem Druckspiel von knapp 20 % entspricht) hinausging und

somit von einer weitestgehend statischen Druckbelastung ausgegangen werden kann.

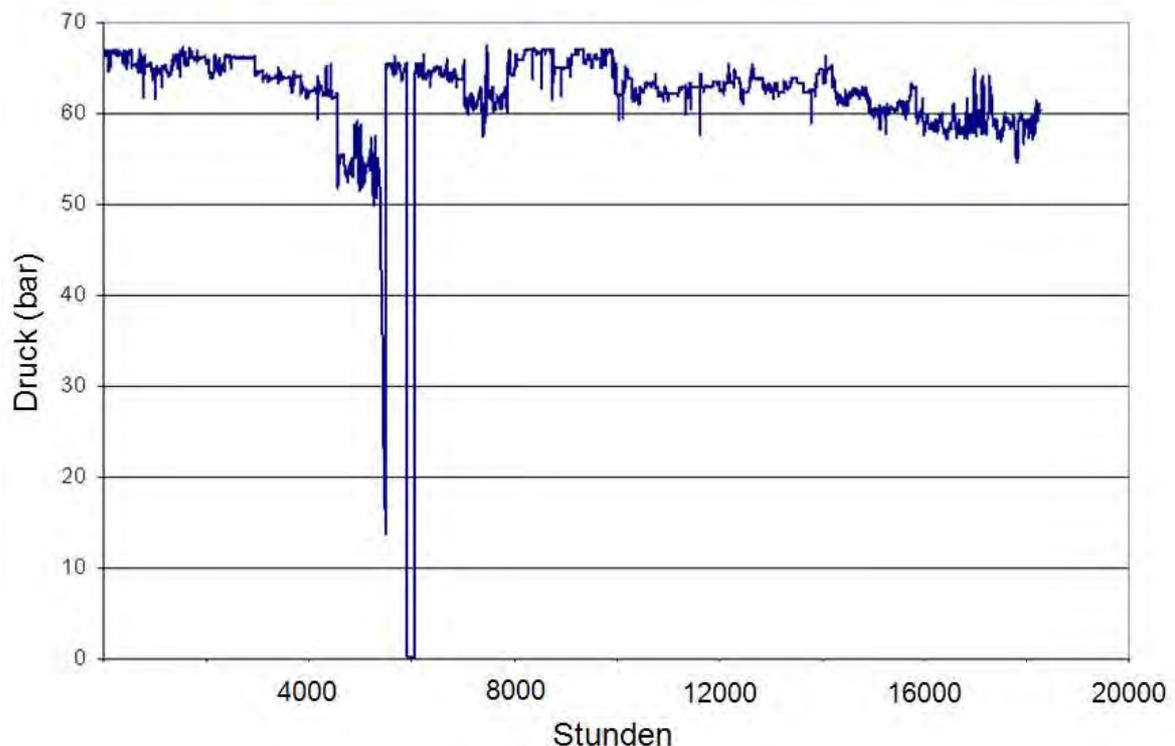


Abbildung 7: Aufgezeichneter Druckverlauf einer Gastransportleitung über zwei Jahre [9]

An konservativen Modellbeispielen auf Grundlage von ermittelten Materialeigenschaften in einer gasförmigen H_2 -atmosphäre wurden für Konzentrationen von bis zu 50 Vol.-% lediglich geringe Effekte auf die Schadenshäufigkeit prognostiziert, die in der Folge zu moderaten Mehrkosten (< 10 %) bei der Überwachung und Instandhaltung des Leitungsnetzes führen würden. [12]

Erfahrung mit dem Transport von H_2 und H_2 -haltigen Gasen existieren. Beispiele für den Betrieb von H_2 -Leitungen sind z.B. Transportleitungen zwischen Schkopau-Böhlen (Dow Germany, 40 km) und Leuna-Merseburg (Linde AG, 20 km, 2 - 2,5 bar). Bei den hier aufgeführten Pipelines sind bisher keine H_2 -spezifischen Werkstoffprobleme bekannt geworden. [13]

Bis Mitte der 90er Jahre transportierten auch die Kokereigasleitungen der E.ON Ruhrgas AG (ERG) Gasgemische mit ca. 60 Vol.-% H_2 . Bis zum Jahre 1993 speicherten drei Kokereien in eine Kokereigasleitung im Ruhrgebiet Gas ein. Ab 1992 erfolgte ein Rückbau. Heute wird noch eine Kokerei (Prosper in Bottrop) betrieben, die Kokereigas in eine Leitung mit ca. 6 bar Betriebsdruck einspeist, die das Gas von West nach Ost durch das Ruhrgebiet transportiert und verteilt. Das Gas wird ausschließlich von Industrieunternehmen und Kraftwerken genutzt. Eine Mischung mit Erdgas erfolgt nicht. Für das Kokereigas gilt das aktuelle Regelwerk DVGW-AB G 260 (Weißdruck, Mai 2008). Spezifikationen zum Kokereigas befinden sich in der Tabelle 1 (1. Gasfamilie, H_2 -reiche Gase).

Über die vorhandene Kokereigasleitung im Ruhrgebiet wurde das Kokereigas zur damaligen Zeit vor 1994 zur Verdichterstation Ickern transportiert. In Ickern wurde das Kokereigas in der Regel 20.000 bis 50.000 m³/h mittels eines Kolbenverdichters Typ Cooper (zwei Stück waren vorhanden) auf einen Druck von 50 bar gebracht und zur Station Werne geleitet. In Werne wurde das Kokereigas dem L-Gas-Ring d.h. dem Transportleitungssystem der ERG zugemischt. Nach der Zumischung ergaben die Erdgasanalysen Anteile von H₂ zwischen 0,01 und 0,76 Vol.-% im Jahre 1989 und zwischen 0,06 und 1,35 Vol.-% H₂ in 1991.

Zusammenfassend lassen sich zu den Transportleitungen im Hinblick auf eine H₂-Zumischung folgende Aussagen treffen:

- In Bezug auf die H₂-Versprödung und den daraus resultierenden Materialschäden wurde die Erfahrung gemacht, dass diese sowohl bei geringen als auch bei hohen Konzentrationen an H₂ bei anfälligen Materialien auftreten. Der Unterschied besteht lediglich darin, dass bei hohen Konzentrationen das Material schneller geschädigt wird und deshalb ggf. in kürzeren Intervallen ausgetauscht werden muss.
- Aus den zuvor beschriebenen Betrachtungen aus den Projekt NATURALHY sollte der Transport von H₂ durch die vorhandenen Rohrleitungen zumindest bis zu einem H₂-Gehalt von 30 Vol.-% grundsätzlich möglich sein.
- Bei den betrachteten H₂-Konzentrationen im Erdgas können gängige Sicherheits- und Überprüfungsverfahren mit Gaswarngeräte und Detektoren wie sie zurzeit zur Rohrnetzüberprüfung (Begehung, Befahrung, Überfliegung, etc.) voraussichtlich weiterhin eingesetzt werden, da Methan (CH₄) der Hauptbestandteil des Gasgemisches bleibt. Für das Aufspüren von Erdgas-H₂-Gasgemischen ist der Einsatz von Halbleitertechnik gut geeignet, da sowohl CH₄ als auch H₂ mit diesem System aufgespürt werden können.
- Zur Beantwortung der Fragestellung inwieweit weitere Bauteile (z.B. Kugelhähne, Ventile, Dichtungen) Limitierungen hinsichtlich der H₂-Einspeisung aufweisen, konnten keine konkreten Aussagen recherchiert werden. Es kann aber festgehalten werden, dass derzeitig zumindest keine grundsätzlichen Problemstellungen seitens der Hersteller bekannt sind. [9] Es wird jedoch eine Bestandsaufnahme empfohlen, deren Auswertung ggf. weitergehende Untersuchungen notwendig machen.

3.3 Transportleitungen – Kapazitätsbetrachtungen

Besonderheiten beim Transport von H₂ im Vergleich zu Erdgas wurden bereits in früheren Arbeiten untersucht [14], [15]. Im Folgenden soll der Einfluss von H₂ auf die transportierte Energie sowie die für den Transport aufzubringende Leistung genau quantifiziert werden. Konkret werden die beiden folgenden Fragestellungen betrachtet:

- Transportkapazität - Wie ändert sich der Energietransport in Abhängigkeit der H₂-Konzentration bei einem fest vorgegebenen Druckgefälle.

- Druckverlust / Verdichterleistung - Welche zusätzliche Leistung muss aufgebracht werden, um bei gleichem Energietransport (also erhöhtem Volumenstrom) das mit H₂ angereicherte Erdgas wieder auf den ursprünglichen Druck zu verdichten.

Die wichtigsten Einflussgrößen bei dieser Betrachtung sind der Brennwert und die Dichte. Der Brennwert von H₂ ist bezogen auf das Volumen etwa um den Faktor 3 niedriger als der von CH₄, bei gleichem Volumenstrom wird somit 3-mal weniger Energie transportiert. Auf der anderen Seite bewirkt die geringere Dichte von H₂, die je nach Druckniveau um den Faktor 8 bis 10 niedriger ist als die von CH₄, dass bei gleichem Volumenstrom weniger Masse transportiert wird, was sich in einem geringeren Druckverlust auswirkt; entsprechend ergibt sich bei fest vorgegebenen Druckverlust ein höherer Volumenstrom.

Um den Einfluss dieser beiden gegenläufigen Effekte zu quantifizieren wird die hydraulische Berechnung nach den in [16] angegebenen Algorithmen umgesetzt. Der Druckverlust wird nach der Darcy-Weisbach Gleichung bestimmt, wobei für die Rohrreibungszahl der Zanke-Ansatz für turbulente Strömungen angewendet wird. Die Verdichterleistung wird auf Basis einer Enthalpiebilanz bestimmt. Die für die Berechnung benötigten Stoffdaten werden nach aktuellen Berechnungsverfahren mit Hilfe der Software „GasCalc®“ berechnet. Neben dem Brennwert (ISO 6976) sowie den thermischen (Dichte und K-Zahl) und kalorischen Zustandsgrößen (Enthalpie, Entropie für die Bestimmung der Verdichterleistung), die nach der AGA8-Zustandsgleichung [17] berechnet werden, geht auch die Viskosität [18], [19] in die Bestimmung ein. Die Berechnung wird exemplarisch für die drei Erdgase Holland-L, Nordsee-H und Russland-H durchgeführt, wobei die H₂-Konzentration von 0 bis 30 Vol.-% variiert wird (für Vergleichszwecke wird zusätzlich das Ergebnis für 100 % H₂ angegeben). Für die Rohrleitung wird eine Länge von 250 km (Durchmesser 1.000 mm) sowie ein Erdgasvolumenstrom von 1 Mio. m³ (NTP) zugrunde gelegt. Praktisch wird bei der Berechnung der Volumenstrom so angepasst, dass im Falle „Transportkapazität“ der Druckverlust konstant ist und im Falle „Druckverlust / Verdichterleistung“ die transportierte Leistung konstant ist.

Die vollständigen Berechnungsergebnisse sowie die vorgegebenen Randbedingungen sind den Anlagen 3 bis 8 zu entnehmen. Im Folgenden werden die Ergebnisse für H₂-Konzentrationen bis 10 Vol.-% diskutiert:

a) Transportkapazität

Die Änderung der Transportkapazität in Abhängigkeit der H₂-Konzentration ist in den Abbildung 8 (absolute Darstellung) bzw. Abbildung 9 (prozentuale Darstellung) gezeigt. Die Transportkapazität bei gleichem Druckverlust ist im Falle von Erdgas Nordsee-H zunächst um ca. 7 % höher als für Erdgas Russland-H bzw. um ca. 15 % höher als für Erdgas Holland-L. Eine Zumischung von 10 Vol.-% H₂ bewirkt eine Abnahme der Transportkapazität von 5 % (Russland-H / Holland-L) bzw. 6 % für Nordsee-H. Der Einfluss von 10 Vol.-% H₂ ist somit geringer als der Unterschied der sich für die verschiedenen reinen Erdgase ergibt.

Des Weiteren ist zu beachten, dass die theoretische Transportkapazität von Gastransportleitungen nur an wenigen Tagen pro Jahr vollständig ausgeschöpft wird. Für diese, mit Blick auf die Versorgungssicherheit kritische Zeit, ist eine Reduzierung bzw. eine Aussetzung der H₂-Einspeisung zu prüfen. Da an diesen

kritischen Tagen mit sehr niedrigen Umgebungstemperaturen in der Regel auch ein hoher Strombedarf erwartet werden kann, ist eine größere H₂-Produktion aus Überschussstrom in dieser Zeit eher unwahrscheinlich.

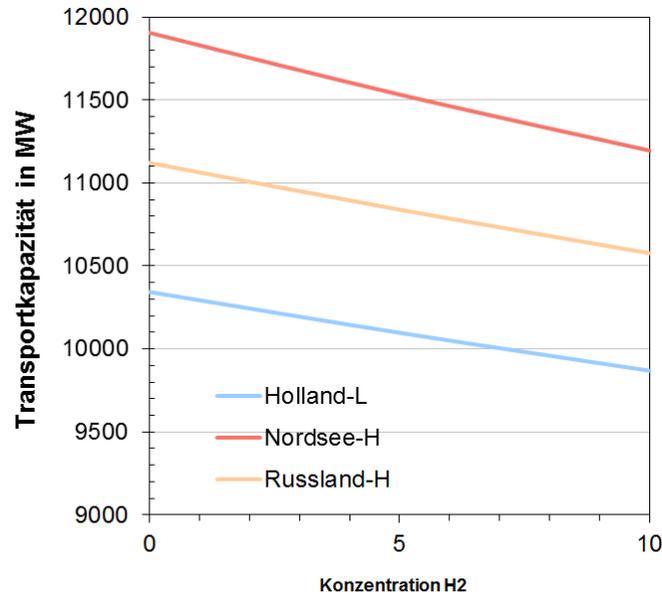


Abbildung 8: Änderung der Transportkapazität in Abhängigkeit der H₂-Konzentration für drei verschiedene Erdgase (V_n = 1 Mio. m³(n), p = 80 bar, t = 10 °C)

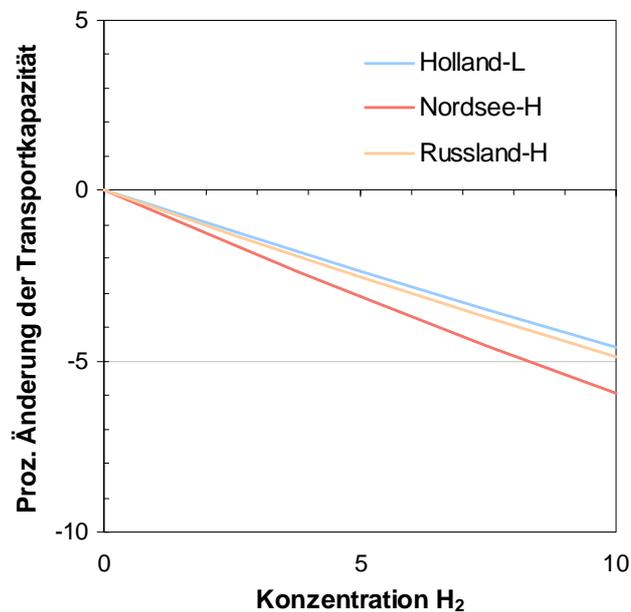


Abbildung 9: Prozentuale Änderung der Transportkapazität in Abhängigkeit der H₂-Konzentration für drei verschiedene Erdgase

b) Druckverlust / Verdichterleistung

In Abbildung 10 ist zunächst der Druckverlust in Abhängigkeit der H₂-Konzentration dargestellt. Bei einer H₂-Konzentration von 10 Vol.-% und gleichem Energietransport ergibt sich für die Erdgase Holland-L und Russland-H eine Zunahme des Druckverlustes von etwa 11 %, im Falle von Erdgas Nordsee-H sind es ca. 14 %. Um das mit H₂ angereicherte Erdgas dann wieder auf den ursprünglichen Druck zu verdichten, muss eine um 25 % (Holland-L / Russland-H) bzw. 32 % (Nordsee-H) höhere Verdichterleistung aufgebracht werden.

Zur Bewertung des Energieaufwandes für den Transport eines Erdgas-H₂-Gemisches wird der Mehraufwand an Verdichterleistung (ΔP_V) ins Verhältnis gesetzt zu der Verdichterleistung beim Transport von reinem Erdgas (P_V). In Abbildung 11 ist diese Abhängigkeit als Funktion der H₂-Konzentration dargestellt. Bei einem H₂-Anteil von 10 Vol.-% ergibt sich beispielsweise ein Mehraufwand an Verdichtungsenergie von ca. 25 %. Werden diesen energetischen Mehraufwand jeweils auf den chemischen Energieinhalt des transportierten H₂ bezogen, dann ergibt sich für die betrachtete Leitungslänge von 250 km ein spezifischer Aufwand ($\Delta P_V/P_{H_2}$) zwischen 0,35 % bis 0,45 %. Für einen Transport von H₂ über 500 km beträgt der spezifische Energieaufwand somit weniger als 1 %.

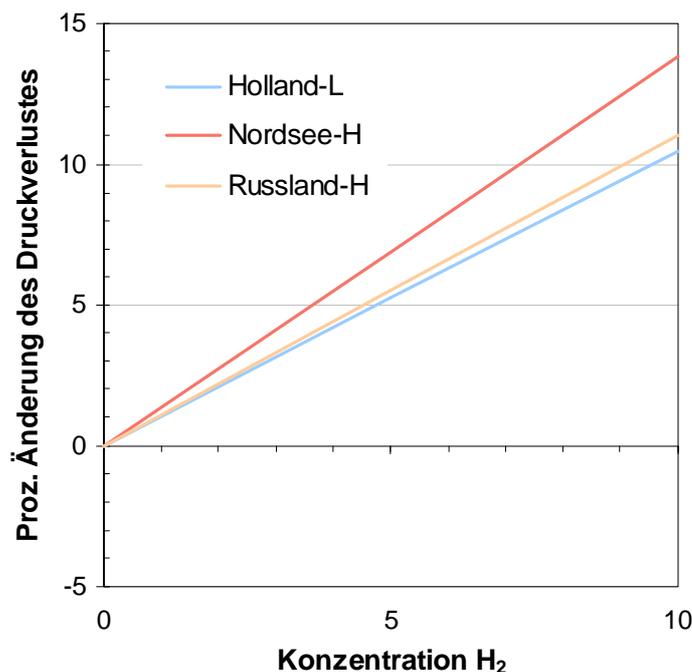


Abbildung 10: Prozentuale Änderung des Druckverlustes in Abhängigkeit der H₂-Konzentration bei konstantem Energietransport für drei verschiedene Erdgasqualitäten

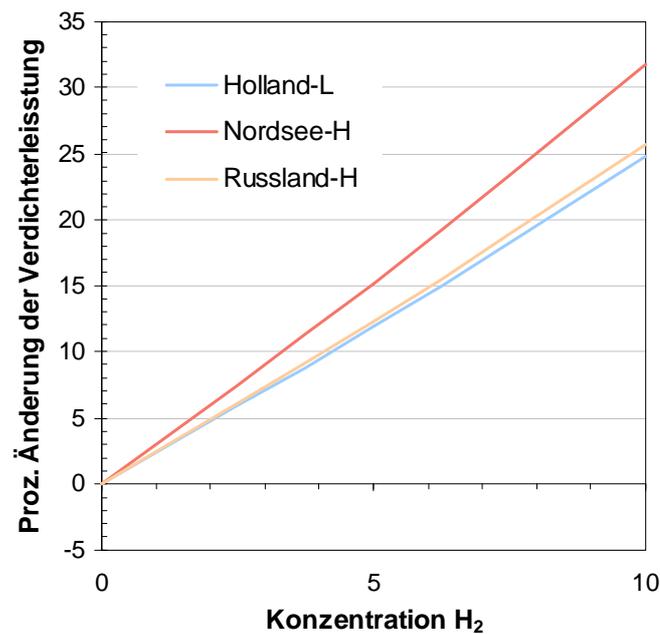


Abbildung 11: Prozentuale Änderung der Verdichterleistung in Abhängigkeit der H₂-Konzentration bei konstantem Energietransport für drei verschiedene Erdgasqualitäten

3.4 Erdgasspeicher und Stadtgaserfahrungen

3.4.1 Untergrundspeicher – Wasserstoff-Erfahrungen ERG

Erdgas aus Lagerstätten, welches heute in Porenspeichern und Kavernen in großen Mengen gespeichert wird (ca. 21 Mrd. m³ in Deutschland), besteht überwiegend aus CH₄ und enthält keinen H₂. Bestehende Untergrundspeicher (UGS), welche integrale Komponenten des Erdgasnetzes bilden, wurden daher seinerzeit nur bedingt auf eine Speicherung von H₂ (Stadtgasregionen) ausgelegt. Deswegen sind u.U. Untersuchungen hinsichtlich der Eignung bzw. einer erforderlichen Nachrüstung der Speicheranlagen für die sichere Speicherung von H₂ erforderlich.

Aufgrund der bei Gasspeicherunternehmen existierenden Erfahrung bieten Kavernenspeicher vermutlich bessere Voraussetzungen für die H₂-Speicherung als Porenspeicher. In den 1970er Jahren mit Stadtgas (ca. 55 Vol.-% H₂) betriebene deutsche Porenspeicher wiesen in ihren Auslagerungsgasströmen vereinzelt H₂-Konzentrationen bis zu 1 – 2 g/m³ auf (zugelassener Grenzwert 5 mg/m³) und erforderten teilweise die Errichtung von Entschwefelungsanlagen.

Wegen der grundsätzlich unterschiedlichen Natur des Speicherraumes ist eine untertägige Speicherung von H₂ konzeptionell in zwei Kategorien zu gliedern:

a) H₂-Speicherung in Untergrundporenspeicher

Neben mikrobiologischen Fragestellungen geht es hier hauptsächlich um die Integrität des Deckgebirges sowie um das Verhalten der eingesetzten Werkstoffe und Bauteile unter H₂-Einwirkung.

Es ist davon auszugehen, dass der Untergrund von sulfatreduzierenden Bakterien bevölkert ist bzw. dass diese Bakterien im Zuge der Speichertätigkeiten durch kontaminierte Bohr- und Messgerätschaften eingeschleppt werden können. Für diese Mikroorganismen stellt H₂ ein gutes Substrat dar. Dabei wird der eingelagerte H₂ mit Sulfat des Schichtwassers zu H₂S bzw. Eisensulfid und Wasser umgesetzt.

Da H₂S stark toxisch ist, muss er obertägig kostenintensiv aus dem ausgelagerten Erdgasstrom abgereinigt werden. Darüber hinaus wirkt H₂S in Verbindung mit Kohlenstoffdioxid (CO₂) (geringe Anteile ~ 0,1 %, Russland Erdgas H) korrosionsfördernd. Auch sind Sulfatreduzierer dafür bekannt, Stähle direkt korrosiv anzugreifen und Lochfraß auszulösen (mikrobiell induzierte Korrosion). Eine andere Bakterienart (Homoacetatgärer) metabolisiert H₂ zu Essigsäure, die untertägig, bzw. in obertägige Pipelines ausgetragen, ebenfalls Korrosionsprobleme auslösen kann.

Über die Akkumulation von Biomasse der Bakterien bzw. die Ablagerung von schwer löslichen Eisensulfiden können Verstopfungen im Filter- und Gravelbereich der Speicherbohrungen, einhergehend mit einer Leistungseinbuße ausgelöst werden („Sonden-Plugging“). In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass nicht jede Formation chemisch stimuliert werden kann, da beispielsweise der Einsatz von Säuerungen in Speicherformationen mit erhöhten Tongehalten signifikante Sekundärschädigungen (Fines-Mobilisation durch Protolyse von Aluminiumsilikaten) bzw. Fines-Liberationen aufgrund der Auflösung von karbonatischen Gesteinszementationen hervorrufen kann. Gegenmaßnahmen zur Beseitigung von mikrobiologisch induzierten Feststoffablagerungen stehen für solche sensitiven Formationen damit gegebenenfalls nur in begrenztem Umfang bzw. gar nicht zur Verfügung.

Darüber hinaus sind im Falle der mikrobiologischen Konsumption von H₂ im Speicher auch wirtschaftlich relevante Bilanzprobleme (keine vollständige Rückgewinnung des H₂ bei Ausspeicherung) denkbar.

Daraus lässt sich unmittelbarer Forschungsbedarf hinsichtlich des prinzipiellen Potenzials eines Bakterienwachstums sowie des zu erwartenden Ausmaßes der o.g. Schäden in Abhängigkeit von der einzuspeisenden H₂-Konzentration ableiten.

Daneben kann die Speicherabdeckung – meist Tonsteinschichten – welche gegenüber Erdgas abdichtend wirkt, für H₂ durchlässig sein. Gleichmaßen sind existierende Speicherbohrungen auf Erdgas ausgelegt. Insofern sind entsprechende Untersuchungen zur Deckgebirgsintegrität und zur Dichtheit bzw. H₂-Beständigkeit der Bohrungen hinsichtlich der verwendeten Werkstoffe, Bauteile, Zemente sowie zu deren Komplettierungskonzepten zu überprüfen. Gegebenenfalls sind neue Konzepte zu entwickeln.

b) H₂-Speicherung in Kavernenspeicher

Konzepte zur Speicherung von H₂ in Salzkavernen erscheinen derzeit aus mehreren Gründen eher realisierbar. Zum einen ist die für ein Bakterienwachstum verfügbare spezifische Oberfläche in Kavernen geringer als in Porenraumspeichern und zum anderen sind keine „Sonden-Plugging-Probleme“ wie im Falle einer Porenraumspeicherung zu erwarten.

Da in Deutschland in Bezug auf eine dedizierte H₂-Speicherung (Erdgas-H₂-Gemisch) bislang wenige Erfahrungen bestehen, sind auch hier vor einer Realisierung dieser Technologie eine Reihe von Fragen zu klären. Hierbei wären in Analogie zu Punkt a) insbesondere für eine Erdgas-H₂-Gemischspeicherung spezifisch ausgelegte Werkstoffe, Bauteile, Zemente und Bohrkomplettierungsverfahren zu berücksichtigen bzw. zu entwickeln.

Untersuchungsbedarf wird aus geologischer, reservoir-ingenieur- und werkstoffseitiger Sicht hinsichtlich einer Erdgas-H₂-Gemischspeicherung in Kavernen in folgenden Punkten gesehen:

- Bewertung von geeigneten Komplettierungsmaterialien und Komplettierungskonzepte für Erdgas-H₂-Sonden und Obertageanlagen (Auswahl geeigneter Stähle, Ausbaumethoden, Elastomere und Dichtungsmaterialien im Hinblick auf deren Integrität gegenüber einer H₂-Exposition bei Speicherdrücken) inkl. der Bewertung geeigneter Zementationskonzepte
- Charakterisierung der Deckgebirgsintegrität gegenüber einer H₂-Exposition – Bestimmung der Permeabilität von (verunreinigtem) Steinsalz gegenüber einer potenziellen H₂-Diffusion und Beurteilung der einer H₂-Diffusion ins Gebirge und anschließenden Druckentlastungen potenziell nachgeordneten Abschaltungseffekte
- Bewertung des prinzipiellen Potenzials und zu erwartenden Ausmaßes eines Bakterienwachstums mit potenzieller H₂-Produktion in Kavernen bei H₂-Speicherung

Dieser Untersuchungsbedarf kann im Vergleich zu den unter Punkt a) genannten Untersuchungen von H₂-Einspeisungen in Porenraumspeicher im Hinblick auf wahrscheinlich bessere Entwicklungspotenziale von H₂-Kavernenspeicherungen prioritär eingeschätzt werden.

c) Obertageanlagen

Neben den unter den Punkten a) und b) bereits angeführten Werkstofffragen sollten für Obertageanlagen (OT-Anlagen) u.a. Fragestellungen aufgrund einer durch H₂-Beimischung veränderten Gasqualität berücksichtigt werden:

- Zündverhalten, Flammenausbreitungsgeschwindigkeiten und Abgasemissionen (insbesondere Stickoxide) von Betriebsbrennern und Gasturbinen-Brennkammern, dazu Fragestellungen der Flammenstabilität
- Betriebsrechtliche Aspekte (z.B. Ex-Zonen-Festlegungen) und Zündtemperaturen (insbesondere bezogen auf Oberflächentemperaturen von Bauteilen)
- Auslegung von Entspannungsanlagen (darunter Flammenausbreitung für Fackelanlagen)
- Dichtigkeit von Armaturen, Flanschverbindungen, Stoffbuchsen usw.
- Die Verringerung des Brennwertes und der molaren Masse des Gasgemisches durch Beimischung von H₂ führt zu einer Reduktion der Ein- und Ausspeicherleistungen (geringerer Energieinhalt pro Volumen transportiertes Gas) und zur Begrenzungen des Erreichbaren Enddrucks insbesondere im Einspeicherbetrieb (unzureichende Förderhöhe der

Arbeitsmaschinen). Als Konsequenz nimmt die gespeicherte Energiemenge ab, was wiederum zu höheren spezifischen Kosten für die Erdgasspeicherung führt.

3.4.2 Wasserstoff in Erdgasuntergrundspeichern – Erfahrungen aus der Stadtgaszeit der VNG

Erdgas, welches in den letzten Jahrzehnten in UGS eingelagert wurde, war H₂-frei. Daher wurden Auswirkungen von H₂ auf die Speicherstruktur sowie die unter- und obertägigen Anlagen nicht betrachtet. Mit der geplanten Einspeisung von H₂ ins Erdgasnetz ist der Einfluss von H₂ auf die UGS ein Thema, welches betrachtet werden muss, um negative Folgen auf UGS zu vermeiden und einen sicheren Umgang bei der Erdgasspeicherung zu gewährleisten.

Bis zu Anfang der 1990er wurde in Ostdeutschland Stadtgas mit einem H₂-Gehalt bis zu 55 Vol.-% in verschiedene UGS-Typen, z.B. Aquiferspeicher, ehemalige Lagerstätten und Kavernenspeicher, ähnlich aktuellen Druckbedingungen eingespeist. Der Speicherprozess war technisch beherrschbar. Probleme traten vorwiegend bei der Speicherung im Aquiferspeicher auf. Dort traten Gasverluste und eine erhöhte Korrosion auf. Dennoch war ein Speicherbetrieb möglich.

Die aufgetretenen Probleme sind dabei nicht einfach auf den H₂ übertragbar. Die Ursachen für die Gasverluste konnten nicht im vollen Umfang geklärt werden und waren nicht ausschließlich H₂-spezifisch.

Hinzu kommt, dass die Zusammensetzung des Stadtgases relativ komplex war und sich deutlich von H₂-haltigem Erdgas unterschied. Stadtgas enthielt neben Methan und H₂ u.a. große Mengen CO₂ (bis 15 Vol.-%) und kleine Mengen Sauerstoff (O₂) (bis 0,5 Vol.-%). Diese Komponenten reagierten nachweislich im Aquiferspeicher und trugen zur Korrosion bei.

Aufgrund der Gasverluste und der starken Korrosion wurden zahlreiche Untersuchungen zur Mikrobiologie durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass H₂ ein gutes Substrat für sulfatreduzierende Bakterien (SRB) ist. Bei der Verwertung von H₂ durch SRB entsteht H₂S. Dieser kann mit dem Gas ausgespeist werden oder mit Metallionen, wie z.B. Eisen-(II)-Ionen, im Speicher schwer lösliche Sulfide bilden. Eine Abnahme der Speicherkapazität oder der Permeabilität wurde nicht beobachtet. Eine Übertragung der Erfahrungen zur Permeabilität auf andere UGS ist nur bedingt möglich. Es ist aber durch H₂ bei vorhandenen SRB mit häufigerem Säuern der Fördersonden zu rechnen, um die erforderliche Leistungsfähigkeit der Bohrung zu gewährleisten.

Untersuchungen und Berechnungen haben gezeigt, dass der betrachtete Untergrundspeicher über ein gewisses Potenzial zur Bindung von H₂S verfügte. Dieses wurde während des gesamten Speicherbetriebes nicht ausgeschöpft, sodass eine nachträgliche Gasaufbereitung nicht notwendig war. Auch diese Erfahrungen sind nur bedingt auf andere UGS übertragbar.

In Kavernenspeichern und einer ehemaligen Erdgaslagerstätte traten während der Stadtgasspeicherung deutlich weniger technische Probleme auf. Diese konnten außerdem nicht eindeutig auf den im Stadtgas enthaltenen H₂ zurückgeführt werden.

H₂ hat im Vergleich zum Erdgas eine geringere volumenbezogene Energiedichte. Die Energiekapazität eines UGS hängt vom Anteil des H₂ und aufgrund der schlechteren Kompressibilität des H₂ von der Druckstufe des UGS ab (Abbildung 12). Hierbei erfolgt eine Verringerung der Energiespeicherkapazität des Untergrundspeichers in etwa um den Prozentsatz des H₂ im Gesamtvolumenstrom bei geringen Zumischkonzentrationen.

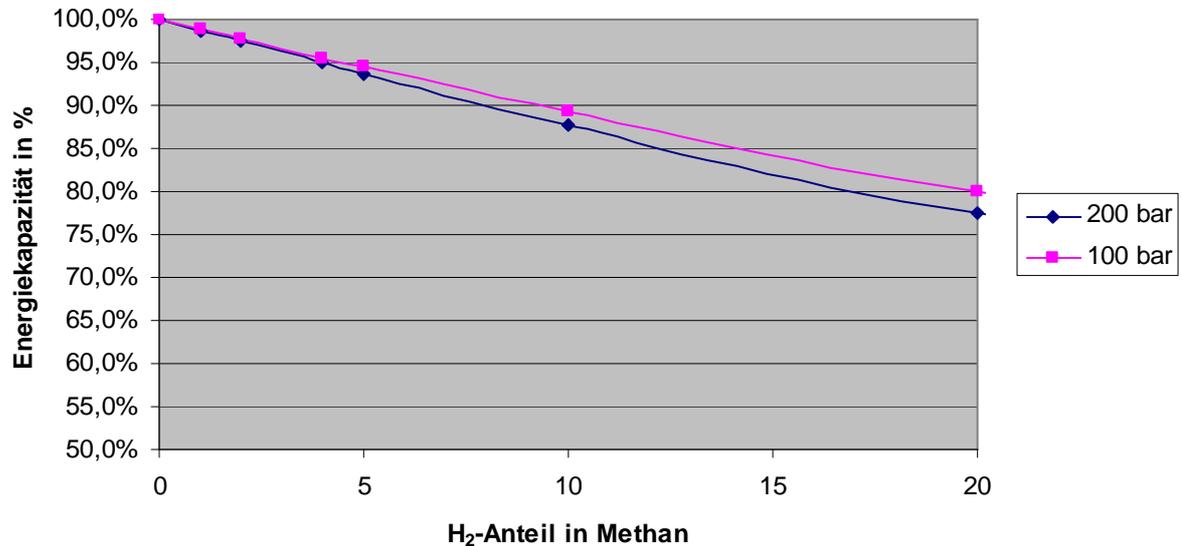


Abbildung 12: Änderung der Energiespeicherkapazität von UGS in Abhängigkeit des H₂-Anteils [20]

Werden größere Mengen H₂ ins Erdgasnetz und somit in die UGS eingespeist, sind die Modelle zur Speichervermarktung zu überprüfen und ggf. anzupassen, sodass keine Benachteiligungen für Betreiber von UGS entstehen, die H₂ speichern.

Gleiches gilt für entstehenden Mehrkosten, die durch erhöhten Wartungsaufwand an ober- und untertägigen Anlagen durch H₂ verursacht werden (z.B. höhere Säuerungszyklen der Sonden oder stärkere Korrosion).

Eine Speicherung von H₂-haltigem Erdgas ist technisch realisierbar, aber die Speicherung wird sich durch folgende Faktoren verteuern:

- Aufgrund mehrerer reaktiver Komponenten im Stadtgas ist eine Übertragung der Erfahrungen aus der Speicherung auf Erdgas-H₂-Gemische nur bedingt möglich.
- SRB verwerten sehr gut H₂. Je nach Besiedlung im Speicher können größere Mengen H₂S gebildet werden. H₂ kann auch eine Erhöhung des Besiedlungsgrades bewirken und damit die durch SRB verursachten Probleme verstärken.
- Die Speicherung von H₂-haltigem Erdgas ist technisch möglich. Teile von OT-Anlagen (Gasturbine, Gasqualitätsmessung) sind für H₂ jedoch nicht ausgelegt und erfordern eine Überprüfung sowie gegebenenfalls eine Um- oder Nachrüstung technischer Geräte. Die Nachrüstung einer H₂S-Entfernung kann notwendig sein.

- Die Betriebsführungskosten des Speichers können sich durch eine höhere Frequenz der Intensivierungsmaßnahmen (Säuerung) erhöhen. Schäden durch Spannungsrissskorrosion in den unter Vorspannung abgesetzten Förderrohrturen sind im Vorfeld zu betrachten.
- Gasverluste durch Migration oder Bakterien sind zu untersuchen und zu berücksichtigen.
- Energiespeicherkapazität des Speichers nimmt, aufgrund der geringeren Energiedichte von H₂ gegenüber CH₄ (bzw. Erdgas), mit zunehmendem H₂-Gehalt ab.

3.4.3 Erfahrungen der Wasserstoff-Speicherung als Stadtgaskomponente in Gasuntergrundspeichern DBI

Seit den 1960er Jahren wurde in der DDR Stadtgas und Kokereigas auf Kohlenbasis zum Ausgleich der Gasbedarfsschwankungen und zur Steigerung der Versorgungssicherheit in UGS zwischengespeichert. Dabei erfolgte die sommerliche Einspeicherung in den UGS bei winterlicher Ausspeicherung also zum Ausgleich saisonaler Gasangebots- und -bedarfsschwankungen. Dieses Speichergas wurde beginnend in den 1970er Jahren sukzessive durch den Ausbau der Erdgasversorgung teils parallel versorgt, teilweise durch Erdgas substituiert und war 1995 vollständig durch dieses verdrängt. Somit existieren 35 Jahre Erfahrungen mit H₂-haltigem Stadtgas in UGS. Dabei wurden sowohl Hohlraum-speicher wie Salzkavernenspeicher, als auch Porenspeicher in Form von Aquiferstrukturen und erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten für die Stadtgasspeicherung genutzt. Im Vergleich zum heutigen Erdgas hatte das Stadtgas eine wesentlich heterogenere Zusammensetzung. Beide Gaszusammensetzungen sind in Tabelle 3 einander gegenübergestellt.

Tabelle 3: Gaszusammensetzung von Stadt- und Erdgasen [Vol.-%] [4]

		CH ₄	N ₂	H ₂	CO	CO ₂	O ₂	KW
Erdgas	H-Qualität	96	2	-	-	1	-	1
	L-Qualität	88	11	-	-	1	-	-
Stadtgas	1960	18	7	55	16	3,5	0,3	0,2
	1990	25	25	32	15	2	0,5	0,5

KW = Kohlenwasserstoffe: Ethan bis Butan

Wie aus Tabelle 3 ersichtlich ist, hat sich die Stadtgasqualität über die Jahre stark verändert. So wurde anfänglich das Stadtgas ausschließlich auf Kohlebasis produziert und später mit starken Schwachgas-Erdgasen vermischt. So änderte sich die Gaszusammensetzung von einer anfänglich hohen H₂-Konzentration und später mit einer niedrigeren H₂- und höheren CH₄- zusammen mit Stickstoff- (N₂) Konzentration.

In Europa wurden neben Deutschland auch in Frankreich, Belgien in der Tschechoslowakei und in Polen Stadtgas-UGS betrieben außerdem wurde Stadtgas in den USA in UGS gespeichert. Anfänglich war der bevorzugte Speichertyp der Aquiferspeicher, später wurden leergeförderte Gas / Öl-Lagerstätten als Stadtgas UGS umgerüstet und Salzkavernen sowie ein Salzbergwerk zur Stadtgasspeicherung genutzt. Von den 13 deutschen Aquiferspeichern wurden acht ursprünglich mit Stadtgas betrieben, von denen inzwischen drei bis heute Stillgelegt wurden. Von den 15 deutschen auf Kohlenwasserstofffeldern basierenden UGS wurden drei mit Stadtgas befüllt, welche inzwischen alle mit Erdgas betrieben werden. Von den 19 deutschen Kavernenspeichern wurden zwei mit Stadtgas erstbefüllt, welche heute auch auf Erdgas umgestellt sind. Der Stadtgasspeicher in einem stillgelegten Salz-Bergwerk wurde auch auf Erdgas umgestellt ist aber momentan nicht in Gebrauch.

Die beobachteten Auswirkungen auf die Speicher hinsichtlich Gasqualitätsänderungen, und Gasvolumenverlusten waren für die einzelnen Speicher sehr unterschiedlich und reichten von schwerwiegenden Betriebsproblemen in einem flachen Aquiferspeicher bis zu nahezu keinen Gasqualitätsänderungen in tiefliegenden Gas-Öl-Lagerstätten oder Salzkavernen. Diese Erfahrungen verdeutlichen, dass bezüglich der chemischen und mikrobiologischen Auswirkungen auf den Speicher und das Speichergas keine einheitliche Aussage getroffen werden kann, sondern dass die individuellen Speicherparameter für etwaige Störungen verantwortlich sind.

Als Auswirkung, welche in UGS mit Betriebsproblemen beobachtet wurden, sind zu nennen:

- Gasvolumenverluste (hierzu werden nicht die „äußeren“ Verluste also Leckagen sondern nur „innere“ Gasvolumenverluste durch Gas-Abbau betrachtet)
- Temperaturerhöhung im Speicherreservoir
- Versäuerung des Reservoirwassers
- Gaskomponentenabbau

Die biochemisch bedingten Gasverluste in Stadtgas-UGS erfolgen durch die physikalische Gasdispersion in der Wasserfläche und damit verbunden der Bildung großer Kontaktflächen zwischen Gas, Wasser und Reservoirgestein sowie der darin ablaufenden mikrobiellen Aktivitäten (aerob und anaerob) zusammen mit den chemischen Wechselwirkungen zwischen den Fluiden und dem Reservoirgestein. Der Gas-Abbau in Stadtgas-UGS erfolgte in folgenden Schritten:

- Abbau des Kohlenstoffmonoxids (CO) zu CO_2 und H_2 unter der Aufspaltung von Wasser
- Abbau des H_2 unter Einbeziehung der hierfür notwendigen Kohlenstoffbasis
- das vorhandene und entstehende CO_2 wird zum Aufbau von Biomasse genutzt unter der Bildung von Fettsäuren und führt zur Ausfällung von Kalzit und zu Methangärung
- CH_4 wird abgebaut
- Durch die Reaktion mit H_2 und den Gesteinskomponenten erfolgt der O_2 -Abbau

- Aus den Gas-Komponenten und Bestandteilen des Reservoirgesteins wird H_2S gebildet.

Neben dem Gas-Abbau und den damit verbundenen Gasvolumenverlusten wurde auch die oben beschriebene Bildung des toxischen und sehr korrosiven H_2S beobachtet. Aufgrund seiner Eigenschaften ist H_2S im Gas unerwünscht und muss bei seinem Auftreten durch eine entsprechende Gasreinigung aus dem Speichergas entfernt werden. Bei der Nutzung ehemaliger Sauergas-Lagerstätten ist eine entsprechende Gasreinigungsanlage meist initial vorhanden, beim Auftreten in Süßgas-UGS muss eine entsprechende Anlage nachgerüstet werden. Eine solche H_2S -Bildung wurde auch an Erdgas-UGS gemessen, die allerdings nur schwach, auch in Kavernenspeichern nachweisbar ist und damit nicht auf Porenraum-Speicher beschränkt ist. Als vorteilhaft hat sich die Sorptionsfähigkeit des Speichergesteins für neu gebildeten H_2S erwiesen, in Sauergas-Lagerstätten (und entsprechenden UGS) ist die Sorptionskapazität allerdings bereits aufgebraucht.

Besonders die Bildung von H_2S im UGS stellt ein erhebliches Potenzial zur H_2 -Korrosion an der Untertageausrüstung von Bohrungen dar. Diese H_2 -induzierte Spannungsrisskorrosion wird durch das gemeinsame Auftreten von H_2S mit dem ausgetragenen oder kondensierten Speicherwasser an der Bohrungskomplettierung initiiert. Dabei diffundiert der gebildete elementare H_2 in den Stahl der Förderrohre und führt zu dessen Versprödung. Bedingt durch häufigen Lastwechsel (bei Speicherdrücken zwischen beispielsweise 80 und 200 bar) und den damit auftretenden Spannungen kann es anschließend zur Rissbildung am versprödeten Stahl und zum Versagen der Rohrtour kommen. Gegenmaßnahmen, welche eine entsprechende Gefährdung durch die H_2 -Korrosion verhindern, können einerseits die Verwendung hochlegierter Stähle für die Bohrungskomplettierung sein. Andererseits kann durch die Zugabe geeigneter Inhibitoren zur Korrosionsvermeidung die Korrosion verhindert werden. Entsprechende Materialien und Technologien sind aus der Sauergasförderung bekannt und erprobt.

Für die Frage der Speicherintegrität (Deckgebirge, Salzgebirge und Bohrungskomplettierung) spielte der H_2 -Gehalt (bis > 50 Vol.-%) keine Rolle. Sowohl die Speicherbohrungen als auch das Deckgebirge von Stadtgasspeichern wiesen keine auf den H_2 -Gehalt zurückführbaren Leckagen auf. Entsprechende Untersuchungen zur Speicherung von reinem H_2 sowie bei einem Speicherbetrieb unter häufigen und großen Lastwechseln, bedingt durch die starke Fluktuation der H_2 -Generierung sowie hoher Bedarfsschwankungen bei fluktuierender Erzeugung regenerativer Energien, sind erforderlich, um die Sicherheitsgarantie auch für die H_2 -Speicher geben zu können.

Werden die Erfahrungen bezüglich der Gasqualitätsbeeinflussung durch H_2 in UGS aus der Stadtgasspeicherung zusammengefasst, so kann folgendes festgestellt werden:

- An Kavernenspeichern traten keine H_2 -bedingten Betriebsprobleme auf, auch wenn Gas-Qualitätsänderungen in geringem Ausmaß nachweisbar waren.
- Für Porenspeicher sind die Reservoirigenschaften in Bezug auf Wasserdargebot und Mineralisation der Lagerstättenwässer entscheidend. Hier ist eine individuelle Prüfung der Verträglichkeit des UGS gegenüber der Einspeicherung von H_2 durchzuführen.

Für die Vergleichbarkeit der Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung mit den zu erwartenden Auswirkungen auf Erdgas-H₂-Gemische im UGS muss auf das Vorhandensein vieler weiterer reaktiver Gaskomponenten (CO, CO₂, O₂) im Stadtgas gegenüber dem Erdgas hingewiesen werden. Somit lassen sich die Stadtgaserfahrungen nicht eins zu eins auf die möglichen Auswirkungen von Erdgas-H₂-Gemischen auf UGS übertragen. Hier sind weitere Untersuchungen darüber anzustellen, mit welchen Auswirkungen zu rechnen sind, insbesondere für den Fall der reinen H₂-Speicherung in UGS.

Aufgrund des geringeren Heizwertes von H₂ gegenüber CH₄ verringert sich mit zunehmendem H₂-Gehalt die gespeicherte Energiemenge im UGS. Hier ergeben sich Aufgaben für die Regulierungsbehörden entsprechende Vergütungsmodelle zu implementieren. Das gleiche gilt für Gasverluste, welche im Speicher auftreten. Weiterhin wird eine Speicherung von Erdgas-H₂-Gemische sowie reinem H₂ eine Nachrüstung technischer Komponenten nach sich ziehen sowie, zumindest für einige Speicher, ein erhöhten Betriebsaufwand bedeuten, um den sicheren Speicherbetrieb auch mit H₂ zu gewährleisten:

- Da die Bohrungskompletierungen nicht auf H₂ ausgelegt sind, sind diese bei Auftreten von H₂S umzurüsten. Insgesamt ist das Bohrungsmonitoring zu intensivieren.
- Ebenso ist gegebenenfalls eine Entschwefelungsanlage zur Reinigung des Ausspeichergases von H₂S notwendig.
- Bei Auftreten von Reservoirschädigungen durch biogenes oder chemisches Plugging sind Gegenmaßnahmen (Speicherstimulation) durchzuführen.
- Bei Befall und negativem Einfluss von Mikroorganismen auf den UGS ist deren Ausbreitung und Vermehrung durch den Einsatz von Biozid zu verhindern. Hier können sich Akzeptanzprobleme ergeben.

Offene Fragen und Forschungsbedarf bezüglich der Speicherung in Untergrundgasspeichern bestehen in folgenden Punkten:

- Auswirkungen auf Speicherformation von Porenspeichern
 - Hier ist eine individuelle Speicher-Analyse aufgrund der unterschiedlichen Speicherparameter notwendig hinsichtlich Mikroorganismen-Befall, Speicherschädigung, Gasqualitätsänderungen und –Verluste.
- Auswirkungen auf Kavernenspeicher
 - Für Kavernen ist die Steinsalz-Integrität bei H₂-Konzentrationen größer 50 Vol.-% zu prüfen.
 - Etwaige Gasqualitätsbeeinflussungen sind zu untersuchen.
- Auswirkungen auf Untertage-Ausrüstung von UGS
 - Versprödung und resultierender Spannungsrisskorrosion an der Bohrungskompletierung

- Viskosität des Gasgemisches, dem entsprechenden Strömungsverhalten im Reservoir und der Bohrung sowie den Auswirkungen auf die Speicherfahrweise
- Auswirkungen auf Obertage-Ausrüstung von UGS
 - Viskosität und resultierende Strömungseigenschaften
- Verdichterantrieb z.T. mit Gasturbinen (Eigengasverbrauch), dabei gelten die Grenzwerte der Turbinenhersteller
- Sonstige Auswirkungen
 - H₂ ist sehr kleines Molekül und leicht flüchtig gegebenenfalls sind geänderte Dichtheitsanforderungen an Deckgebirge und Bohrungskomplettierung zu stellen.

3.5 Gasturbinen

Zunehmende H₂-Konzentrationen im Brenngas bewirken eine Zunahme der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit. Wird ein kritischer Wert erreicht, besteht die Gefahr eines Flammenrückschlags („Flash Back“). Dies kann zur thermischen Überlastung von Brennkammerkomponenten führen und deren Ausfall bewirken.

Weiterhin beeinflusst H₂ die Flammgeometrie und bewirkt unetstetige Flammenausbreitungsgeschwindigkeiten. Dies führt zu Temperaturspitzen innerhalb der Flamme. Erhöhte Emissionswerte von NO_x sind die Folge. Geltende Abgasnormen können u.U. bei Gasturbinen nicht eingehalten werden.

Bei modernen Maschinen mit DLE (Dry Low Emission) Technik findet die Verbrennung mit sehr hohem Luftüberschuss, bis nahe der Löschgrenze, und guter Durchmischung mit dem Brenngas statt. Das ermöglicht eine Reduzierung der thermischen NO_x-Bildung.

Durch Beimischung von H₂ werden Instabilitäten in der Flamme begünstigt – Flammenverlust („Flame Out“) droht. Bei Flame Out wird die Anlage unplanmäßig abgeschaltet, so dass die Verfügbarkeit der Anlage eingeschränkt wird.

Druckwellenpulsationen in Brennkammern werden durch Flammeninstabilitäten hervorgerufen. Diese sowohl nieder- als auch hochfrequenten Druckstöße führen zu einer zusätzlichen mechanischen und thermischen Beanspruchung der Bauteile. Mit negativem Einfluss auf die Lebensdauer ist zu rechnen.

Im Hinblick auf die beschriebenen physikalischen Phänomene ist herstellerseitig weiterer Forschungsbedarf notwendig, um den Einfluss von H₂ im Erdgas auf Gasturbinen besser bewerten zu können.

Ein Test im Labor von Gasturbinen mit 9 Vol.-% H₂ im Brenngas wurde bei Solar Turbines in der Vergangenheit durchgeführt. Solar betont hierbei die besonderen Umstände unter Laborbedingungen. Solche positiv durchgeführten Tests spiegeln nicht die instationären Betriebszustände im Realbetrieb wieder. Solar Turbines erteilt für die bestehende Maschinenflotte daher keine Freigabe für einen Betrieb mit höheren H₂-Konzentrationen als in den Brenngasspezifikationen festgelegt (max. 4 Vol.-% H₂).

Die Gasturbinenhersteller MAN Turbo und Solar Turbines haben bisher keine Erfahrungen mit höheren Beimischungen als den oben beschriebenen gemacht (Labortests). Eine rechnerische Bestimmung der Flammeneigenschaften bei höheren H₂-Konzentrationen kann nicht mit der notwendigen Genauigkeit im Voraus bestimmt werden. Deshalb ist hier weiterer Forschungsbedarf notwendig.

Im Oktober 2011 hat die Firma Siemens im Nachgang zu einem GERG-Workshop über die Verbrennung von Erdgas-H₂-Gemischen mitgeteilt, dass deren Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern und Leistungen bis ca. 50-MW_{el} für einen H₂-Anteil bis 10 Vol.-% geeignet sind [10]. Auf der *gat* im September 2012 gab Siemens eine H₂-Toleranz von 15 Vol.-% bei ihren Gasturbinen bekannt.

Während der Startphase von Gasturbinen, bei Kalt- und Warmstarts, wird ein Zündbrennstoff konstanter Güte benötigt. Ein Start mit Brenngas außerhalb der Brenngasspezifikation ist laut Herstelleraussage unzulässig. Mit schwankendem H₂-Anteil schwankt auch der Zündbereich des Gemisches. Für die kritische Startphase müssen jedoch konstante Bedingungen eingehalten werden. Andernfalls ist ein sicherer Start nicht möglich.

Die Bereitstellung des Start-Up Gases kann, z.B. durch Zubau von Speicherkapazität, gelöst werden. Eine Aussage zum Kostenumfang ist zurzeit noch nicht möglich.

Zwischen den Flanschen, z.B. an den Brenngaszuführleitungen, sind im Regelfall PTFE-Dichtungen (Polytetrafluorethylen) verbaut. Dieses Dichtmaterial ist H₂-beständig und erfüllt außerdem die Dichtheitsanforderungen für Regelarmaturen nach TA-Luft.

Bei vielen Maschinen mit Standardbrennkammern können geforderten Grenzwerte der 13. BImSchV nicht eingehalten werden. Deshalb müssen zukünftig diese Maschinen auf DLE-Technik („Dry-Low-Emission“) umgerüstet werden, um der Gesetzesvorgabe zu entsprechen.

Durch Beimischung von H₂ im Brenngas und Verbrennung in einer DLE-Brennkammer, kann der Emissionsausstoß möglicherweise negativ beeinflusst werden, so dass die geforderten Grenzwerte der 13. BImSchV nicht eingehalten werden können.

Dies gilt es seitens der Hersteller zu prüfen. Erfahrungsgemäß führten geringe H₂-Gehalte von 5 bis 10 Vol.-% nicht zu einer nennenswerten Erhöhung der NO_x-Emissionen bei getesteten Gasendgeräten. Hier wurden sogar verringerte NO_x-Emissionen festgestellt. [12]

Abrupte Änderungen der H₂-Konzentration (mehrere Prozentpunkte in wenigen Sekunden) sollten vermieden werden, um der Verbrennungsregelung ausreichend Reaktionszeit zur Verfügung zu stellen. Dieser Aspekt muss bei der Konstruktion und dem Betrieb der H₂-Einspeiseanlagen berücksichtigt werden.

Die hier dargestellten Aussagen gelten für Gasturbinen zum Antrieb von Erdgasverdichtern, in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und in Kraftwerken. Grundsätzlich wird die Befragung im Einzelfall der Gasturbinenhersteller bezüglich der zulässigen H₂-Konzentration empfohlen.

Weiterhin sollte geprüft werden, in wie weit der H₂-Anteil im Brenngas zukünftig durch den Einsatz von Technologien wie der Methanisierung reduziert und so ein volkswirtschaftliches Kostenoptimum gefunden werden kann, das den sonst ggf. erforderlichen Austausch von Gasturbinen vermeiden kann.

3.6 Erdgastransport- und Speicherverdichter

Die Auswirkungen von schwankenden H_2 -Konzentrationen auf einen Erdgasradialverdichter wurden in diesem Kapitel betrachtet und basieren auf Kenntnisse und Erfahrungen der Open Grid Europe GmbH (OGE). Die OGE ist verpflichtet, ihre vertraglich festgelegten Lieferbedingungen einzuhalten. Das bedeutet, dass festgelegte Enddrücke sowie Energiemengen (kWh/h) geliefert werden müssen.

Mit steigendem H_2 -Anteil im Erdgas nimmt der Heizwert ab. Wenn der H_2 -Anteil 10 Vol.-% beträgt, reduziert sich der Heizwert bei einem durchschnittlichen Erdgas um ca. 6 % (Beispiel: russisches Erdgas H). Dieser „Verlust“ von Energie muss durch höhere gelieferte Menge kompensiert werden. Dies hat zur Folge, dass auch die Leistungsaufnahme des Verdichters wächst. Anhand eines Berechnungsbeispiels ist ersichtlich, dass die Leistung mit zunehmendem H_2 -Anteil überproportional zunimmt. Für einen H_2 -Anteil von 10 Vol.-% wären nach Berechnungen ca. 25 % (siehe Kapitel 3.3) mehr Leistung erforderlich, um die Lieferverträge einzuhalten. Deshalb wird mehr Antriebsleistung benötigt (ggf. Austausch des Antriebs). Zusätzlich ist eine Modifikation der Arbeitsmaschine (Erdgasverdichter) erforderlich. [21]

Weitere Untersuchungen sind notwendig, um zu ermitteln, welche Bandbreite unterschiedlicher H_2 -Konzentrationen von einer solchen Arbeitsmaschine abgedeckt werden kann – bei gleichzeitiger Einhaltung bestehender Lieferbedingungen.

Bei einem angestrebten Enddruck haben steigende H_2 -Konzentrationen eine größere Austrittstemperatur zur Folge. Aus technischen Gründen (Isolation der Rohrleitungen) ist die max. Austrittstemperatur in der Regel auf 50°C beschränkt. Bei Transportverdichterstationen, die im Regelfall für eine Druckerhöhung zwischen 20 und 30 bar ausgelegt sind, sind geringe Auswirkungen zu erwarten. Das Berechnungsbeispiel (russisches Erdgas-H) zeigt eine Temperaturerhöhung von 0,6 K bei 10 Vol.-% H_2 -Anteil und von 1,3 K bei 20 Vol.-% H_2 an. Im Einzelfall ist ggf. ein Zubau von Kühlerkapazität erforderlich.

Der Einlagerungsprozess in UGS bedingt höhere Enddrücke (bis über 240 bar) und führt somit auch zu höheren Gastemperaturen bei Erreichen des Enddrucks. Hier sind signifikante Temperaturerhöhungen zu erwarten, die einen Zubau von Kühlerkapazität erfordern.

Zur Abdichtung der Verdichtergehäuse zur Atmosphäre werden im Regelfall Dry Gas Seals (DGS), verwendet. Je mehr H_2 im Erdgas enthalten ist, desto größer wird auch der Leckagegasvolumenstrom. Laut Herstellerangaben liegt die Erhöhung im nicht messbaren Bereich von unter 1 %. Diese Leckageveränderung liegt somit innerhalb der Toleranzgrenzen für abgegebene Garantiemengen. [21]

Bei zunehmender H_2 -Konzentration nimmt die Dichte des Gasgemisches ab. Ein großer Teil der Wärme zwischen den rotierenden Dichtelementen wird über die Leckage abgeführt, die somit zur Kühlung beiträgt. Eine geringere Gasdichte führt jedoch zu höheren Temperaturen. Herstellerseitig wird eine Überprüfung der Dichtung empfohlen.

Die Cartridge (elektronische Bauteile) der DGS ist im Maschinengehäuse eingebaut. Zur Abdichtung zwischen Gehäuse und Dichtung werden in der Regel O-Ringe aus PTFE eingesetzt. Laut Angaben des Herstellers sind diese Sekundärdichtelemente H_2 -beständig und erfüllen außerdem die Dichtheitsanforderungen für Regelarmaturen nach TA-Luft.

Alle Dichtungen sollten einer abschließenden Überprüfung, hinsichtlich der verwendeten Dichtungsmaterialien, unterzogen werden.

Die Auswirkungen auf die sicherheitstechnische Anforderung des Dichtungskonzepts sind jedoch noch nicht vollständig geklärt. Laut Meinung von DVGW-Sachverständigen besteht Klärungsbedarf, ob sich größere H₂-Konzentrationen im Leckagegas auf den Ex-Schutz auswirken können. Eine mögliche Maßnahme könnte die Rückverdichtung der Leckagen sein, die dann dem System wieder zugeführt wird. Hierzu ist zusätzliche Anlagentechnik erforderlich. Eine Alternative wäre das Abfackeln der Leckagen. Dies muss im Einzelfall auf Akzeptanz (Auflagen in Abhängigkeit des Aufstellungsortes, technisch machbar) geprüft werden. Das Dichtungskonzept ist auf die neuen Anforderungen anzupassen.

Weiterer Klärungsbedarf besteht hinsichtlich des Einflusses von H₂ auf das Kondensationsverhalten. Feuchtigkeitsausfall in Entspannungsbereichen wie z.B. in Dichtungen, insbesondere während der Kaltstartphase, kann zum Schaden und Ausfall der Einheit führen.

3.7 Gasdruckregel- und Messanlagen

3.7.1 Gasdruckregelanlagen

Gasdruckregelanlagen für Eingangsdrücke ab 5 bar werden in Deutschland i.d.R. nach dem DVGW-AB G 491 geplant und errichtet. Das AB ist eine detailliertere Technische Regel im Sinne des Anwendungsbereichs der DIN EN 12186 (Gasversorgungssysteme – Gas-Druckregelanlagen für Transport und Verteilung). Die nach dem AB errichteten Anlagen werden mit Gasen nach dem DVGW-AB G 260 mit Ausnahme von Flüssiggas (3. Gasfamilie) betrieben.

Dies bedeutet, dass Anlagen, die für H₂-reiche Gase genutzt werden sollen nach der G 260 Gasfamilie 1 (Weißdruck, Mai 2008) zugelassen sein müssen (bis 67 Vol.-% H₂). Der Entwurf zum DVGW-AB G 260 (Entwurf, Januar 2012) enthält die 1. Gasfamilie nicht mehr. Es ist jedoch davon auszugehen, dass weiterhin eine Toleranz gegenüber bestimmter H₂-Konzentrationen im Erdgasnetz bestehen bleibt.

Wesentliche Komponenten der Regelanlage sind die Regler und die Sicherheitsabsperreinrichtungen. Diese Bauteile werden gemäß DIN EN 334 (Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar) und DIN EN 14382 (Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen – Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar) in den Anlagen verbaut. Der Anwendungsbereich bzgl. der Gasfamilien richtet sich in diesen Normen nach der DIN EN 437 (Prüfgase – Prüfdrücke - Gerätekategorien). Bei (Prüf-)gasen der 1. und 2. Gasfamilie werden in dieser Norm in Tabelle 2 H₂-Volumenanteile in gleicher Größenordnung genannt. Es ist daher davon auszugehen, dass Anlagen bzw. Anlagenkomponenten der Regelanlagen, die in Europa in den Verkehr gebracht werden bzw. worden sind, für Gase mit höheren H₂-Anteilen bis mind. 60 Vol.-% zugelassen und geeignet sind.

Produktspezifikationen diverser Lieferanten weisen auch explizit auf die Verwendung ihrer Produkte für Stadtgas und reinen H₂ hin.

Bei der Auslegung der Regelstrecken und Sicherheitsabsperreinrichtungen ist zu beachten, dass die Durchflusskoeffizienten deutlich schwanken. Zwischen Erdgas und reinem H₂ ist ein Faktor von drei zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass bei stark schwankenden H₂-Anteilen die Kennlinienfelder der Sicherheitsabsperreinrichtungen und Regelgeräte deutlich von der ursprünglich für reines Erdgas ausgelegten Bereiche abweichen kann. Für genauere Erkenntnisse sind Praxisuntersuchungen durchzuführen. Unter Umständen ist bei der H₂-Einspeisung in den betroffenen Netzabschnitten und nachgelagerten Thermoprozessanlagen eine Überprüfung der Druckstaffelung vorzunehmen. [22]

Gas-Hausanschlüsse und Regelanlagen nach dem DVGW-AB G 459-1 und G 459-2 sowie Gasinstallationen nach G 600 (DVGW-TRGI) werden für Gase nach dem DVGW-AB G 260 ausgelegt, errichtet und in Betrieb genommen. Insofern müssen solche Installationen für H₂-reiche Gase zugelassen sein.

Die DVGW Gas-Information Nr. 10 gibt Hinweise auf das anzuwendende DVGW-Regelwerk für Erdgasanlagen auf Werksgeländen und im Bereich betrieblicher Gasverwendung. Gasleitungen auf Betriebsgeländen zur Versorgung von Gasgeräten bzw. Thermoprozessanlagen, Industrieöfen und industrielle Erwärmungsanlagen nach DIN EN 746 (Industrielle Thermoprozessanlagen) stehen in Verbindung mit den Transport- und Verteilungseinrichtungen der Gasversorgung und werden mit Gasen nach G 260 und / oder DIN EN 437 betrieben. Darüber hinaus sind gesonderte vertragliche Regelungen zur Beschaffenheit und Anschlussdruck üblich.

Thermoprozessanlagen benötigen eine CE-Kennzeichnung. Sie wird nach den Vorgaben der Maschinenrichtlinie RL 98/37/EG durch den Hersteller mit der Konformitätserklärung bescheinigt und setzt nicht notwendigerweise die Erfüllung des gesamten DVGW-Regelwerkes voraus. Inwiefern die Konformitätserklärung des Herstellers der Thermoprozessanlage Zusatzgase wie H₂ abdeckt, muss im Einzelfall geprüft werden. Eine Überprüfung der Risikobeurteilung ist mit Betreiber und Hersteller anzustreben.

Trotz Zulassung, Einsatz der Komponenten und jahrzehntelanger Erfahrung beim Betrieb von Anlagen mit H₂-reichen Gasen tritt gelegentlich die Diskussion um die Permeation des H₂ und H₂-induzierte Risskorrosion in Regelanlagen auf. Hier gibt das DVGW-AB G 495 (Gasanlagen – Instandhaltung) Antworten. Die Gewährleistung der Funktion, Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit setzt die Überwachung der Gasanlagen voraus. In den Überwachungsplan lassen sich, sofern überhaupt erforderlich, spezifische Untersuchungen für Gase mit fluktuierenden H₂-Zumischungen integrieren. Je nach Betrieb können dies z.B. Materialuntersuchungen bei ungewöhnlich großen Druckwechselbeanspruchungen und / oder Membraninspektionen bei pilotgesteuerten Reglern bzw. Sicherheitsabsperreinrichtungen sein. Den Überwachungsplan legt der Anlagenbetreiber entsprechend seiner Gefährdungsanalyse fest.

3.7.2 Messanlagen

Messanlagen werden nach dem DVGW-AB G 492 geplant, errichtet, betrieben und instand gehalten. Der Anwendungsbereich der Technischen Regel bezieht sich auf Gase nach DVGW-AB G 260. Daher sind die Geräte und Messanlagen bzw. Messanlagen in Gasdruckregelanlagen grundsätzlich für H₂-reiche Gase einsetzbar und zugelassen. Für Messeinrichtungen nach TRGI gilt das gleiche. Die thermische Gasabrechnung nach DVGW-AB G 685 beschreibt die Verfahren für Gase nach DVGW-AB G 260.

Bei der Einspeisung in Hochdrucknetze (MOP > 16 bar) bedarf es einer Prüfung folgender Punkte:

- Verifikation der Prüfstandergebnisse
- Verhalten der Zähler unter obigen Punkten
- Verfügbarkeit von Gasbeschaffenheitsmessgeräten mit geeigneten Gerätezulassungen / Baumusterprüfbescheinigungen
- Festlegung der bevorzugten Zustandsgleichungen
- Verifikation der Ersteichung (Werksprüfung < 50 mbar) der Gasdruckregelgeräte

3.7.3 Gasmessung / Gasabrechnung

Es sind die Bestimmungen gemäß DVGW-AB G 685 zur Gasabrechnung hinsichtlich der Ermittlung der Brennwerte im Abrechnungszeitraum zu erfüllen. Diese fordern u. A. dass, im Falle einer Mehrseiteneinspeisung, die mittleren Brennwerte von Einspeisungen nicht mehr als 2% vom Abrechnungsbrennwert abweichen dürfen. Alternativ ist der Abrechnungsbrennwert mit geeigneten Messgeräten (z.B. Brennwertrekonstruktionssystemen oder durch Brennwertzuordnung) zu ermitteln. Weiterhin sind die aus dem Eichgesetz / Eichordnung resultierenden Regelungen – u.a. Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) -Vorschriften – zu beachten.

Der Brennwert wird in der Regel mit PTB-zugelassenen PGC – vereinzelt auch mittels Kalorimeter oder korrelative Messverfahren – gemessen. In Transportnetzen haben sich in den letzten Jahren zunehmend Brennwertrekonstruktionssysteme aufgrund der vereinfachten Vermaschung etabliert. Diese Systeme erlauben eine rechnerische Bestimmung des Brennwertes zu jeder Zeit und an jedem Ort im Netz. Voraussetzung hierfür sind geeichte Messwerte des Brennwertes an den Einspeisestellen sowie des Volumens an den Ein- und Ausspeisestellen.

Eine Zumischung von H₂ zum Erdgas wirkt sich in einer Absenkung des Brennwertes aus – 1 Vol.-% H₂ bewirken eine Reduzierung des Brennwertes von ca. 0,7 %. Die Eichfehlergrenze für den H₂ liegt bei 0,2 Vol.-%. Demzufolge muss der Brennwert ab dieser Konzentration mit für den H₂ zugelassenen Geräten gemessen werden.

Die derzeit für Erdgas eingesetzten PGC, die in der Regel Helium (He) als Trägergas verwenden, können den H₂ nicht eindeutig messen. Grund hierfür sind die bei den PGC eingesetzten Wärmeleitfähigkeitsdetektoren, die aufgrund der

geringen Wärmeleitfähigkeitsunterschiede von He und H₂ kein auswertbares Signal liefern. Ein Lösungsansatz ist hier das Nachrüsten einer zusätzlichen Trennsäule mit Argon (Ar) als Trägergas zur H₂-Detektion (ggf. neue Zulassung) oder der Einsatz von neuen, für die Messung von H₂-Zugelassenen, Geräten. Derzeit laufen bei den verschiedenen Geräteherstellern Entwicklungen, bei denen der PGC entweder auf Ar umgestellt oder mit He und Ar parallel betrieben werden kann. Darüber hinaus existieren gegenwärtig auf dem Markt befindliche Geräte für einen H₂-Messbereich von 0 bis 5 Vol.-% H₂, deren Zulassung aktuell geprüft wird [22]. Ein höherer Messbereich von H₂ ist, aufgrund der Spezifik der Wärmeleitfähigkeit von He-H₂-Mischungen, nur mit erhöhtem apparativem Aufwand zu realisieren.

3.7.4 Volumenumwertung

Für die Umwertung des gemessenen Volumens vom Betriebs- auf den Normzustand muss entweder die Dichte gemessen oder – wie heute üblich – die Kompressibilitätszahl (K-Zahl) rechnerisch bestimmt werden. Die Berechnung der K-Zahl wird durch das DVGW-AB G 486 festgelegt. Die Charakterisierung der Gasbeschaffenheit basiert in der Regel auf einer PGC-Analyse, wobei in den Mengenumwertern der Messanlagen größtenteils Festwerte für die Gasbeschaffenheit abgespeichert sind. Der Netzbetreiber vergleicht dann in regelmäßigen Abständen die vom Mengenumwerter ausgewerteten Normvolumina mit berechneten Werten auf Basis der zeitlich richtig zugeordneten Gasbeschaffenheiten. Bei Abweichungen von mehr als 0,25 % müssen die Normvolumina entsprechend korrigiert werden.

Eine Übersicht der verfügbaren Zustandsgleichungen ist in Tabelle 4 gegeben. In den Mengenumwertern sind heute sowohl die SGERG-Gleichung als auch – insbesondere bei neueren Umwertern – die AGA-Gleichung implementiert. Mit der GERG2004-Gleichung wurde eine neue Zustandsgleichung entwickelt, die durch hohe Genauigkeit und einen extrem weiten Anwendungsbereich in Bezug auf Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung gekennzeichnet ist. Die GERG2004-Gleichung ist formal in Deutschland noch nicht für die Abrechnung zugelassen. Im Folgenden dient die GERG2004-Gleichung als Referenzgleichung für die Bewertung des Einflusses von H₂ auf die K-Zahl. Die Untersuchung wird am Beispiel der Erdgase Holland-L und Nordsee-H durchgeführt.

Tabelle 4: Übersicht verschiedener Zustandsgleichungen zur Berechnung der K-Zahl

Gleichung	Eingangsgrößen	maximaler H ₂ -Anteil [Vol.-%]	Genauigkeit [%]	Referenz
GERG2004	Druck, Temperatur, Gasanalyse (21 Komponenten)	40	< 0,1	ISO 20765
AGA8	Druck, Temperatur, Gasanalyse (21 Komponenten)	10	< 0,1	DVGW-AB 486, 2. Beiblatt ISO 12213-2
SGERG	Druck, Temperatur, Brennwert, Normdichte, CO ₂ -Anteil, H ₂ -Anteil	10	< 0,1	DVGW-AB 486 ISO 12213-3

Anlage 9 zeigt zunächst den Verlauf der K-Zahl in Abhängigkeit des Druckes bei Zumischungen von H₂ bis 50 Vol.-%. Die Berechnungen wurden mit der GERG2004-Gleichung bei einer Temperatur von 10°C durchgeführt. Erwartungsgemäß bewirkt die Zumischung von H₂, dass das Zustandsverhalten „idealer“ wird, d.h. die Werte nähern sich im gesamten Druckbereich der Linie für K = 1.

In Anlage 10 sind dann - basierend auf den zuvor bestimmten Werten K-Zahlen - die relativen Änderungen für H₂-Zumischungen bis 5 Vol.-% dargestellt. Die dargestellte Abweichung ist mit einem Fehler im bestimmten Normvolumen gleichzusetzen, für den Fall, dass bei der Umwertung der H₂-Anteil nicht berücksichtigt wird.

Ein Vergleich der Berechnungsergebnisse auf Basis der verschiedenen Zustandsgleichungen wird in den Anlage 11 und Anlage 12 gezeigt. In Anlage 11 sind zunächst die relativen Abweichungen der K-Zahl bei verschiedenen H₂-Konzentrationen zwischen der AGA8-Gleichung und der GERG-2004 Gleichung dargestellt. Auch bei Zumischungen bis 50 Vol.-% H₂ betragen die Abweichungen im gesamten Druckbereich weniger als 0,1 %. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass sich der Anwendungsbereich der AGA8-Gleichung von derzeit 0,1 Vol.-% H₂ in der G 486 sicherlich erweitern lässt. Der Vergleich für die SGERG-Gleichung (Tabelle 4) zeigt deutlich größere Abweichungen. Für das Nordsee-Gas treten bei H₂-Konzentrationen ≥ 5 Vol.-% und hohen Drücken Abweichungen von bis zu 0,5 % (Berechnung) auf. Für Drücke < 70 bar betragen die Abweichungen weniger als 0,25 %.

Für die Zumischung von H₂ und die Anwendung geeigneter Mengenumwerter wird zusammenfassend Folgendes festgehalten:

- Mit der AGA8-Gleichung können auch größere Zumischungen von H₂ problemlos berechnet werden. Hier wäre eine Erweiterung des Anwendungsbereichs (z.B. auf 25 Vol.-%) in der G 486 anzustreben.
- Die SGERG-Gleichung ist für H₂-Anteile bis 10 Vol.-% zugelassen. Bei höheren Drücken können allerdings Fehler > 0,25 % auftreten, weshalb ggf.

eine nachträglich Korrektur der von den Mengenumwertern bestimmten Normvoluminas durchzuführen wäre.

- Die GERG2004 könnte zukünftig auch für die Abrechnung zugelassen werden und ggf. in der zentralen Auswertung als Referenzgleichung dienen.

3.8 Brennwertrekonstruktionssysteme

Mittels Rekonstruktionssystemen kann in Gasnetzen mit unterschiedlichen Einspeisebrennwerten der Ausspeisebrennwert dynamisch berechnet werden. Dabei wird aus den gemessenen Einspeisewerten (Brennwert und Durchfluss) sowie den Messwerten der Ausspeisestellen (Durchfluss) und weiteren Hilfsgrößen (z.B. Netzdrücke) der Gasfluss an beliebigen Stellen im Netz nachträglich rekonstruiert und daraus der Brennwert an den Ausspeisestellen zeit- und ortsbezogen berechnet. In der Regel werden mit Rekonstruktionssystemen neben dem Brennwert auch die Normdichte und der CO₂-Anteil bestimmt, die im Rahmen der Volumenumwertung für die Bestimmung der K-Zahl nach dem DVGW-AB G 486 benötigt werden. Das Rekonstruktionssystem der OGE bestimmt zusätzlich an allen Ausspeisestellen die Gaszusammensetzung von 11 Komponenten. Bei Rekonstruktionssystemen sind Referenzmessungen zur Kontrolle des Systems durchzuführen, deren Ergebnisse nicht in die Rekonstruktion einfließen dürfen. Die Referenzmessgeräte - in der Regel PGC - müssen geeicht sein.

Werden die mit dem Rekonstruktionssystem ermittelten Gasbeschaffenheitskennwerte zu Abrechnungszwecken eingesetzt, muss das System durch die PTB zugelassen und von einer Eichbehörde geeicht werden. Die Anforderungen an Rekonstruktionssysteme werden in der PTB Anforderung 7.64 sowie in den PTB-Prüfregeln Band 28 beschrieben. Für die Einspeisung von H₂ ergeben sich folgende zusätzlichen Anforderungen:

- Beträgt der H₂-Anteil weniger als 0,2 Vol.-%, so sind keine Maßnahmen erforderlich.
- Ab einer Konzentration von 0,2 Vol.-% sind die Gasbeschaffenheitskennwerte an den betreffenden Einspeise- und Referenzmessstellen mit für H₂ zugelassenen Geräten geeicht zu messen.
- Werden die rekonstruierten Gasbeschaffenheitskennwerte zusätzlich für die Bestimmung der K-Zahl nach DVGW AB G 486 verwendet, so ist ggf. der Einfluss des H₂ auf die K-Zahl zu berücksichtigen (Kapitel 3.7.4).
- Der Einfluss auf die K-Zahl ist im Rahmen der technischen Möglichkeiten und der Wirtschaftlichkeit entweder durch das Messgerät selbst oder durch eine nachträgliche Korrektur bei der Mengenabrechnung zu berücksichtigen.
- Zur Bestimmung der H₂-Konzentration an den Ausspeisestellen muss ggf. das Rekonstruktionssystem für den zusätzlichen Parameter „H₂“ erweitert werden. Eine solche Erweiterung ist von der PTB und der Eichbehörde zu genehmigen.

Die Verfolgung der Gasbeschaffenheit in Gasverteilnetzen ist bisher noch nicht Stand der Technik. In einem laufenden Forschungsprojekt der ERG in Kooperation

mit E.ON Avacon wird derzeit ein entsprechendes Verfahren für die Abrechnung von Endkunden in Verteilnetzen entwickelt. Das Verfahren ließe sich zukünftig auch auf die Einspeisung von H₂ anwenden. [23], [24]

3.9 Verteilungsleitungen

Bei den Verteilungsleitungen werden im Besonderen die Auswirkungen einer H₂-Zumischung im Hinblick auf die Permeation und Leckagen betrachtet.

Als Permeation wird das Durchdringen eines gasförmigen Stoffes durch einen Festkörper bezeichnet, wohingegen der aufgrund einer Konzentrationsdifferenz oder eines Druckgradient verursachten Stofftransportes innerhalb einer Phase (fest, flüssig oder gasförmig) als Diffusion bezeichnet wird.

H₂ ist das leichteste chemische Element im Periodensystem und besitzt den kleinsten Atomdurchmesser. Durch diese Eigenschaften kann H₂ gegenüber anderen Gasen schneller durch die Gitterstruktur eines Metalls oder durch die amorphen Bereiche einer PE-Rohrwand hindurch diffundieren.

Der Vorgang der H₂-Permeation durch eine metallische Platte (z.B. Rohrwand, Speicher) kann in fünf Schritte unterteilt werden (Abbildung 13):

1. H₂-Moleküle werden an der Oberfläche adsorbiert
2. Dissoziation der Moleküle zu H-Atomen
3. Absorption der H-Atome
4. Diffusion der Atome senkrecht durch die metallische Platte
5. Rekombination der H-Atome zu Molekülen auf der anderen Seite

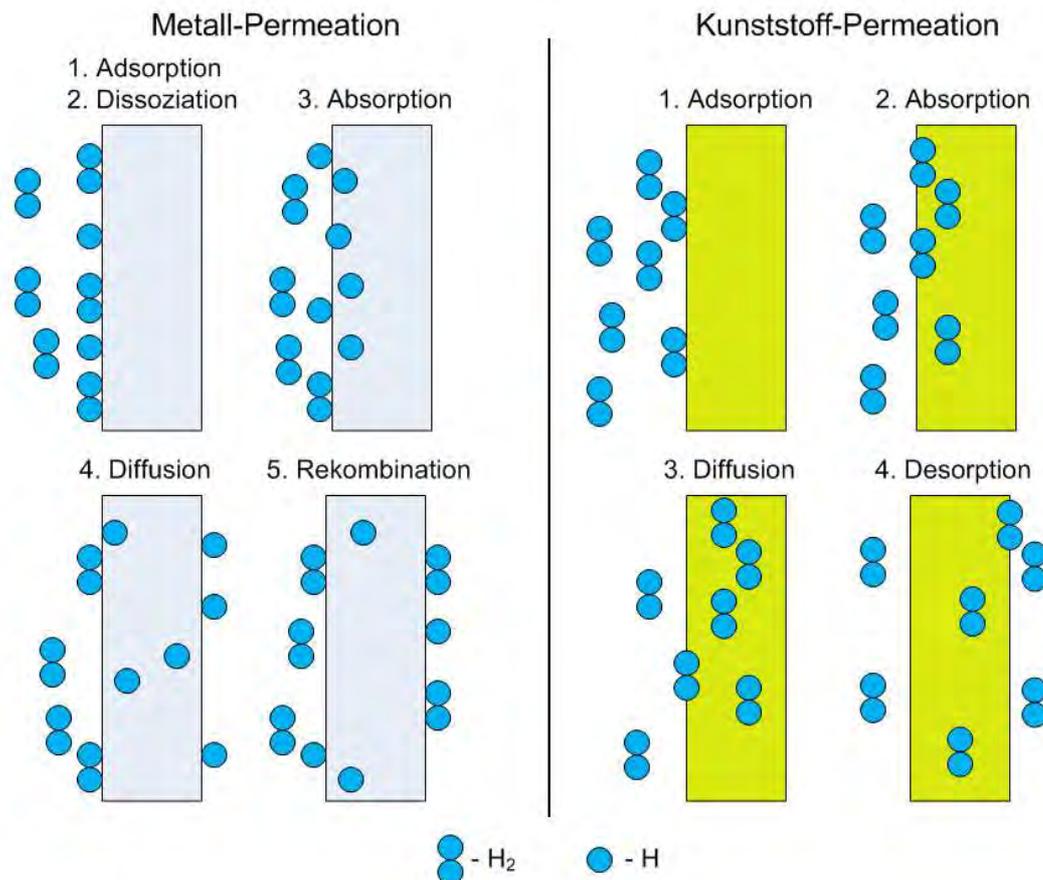


Abbildung 13: Permeationsphasen bei Metallen und Kunststoffen [4]

Die Permeation von Gasen durch Kunststoff unterscheidet sich gegenüber der Permeation durch Metalle dahingehend, dass der H_2 nicht dissoziieren muss sondern im molekularen Zustand durch die Rohrwand permeieren kann. [25]

Daraus erfolgt der Durchgang für Kunststoffe /Elastomere in vier Schritten (Abbildung 13):

1. Adsorption von H_2 -Molekülen
2. Absorption der H_2 -Moleküle in die Kunststoff- / Elastomerwand
3. Diffusion durch die Wand
4. Desorption der Gasmoleküle und Entweichung in die Atmosphäre

Die Permeation von H_2 durch Stahl ist, im Gegensatz zur Permeation durch Kunststoffe, sehr gering. Die Zugabe von Legierungselementen wie z.B. Titan zum Stahl bewirkt, dass sich der Permeationskoeffizient (Diffusionskoeffizient) verkleinert.

Das permeierende Gasvolumen lässt sich mit Hilfe des „ersten FICK’schen Diffusionsgesetzes“ berechnen.

Durch ein Stahlrohr (DN 100) mit einer Wanddicke von 6 mm und einer Länge von 1.000 m permeieren somit, bei einem Überdruck von 16 bar, maximal $30,7 \text{ cm}^3_{H_2}/\text{d}$ (NTP) bzw. $0,0112 \text{ m}^3_{H_2}/\text{a}$ (NTP). [25], [26]

Dieser Wert wird in der Praxis noch weit unterschritten, da die für die Permeation notwendige H₂-Sättigung an der Rohrwand sich nicht oder nicht kontinuierlich einstellt. Die Permeation von H₂ durch Stahlrohrleitungen kann daher in der Praxis vernachlässigt werden.

Abhängig von der unterschiedlichen Zusammensetzung und Eigenschaften wie z.B. Vernetzungsgrad der jeweiligen Kunststoff- oder Elastomermischung ergeben sich wesentlich voneinander abweichende Permeationskoeffizienten.

Darüber hinaus wurde bei der Ermittlung der Koeffizienten festgestellt, dass diese mit steigender Wanddicke, aufgrund ungleicher Vernetzungen nicht linear, sondern wesentlich schneller abnehmen. Die Gasverluste durch Permeation können also durch Erhöhung der Wanddicke / Wahl einer niedrigeren SDR-Klasse deutlich verringert werden.

Das Unternehmen „AIR LIQUIDE“ gibt folgende Koeffizienten für die Permeation von H₂ durch Kunststoffe / Elastomere an:

Tabelle 5: Permeationskoeffizienten für Kunststoffe/Elastomere bei 25 °C [27]

Kunststoffe/Elastomere	Permeationskoeffizient
Polyethylen	1,0 – 5,1 cm ³ /(m x bar xd)
Naturgummi	1,6 – 5,9 cm ³ /(m x bar xd)
Neopren	1,1 – 4,0 cm ³ /(m x bar xd)
Polystyrol	7,8 cm ³ /(m x bar xd)
Perbunan	1,3 cm ³ /(m x bar xd)
Mipolam	0,9 cm ³ /(m x bar xd)

Diese Werte wurden bei Permeationsuntersuchungen an Platten ermittelt und sind von daher nur bedingt auf Rohrleitungen übertragbar, da die Materialstruktur sich, in Abhängigkeit vom Extrusionsverfahren, erheblich unterscheiden kann. Darüber hinaus haben selbst kleine Änderungen hinsichtlich z.B. Zusammensetzung oder Vernetzungsgrad starken Einfluss auf den Permeationskoeffizienten, so dass Übertragbarkeit von Literaturwerten in der Praxis oft nur schwer möglich ist.

Bei einer Permeations-Untersuchung an einem HDPE-Rohr wurde durch [28] ein Permeationskoeffizient für H₂ bei 20 °C mit 0,22 cm³/(m x bar xd) ermittelt. Dieser Wert liegt deutlich unter den Werten in Tabelle 5 und entspricht eher den Permeationskoeffizienten aktueller PE-Werkstoffe. Der Grund für die Abweichungen der ermittelten Permeationskoeffizienten liegt vermutlich u.a. in den unterschiedlichen Probekörpern und untersuchten PE Werkstoffgenerationen.

Für ein Rohr mit einer Länge von 1.000 m, einem Außendurchmesser von 110 mm, einer Wanddicke von 10 mm und bei einem, zum besseren Vergleich mit den Stahlrohrleitungen, angenommenen Druck von 16 bar ergibt sich rechnerisch ein permeierendes H₂-Volumen von ca. 0,12 m³_{H₂}/d (NTP) bzw. 44,4 m³_{H₂}/a (NTP). Dieser Wert liegt wesentlich über dem von Stahl, ist aber, vor allem bei der Verlegung von Rohrleitungen außerhalb geschlossener Räume, aus sicherheitstechnischen und wirtschaftlichen Aspekten unbedenklich.

Bei von DBI durchgeführten „Permeationsuntersuchungen an Rohrleitungen“ wurden Permeationskoeffizienten für H_2 durch PE100-Rohre ermittelt, die deutlich unter dem oben genannten Wert von $0,22 \text{ cm}^3_{H_2}/(\text{m} \times \text{bar} \times \text{d})$ (NTP) liegen. Da die Versuchsbedingungen (genaues Material, Prüfkörper, Druck usw.) bei den Permeationskoeffizienten aus der Literatur in der Regel nicht bekannt sind, ist ein Vergleich von Werten aus verschiedenen Quellen nur schwer möglich. Für Anwendungsfälle wie Gasrohrleitungen, bei denen die Permeationsraten eine Rolle spielen, werden daher eigene Messungen der einzusetzenden Materialien an Rohr-Prüfkörpern empfohlen. [29]

Nach aktuellen Schätzungen sind ca. 220.000 km Gasleitungen in Deutschland verlegt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Kunststoffleitungen mit unterschiedlichem Betriebsdruck betrieben werden, welcher erhebliche Auswirkung auf die Permeation hat. Darüber hinaus haben Untersuchungen ergeben, dass PVC-Leitungen einen geringeren und PE60 bzw. PE80 einen leicht höheren Permeationskoeffizienten gegenüber PE100 besitzen. [4]

Die Permeation von H_2 durch Stahl- und Kunststoffrohrleitungen, Dichtungen und Membranen kann aufgrund ihres geringen Umfangs aus ökonomischer sowie ökologischer Sicht vernachlässigt werden. Aus sicherheitstechnischer Sicht besteht, vor allem, wenn der H_2 frei in die Atmosphäre entweichen kann, kein erhöhtes Risiko im Vergleich zu Erdgas aufgrund von Permeation.

Neben den Verlusten durch Permeation müssen die Gasverluste durch Leckagen betrachtet werden. Diese sind im Allgemeinen deutlich größer als die Permeationsverluste und betragen in einem hierzu speziell überwachten Erdgasnetz, welches in einem sehr guten Zustand ist, ca. 0,1 % der transportierten Energiemenge (Wert aus dem Ruhrgebiet, bzw. aus Österreich) [9]. Aufgrund der gegenüber Erdgas geringeren Dichte von H_2 nehmen die masse- und somit energiebezogenen Verluste trotz steigenden Verlustvolumenstroms eines Gasnetzes mit steigender Zumischung von H_2 ab.

Das Risiko durch Leckagen ist also deutlich höher anzusetzen als das von Gasaustritten durch Permeation, da die Gasverluste durch Permeation die gesamte Leitungslänge betreffen, Leckagen jedoch lokal begrenzt sind und es somit eher zur Bildung zündfähiger H_2 -Konzentrationen kommen kann.

Auf die Leckageraten selbst hat die H_2 -Zumischung zwei Auswirkungen. Der Volumenstrom aller Leckagen steigt an, wobei sich der Massestrom der Leckagen erkennbar verringert.

Eine Beschleunigung der Alterung bzw. dem bzw. erhöhten Abbau von Stabilisatoren durch die Anwesenheit von H_2 im transportierten Medium konnte in praktischen Versuchen nicht nachgewiesen werden. [30]

Neben der Eignung der bestehenden Rohrleitungen müssen die eingesetzten Rohrverbindungstechnologien ebenfalls für Erdgas- H_2 -Gemische sicher anwendbar sein. PE-Rohrleitungen im Verteilungsbereich werden fast ausschließlich geschweißt. Einwandfrei ausgeführte Schweißverbindungen in PE-Rohrleitungen weisen die gleichen Dichteitseigenschaften wie das Rohrmaterial selbst auf und sind daher uneingeschränkt auch für Erdgas- H_2 -Gemische geeignet. Alternative Verbindungstechnologien, die zurzeit im Reparaturbereich Anwendung finden z.B. Schraub-, Press- und Steckfittinge sollten vor dem Einsatz für Gase mit hohen H_2 -Anteilen hinsichtlich ihrer Dichteit untersucht werden. Besitzen Verbindungstechnologien eine Zertifizierung nach DVGW VP 600, so sind diese für den Betrieb mit Gases nach DVGW-AB G 260 geeignet, müssen jedoch für H_2 -

haltige Gase zugelassen werden. Bereits durchgeführte Prüfungen [4] zeigen, dass die auf Dichtheit untersuchten Verbindungstechnologien sehr geringe Leckagen über ein Jahr aufweisen. Für spezielle Anwendungen (z.B. Anlagenpiping) wird empfohlen, die Höhe der Leckagen tiefergehend zu bewerten.

Weitere Bereiche die im Verteilungsnetz untersucht werden müssen, sind zum einen die Auswirkungen auf die olfaktorischen Größen von Odoriermitteln und zum anderen auf Gasinstallationen.

Die Odoriermittel selbst wurden bis auf die schwefelfreien auch für Stadtgas eingesetzt. Odoriermittel, auch schwefelfreie, werden innerhalb der DVGW-AB G 280-1 benannt und sind für Gase nach DVGW-AB G 260 geeignet. Eine Eignung aktuelle verwendeten Odoriermittel in Verbindung mit H_2 ist zu überprüfen.

In der Gas-Hausanschlussleitung sowie bei der Inneninstallation ist die Funktionsfähigkeit (Schließvolumenstrom, absicherbare Länge sowie Überströmmenge) von Gasströmungswächter zu untersuchen. Weiterhin sollten Hausgasdruckregler auf Funktionsfähigkeit nachzuweisen und Gaszähler auf Messgenauigkeit, Gasbeschaffenheitsänderungen, Langzeitbeständigkeit und Permeation zu untersuchen. Hierzu sollten ergänzende Untersuchungen zu Smart Metern und Ultraschallgaszähler durchgeführt werden. Von GDF SEUZ wurden im Rahmen des Projektes NATURALHY drei Balgengaszähler auf die Messgenauigkeit mit einem 50:50 CH_4 - H_2 -Gemisch untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Messabweichung bei einem Gasgemisch $< 2\%$ liegt.

Hinsichtlich der Verteilung von Erdgas- H_2 -Gemischen durch Gas-Verteilungsnetze können folgende Erkenntnisse zusammengefasst werden:

- Die Massenrate aller Leckagen beim Transport eines Erdgas- H_2 -Gemisches in einem Gasnetz sinkt mit dem Anstieg der H_2 -Konzentration im Gas.
- Die Volumenrate aller Leckagen bei der Beförderung eines Erdgas- H_2 -Gemisches in einem Gasnetz nimmt mit dem Anstieg der H_2 -Konzentration zu.
- Die Massen- und Volumenrate aller CH_4 -Leckagen bei der Beförderung eines H_2 -Erdgas-Gemisches in einem Gasnetz sinken mit dem Anstieg der H_2 -Konzentration.
- Die Permeationsverluste sind wesentlich geringer als die Leckagen durch Undichtheiten und können i.d.R. vernachlässigt werden.
- Die Permeation ist aus sicherheitstechnischer Betrachtung unbedeutend.
- Das Leckagevolumina von getesteten Rohrverbindungen ist als gering einzustufen, das Risiko welches von den Leckagen ausgeht wird durch die Zumischung von H_2 mit Anteilen kleiner 20 Vol.-% kaum beeinflusst.
- Es wurde keine Beeinflussung des Alterungsprozesses von PE-Materialien durch die Anwesenheit von H_2 im verteilten Medium festgestellt.
- Es sollten die Auswirkungen einer H_2 -Zumischung auf Odorierungsanlagen, -Odormittel (insbesondere schwefelfreie) und Gasinneninstallationen untersucht werden.
- Die einwandfreie Funktionstüchtigkeit von Gasströmungswächter bei hohen H_2 -Konzentrationen muss nachgewiesen werden.

3.10 Haushaltskunden

Die einwandfreie Funktionsfähigkeit von Gasanwendungen im Haushaltbereich muss auch für Erdgas-H₂-Gemische sichergestellt sein. Hierzu muss ebenso wie in der Gasverteilung eine Erfassung der im Einsatz befindlichen Gasverbrauchsendgeräte und eine Bewertung deren Eignung für H₂-reiche Gase erfolgen.

Im Wesentlichen sind hierzu folgende Komponenten zu betrachten:

- atmosphärische Gaskessel aller Bauart (Durchlauf-, Umlauf- und Kombiwasserheizer, Spezialheizkessel, Wärmepumpe)
- Brennwertkessel
- Gasherde
- Brennstoffzellen
- Stirlingmotoren
- Verbrennungsmotoren

Bei Gasbrenner für Gaskessel und Gaskochplatten sind bereits Untersuchungsergebnisse aus dem Projekt NATURALHY verfügbar. [12]

Innerhalb der Untersuchungen wurden standardisierte Gaskochplatten, die mit dänischem Erdgas H betrieben werden, auf eine Zugabe von H₂ untersucht. Dabei wurde ein Volumenanteil bis zu 40 Vol.-% H₂ zum Erdgas hinzugegeben. Der Versuch wurde bei einem konstanten Druck von 20 mbar und ohne Veränderungen an den Brennerdüsen durchgeführt. Als Ergebnis wurde festgestellt, dass bei den untersuchten Geräten eine stabile Verbrennung bis zu einer Zumischung von 40 Vol.-% H₂ möglich ist. Die Erhöhung des Volumenanteils über 40 Vol.-% H₂ zieht jedoch ein unmittelbares Flammenrückschlagen mit sich. Die Erkenntnisse lassen keine Schlüsse auf die Erfüllung der europäischen Standards für Sicherheit und Effizienz zu und sind aufgrund der kleinen Stichprobe nicht auf die gesamte Population der in Betrieb befindlichen Kochgasbrenner übertragbar. Um die gleiche Leistung mit diesen Brennern zu erreichen, muss z.B. eine Anpassung der Düsen erfolgen. [12]

Weiterhin wurden die Emissionsentwicklung von zwei relativ neuen Gasbrennern (Zulassung 2006 und 2008) mit Vormischkammern und einem älteren Gasbrenner (Zulassung ca. 1993) mit einer teilvormischenden Kammer analysiert.

Das Ergebnis zeigte, dass ein stabiler Verbrennungsprozess bei allen Brennern unter Zugabe von H₂ möglich ist. Bei einem der beiden neuen Brennern ist ein Betrieb bis zu einem H₂-Anteil von 50 Vol.-% bei einer Leistung von 10 kW möglich. Bei einer Absenkung der Leistung auf 5 kW ist sogar ein H₂-Volumenanteil von bis zu 85 % realisierbar. Bei dem zweiten neuwertigen Brenner wurde ebenfalls eine stabile Verbrennung bis zu einem Volumenanteil von 75 % H₂ im Erdgas nachgewiesen.

Die Zumischung von H₂ bis zu diesen Konzentrationen führte zu einer erheblichen Verbesserung der Emissionswerte (CO, CO₂, NO_x). Die Anteile an CO und CO₂ reduzierten sich deutlich. Bei einem Brenner betrug der CO- und CO₂-Gehalt im Abgas bei 70 Vol.-% H₂-Anteil nur noch weniger als die Hälfte im Vergleich zu

Erdgas. Weiterhin sind die NO_x -Werte der untersuchten Heizkessel gegenüber der Verbrennung von 100 Vol.-% Erdgas um ca. 85 % gesunken. Gleichzeitig stiegen bei beiden Brennern durch Zugabe von H_2 der Kesselnettowirkungsgrad (Abzug der Leistungsaufnahme der Eigenverbraucher) und der O_2 -Gehalt im Abgas auf ca. das Doppelte an [12].

Bei Versuchen an älteren Gasbrenner wurde festgestellt, dass ein stabiler Betrieb bis zu 40 Vol.-% H_2 im Erdgas möglich ist. Gleichzeitig haben sich auch hier die Emissionswerte erheblich verbessert. Besonders die NO_x - und CO_2 -Werte wurden unter die Hälfte des Ausgangswertes abgesenkt. Der Nettowirkungsgrad stieg auf ca. das 1,5-fache an.

Die bereits vorhandenen Ergebnisse bei Gasbrennern und Gasherdpplatten lassen sich jedoch nicht auf andere Gasendgeräte anwenden. Hier sind weitere Versuche und besonders Langzeittests notwendig. Die durchgeführten Untersuchungen lassen jedoch erwarten das klassische Gasendgeräte wie Brenner und Gasherde im häuslichen Bereich nicht die begrenzenden Faktoren für eine H_2 -Zumischung darstellen werden.

Diese Erwartungshaltung wird unterstützt, da die Hersteller von Gasendgeräten sicherstellen müssen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-AB G 260 gewährleisten müssen. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H_2 -Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Mit diesem H_2 -Anteil müssen daher alle in Verkehr gebrachten Geräte zumindest kurzzeitig einen sicheren Betrieb gewährleisten.

Die verhältnismäßige hohe Toleranz von Gasendgeräten im häuslichen Bereich gegenüber H_2 -Beimischungen ist auf die geringe Veränderung des Wobbe-Index durch eine Zumischung von H_2 zum Erdgas erklären (siehe Kapitel 3.1).

Der Schwerpunkt von Verträglichkeitsuntersuchungen sollte auf neue noch wenig etablierte Gasendgeräte gesetzt werden. Hier kann als Beispiel das Betriebsverhalten der Methan-Brennstoffzelle genannt werden. Hierbei müssen Untersuchungen auf zeitlich veränderliche Gaszusammensetzungen (insbes. H_2 -Anteil) vorgenommen werden. Brennstoffzellen könnten nach heutigen Erkenntnissen Probleme mit stark schwankenden Zusammensetzungen, weniger mit hohen - aber konstanten - H_2 -Anteilen im Erdgas haben.

Weitere Probleme sind bei der Funktionsfähigkeit bei Stirlingmotoren aufgetreten. Derzeit sind vier Stirlingmotoren auf dem Markt verfügbar. Brenntechnische Untersuchungen mit Methan nach DVGW-AB G 20 (100 % Methan) und G 222 (23 Vol.-% H_2) haben zu dem Ergebnis geführt, dass entweder teilweise keine Funktion des Motors vorhanden oder eine Wirkungsgradreduzierung (gesamt) um 5 %-Punkte zu messen war.

Als Hauptproblem bei der Anwendung nichtmodifizierter Endgeräte ist jedoch das Flammenrückschlagen zu benennen (Abbildung 14). H_2 erreicht mit 3,5 m/s die höchste maximale Flammengeschwindigkeit, die durch die hohe Diffusionsgeschwindigkeit des H_2 begründet ist. Erdgas und andere Brenngasbestandteile (z.B. CO , C_nH_m) hingegen erreichen lediglich Werte um oder unter 0,4 m/s [31].

Für den Betrieb mit Stadtgas (50 Vol.-% H_2) mussten die Brenner so konstruiert werden, dass es aufgrund der hohen Flammengeschwindigkeit zu keinem

Rückschlag kommt. Dies wurde erreicht, indem die Austrittsgeschwindigkeit des Gas-Luft-Gemisches an der Flammeneintrittsöffnung erhöht wurde.

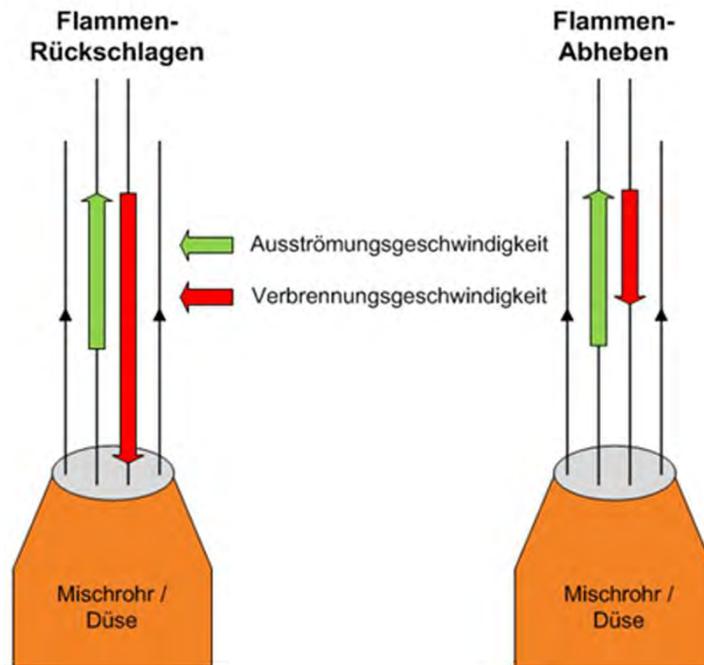


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Flammenabhebens und des Flammenrückschlagens [32]

Mit der Einführung von Erdgas mussten aufgrund der geringen Flammengeschwindigkeiten folgende Maßnahmen getroffen werden:

- Herabsetzung der Ausströmgeschwindigkeit des Gas-Luft-Gemisches an der Flammeneintrittsöffnung
- Einsatz von Flammenhaltern an den Brenner
- Verwendung von sogenannten Halteflammen

Flammenhalter besitzen auf ihrer Verbauungsebene eine Engstelle, an der die Strömungsgeschwindigkeit höher als die Flammengeschwindigkeit ist und die Flamme so nicht Rückschlagen kann. Durch die Verwirbelungen können auch heiße Abgase zur Flammenwurzel zurückgeführt werden und diese so stabilisieren.

Halteflammen sind kleine Flammen am Brennkopf, die eine stetige Neu-Entzündung des Brenngas-Gemisches bewirken.

Aus den Stadtgas-Kenntnissen lässt sich ableiten, dass je höher der H_2 -Anteil in einem Gasgemisch ist, desto höher ist die Flammengeschwindigkeit. Durch den Anstieg der H_2 -Konzentration im Erdgas wird die Spreizung zwischen Flammengeschwindigkeit und gleichbleibender Ausströmungsgeschwindigkeit größer, so dass es zum Rückschlagen der Flamme kommen kann. Diese Erscheinung kann jedoch mit Hilfe von Flammenrückschlagsicherungen vermieden und so eine stabile Verbrennung sichergestellt werden.

3.11 Industrielle Anwendungen

Genauso wie im Haushaltsbereich sollten Endgeräte für industrielle Anwendungen auf die Zumischung von H_2 erfasst und untersucht werden.

Industriellen Anwendungen sind im Wesentlichen:

- Gasmotor (BHKW)
- Gasgebläsebrenner
- Gasvormischbrenner in gewerblichen Anwendung
- Gasturbinen

Im Allgemeinen werden durch die Zumischung von H_2 die Kraftstoffeigenschaften beeinflusst. Für Motoren sind relevante Eigenschaften und ihre Veränderungen folgend dargestellt:

- Die MZ wird reduziert (bei einer Zumischrate von z.B. 10 Vol.-% um 5 bis 7 Einheiten - Abbildung 15).
- Die Flammgeschwindigkeit steigt.
- Die Zündgrenzen werden erweitert.
- Der Heizwert wird vermindert.
- Der Gemischheizwert sinkt geringfügig.

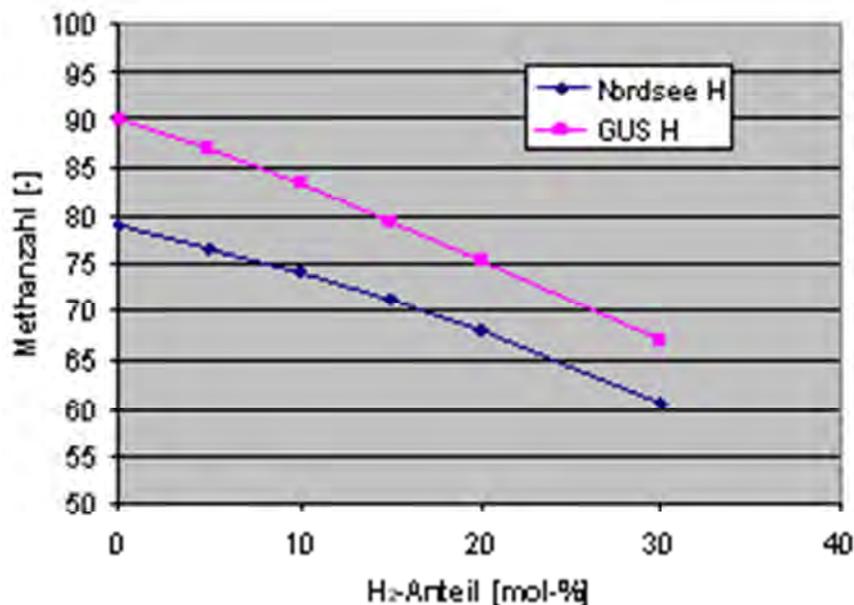


Abbildung 15: MZ-Änderung bei H_2 -Zumischung

Die Verminderung der MZ kann problematisch sein. Bei Grundgasen mit niedriger Ausgangs-MZ (z.B. Nordsee-Gas, LNG) wird je nach Motorauslegung u.U. die Klopfgrenze überschritten. Dies hat Leistungs- und Wirkungsgradeinbußen zur

Folge. Die Einbußen lassen sich durch Anpassungsmaßnahmen begrenzen. Üblicherweise benötigen Gasmotoren MZ zwischen 60 und 90. Da innerhalb Deutschlands unterschiedliche Gase bezogen werden und die MZ des Nordseeerdgases H bei etwa 68 liegt, kann man diesen Wert als untere Grenze annehmen. [33]

Die höhere Flammengeschwindigkeit wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad jedoch negativ auf die NO_x -Emissionen (stöchiometrisch betriebenen Motoren) aus. Bei Anteilen bis 15 Vol.-% H_2 sind allerdings nur moderate Effekte zu erwarten.

Die erweiterte Zündgrenze des Gemisches in Verbindung mit der höheren Flammengeschwindigkeit ermöglicht einen effizienten Betrieb bei sehr mageren Gas-Luft-Gemischen. Bei Magermotoren lässt sich daher ein Anstieg der NO_x -Emissionen vermeiden.

Die magere Verbrennung kann allerdings das Arbeitsvermögen des Turboladers beeinträchtigen und Leistungseinbußen zur Folge haben.

Die folgende Gesichtspunkte sind bei der Beimischung von H_2 zum Erdgas für den Betrieb von stationären Erdgasmotoren (BHKW) zu beachten:

- Bei Bestandsanlagen ist je nach Grundgas eine Anpassung der Betriebsparameter zur Vermeidung von Leistungs- und Wirkungsgradeinbußen sowie Emissionsanstiegen erforderlich.
- Bei Neuanlagen sind bei entsprechender Motorauslegung aufgrund der guten Brenneigenschaften des H_2 bei Zumischraten bis 20 Vol.-% keine wesentlichen Probleme zu erwarten.

Erdgas wird überwiegend als Energieträger eingesetzt, kann jedoch auch als Arbeitsmedium/Prozessgas genutzt werden.

Die SKW Piesteritz in Bitterfeld nutzen beispielsweise das bereitgestellte Erdgas für die Produktion von Agro- und Industriechemikalien. Die Produktion von Ammoniak nach dem Haber-Bosch-Verfahren, bei dem als Ausgangsstoff ebenfalls Erdgas dient, sollte durch vorhandenen H_2 im Erdgas nicht negativ beeinflusst werden.

Da die H_2 -Beimischung zu Erdgas die Wärmeübertragung und die Zusammensetzung der Verbrennungsgase im Prozessraum beeinflusst, ist sie immer dann kritisch zu prüfen, wo die beiden Faktoren eine wesentliche Rolle spielen. Dazu gehören auch Prozesse wie:

- Beheizung von Glaswannen bei der Glasherstellung (geringere Strahlung von H_2 -haltigen Flammen senkt den Durchsatz und erhöht die Abgasverluste)
- Erzeugung von Endogas (Schutzgas) für die Stahlbehandlung (Zusammensetzung des Endogases)
- Aufkohlungsprozesse
- Beflammung von Kunststoffen als Vorstufe für Lackierung (hier sind sehr hohe Qualitätsanforderungen von Automobilzulieferern zu beachten)
- Flammenüberwachung mittels UV- oder Ionisationssonden. UV-Sonden sollten keine Probleme haben, da die UV-Strahlung der OH-Radikale detektiert wird. Es liegen bei Kromschroder Erfahrungen zur Verbrennung von H_2 -angereicherten Erdgasen vor (z.B. in Haubenöfen). Bei

Ionisationsüberwachung sind ggf. kürzere Standzeiten durch H_2 zu vermuten.

Grundsätzlich ist auch bei industriellen Anwendungen insbesondere bei Hochtemperaturanwendungen aufgrund der, durch die Beimischung von H_2 , höheren Flammentemperatur ein Anstieg der NO_x -Emissionen zu erwarten.

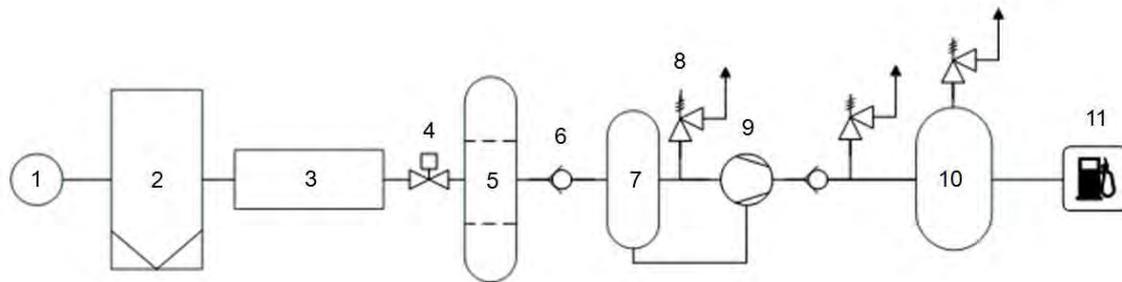
Wobbezahl sensible Prozesse, z.B. bei Einsatz der Erdgasflamme als Werkzeug werden durch H_2 -Beimischung beeinflusst (Flammenlänge, Flammentemperatur usw.).

Weitere Einsatzbereiche sind nach Bedarf zu prüfen. Es muss sichergestellt werden, dass sich bei Endverbrauchern der H_2 nicht negativ auf deren Arbeitsprozesse auswirkt bzw. geeignete Gegenmaßnahmen durchgeführt werden. Nach ersten Ergebnissen aus dem DVGW-Projekt zur Änderung der Gasbeschaffenheit zeigt sich, dass in Abhängigkeit von der konkreten industriellen Gasanwendung geeignete Verfahren, Geräte und Methoden zur Messung und Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen erforderlich werden. Für gasbeschaffenheitssensible Bereiche mit direkten Medienkontakt (z.B. Keramik-, Glasindustrie) müssen evtl. weitere Maßnahmen gasseitig bzw. anwenderseitig ergriffen werden, wie z.B. Sauerstoffmesssonden, Wobbe-Messgeräte oder Prozessgaschromatographen.

3.12 Erdgastankstellen und Fahrzeuge

3.12.1 Allgemeines

Erdgasfahrzeuge (Abbildung 17) beziehen das für den Verbrennungsprozess nötige Erdgas von Erdgastankstellen (Abbildung 16), die in der Regel direkt an das Erdgasnetz angeschlossen sind.



- 1 - Gasnetz
- 2 - Gasfilter
- 3 - Gaszähler
- 4 - Hauptabsperreinrichtung
Rückschlagventil
- 5 - Gastrocknung
- 6 - -
- 7 - Expansionsvolumen
- 8 - Sicherheitsabblaseventil
- 9 - Verdichter
- 10 - Hochdruckspeicher
- 11 - Erdgaszapfanlage

Abbildung 16: Vereinfachtes R+I Schema einer öffentlichen Erdgastankstelle [4]

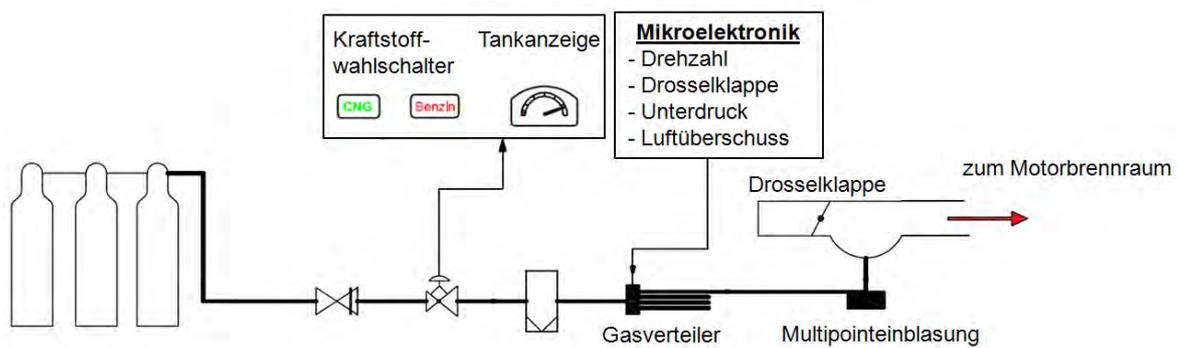


Abbildung 17: Vereinfachtes R+I Schema für ein Erdgasfahrzeug [4]

Das von den Erdgastankstellen genutzte Erdgas muss, entsprechend der Kraftstoffnorm (DIN 51624 - Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge), unter anderem die in Tabelle 6 aufgeführten Anforderungen erfüllen.

Tabelle 6: Anforderungen an Erdgas H und L für den Einsatz als Kraftstoff [34]

Gas-Eigenschaft	Einheit	min.	max.
Heizwert (Erdgas H)	MJ/kg	46	-
Heizwert (Erdgas L)	MJ/kg	39	-
H ₂ -Konzentration	Vol.-%	-	2
MZ	-	70	

3.12.2 Erdgasfahrzeuge

Die in Tabelle 6 genannte maximale H_2 -Konzentration von 2 Vol.-% basiert nicht auf technischen Beschränkungen bei der Verbrennung im Motor. Als Beispiel seien die Ergebnisse zweier Forschungsprojekte genannt, in denen nachgewiesen werden konnte, dass sich ein erhöhter H_2 -Gehalt im Erdgas positiv auf die Verbrennungseigenschaften (erweiterte Zündgrenzen und höhere Flammengeschwindigkeiten) auswirkt [35]. Die Schadstoffemissionen konnten gegenüber Diesel und auch Erdgas deutlich gesenkt werden. Der Drehmomentverlauf von Verbrennungsmotoren wird durch H_2 nicht positiv beeinflusst. Ein Erdgas- H_2 -Gemisch (40:60) weist bei maximaler Drehzahl ein Drehmomentdefizit von ca. 10 % gegenüber Benzin auf. Die Abbildung 18 zeigt einen Vergleich spezifischer Drehmomente unterschiedlicher Kraftstoffe bei bestimmten Drehzahlen.

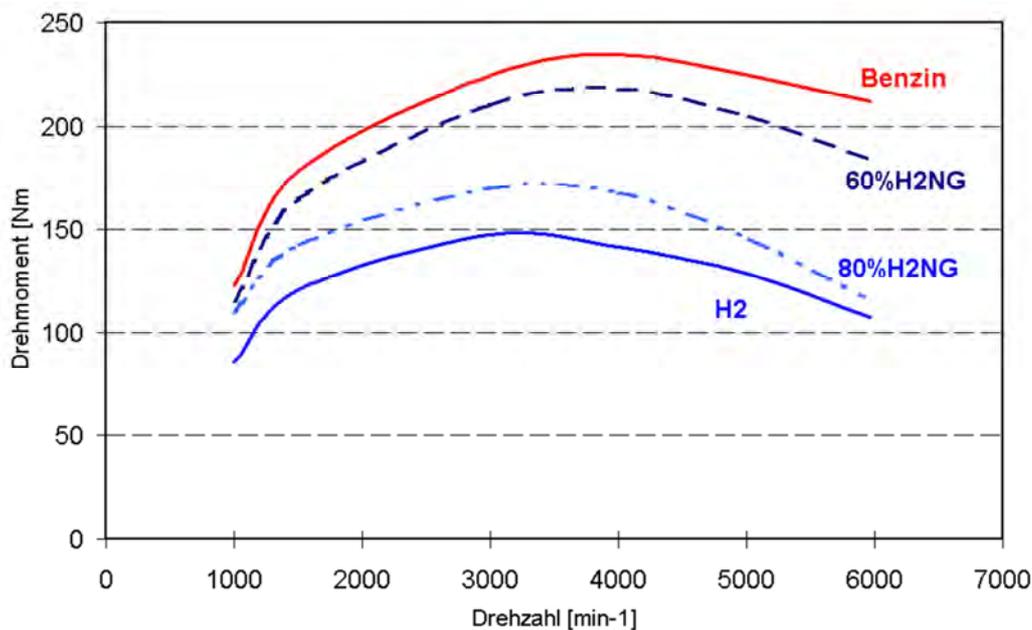


Abbildung 18: Angabe der Drehmomente bei entsprechender Drehzahl und Kraftstoffart Mercedes Benz E 200 NGT [35]

Als Material für die Drucktanks zur Kraftstoffspeicherung im Fahrzeug kommen Stahl oder Composite-Werkstoffe in Frage. Man unterscheidet dabei zwischen folgenden Tanktypen:

- CNG1: metallische Gastanks; in der Regel aus Stahl
- CNG2: Stahltank am Umfang verstärkt durch Glas- oder Aramidfaser-Umwicklung
- CNG3: Metallischer Innenkörper (Alu oder Stahl), voll ummantelt mit Kohlenstofffasern
- CNG4: nichtmetallischer Innenkörper (z.B. Thermoplast) und Vollummantelung mit Kohlenstofffasern (ca. 60 % Gewichtsvorteil gegenüber CNG 1)

Nach Informationen des DVGW besitzen 95 % aller zurzeit in Betrieb befindlichen Erdgasautos einen Vollstahlbehälter zur Speicherung von Erdgas.

Die Zulassungsbestimmungen für CNG-Fahrzeuge in Europa sind in der ECE-Richtlinie R 110 (Antriebssystem mit komprimiertem Erdgas) enthalten. Die einzige Bestimmung dieser Norm, die sich auf H₂ bezieht, besteht in der Begrenzung des H₂-Gehalt es auf 2,0 Vol.-% für feuchtes Gas (Wassergehalt >32 mg/m³) sogar auf 0,1 Vol.-%.

Der Wert von 2,0 Vol.-% für den max. H₂-Gehalt wurde - konsequenterweise - auch in die deutsche Norm DIN 51624 für Erdgas als Kraftstoff übernommen. Insoweit besteht aktuell eine „harte“ Beschränkung hinsichtlich der H₂-Beimischung bei CNG-Fahrzeugen. In diesem Zusammenhang ist das Regelwerk in Bezug auf die Werkstoffe für H₂-Druckbehälter von Bedeutung, speziell im Hinblick auf den bei CNG-Stahlzylindern ausschließlich verwendeten Werkstoff 34 CrMo 4. In der Norm ISO 11114-1 (Transportable gas cylinders) ist dieser Werkstoff für die Verwendung mit H₂ geeignet, wenn die maximale Zugfestigkeit des Werkstoffs kleiner oder gleich 950 MPa beträgt.

Weiterhin ist die Produktnorm TRG 510 (Sonstige Regeln für besondere Druckgasbehälter – Maßnahmen zur Vermeidung von Schäden durch Rissbildung bei Druckgasbehältern für H₂) zu berücksichtigen. Sie fordert, dass der Behälter bei der Herstellung einer Innenbesichtigung unterzogen wird. Bei der Innenbesichtigung des Behälters dürfen keine kerbwirkenden Oberflächenfehler (Riefen, Risse, Korrosionsnarben usw.) vorhanden sein, damit der Behälter beständig gegen H₂ ist. Die Behälter müssen aus diesem Grund erstmalig nach einem geeigneten Verfahren zerstörungsfrei geprüft werden.

Eine Norm, die sich auf Gemische von Erdgas und H₂ bezieht, existiert derzeit nicht. Inwieweit die Regeln sinngemäß auch für Gemische anzuwenden sind, bleibt offen.

Grundsätzlich gilt, dass CNG-Fahrzeuge nach ECE-Richtlinie R 110 zu spezifizieren und daher bei der Eignungsprüfung aller Komponenten ein maximaler H₂-Gehalt von 2,0 Vol.-% zu unterstellen sind.

Hauptproblem ist im Falle von Stahltanks der Tankwerkstoff und das diesbezügliche Risiko der Versprödung. Der Werkstoff 34 CrMo 4 ist zwar, wie oben bereits erwähnt, sogar für reine H₂-Speicherung geeignet, jedoch sind folgende Voraussetzungen bei den CNG-Fahrzeugen nicht gegeben:

- Die Zugfestigkeit liegt häufig höher als 950 Mpa (Verringerung der Wandstärken – Gewichtsreduzierung).
- Es findet keine Prüfung der Innenoberfläche der Tanks statt.

Damit ist im Hinblick auf das Risiko der Werkstoffversprödung ein auf Dauer sicherer Betrieb der CNG-Stahltanks nicht nachgewiesen. Eine Perspektive, CNG-Stahltanks für höhere H-Gehalte nutzbar zu machen, besteht darin, die Anzahl der zugelassen Lastzyklen (ECE-Richtlinie R 110: 20.000 Lastzyklen) auf einen niedrigeren Wert, z.B. auf 3.000 Lastzyklen zu verringern. Hier können möglicherweise Überlegungen aus der EU-Verordnung Nr. 406/2010 über die Typengenehmigung von H₂-betriebenen Kraftfahrzeugen übernommen werden. Die Frage, in welcher Form eine erhöhte H₂-Verträglichkeit von CNG-Tanks im Bestand erreicht werden kann, ist derzeit nicht geklärt und bedarf weiterer Forschung.

CNG-Kunststofftanks werden bei Fahrzeugen wegen der höheren Kosten bisher nur selten eingesetzt. Diese unterliegen der H₂-Versprödung nicht, sind jedoch hinsichtlich der Permeabilität zu überprüfen.

Die H₂-Permeation durch die metallischen Erdgastanks und Erdgasleitungen (hauptsächlich Vollstahlbehälter und Rohrleitungen aus Edelstahl) wird als unbedenklich eingestuft (technisch dicht), da metallische Rohrleitungen erfahrungsgemäß eine sehr niedrige Permeationsrate aufweisen (siehe auch Kapitel Permeation). Bei Composite Tanks (z.B. Aluminium und mehrere Lagen Carbonfasern) kann ebenfalls von einer ausreichenden Diffusionssperre ausgegangen werden, da Aluminium eine H₂-Barriere darstellt. Die geringen Mengen an H₂, welche durch Undichtigkeiten oder aufgrund von Permeation entweichen könnten, würden sich, da H₂ deutlich leichter als Luft ist, schnell verflüchtigen bzw. im Falle von Undichtheiten durch entsprechende Drucküberwachung frühzeitig erkennen lassen.

Im Kraftstoffsystem ist die Spezifikation der Dichtungswerkstoffe in Bezug auf H₂ zu beachten.

Die Verminderung der MZ (Tabelle 7) kann bei Gasen mit niedriger Basis-MZ (z.B. Nordsee-Gas, schwere LNG-Sorten) zu Problemen führen, wodurch sich Begrenzungen auf eine geringe Zumischrate ergeben. Die hohe Flammengeschwindigkeit des H₂ beeinflusst den Verbrennungsverlauf nicht unwesentlich, so dass eine Zündzeitpunktanpassung ggf. notwendig ist. Es existieren jedoch zahlreiche Forschungsergebnisse zur Gemischanwendung bei Erdgasfahrzeugen. Bei H₂-Anteilen von bis zu 20 Vol.-% (russisches Erdgas H) werden hier keine wesentlichen Probleme gesehen. [35]

Tabelle 7: MZ von verschiedenen natürlichen Gasen, LNG und Biomethan mit Beimischungen von 10 Vol.-% H₂ [9]

Gas-Eigenschaft	Russian Group H	North Sea Group H	Danish Group H	Libya LNG (rich)
MZ Grundgas	92 MZ	79 MZ	73 MZ	65 MZ
MZ Grundgas + 10 Vol.-% H ₂	83 MZ	74 MZ	68 MZ	62 MZ
Gas-Eigenschaft	Nigeria LNG (mean)	Egypt LNG (lean)	Bio-methane	Bio-methane + LPG
MZ Grundgas	71 MZ	92 MZ	103 MZ	77 MZ
MZ Grundgas + 10 Vol.-% H ₂	67 MZ	83 MZ	97 MZ	71 MZ

Der geringere Heizwert von H₂ ist ohne wesentliche Auswirkungen auf die Motorfunktion, weil sich der eigentlich relevante Gemischheizwert nur geringfügig ändert (siehe Abschnitt 3.11 BHKW).

3.12.3 Erdgastankstellen

Das DVGW-AB G 651 (identisch mit dem VdTÜV Merkblatt M510) regelt Planung, Bau, Ausrüstung, Aufstellung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb von Erdgastankstellen, die an das Netz der öffentlichen Gasversorgung angeschlossen sind und daraus versorgt werden. Es setzt eine Gasbeschaffenheit gemäß DVGW-AB G 260 voraus, wobei ausdrücklich auch die sinngemäße Anwendung der Regel auf Biogase gemäß DVGW-AB G 262 und auch auf Flüssigerdgas zulässig ist.

Die G 651 (Erdgastankstellen) nimmt keinen direkten Bezug auf H₂, fordert aber, dass die technischen Einrichtungen auch hinsichtlich Ihrer Werkstoffe den jeweiligen Betriebsbedingungen gerecht werden.

Die Anforderungen an H₂-Tankstellen sind erst seit 2009 in dem VdTÜV-Merkblatt 514 formuliert.

Erdgastankstellen haben als Hauptkomponenten den Verdichter, den Pufferspeicher und die Abgabeeinrichtung. CNG wird mit einem Fülldruck von 200 bar bei 15 °C abgegeben. Bei Zumischung von H₂ erhöht sich die Kompressionsarbeit (spez. Enthalpiedifferenz), ebenso steigt die isentrope Verdichtungsendtemperatur. Die Antriebsleistung für die Verdichtung bei gegebenem Ansaug-Normvolumenstrom steigt nur geringfügig an, allerdings nimmt mit zunehmendem H₂-Gehalt natürlich der Energiegehalt pro Normkubikmeter ab. Insgesamt sind die Auswirkungen auf den Verdichtungsprozess bei Zumischungen bis 20 Vol.-% H₂ wahrscheinlich gut beherrschbar.

Tankstellen für reinen H₂ sind Stand der Technik und für Fülldrücke von 350 bar und 700 bar ausgelegt. Ihre Anlagentechnik ist direkt vergleichbar mit Erdgastankstellen. Auch für die Abgabeeinrichtung und die Füllkupplung wurden Lösungen für reinen H₂ entwickelt. Demnach sind Komponenten, die mit H₂-haltigem Erdgas verträglich sind, verfügbar. Herstellerspezifisch ist aber zu prüfen, welcher Anpassungsbedarf bei existierenden CNG-Tankstellen besteht. Bei den Kompressoren sind die Werkstoffe und die Dichtungen näher zu betrachten. Auch bei der Füllkupplung sind die Dichtungen auf H₂-Verträglichkeit zu überprüfen. Die Verrohrung und die Verschraubungen (Klemmring / Schneidring) dürften unkritisch sein.

Wie bei den Fahrzeugen, stellt auch an den CNG-Tankstellen die Eignung der Druckspeicher den wesentlichen Problempunkt dar. Die Speicherbehälter sind auch hier typisch aus dem Werkstoff 34 CrMo 4. Bei den stationären Druckbehältern spielt das Gewicht eine geringere Rolle als bei mobilen Behältern, daher ist denkbar, dass Behälter mit geringerer Vergütungsstufe eingesetzt werden und die Zugfestigkeit unter dem Grenzwert von 950 MPa bleibt. Faktisch werden aber vielfach auch hochvergütete Stähle verwendet, so dass die Voraussetzung für die Beaufschlagung mit H₂ nicht gegeben ist auch wenn auf werkstofftechnischer Ebene höhere Konzentrationen möglich wären. Die Innenbesichtigung der Behälter nach der Fertigung dürfte jedoch grundsätzlich fehlen.

Als Fazit besteht jedoch weiterhin Prüfungs- und Forschungsbedarf in folgenden Bereichen, zusammengefasst für Erdgasfahrzeuge und für Erdgastankstellen:

- Prüfung der Komponenten (vor allem der Dichtungen) des gasführenden Systems in den Tankstellen und Fahrzeugen auf H₂-Verträglichkeit
- Prüfung der Erdgasverdichter auf einen sicheren Betrieb auch bei höherer H₂-Zumischung
- Ermittlung des Verhaltens der CNG1-Druckbehälter bei H₂-Zumischung

- Konsequenzen des Betriebes mit H₂ für die CNG1-Druckbehälter im Bestand
- Festlegung der Randbedingungen für einen sicheren Betrieb der Behälter im Bestand

In Anschluss daran muss eine Anpassung des Regelwerkes entsprechend den Forschungsergebnissen geschehen.

3.12.4 Allgemeine Sicherheitsaspekte von CNG-Tanks

CNG-Fahrzeuggastanks verfügen über Magnetsicherheitsventile, die in Falle eines Unfalles ein gezieltes Abblasen oder bei Entzündung das kontrollierte Abbrennen des im Tank gespeicherten Erdgases sicherstellen und so eine Explosion verhindern.

Erst durch ein entsprechendes Gas-Luft-Gemisch mit einem Erdgasanteil zwischen 4,3 und 16,3 Vol.-% und einer Zündquelle mit einer Energie von mindestens 0,29 mJ (bzw. ab 540°C nach Aussage des ADAC) ist Erdgas brennbar. Ein H₂-Luft-Gemisch besitzt einen Zündbereich zwischen 4 und 77 Vol.-% und eine Mindestzündenergie von 0,017 mJ. Durch geringe avisierte H₂-Konzentration im Erdgas, werden sich die genannten Parameter für ein Erdgas-H₂-Luft-Gemisch nicht signifikant ändern. Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ in CH₄ ergeben sich Zündgrenzen von 4,36 - 17,91 Vol.-% für das Gasgemisch. Von einem erhöhten Sicherheitsbedarf muss in diesem Fall nicht ausgegangen werden. Erst wenn Erdgas mit hohem (60 Vol.-%) H₂-Konzentrationen in CNG-Fahrzeuggastanks gespeichert werden, steigt im Falle einer Leckage die Wahrscheinlichkeit der Entzündung des Brenngas-Luft-Gemisches. Kompensierend wirkt hier die hohe Mobilität der H₂-Moleküle, welche eine schnelle Verflüchtigung bewirkt.

Die Selbstzündungstemperatur für Erdgas liegt bei rund 595 °C, für H₂ bei 560 °C, für Benzin bei 220 °C und für Diesel bei 250 °C. Für ein Erdgas-H₂-Gemisch wird sich die Selbstzündungsenergie im Bereich zwischen Erdgas und H₂ befinden. Es ist demnach nicht von einem erhöhten Sicherheitsrisiko auszugehen, wenn z.B. durch einen Unfall eine externe Quelle hohe Temperaturen verursachen sollte.



Abbildung 19: H₂- und Benzinflamme [36]

Ein Versuch von DaimlerChrysler und der Universität Miami, mit einem H₂- und einem mit Benzin betriebenen Auto, zeigte, dass im Falle einer Leckage (am Drucktank bzw. normalen Tank) und einer Zündquelle, die Flammen und die daraus resultierenden Folgen unterschiedlich ausfallen.

Während bei dem mit H₂ betriebenen Fahrzeuge eine hohe und helle Flamme austritt und der Wagen relativ unversehrt bleibt, brennt hingegen bei Benzin der Wagen komplett aus. Im Gegensatz zu Benzin und Diesel sind Erdgas und H₂ leichter als Luft und verflüchtigen sich dementsprechend schnell, wobei H₂ noch einmal deutlich flüchtiger als Erdgas ist. Die Bildung von einem sogenannten „See“ (Kraftstoff sammelt sich in Bodennähe), der entsprechende Folgen (siehe Abbildung 19) hätte, tritt bei Erdgas und H₂ nicht auf.

Des Weiteren wird die H₂-Permeation durch die Erdgasbehälter und Erdgasleitungen (hauptsächlich Vollstahlbehälter und Rohrleitungen aus Edelstahl) als unbedenklich eingeschätzt (technisch dicht). Bei Composite Tanks (Aluminium und mehrere Lagen Carbonfasern) kann ebenfalls von einer genügenden Permeationsdichtigkeit ausgegangen werden (Aluminium stellt eine H₂-Barriere dar). Geringste Mengen an H₂, die durch Undichtigkeiten entweichen könnten, würden sich schnell verflüchtigen bzw. durch entsprechende Drucküberwachung rechtzeitig erkennen lassen.

3.13 Sicherheitsaspekte / Gefahrenpotenzial

3.13.1 Ausbreitungsverhalten von Erdgas- Wasserstoff-Gemischen

Unter der Annahme einer unbeabsichtigten Freisetzung von Gas, kann es zu einer Konzentrierung des Gasgemisches in Gebäuden und Anlagen kommen. Hierbei besteht die Gefahr der Explosion, wenn sich die Gasansammlung entzündet. Um diese Gefahr zu beurteilen ist es notwendig die charakteristischen Merkmale der Gasausbreitung in einem Raum zu kennen und diese zu beurteilen. Das Ausbreitungsverhalten von Methan in Gebäuden ist sehr gut bekannt und kann wie folgt zusammengefasst werden:

Bei Abwesenheit von turbulenten Strömungen (z.B. durch künstliche Belüftungssysteme) kommt es zur Ausbildung einer Methan-Luftschicht zwischen der Eintrittsstelle im Raum und der Decke. Diese Schicht ist in ihrer Konzentration einheitlich. Die Konzentration des Methan-Luftgemisches nimmt dabei mit fortlaufender Zeit zu, bis sich ein bestimmter stationärer Konzentrationszustand eingestellt hat. Dieser Konzentrationszustand des Methan-Luftgemisches reicht dabei von der Decke des Raumes bis hinunter zu einer situationsbedingten Höhe.

[12]

Im Nachfolgenden wurde verglichen, ob sich CH₄-H₂-Luftgemische gleich oder unterschiedlich gegenüber einem CH₄-Luftgemisch verhalten.

Hierzu wurden zwei Untersuchungen im Rahmen von NATURALHY durchgeführt. Die Freisetzung eines $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemisches im Niederdruckbereich in einem natürlich belüfteten Raum (typischer Raum im Haus) und im Hochdruckbereich in einem großen Gebäude (Gebäude für Hochdruckanlagen z.B. Kompressorgebäude). [12]

Dabei wurden mehrere Versuche mit $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemischen von bis zu 50 Vol.-% H_2 durchgeführt. Diese Gemische wurden über eine definierte Austrittsöffnung mit einem üblichen Druck für Gasendgeräte in einen definierten Raum hineingeleitet. In diesem Raum wurden im unteren und oberen Bereich Belüftungslöcher eingebracht, um eine Durchmischung des Brenngases mit der Raumluft zu fördern. Dabei wurde über das untere Belüftungsloch die Luft von Außen angesaugt und über das Obere das Brenngas-Luftgemisch herausgeblasen (natürlicher Vorgang).

Als Ergebnis dieses Versuches kann ausgesagt werden, dass ein ähnliches Durchmischungsverhalten wie bei CH_4 -Luft-Gemischen auftrat. Darüber hinaus gab es keinerlei Hinweise auf eine H_2 -Abtrennung bzw. dessen bevorzugte Anreicherung im Deckenbereich. Es kam zur Ausbildung einer Brenngas-Luftschicht zwischen Decke und einer bestimmten Höhe im Raum, in der die Konzentration stationär war und die ein bestimmtes Volumen im Raum einnahm. Bei einem $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemisch mit einem sehr hohen H_2 -Anteil kommt es jedoch zu einer Erhöhung dieses Volumenanteils innerhalb des Raumes. Das vergrößerte Volumen, in dem eine stationäre Konzentration zwischen Brenngas und Luft herrscht, erhöht die Wahrscheinlichkeit der Entzündung und gleichzeitig das Ausmaß der Explosion. Bei einem betrachteten H_2 -Volumenanteil von ≤ 10 Vol.-% treten diese Erscheinungen jedoch nur sehr gering auf.

Bei der Freisetzung des unter hohem Druck stehenden $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemisches in einem definierten Raum (z.B. Gasdruckregelanlage) konnte an der Einlassstelle keine Schichtbildung beobachtet werden. Der hohe Druck verursacht in diesem Bereich starke Turbulenzen, die die Schichten untereinander stark vermischt. In einem bestimmten Abstand zur Austrittsstelle wurde jedoch ein Schichtverhalten gemäß dem bei Niederdruck beobachtet. Auch hier konnte gleichzeitig ein erhöhter Volumenanteil bei einem höheren H_2 -Anteil im Raum nachgewiesen werden.

Zusammenfassend können im Zusammenhang mit den Strömungsverhalten in Räumen die folgenden Aussagen getroffen werden:

- Das Gasverhalten eines $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemisches in Konzentrationen bis 10 Vol.-% lässt sich ähnlich wie dem von CH_4 beschreiben. Konzentrationen, die darüber hinaus gehen, erhöhen die Wahrscheinlichkeit der Entzündung.
- Es findet keine Entmischung des H_2 und Ansammlung an der Raumdecke statt.
- Das Volumen mit einer stationären Konzentration aus Brenngas und Luft erhöht sich, wenn ein sehr hoher H_2 -Anteil im Brenngas vorliegt.

3.13.2 Zündung von Erdgas- Wasserstoff-Gemischen

Die Zündung eines Brenngas-Luftgemisches kann zu einer Explosion führen. Erfolgt diese Zündung innerhalb eines Gebäudes oder Behälters, wird innerhalb der Begrenzungsflächen ein erhöhter Druck erzeugt, der eine Gefahr für Menschen und Bausubstanz darstellen kann. Selbst wenn es keine Beschränkung durch Wände

gibt, kann der Überdruck an Rohrleitungen und Behältern, die sich in der Nähe der Explosionszone befinden, zu Schädigungen führen. Das Reaktionsvermögen des Brenngases ist dabei entscheidend für die Bestimmung des Überdrucks, welcher aus einer Explosion entsteht. Insbesondere die Verbrennungsgeschwindigkeiten bei laminaren und turbulenten Strömungen müssen dabei betrachtet werden.

In Untersuchungen wurden unter anderem die laminare und turbulente Verbrennung von $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemischen analysiert. Die Versuche wurden dabei in geschlossenen Räumen und in Umgebung von Hindernissen (in Regalen gestapelte Rohrleitungen) durchgeführt. An diesen Hindernissen ließen sich die Stärke und der Umfang der Explosionszone darstellen. [12]

Wie zu erwarten war, nahm die laminare Verbrennungsgeschwindigkeit mit zunehmender H_2 -Konzentration zu. Das Maximum der Verbrennungsgeschwindigkeit des Brenngas-Luftgemisches wurde bei einer leicht überstöchiometrischen Verbrennung erreicht.

Bei einer turbulenten Verbrennung konnte festgestellt werden, dass die Verbrennungsgeschwindigkeit bei einem relativ hohen Volumenanteil an H_2 im CH_4 deutlich höher ist als bei niedriger H_2 -Zumischung.

Um das Verhalten von Explosionen in Räumen zu erforschen, wurden innerhalb des Projektes umfangreiche Tests in definierten, teilweise offenen, Räumen durchgeführt. [12]

Hier wurden Brennstoffmischungen mit H_2 in der Mitte des Raumes und in der Nähe der Rückwand (am weitesten von der Luftzufuhr von außen entfernt) gezündet. Das Ergebnis zeigt, dass die Zugabe von H_2 zu CH_4 die Explosionsstärke und den Überdruck der Explosion erhöht. Einen konkreten Druckverlauf der Explosion durch Zugabe von H_2 muss in weiteren Experimenten präziser untersucht werden.

Versuche mit ähnlichen Konzentrationen an H_2 wurden in freiliegenden Bereichen durchgeführt. Dabei wurde ein definiertes Volumen mit Konzentrationen bis zu 100 % H_2 zur Explosion gebracht. Es wurden dabei ähnliche Ergebnisse für das Explosionsverhalten wie bei den Untersuchungen in Räumen festgestellt. Bei 100 % H_2 ging das Explosionsverhalten in eine Detonation über.

Weiterhin wurden Explosionen in bebauten Bereichen (Rohrbrücken) untersucht. Besondere Beachtung fanden hier die Flammengeschwindigkeiten in Bereichen von Engpässen. Ein wichtiger Aspekt war es zu beobachten, ob eine Beschleunigung oder Begrenzung der Flammengeschwindigkeiten an den installierten Hindernissen (gestapelte Rohrleitungen) erreicht werden würde. Im Ergebnis der Untersuchungen wurde festgestellt, dass die Flammengeschwindigkeiten von Gasgemischen mit niedrigen H_2 -Anteilen innerhalb der Hindernisse abnahmen. Bei H_2 -Konzentrationen von über 40 Vol.-% im Brenngasgemisch wurde eine Beschleunigung der Flamme im Bereich der Hindernisse und eine damit einhergehende Explosionsstärkenzunahme gegenüber dem Ausgangsbrenngas beobachtet. Es wurde auch festgestellt, dass bei Flammen mit hohen Geschwindigkeiten und turbulenten Strömungen, die auf Hindernisse trafen, eine erneute, wenn auch geringe, Beschleunigung der Flammen auftrat. Gleichzeitig konnte bei Gemischen mit hohem H_2 -Anteil ein Übergang in eine Detonation beobachtet werden. Mit der Verringerung der Hindernisse wurde jedoch der Überdruck deutlich reduziert und eine nachträgliche Flammenbeschleunigung verhindert.

Diese Aussagen spiegeln die Bedeutung des Anlagenaufbaus wider. Ein $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemisch verhält sich an unterschiedlichen Orten im Hinblick auf

Explosionsverhalten und Flammengeschwindigkeit nicht gleich. Diese sind erheblich abhängig von der Umgebung (Aufbau des Gebäudes, Hindernisse, usw.). Weitere Versuche hinsichtlich der Druckentwicklung und -verteilung können für konkrete Anwendungsfälle betrachtet werden.

Insgesamt kann in Bezug auf die Flammengeschwindigkeiten und Explosionsstärke Folgendes festgehalten werden:

- Die Zugabe von H_2 zu CH_4 erhöht die Explosionsstärke. Bei Konzentrationen bis 10 Vol.-% ist dieser Effekt sehr schwach ausgeprägt.
- Bei sehr hohen Konzentrationen (> 40 Vol.-%) von H_2 , ist ein deutlicher Anstieg des Überdrucks durch die Explosion und somit ein erhöhtes Schädigungspotenzial z.B. an Gebäuden und der Umgebung zu erwarten.
- Durch das Vorhandensein von Hindernissen und räumlichen Engpässen besteht eine erhöhte Gefahr der Beschleunigung von Flammen. Zusätzlich steigt das Risiko für den Übergang von einer Explosion zur Detonation für CH_4 - H_2 -Gemische mit steigender H_2 -Konzentration.
- Eine Verringerung der Bereiche, an denen eine Anstauung stattfinden kann, reduziert den Überdruck erheblich und verhindert die Beschleunigung von Flammen auch bei hohem H_2 -Gehalt .

3.13.3 Risikobetrachtung

Für die Risikobetrachtung der Zumischung von H_2 , soll zuerst der Begriff „Risiko“ definiert werden. Risiko wird im beschriebenen Zusammenhang als die Multiplikation der Eintretenswahrscheinlichkeit eines nicht erwünschten Ereignisses mit den Konsequenzen dieses Ereignisses verstanden.

Im vorliegenden Fall bezieht sich die Eintretenswahrscheinlichkeit auf Häufigkeit von Störungen an Gasleitungen verbunden mit Leckagen. Die Konsequenzen können Personen-, Umwelt oder Sachschäden sein. Bei der Zumischung von H_2 zum Erdgas muss im Rahmen des Risikos also der Effekt auf die Eintretenswahrscheinlichkeit und auf die Konsequenzen betrachtet werden.

Die Gefahr für die Allgemeinheit beim Transport eines CH_4 - H_2 -Gemisches besteht in erster Linie durch die Brandgefahr, wenn das Gas bei hohem Druck austritt und sich entzündet. Auch dazu wurden innerhalb des Projektes NATURALHY Versuche durchgeführt. Es wurden hier Gasleitungen mit kleinen Austrittsöffnungen und der vollständige Bruch einer unterirdischen Leitung betrachtet.

Für die Untersuchung der Brände an Rohrleitungen wurde sowohl Erdgas, als auch ein Erdgas- H_2 -Gemisch betrachtet. Beide Gasgemische wurden dabei durch unterschiedliche definierte Lochdurchmesser bei einem bestimmten Überdruck ins Freie geleitet und entzündet. Es konnten keine signifikanten Unterschiede bezüglich des Flammenbildes und der thermischen Belastung zwischen dem Test mit Erdgas und dem Erdgas- H_2 -Gemisch ermittelt werden. Lediglich die Flammenlänge war für das Gasgemisch etwas kürzer, was auf den geringeren Massedurchfluss zurückzuführen ist. Die Merkmale wie Wärmestrahlung und Hitzeentwicklung waren für beide Gase sehr ähnlich. Unterschiede bestanden darin, dass die Gesamtwärmebelastung auf die Gasleitung bei dem Erdgas- H_2 -Gemisch höher als

bei Erdgas war. Dies ist darauf zurück zu führen, dass sich ein höherer konvektiver Wärmestrom durch die höhere Temperatur und Geschwindigkeit der Flammen des H₂-haltigen Gasgemisches ausgebildet hat.

In einem weiteren Experiment wurde in einer unterirdischen Leitung der Druck solange erhöht, bis es zum Bruch dieser Leitung kam. Dabei entstand ein Feuerball, dem eine mit der Zeit, hinsichtlich ihrer Größe, abnehmende Flamme folgte. Dieser Test wurde mit Erdgas und dem Erdgas-H₂-Gemisch durchgeführt. Es gab bei den Versuchen nur geringe Unterschiede zwischen den auftretenden Flammen. Die Stärke der Wärmestrahlung war nahezu identisch.

Die Schlussfolgerung in Bezug auf das Brandverhalten kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Das Brandverhalten der Flamme eines Erdgas-H₂-Gemisches, die aus einer Hochdruckleitung (Loch) austritt, weist keinen merklichen Unterschied zu einer reinen Erdgasflamme auf.
- Die Flammenlänge kann als eine Funktion der Energiemenge beschrieben werden. Da der Energieinhalt eines CH₄-H₂-Gemisches niedriger ist als für CH₄, nimmt die Länge der Flamme ab.
- Aufgrund der etwas kürzeren Flammenlänge und des reduzierten Energie-Austritts kann das Risiko durch Brandverhalten eines Erdgas-H₂-Gemisches als geringer gegenüber Erdgas eingestuft werden.

Die Versorgung der Öffentlichkeit mit Energie bedeutet in der Gasversorgung eine unmittelbare Heranführung der Brenngase bis zum Endkunden. Dabei ist es nicht zu vermeiden, dass Gasleitungen in der Nähe von Wohngebieten verlegt werden müssen. Die möglichen Gefahren, die dabei entstehen können, gehen von dem Transport- (Hochdruckleitungen) und dem Verteilnetz aus.

Im Projekt NATURALHY wurden die Wahrscheinlichkeiten der Gefährdung für den Menschen analysiert und berechnet.

Um eine Risikobewertung vorzunehmen, sind eine Reihe an Informationen notwendig, wie z.B. über die Rohrleitungen und die Form des Netzes, einschließlich Details wie Durchmesser, Druck, Material, Wanddicke, Baujahr, Gaszusammensetzung usw.

Untersuchungen führten zu dem Schluss, dass Schäden welche an Rohrleitungen, in denen CH₄-H₂-Gemische transportiert werden, voraussichtlich durch Fertigungs- bzw. Baumängel initiiert werden. H₂ kann das Wachstum bestehender Risse beschleunigen. Vorhandene Risse, die Anwesenheit von H₂ und ein bestimmter Spannungszustand sind daher die Voraussetzung, dass sich H₂-Atome in das Material einlagern und gleichzeitig das Risswachstum fortschreitet. Der Effekt von H₂ auf das Risswachstum wurde an einem Beispiel untersucht. In dieser exemplarischen Untersuchung wurde die kritische Tiefe für ein Riss mit einer Länge von 50 mm in den Stahlwerkstoffen X52 und X70 auf Basis eines Einsatzzeitraumes von 60 Jahren näher untersucht (Durchmesser 600 mm, Wanddicke 10 mm). Weitere Randbedingungen, wie z.B. die Intervalle und Höhe von Druckschwankungen in der Rohrleitung wurden realistisch abgeschätzt. [12]

Als Ergebnis für das betrachtete Beispiel wurde für den Werkstoff X52 eine maximal tolerierbare Rissetiefe von 6,0 mm bei 50 Vol.-% H₂ im Erdgas ermittelt. Beim Werkstoff X70 liegt die maximale Tiefe bei 6,8 mm.

Untersuchungen und Instandhaltung von Rohrleitungen im Hinblick auf die Lebensdauer gehören zum Tagesgeschäft für Netzbetreiber. Der Transport von Erdgas-H₂-Gemischen durch bestehende Transportleitungen erfordert voraussichtlich neue Ansätze, bzw. die Erweiterung bestehender Methoden damit auch zukünftig geeignete Inspektionsintervalle ermittelt werden können, insbesondere da Risse und rissähnliche Defekte neben den Korrosionsfehlstellen betrachtet werden müssen.

Die Informationen über die Zündenergie und die Zündgrenzen einer CH₄-H₂-Mischung wurden in diesem Bericht bereits erläutert. Allerdings beziehen sich diese Erkenntnisse auf Untersuchungen unter kontrollierten Laborbedingungen mit einer bekannten Zündquelle. Um zu beurteilen, wie hoch die Zündwahrscheinlichkeit einer Pipeline unter Betriebsbedingungen im Falle einer Störung liegt, müssen weitere Faktoren berücksichtigt werden. Diese sind z.B. die Verfügbarkeit und Stärke von potenziellen Zündquellen im Bereich eines zündfähigen Luft-Brenngasgemisches. Für Erdgas-Pipelines existieren, basierend auf betrieblichen Erfahrungen, statistische Informationen über die Wahrscheinlichkeit der Entzündung von Leckagen in Folge einer Störung. Diese Zusammenhänge können als Grundlage für Erdgas-H₂-Gemische herangezogen werden. Es wird jedoch empfohlen, die Wirkung von H₂ auf die Wahrscheinlichkeit der Entzündung von brennbaren Gemischen detaillierter zu untersuchen.

Für Erdgas-H₂-Gemische verläuft die Wahrscheinlichkeit der Entzündung zwischen der von Erdgas und reinem H₂, unter der Voraussetzung, dass sich die Zündgrenzen und die notwendigen Zündenergien linear verhalten. Neben der unteren Zündgrenze, die ungefähr analog der von Erdgas ist (0,3 % Abweichung), muss besonders die obere Zündgrenze als wichtiger Faktor betrachtet werden. Die obere Zündgrenze ist bedeutend, da zum einen der Effekt einer H₂-Zumischung hier sehr deutlich zum Tragen kommt (die obere Zündgrenze für H₂ ist um Faktor 5 höher als die von Erdgas) und zum anderen bei kleineren Leckagen (z.B. Punktquellen infolge von Korrosion) erdverlegter Leitungen hohe Brenngaskonzentrationen erreicht werden können.

Abbildung 20 zeigt die vereinfachte Darstellung der idealen Gasausbreitung einer Pipelineleckage, sowie die Bereiche in denen eine Zündung der austretenden Gase möglich ist. Die Ausbreitung hängt dabei von zahlreichen Faktoren ab (Druck, Leckagengröße und Geometrie, H₂-Anteil, Windlast usw.). In Pilotprojekten sollten insbesondere für den reinen H₂-Transport vorerst Leitungsführungen gewählt werden, die in sicherer Entfernung zu Bebauungen liegen. Ist dies nicht oder nur eingeschränkt möglich wird empfohlen in Einzelfallbetrachtungen die Ausströmungsszenarien zu berechnen. Dabei sind Untersuchungen im direkten Bereich der Leckage wichtig, um klare Aussagen über die reale Gasausbreitung treffen zu können. Gleichzeitig sollten die Zündgrenzen von CH₄-H₂-Gemischen in Abhängigkeit des H₂-Anteils experimentell bestimmt werden, um die verwendeten linearen Annäherungen zu verifizieren.

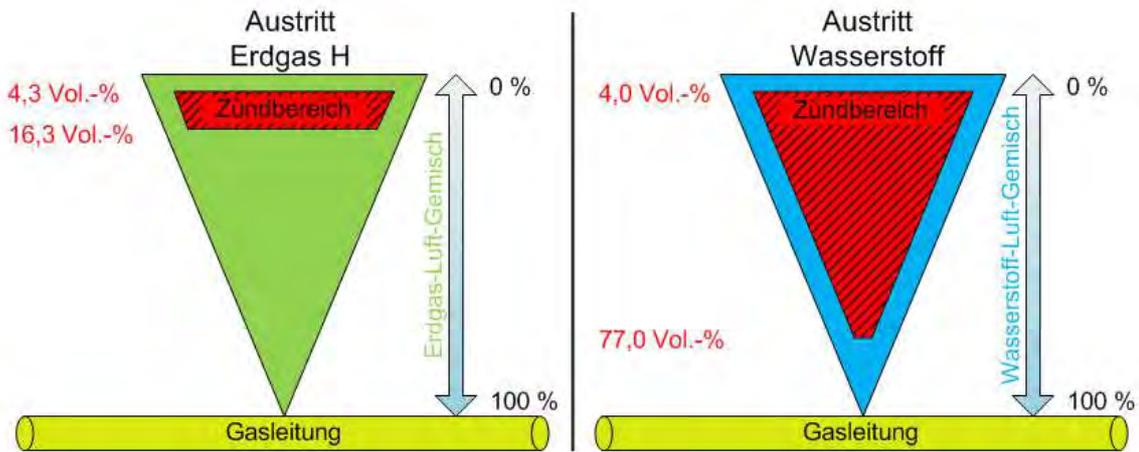


Abbildung 20: Schematische Darstellung der Ausbreitung und Zündbereiche einer Erdgas- und H₂-Leckage [4]

Wie bereits erwähnt, reduziert die Zugabe von H₂ in das Erdgasnetz den Massenstrom einer Leckage. Separat betrachtet würde dieser Faktor das allgemeine Sicherheitsrisiko vermindern. Auf der anderen Seite erhöht sich auf Grund des deutlich größeren zündfähigen Bereiches die Wahrscheinlichkeit einer Zündung des Gemisches. Das Risiko, welches von einer Leitung, die 25 Vol.-% H₂ enthält ausgeht, wird auf ca. 12 % höher für nahegelegene Standorte gegenüber einer Leitung mit Erdgas eingeschätzt. Erst ab einer bestimmten Entfernung zur Pipeline liegt das Risiko leicht unter der einer Erdgasleitung (Abbildung 21). Eine Erhöhung des Risikos wurde dabei bei kleineren Leitungsdurchmessern am erheblichsten festgestellt [37].

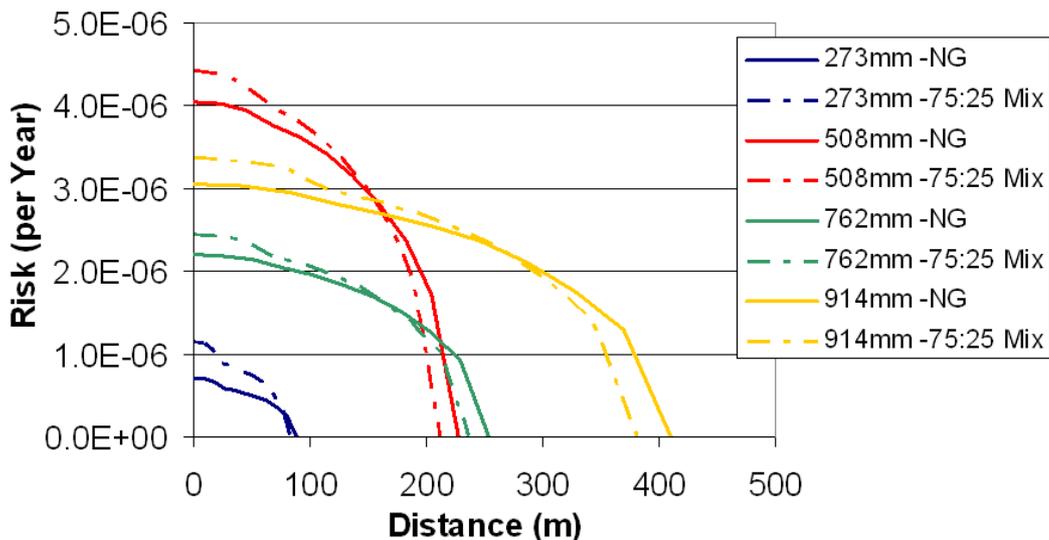


Abbildung 21: Risikovergleich (vergleichende Analyse) eines 25 Vol.-% H₂ und Erdgasgemisches bei verschiedenen Leitungsgrößen in Abhängigkeit der Entfernung zur Gasleitung [37]

Zur Bestimmung der Folgen einer Explosion eines $\text{CH}_4\text{-H}_2$ -Gemisches in einem Haus oder Wohnung müssen Faktoren des Explosionsgrades analysiert werden. Bei Gasexplosionen in Wohnhäusern ereignen sich Todesfälle durch direkten Kontakt mit der Explosionsflamme, das Einatmen von Rauch infolge des Feuers und durch einstürzende Gebäudeteile. Letzteres wird für Erdgasunfälle als Haupttodesursache eingestuft und sollte somit auch bei Erdgas- H_2 -Gemischen näher betrachtet werden.

Bei den meisten Erdgas-Explosionen in Gebäuden geben die Fenster und Türen aufgrund der Druckerhöhung nach, da diese Elemente die Schwachstellen der Wände sind. Damit nimmt der Rohbau des Gebäudes kaum Schaden. Dieses lässt sich auch für ein Erdgas- H_2 -Gemisch vermuten, so dass kein erhöhtes Schadensausmaß zu erwarten ist.

Allerdings besteht bei Gebäuden akute Einsturzgefahr wenn Gasexplosionen in Räumen (z.B. im Keller) mit wenigen Wandöffnungen (Fenster und Türen) stattfinden. Jedoch erhöht sich die Schwere der Explosionen nicht wesentlich mit der Zugabe von H_2 (bei den im Bericht betrachteten Konzentrationen). Die Gefahr einer Explosion durch ein Erdgas-Luftgemisch in Räumen ist allgemein sehr hoch einzuschätzen. Es kann deshalb festgehalten werden, dass die Folgen einer Erdgas-Explosion, in Bezug auf die Ereignisse von Todesfällen nach einer Explosion sich nicht wesentlich für Erdgas- H_2 -Gemische ändern.

Basierend auf Literaturrecherchen und der Prognose der Veränderung der Schadeneintretenswahrscheinlichkeit wurde für die Zugabe von 20 Vol.-% H_2 eine Erhöhung der Explosionshäufigkeit maximal um das 1,9 fache ermittelt. Bei einer Mischung mit 50 Vol.-% H_2 steigt diese auf das 4-fache. Selbst bei einem 4-fachen Anstieg, bleibt die resultierende Gesamteintretenswahrscheinlichkeit von Gasexplosionen in gesellschaftlich akzeptierten Bereichen. Dennoch müssen diese Effekte überlegt kommuniziert werden (29). Der Anstieg der Explosionshäufigkeit durch Zugabe von H_2 zum Erdgas ist in Abbildung 22 dargestellt.

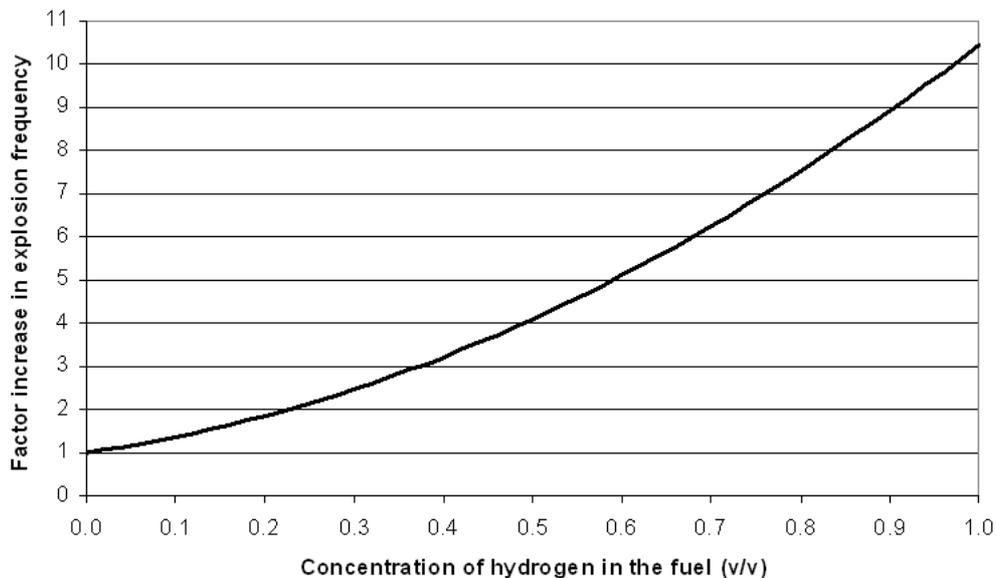


Abbildung 22: Anstieg der Explosionshäufigkeit in Abhängigkeit von der H_2 -Zumischung [37]

Generell ist die Zunahme der Eintretenswahrscheinlichkeit von Leckagen und der Explosionsstärke, sowie das damit verbundene zusätzliche Risiko unerwünscht. Aus dieser Sicht ist es nötig, vor allem bei sehr hohen H₂-Konzentrationen nach Abhilfemaßnahmen zu suchen, um dieses Risiko begrenzen. Hier existieren Potenziale bei der Überwachung und Inspektion der Rohrleitungssysteme. Es ist darauf hinzuweisen, dass die oben genannten Schlussfolgerungen auf den bisherigen theoretischen Untersuchungen beruhen. Konkrete Versuche, auch zur Demonstration der technischen Beherrschbarkeit des Transportes von Erdgas-H₂-Gemischen, sollten im Rahmen von Pilotprojekten bzw. in Vorbereitung von Demonstrationsprojekten realisiert werden.

3.14 Nationale und internationale Richtlinien

3.14.1 Nationale Richtlinien

a) Deutschland

Der DVGW zeigt in seinem Regelwerk, dass eine eindeutige Grenze für die H₂-Konzentration in einstelligem Prozentbereich im Erdgas in vielen Fällen unkritisch ist (siehe hierzu Kapitel 0).

Die H₂-Zumischung zieht eine Veränderung relevanter Gaskennwerte, u.a. dem Brennwert nach sich. Der Abrechnungsbrennwert für den einzelnen Ausspeisepunkt, ist lt. DVGW-AB G 685 entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Der Abrechnungsbrennwert darf dabei nicht mehr als 2 % von dem mittleren Brennwert des während der Abrechnungszeitspanne gelieferten Gases abweichen [38]. Dies ist bei einer Betrachtung der H₂-Zumischung mit einzubeziehen.

Wie bereits im Kapitel 3.7 erfasst, gibt es weitere Richtlinien, die eine Verträglichkeit von H₂ gegenüber der Erdgasinfrastruktur berücksichtigen:

- DVGW-AB G 491 im Anwendungsbereich DIN EN 12186 „Gasversorgungssysteme – Gas-Druckregelanlagen für Transport und Verteilung“, welche mit Gasen nach DVGW-AB G 260 (Ausnahme 3. Gasfamilie) betrieben werden (bis 67 Vol.-% H₂)
- DIN EN 334 „Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar“ und DIN EN 14382 „Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen – Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar“ im Anwendungsbereich DIN EN 437 „Prüfgase – Prüfdrücke – Gerätekategorien,“ (bis 23 Vol.-% H₂ bei Erdgas H, Prüfgas G 222)
- DVGW-AB G 459-1, G 459-2 sowie G 600 (DVGW-TRGI) werden für Gase nach dem DVGW-AB G 260 ausgelegt (bis 67 Vol.-% H₂)

- DVGW Gas-Information Nr. 10 weist auf die DIN EN 746 „Industrielle Thermoprozessanlagen“ hin, welche mit Gasen nach DVGW-AB G 260 und/oder DIN EN 437 betrieben werden kann (bis 67 Vol.-% H₂)
- DVGW-AB G 492 unterliegt dem Anwendungsbereich nach DVGW-AB G 260 (bis 67 Vol.-% H₂)
- DVGW-AB G 495 beinhaltet, dass die Gewährleistung der Funktion, Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit die Überwachung der Gasanlagen voraussetzt

b) Ausblick Österreich

In folgender Abbildung ist die Veränderung der wichtigsten Gaskennwerte durch H₂-Zumischung dargestellt. Der grüne Kasten markiert dabei die Grenzen der ÖVGW-Regel G 31.

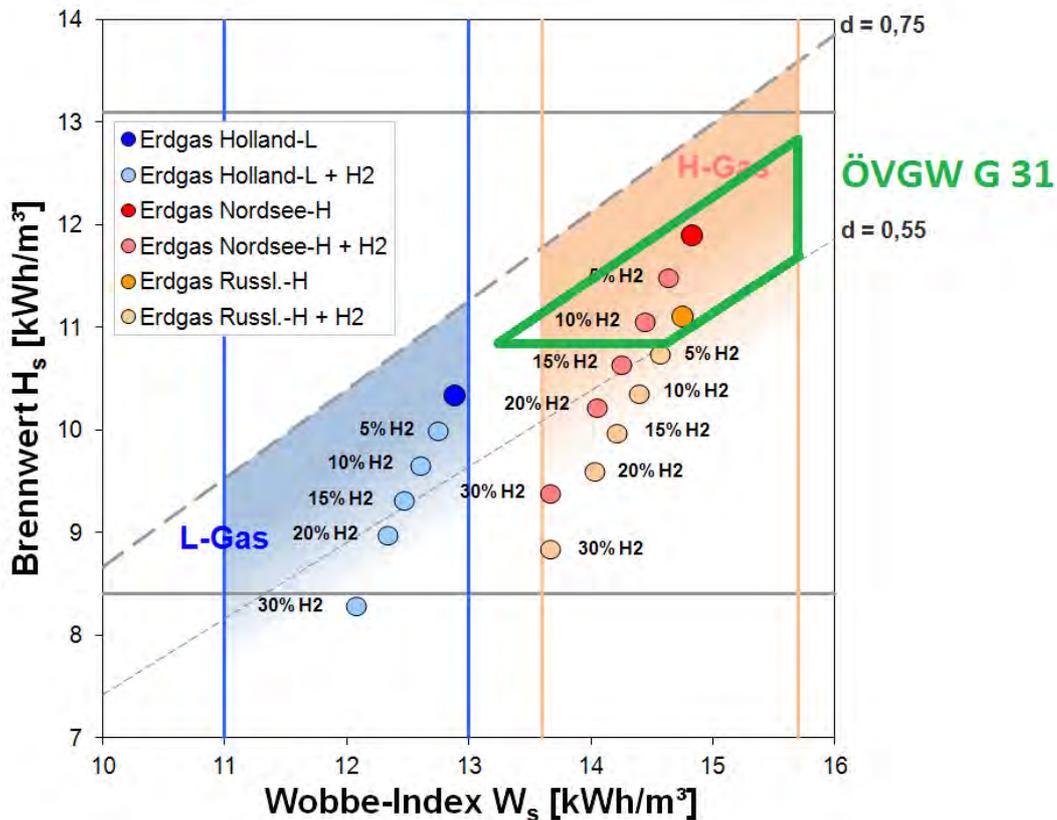


Abbildung 23: Veränderung der Gaskennwerte von Erdgas bei H₂-Zumischung [9], [4]

Der Anteil von H₂ im Erdgas darf, laut ÖVGW G 31, maximal 4 Vol.-% betragen [39]. Da ein Großteil des von Österreich importierten Erdgases aus Russland stammt, würden der minimale Brennwert und die minimale relative Dichte bei Anwendung des PtG-Konzepts u.U. unterschritten werden. Der Wobbe-Index, als Maß für die Wärmebelastung im Brenner, verändert sich durch die H₂-Zumischung nur in geringem Maße.

Daher sollten Untersuchungen zur Eignung des bestehenden Gasnetzes und der Endgeräte für den Betrieb mit höheren H₂-Konzentrationen durchgeführt und das Regelwerk in Österreich ggfs. entsprechend angepasst werden.

Der Abrechnungsbrennwert für den einzelnen Kunden ist in Österreich, lt. ÖVGW G 177 entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Obwohl den Gaskennwerten deutlich engere Grenzwerte im Vergleich zum DVGW-AB G 260 gesetzt sind, darf der für ein Versorgungsgebiet oder für einen Abrechnungsbezirk zu Grunde gelegte Abrechnungsbrennwert bis 3 % von dem mittleren Brennwert des dem Kunden während der Abrechnungszeitspanne gelieferten Gases abweichen [40].

Einen direkten Hinweis auf den H₂-Gehalt bei der Biogaseinspeisung ist in der ÖVGW-Richtlinie G 33 nicht zu finden. Es sind lediglich zusätzlich neben den Anforderungen der ÖVGW-Richtlinie G 31 weitere zusätzliche Gasqualitätsanforderungen für die Einspeisung von Biogas einzuhalten:

- Methananteil (CH₄) ≥ 96 Vol.-% (Andere Methananteile sind ebenso zulässig, wenn alle anderen Grenzwerte der Tabelle 1 gemäß ÖVGW-Richtlinie G 31 eingehalten werden und der Brennwert von mind. 10,7 kWh/m³ erreicht wird.)
- Gesamtsilizium (Siloxane, Silane) ≤ 10 mg/m³

Darüber hinaus enthält die ÖVGW-Richtlinie G 33 einen Hinweis zur Analyse der Gasbestandteile. Demnach kann durch Anwendung nach ÖNORM EN ISO 6974 1-6 „Bestimmung der Zusammensetzung und der zugehörigen Unsicherheit durch Gaschromatographie“ H₂ als Gasbestandteil erfasst werden [41].

3.14.2 Nationale und internationale Richtlinien für Inspektion und Instandhaltungsmaßnahmen

In einigen Ländern in Europa existieren Richtlinien für den Vertrieb mit Erdgas sowie deren dazugehörigen Erdgasnetzelementen. Darin enthalten sind auch Intervalle und Umfang von Instandhaltungsmaßnahmen und Inspektion von Erdgasleitungen beschrieben. Der Umfang und die Häufigkeit dieser Richtlinien sind innerhalb der dieser Länder unterschiedlich. Neben den bestehenden offiziellen Richtlinien existieren weitere unternehmensinterne Vorgaben.

In diesem Abschnitt sind die wichtigsten Leit- und Richtlinien im Hinblick auf die Inspektion von Erdgasrohrleitungen aus Deutschland, den Großbritannien und den Niederlanden zusammengefasst.

a) Deutschland

Mehrere Richtlinien in Deutschland regeln die Konstruktion und den Bau von Erdgas-Hochdruckleitungen mit dem Ziel, das Risiko sowie Ausfälle zu vermeiden und Schäden zu reduzieren.

Die Inspektion und Wartung von Erdgasleitungen ist u.a. durch das DVGW-Regelwerk geregelt, das entsprechende Inspektionsintervalle und Techniken

beinhaltet. Die Gasversorgungsunternehmen (DVGW-Mitglieder) sind zur Anwendung des DVGW-Regelwerks verpflichtet, da sie im Falle eines Unfalls nachweisen müssen, dass die Rohrleitungen nach den gültigen Richtlinien gebaut wurden. Darüber hinaus ist das DVGW-Regelwerk für Gasnetzbetreiber und Unternehmen, die Inline-Inspektionen als Dienstleistung anbieten und ausführen bindend.

Die folgenden DVGW-Arbeitsblätter sind für die Inspektion und Wartung von Erdgasleitungen relevant:

- DVGW-Arbeitsblatt G 465/I „Überprüfen von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 4 bar“
- DVGW-Arbeitsblatt G 466/I „Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 5 bar - Instandhaltung“
- DVGW-Arbeitsblatt G 473 „Verfahren zum Auffinden, Bewerten, Behandeln und Vermeiden von Beulen an Gashochdruckleitungen“
- DVGW-Arbeitsblatt GW 10 „Kathodischer Korrosionsschutz (KKS) erdverlegter Lagerbehälter und Rohrleitungen aus Stahl - Inbetriebnahme und Überwachung“

Die deutschen Richtlinien konzentrieren sich dabei auf:

- Inspektion durch Begehen, Befahren oder Überfliegen entlang der Rohrleitung,
- Inspektion der Rohrinstallationen und
- Überprüfung des kathodischen Schutzes.

b) Großbritannien

Die folgenden Richtlinien werden für die Inspektion von Erdgas-Pipelines in Großbritannien verwendet:

- BGC/PS OLI 1 “Code of Practice for Carrying out on Line Inspection of Gas Transporting Systems“
- IG /TD/1 Edition 4 “Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission”

Beide Richtlinien befassen sich mit der Inspektion von Pipelines im Transportbereich. Letztere Richtlinie fokussiert auf Hochdruck-Stahlrohrleitungen für den Transport von Erdgas.

Die britischen Standards enthalten spezielle Informationen über:

- Freiliegende Rohre und Brücken,
- Kreuzungen mit Wasserstraßen und
- Interne und externe Kontrolltechnologien.

c) Niederlande

In den Niederlanden regelt die Überprüfung von Erdgasleitungen die Richtlinie „Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines“.

Diese Richtlinie wird ständig durch das POF (Pipeline Operator Forum), welches aus Mitgliedern aus europäischen Unternehmen im Erdgasbereich besteht, geregelt und aktualisiert.

Das Dokument enthält keine konkreten Prüfintervalle sondern behandelt im Wesentlichen Anomalien an Pipeline sehr umfangreich. Darüber hinaus werden Dimensionen von Mängeln ebenso wie die Verteilung der Defekte diskutiert. Eine Einteilung der Mängel erfolgt dabei je nach ihrer Größe und Anomalie in die eingeführten Dimensionsklassen. Außerdem führt das Dokument einen Faktor ein, welcher verwendet werden kann, um die Reparaturintervalle bestimmen zu können.

Die niederländische Norm enthält detaillierte Informationen über:

- Technologien zur Erkennung von Defekten und Anomalien,
- Beurteilung von Fehlstellen und Auffälligkeiten und
- Beurteilung der Fehlstellenentwicklung.

d) Frankreich

In Frankreich wird die Inspektion von Pipelines nicht konkret durch Richtlinien vorgeschrieben. Im Jahre 1999 begann Gaz de France Pipelines auf diesen Aspekt hin zu untersuchen. Die Untersuchungen beschränkten sich jedoch vorwiegend auf technische Kriterien – bevorzugt wurden dabei alte Leitungen.

Der Überblick der verschiedenen nationalen und internationalen Richtlinien, Standards und Dokumente zeigt, dass ihr Umfang sich deutlich voneinander unterscheidet. In den dargestellten Richtlinien ist jedoch ein breiter Überblick über die Inspektion enthalten. Spezielle Themen sind sehr detailliert und umfassend beschrieben. Für eine einheitliche Richtlinie für die Länder auch im Hinblick auf H₂ ist es empfehlenswert wichtige Informationen aus den Dokumenten zu extrahieren. Darüber hinaus ist es auch möglich, die bestehenden Leitlinien für ein gemeinsames Gesetz anzupassen, was jedoch ein erheblicher Aufwand bedeutet.

Die bestehenden Richtlinien für Erdgas sind im Vergleich zu den EIGA-Richtlinien (EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION) gut positioniert [42]. Dies gilt insbesondere für die Pipeline Inspektionsintervalle. Die empfohlenen Intervalle sind teilweise strenger als die Intervalle für H₂-Pipelines. Ein detaillierter Vergleich der bestehenden Erdgas-Richtlinien mit dem H₂-Richtlinien ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Inspektionsintervall-Vergleich von Erdgas und H₂ entsprechenden Leitlinien (Auswahl) [12], [42]

	Richtlinien				
	Deutschland				Niederlande
	EIGA-Richtlinien	DVGW G 466/I	DVGW G 465/I	Unternehmensstandards	Gasunie standards
Inspektion in kritischen Bereichen (Stadt)	monatlich	alle 2 Monate	alle 2 Monate	alle 2 Monate	-
Prüfung durch Begehen	jährlich	alle 4 Monate	alle 4 Monate	zweimal im Jahr	jährlich
Inspektion in tektonischen aktive Bereiche	alle 3 Jahre	monatlich	-	monatlich	-
Inspektion von Brücken- und freiliegenden Rohrleitungen	alle 6 Monate	alle 4 Monate	-	zweimal im Jahr	-
Inspektion der Erdungen und Befestigungen	alle 5 Jahre	alle 2 Jahre	-		-
Messung des Rohr- / Boden-potentials	alle 6 Monate	jährlich	jährlich	jährlich	-

Bei der Analyse der Tabelle 8 wird ersichtlich, dass insbesondere die bestehenden Inspektionsintervalle unter Berücksichtigung des Transports von H₂ vor allem für städtische Gebiete angepasst werden sollten. Prüfungen mit einer Identifizierung von H₂-induzierten Korrosionen sollten dabei angewendet werden.

Eine vereinheitlichte Richtlinie zur Inspektion von Gasleitungen muss demzufolge mindestens folgende Schwerpunkte enthalten [12]:

- Inline Inspektionsintervalle
- Empfehlungen für die Messgenauigkeit der Prüfmittel in Bezug auf die Detektion von H₂-induzierten Korrosionserscheinungen
- Beschreibung der Schadensbilder, die als Beihilfe für die Analyse von Verfahren von Molchergebnisse wirken
- Bündelung der Zustandsinformationen von Pipelines innerhalb des Unternehmens und Konzentration auf die Erneuerung von Pipelines mit einer hohen Ausfallwahrscheinlichkeit und Fehlstellen

Neben dem o.g. Schwerpunkte sind weitere hilfreiche Empfehlungen für den Betrieb und die Wartung von Transport- und Verteilungsnetzen, die H₂ oder H₂-haltige Gase transportieren von der EIGA im Dokument „HYDROGEN TRANSPORTATION PIPELINES, IGC Doc 121/04/E, GLOBALLY HARMONISED DOCUMENT“ zusammengefasst.

3.15 Skizzierung des Forschungsbedarfs

Prinzipiell bestand in Deutschland jahrzehntelang die Möglichkeit, Kokereigas ins Erdgasnetz einzuspeisen, somit also auch H₂. Dies müssten eigentlich alle Hersteller von Rohrleitungen, Gasanlagen, Dichtungsmaterialien, Gasendgeräte usw. berücksichtigt haben. Grundlegend ist daher davon auszugehen, dass die Erdgas-Infrastruktur zumindest für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist. Bei der Prüfung von Gasendgeräten ist sogar ein H₂-reiches Prüfgas (G 222, 23 Vol.-% H₂) vorgeschrieben, welches jedoch nicht einen sicheren Dauerbetrieb garantiert. Es gibt die bekannten Ausnahmen (z.B. Gasturbinen, CNG-Tanks, PGC), wobei hier die Hersteller explizit einen H₂-Grenzwert angeben (Konzentrationshinweis). Für Untertagespeicher existieren bislang nur sehr wenig fundierte Erfahrungen für die Speicherung von H₂-haltigen Gasen.

In Abbildung 24 sind die wesentlichen Elemente der Erdgasinfrastruktur und deren H₂-Verträglichkeit dargestellt. Die Untersuchung umfasst einen Konzentrationsbereich von 0 bis 70 Vol.-% H₂. Eine H₂-Konzentration darüber hinaus ist bei einzelnen Erdgaselementen durchaus möglich. Detaillierte Informationen sind aus den einzelnen Kapiteln 0 bis 3.13 zu entnehmen.

Die Konzentrationsangaben der einzelnen Elemente berufen sich teilweise auf eigenen internen Untersuchungen, Projekterkenntnissen sowie Recherchen und lassen sich nicht immer auf die gleichen Einsatzbereiche anwenden. Jedes eingebrachte / neue Element im Erdgasnetz muss auf eine Verträglichkeit von H₂ spezifisch geprüft werden.

Die Einteilung und Beschreibung der einzelnen Kategorien sind in folgenden Tabellen erläutert.

Im Rahmen der DVGW Innovationsoffensive wird offener Forschungsbedarf zu einzelnen technischen Fragestellungen in weiteren Projekten vertiefend untersucht. Hierzu wurde u.a. das Kleinvorhaben G1-02-12, „H₂-Toleranz“ im Cluster „Power-to-Gas“ initiiert. Im Rahmen eines zweistufigen Informationsaustausches werden zum einen die aus diesem Projekt verfügbaren Erkenntnisse in die Fachgremien und die Industrie getragen werden, zum anderen werden dort vorhandene Erfahrungswerte (z.B. H₂-Verträglichkeitskonzentrationen von gastechnischen Komponenten und Anlagen) abgefragt.

Tabelle 9: Erläuterung zur Kategorisierung (Abbildung 24)

Zumischung H ₂ unbedenklich	Die Zumischung von H ₂ wird im benannten Konzentrationsbereich als unbedenklich eingestuft. Es sind keine Materialprobleme oder Funktionseinschränkungen zu erwarten.
Anpassungs- und Regelbedarf	Die Zumischung und die Verwendung von H ₂ -haltigen Gasen sind möglich. Es sind jedoch technische Anpassungen oder Modifikationen einzelner Gasnetz-, Speicher- oder Endverbrauchererelemente in unterschiedlichem Maße erforderlich.
Forschungs- und Untersuchungsbedarf	Die Zumischung und die Verwendung von H ₂ -haltigen Gasen sind voraussichtlich möglich. Es existieren jedoch keine oder nur geringfügige Erkenntnisse über den H ₂ -Einfluss. Es besteht Forschungs- und Untersuchungsbedarf über die Auswirkung der H ₂ -Konzentration auf die Gasnetz-, Speicher- oder Endverbrauchererelemente, die eine H ₂ -Zumischung in Zukunft ermöglichen.

Tabelle 10: Erläuterungen der aufgeführten Elemente der Erdgasinfrastruktur (Abbildung 24)

Elemente der Erdgasinfrastruktur	Erläuterung	Quelle
(1)	Untersuchungen von typischen Rohrleitungsstählen (z.B. X 42, X70) zeigten in Laboruntersuchungen lediglich marginale Veränderungen bezüglich der Risswachstumsgeschwindigkeiten bei H ₂ -Konzentrationen bis 50 Vol.-%. Dennoch wird empfohlen bei H ₂ -Konzentrationen im Gasnetz, die den einstelligen Volumenprozentbereich überschreiten, im Rahmen von intelligenten Molchfahrten und in PIMPS-Systemen das Feature „Riss“ zu berücksichtigen. Untersuchungsbedarf wird weiterhin hinsichtlich einer breiteren Basis an Werkstoffen und ihrer H ₂ -Toleranz gesehen.	[12]
(2)	Im DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Entwurf, Januar 2012) wird bereits erwähnt, dass Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern empfindlich auf H ₂ reagieren können. Aus diesem Grund wird die H ₂ -Konzentration bei Gasturbinen auf 5 Vol.-%, teilweise auf 1 Vol.-% limitiert. Eine Erweiterung des Anwendungsbereiches ist jedoch nicht ausgeschlossen. Als Forschungs- und Untersuchungsbedarf werden Untersuchungsprogramme zur genauen Definition der Begrenzungen bestehender Gasturbinen und möglicher Gegenmaßnahmen (z.B. Wassereindüsung) genannt.	[5], [10]

	<p>Ein Test im Labor von Gasturbinen mit 9 Vol.-% H₂ im Brenngas wurde bei Solar Turbines in der Vergangenheit durchgeführt. Solar betont hierbei die besonderen Umstände unter Laborbedingungen. Solche positiv durchgeführten Tests spiegeln nicht die instationären Betriebszustände im Realbetrieb wieder. Solar Turbines begrenzt die H₂-Konzentration für die bestehende Maschinenflotte auf max. 4 Vol.-%.</p> <p>Im Oktober 2011 hat die Firma Siemens im Nachgang zu einem GERG-Workshop über die Verbrennung von Erdgas-H₂-Gemischen mitgeteilt, dass deren Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern und Leistungen bis ca. 50 MW_{el} für einen H₂-Anteil bis 10 Vol.-% geeignet sind. Auf der <i>gat</i> im September 2012 gab Siemens eine H₂-Toleranz von 15 Vol.-% bei ihren Gasturbinen bekannt.</p>	
(3)	<p>Mit steigendem H₂-Anteil im Erdgas nimmt der Heizwert ab. Wenn der H₂-Anteil 10 Vol.-% beträgt, reduziert sich der Heizwert bei den in Deutschland verteilten Erdgasen um ca. 6 % (russisches Erdgas-H. Der geringere Energieinhalt muss, wenn die gleiche Energiemenge geliefert werden soll, durch höhere gelieferte Menge kompensiert werden. Dies hat zur Folge, dass die Leistungsaufnahme des Verdichters zunimmt. Anhand eines Berechnungsbeispiels ist ersichtlich, dass die Leistung mit zunehmendem H₂-Anteil überproportional zunimmt. Für einen H₂-Anteil von 10 Vol.-% wären ca. 25 % (Berechnungsbeispiel siehe Kapitel 3.3) mehr Leistung erforderlich, um die Lieferverträge einzuhalten. Deshalb wird mehr Antriebsleistung benötigt (Austausch des Antriebs). Zusätzlich ist eine Modifikation der Arbeitsmaschine (Erdgasverdichter) erforderlich.</p> <p>Erdgasverdichter müssen bei einer H₂-Zumischung die Enddrücke gewährleisten. Darüber hinaus muss geklärt werden, welche Änderung oder Anpassung an den Verdichtern vorgenommen werden müssen und wie groß die Absenkung der Leistung pro H₂-Anteil ist.</p>	[21]
(4)	<p>Anfang der 90er wurde in Ostdeutschland Stadtgas mit einem H₂-Gehalt bis zu 55 Vol.-% in verschiedene Untergrundspeichertypen, z.B. Aquiferspeicher, ehemalige Lagerstätten und Kavernenspeicher, ähnlich aktuellen Druckbedingungeneingespeist. Der Speicherprozess war technisch beherrschbar. Probleme traten vorwiegend bei der Speicherung im Aquiferspeicher auf. Dort traten Gasverluste und Korrosion auf. Dennoch war ein Speicherbetrieb möglich.</p> <p>Aufgrund der bei Gasspeicherunternehmen existierenden Erfahrung bieten Kavernenspeicher aus jetziger Sicht bessere Voraussetzungen für die H₂-Speicherung als Porenspeicher.</p> <p>Konzepte zur Speicherung von H₂ in Salzkavernen erscheinen derzeit aus mehreren Gründen eher realisierbar als in Aquiferstrukturen. Zum einen ist die für ein Bakterienwachstum verfügbare spezifische Oberfläche in Kavernen geringer als in Porenraumspeichern und zum anderen sind keine „Sonden-Plugging-Probleme“ wie im</p>	[4], [9], [20]

	<p>Falle einer Porenraumspeicherung zu erwarten.</p> <p>Da in Deutschland in Bezug auf eine dedizierte H₂-Speicherung (Erdgas-H₂-Gemisch) bislang wenige Erfahrungen bestehen, sind auch hier vor einer Realisierung dieser Technologie eine Reihe von Fragen zu klären. Für eine Erdgas-H₂-Gemischspeicherung sind insbesondere speziell ausgewählte Werkstoffe, Bauteile, Zemente und Bohrkomplettierungsverfahren zu berücksichtigen bzw. zu entwickeln.</p> <p>Die Speicherung von H₂-haltigen Gasen wurde bereits in der Vergangenheit praktiziert und ist technologisch möglich. Aufgrund der Unterschiedlichkeit der Speicherlokationen erscheint vor einer H₂-Einspeisung eine singuläre Bewertung der Kavernen sinnvoll.</p>	
(5)	<p>Zum Einfluss von H₂ auf unterirdische Porenspeicher liegen bisher nur wenig generalisierbare Erfahrungen vor. Bekannt ist jedoch die Stimulation mikrobiologischer H₂-Bildung und Korrosion in feuchter Umgebung. Darüber hinaus besteht Klärungs- bzw. Forschungsbedarf bezüglich der Änderung des Hydratbildungsverhaltens. Dies sollte, wie auch die Auswirkungen der Permeabilität und die Wechselwirkung mit Mikroorganismen im Speicher genauer untersucht werden. Darüber hinaus besteht Forschungsbedarf bei den Korrosionseffekten z.B. Sulfide Stress Cracking, Herabsetzung der Zähigkeit und Risswachstum von Stählen in feuchten Systemen.</p> <p>Die Speicherung von H₂-haltigen Gasen in Porenspeichern wurde in der Vergangenheit praktiziert, ist technisch herausfordernd und muss weiter untersucht werden um generalisierbare Erkenntnisse zu schaffen.</p>	[4], [9], [20]
(6)	<p>Oberirdische Speicher sind von der Zumischkonzentrationshöhe und vom Anpassungs- und Forschungsbedarf auf Grund des Materials (Stahl tanks) wie Transportleitungen zu behandeln. Darüber hinaus gibt es entsprechende Werkstoffe, die für eine H₂-Konzentration von 100 % geeignet sind.</p>	[4], [9], [20]
(7)	<p>Neben dem Untergrundspeicher besteht Untersuchungsbedarf an der Komplettierungstechnik und den Obertage-Anlagen. Dies betrifft insbesondere mikrobiologische und Korrosionseffekte.</p> <p>Hier besteht insbesondere Untersuchungsbedarf bei der Adaption, Stimulation und Selektion von Bakterien (insbesondere Sulfatreduzierer und Homoacetatgärer). Weiterhin sind Auswirkungen und Fortgang von Korrosionen zu überprüfen. Darüber hinaus muss die Bildung von Ablagerungen (Scale-Bildung) und das Plugging untersucht werden.</p> <p>Weiterhin sollten Dichtungsmaterialien und Dichtungsmöglichkeiten (z.B. Metal-to-Metal-Dichtungen) auf ihre H₂-Tauglichkeit hin untersucht werden. Zudem muss der Altbohrungsbestand bewertet werden (Einsatz Tubing Hanger, Travel Joints, Schiebemuffen, Packer bei H₂-Exposition, usw.).</p>	[4], [9], [20]

	<p>Es besteht auch Untersuchungsbedarf bei der Bewertung der Abschaltungseffekte in Kavernen durch H₂-Permeation und der Dichtheit klassischer Cap-Rocks (Tone, Silitsteine). Darüber hinaus müssen kapillare Eindringdrücke und H₂-Permeation in Steinsalz (Verunreinigungen und Salzgitterintrusion) bewertet werden. Dass die obere Grenze des Zündbereiches von H₂ / Luft-Gemischen sich erhöht, muss dabei berücksichtigt werden.</p> <p>Eine Bewertung geeigneter Zemente, Verrohrungskonzepte, Bohrungsintegritätsprüfungen und Evaluierung Rohrschuhdichtheitstests hinsichtlich der H₂-Exposition muss vorgenommen werden. Darüber hinaus müssen Bohrungsdesignkriterien entwickelt werden.</p>	
(8)	<p>Ein Einsatz von Ultraschallgas-, Turbinengas und Balgengaszählern wird als unkritisch auch für hohe H₂-Konzentrationen eingeschätzt. Materialtechnisch sind hier bis zu 30 Vol.-% H₂ (Orientierung an Stahlleitungen) keine Probleme zu erwarten. Eine Anpassung von Ultraschallgaszählern auf die Dichte des Gasgemisches ist jedoch vorzunehmen. Als Forschungsbedarf werden die Messgenauigkeit bei schwankenden Gasbeschaffenheiten sowie Langzeitbeständigkeiten, Permeation und dynamisches Verhalten bei hohen Drücken betrachtet. Zähler der erdgasaffinen Branche werden auch heute bereits für H₂-haltige Gase verwendet (z.B. Kokereigas).</p>	[4], [9]
(9)		
(10)		
(11)	<p>Um eine genaue volumetrische Messung zur Abrechnung gegenüber den Kunden zu garantieren, ist Forschungsbedarf bei den Kundengaszählern in Bezug auf schwankende H₂-Anteile (Dichteänderungen der Gasgemische) notwendig.</p> <p>Mengennumwerter können prinzipiell für Gasgemische von bis zu 10 Vol.-% H₂ eingesetzt werden. Auch bei Zumischungen bis 50 Vol.-% H₂ betragen die Abweichungen bei der Anwendung der AGA8-Gleichung im gesamten Druckbereich weniger als 0,1 %. Mit der AGA8-Gleichung können so auch größere Zumischungen von H₂ problemlos berechnet werden. Hier wäre eine Erweiterung des Anwendungsbereichs (z.B. auf 25 Vol.-%) im DVGW-AB G 486 anzustreben. Für die Anwendung der SGERG-Gleichung und H₂-Konzentrationen größer 10 Vol.-% ist eine nachträglich Korrektur der von den Mengennumwertern bestimmten Normvoluminas durchzuführen.</p>	[9]
(12)	<p>Die derzeit für Erdgas eingesetzten PGC, die in der Regel Helium als Trägergas verwenden, können den H₂ nicht eindeutig detektieren. Ein Lösungsansatz ist hier das Nachrüsten einer zusätzlichen Trennsäule mit Argon als Trägergas zur H₂-Detektion (ggf. neue Zulassung) oder der Einsatz von neuen, für die Messung von H₂ zugelassenen, Geräten. Materialeitig sind hier keine Probleme zu erwarten.</p> <p>Der Brennwert wird in der Regel mit PTB-zugelassenen Prozessgaschromatographen (PGC) – vereinzelt auch</p>	[4], [9]

	<p>mittels Kalorimeter oder korrelative Messverfahren – gemessen. In Transportnetzen haben sich in den letzten Jahren zunehmend Brennwertrekonstruktionssysteme etabliert. Diese Systeme erlauben eine rechnerische Bestimmung des Brennwertes zu jeder Zeit und an jedem Ort im gesamten Netz. Voraussetzung hierfür sind geeichte Messwerte des Brennwertes an den Einspeisestellen sowie des Volumens an den Ein- und Ausspeisestellen.</p> <p>Eine Zumischung von H₂ zum Erdgas wirkt sich in einer Absenkung des Brennwertes aus – 1 Vol.-% H₂ bewirken eine Reduzierung des Brennwertes von ca. 0,7 %. Die Eichfehlergrenze für den H₂ liegt bei 0,2 Vol.-%. Demzufolge muss der Brennwert ab dieser Konzentration mit für den H₂ zugelassenen Geräten gemessen werden.</p>	
(13)	Druckregler werden für Gase nach DVGW-AB G 260 konzipiert (Gruppe B: 45 bis 67 Vol.-% H ₂), müssen aber für H ₂ -haltige Gas zugelassen werden. Diese werden jedoch aufgrund der gleichen Materialverträglichkeit wie Stahlleitungen bis zu 30 Vol.-% H ₂ eingeschätzt. Eine H ₂ -Verträglichkeit der Materialien für höhere Konzentrationen muss konkret untersucht werden. Gleichzeitig müssen die Druckstaffelungen überprüft werden.	[9]
(14)	Siehe (1)	
(15)	Siehe (1)	
(16)	Bei Verteilungsleitungen aus PVC oder PE und bei Inlinern kann eine H ₂ -Konzentration bis 70 Vol.-% als unbedenklich eingestuft werden. Sanierte Verteilungen sollten auf Grundlage von praktischen Untersuchungen (noch erforderlich) bewertet werden.	[4]
(17)	Der Effekt von H ₂ auf Dichtungen und Verbindungen wird als unbedenklich eingestuft. Im konkreten Anwendungsfall sind jedoch Materialbeständigkeiten zu überprüfen und Einschätzungen hinsichtlich möglicher Leckagen und Permeationsverluste durchzuführen.	[4]
(18)		
(19)	Armaturen, Gashausinstallationen und Gasströmungswächter werden prinzipiell für Gase nach DVGW-AB G 260 konzipiert und müssen für H ₂ -haltige Gase zugelassen werden. Nach Einschätzungen und Erfahrungen können diese für unterschiedliche Konzentrationen eingesetzt werden. Untersuchungsbedarf bei Gasströmungswächtern besteht jedoch in den Bereichen Schließvolumenstrom, absicherbare Länge und Überströmmenge. Dazu sind Praxisuntersuchungen bei Gasströmungswächter und Hausinstallationen notwendig.	[9]
(20)		
(21)		
(22)	Es existieren zahlreiche Forschungsergebnisse zur Gemischanwendung bei Erdgasfahrzeugen (8 Vol.-% H ₂ Einsatz Busflusse in Malmö). Bei H ₂ -Anteilen von bis zu 20 Vol.-% werden unter Durchführung geringer	[4], [35]

	<p>Adaptionen hier keine wesentlichen Probleme gesehen.</p> <p>Es konnte nachgewiesen werden, dass sich ein erhöhter H₂-Gehalt im Erdgas positiv auf die Verbrennungseigenschaften (erweiterte Zündgrenzen und höhere Flammgeschwindigkeiten) auswirkt. Die Schadstoffemissionen konnten gegenüber Diesel und auch Erdgas deutlich gesenkt werden.</p> <p>Die hohe Flammgeschwindigkeit des H₂ beeinflusst den Verbrennungsverlauf jedoch nicht unwesentlich, so dass eine Zündzeitpunktanpassung ggf. bei hohen H₂-Konzentrationen notwendig ist. Die Verminderung der MZ kann bei Gasen mit niedriger Basis-MZ (z.B. Nordsee-Gas, schwere LNG-Sorten) zu Problemen führen, wodurch sich Begrenzungen auf eine geringe Zumischraten ergeben (MZ kann bei 10 Vol.-% H₂ unter MZ 70 betragen).</p>	
(23)	<p>In der DIN 51624 – Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge ist ein Grenzwert für H₂ von 2 Vol.-% angegeben (Tanks in Erdgasfahrzeugen). Die H₂-Effekte auf die für Stahl CNG-Tanks eingesetzten Werkstoffe werden in einem laufenden F&E-Vorhaben (Erdgasmobil / ERG) untersucht. Erste Ergebnisse werden Ende 2012 erwartet.</p>	[6], [9]
(24)	<p>Ein stabiler Verbrennungsprozess wurde bei einer kleinen Auswahl an Brennern im Labor unter Zugabe von bis zu 40 Vol.-% H₂ nachgewiesen. Die Zumischung von H₂ bis zu diesen Konzentrationen führte zu einer erheblichen Verbesserung der Verbrennungswerte. Die Anteile an CO und NO_x reduzierten sich deutlich. Auf Basis der Danish Gas Technology Centre Untersuchungen im Projekt NATURALHY wurden auch die CO₂ Emissionen reduziert (durch den H₂-Anteil im Brenngas). Bei dieser H₂-Konzentration reduziert sich die Brennerleistung um ca. 10 %.</p> <p>Werden jedoch Gasgemische mit sehr hohen H₂-Anteilen eingesetzt, kann eine stabile Verbrennung nicht mehr gewährleistet werden und die Emissionswerte steigen an.</p> <p>Die vorhandenen, stichprobenartigen Ergebnisse lassen sich jedoch nicht universell auf alle Gasendgeräte übertragen. Hier sind weitere Versuche mit größeren Stichproben und besonders Langzeittests notwendig.</p> <p>Hersteller von Gasendgeräten müssen sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 gewährleisten müssen. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Dieser Test mit dem Prüfgas G 222 ist normativ als Kurzzeittest angesehen (zur Überprüfung der Rückschlagneigung von Gasbrennern) und lässt keine direkten Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für H₂-reiche Gase zu.</p>	[12]

(25)	<p>Hersteller von Gasendgeräten müssen sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-AB G 260 gewährleisten müssen. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt.</p>	
(26)	<p>Im industriellen Bereich müssen Gasgeräte der Industriekunden und die Anwendungsprozesse erfasst sowie deren Auswirkungen der Brenneinstellungspunkte (z.B. Emission, Wirkungsgrad) analysiert werden. Praxisuntersuchungen für konkrete Anwendungsmodelle sind in diesen Bereichen notwendig. Bei Zumischkonzentrationen ab 10 Vol.-% H₂ sollte ein vorbereitender Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation durchgeführt werden.</p>	[9]
(27)	<p>Im Allgemeinen sind bei Brennstoffzellen keine Probleme zu erwarten. Der Schwerpunkt von Verträglichkeitsuntersuchungen sollte auf neue noch wenig etablierte Gasendgeräte gesetzt werden. Hier kann als Beispiel das Betriebsverhalten der Methan-Brennstoffzelle genannt werden. Hierbei müssen Untersuchungen auf zeitlich veränderliche Gaszusammensetzungen (insbes. H₂-Anteil) vorgenommen werden. Brennstoffzellen könnten nach heutigen Erkenntnissen Probleme mit stark schwankenden Zusammensetzungen, weniger mit hohen - aber konstanten - H₂-Anteilen im Erdgas haben.</p>	
(28)	<p>Derzeit sind vier Stirlingmotoren auf dem Markt verfügbar. Brenntechnische Untersuchungen mit Methan nach DVGW-AB G 20 (100 % Methan) und G 222 (23 Vol.-% H₂) haben zu dem Ergebnis geführt, dass entweder teilweise keine Funktion des Motors vorhanden oder eine Wirkungsgradreduzierung (gesamt) um 5 %-Punkte zu messen war.</p>	[9]
(29)	<p>Ein sicherer Betrieb bis zu einer Zumischung von 40 Vol.-% H₂ wurde in ausgewählten Tests nachgewiesen. Um die gleiche Leistung mit diesen Brennern zu erreichen, muss z.B. eine Anpassung der Düsen erfolgen. Hersteller von Gasendgeräten müssen sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-AB G 260 gewährleisten müssen. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Die bereits vorhandenen Ergebnisse lassen sich jedoch nicht auf andere Gasendgeräte anwenden. Bei höheren Zumischkonzentrationen (ab 10 Vol.-%) sollte ein vorbereitender Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation</p>	[12]

	<p>durchgeführt werden.</p>	
<p>(30)</p>	<p>Die höhere Flammengeschwindigkeit wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad jedoch negativ auf die NO_x-Emissionen (stöchiometrisch betriebenen Motoren) aus. Bei Anteilen bis 15 Vol.-% H₂ sind allerdings nur moderate Effekte zu erwarten.</p> <p>Die erweiterte Zündgrenze des Gemisches in Verbindung mit der höheren Flammengeschwindigkeit ermöglicht einen effizienten Betrieb bei sehr mageren Gas/Luftgemischen. Bei Magermotoren lässt sich daher ein Anstieg der NO_x-Emissionen vermeiden.</p> <p>Die magere Verbrennung kann allerdings das Arbeitsvermögen des Turboladers beeinträchtigen und Leistungseinbußen zur Folge haben.</p> <p>Bei Neuanlagen sind bei entsprechender Motorauslegung aufgrund der guten Brenneigenschaften des H₂ bei Zumischraten bis 20 Vol.-% keine wesentlichen Probleme zu erwarten.</p> <p>Die Verminderung der MZ kann problematisch sein. Bei Grundgasen mit niedriger Ausgangs-MZ (z.B. Nordsee-Gas, LNG) wird je nach Motorauslegung u.U. die Klopfgrenze überschritten. Dies hat Leistungs- und Wirkungsgradeinbußen zur Folge. Die Einbußen lassen sich durch Anpassungsmaßnahmen begrenzen. Üblicherweise benötigen Gasmotoren MZ zwischen 60 und 90. Da innerhalb Deutschlands unterschiedliche Gase bezogen werden und die MZ des Nordseeerdgases H bei etwa 68 liegt, kann man diesen Wert ggf. als untere Grenze annehmen.</p>	<p>[4], [9]</p>

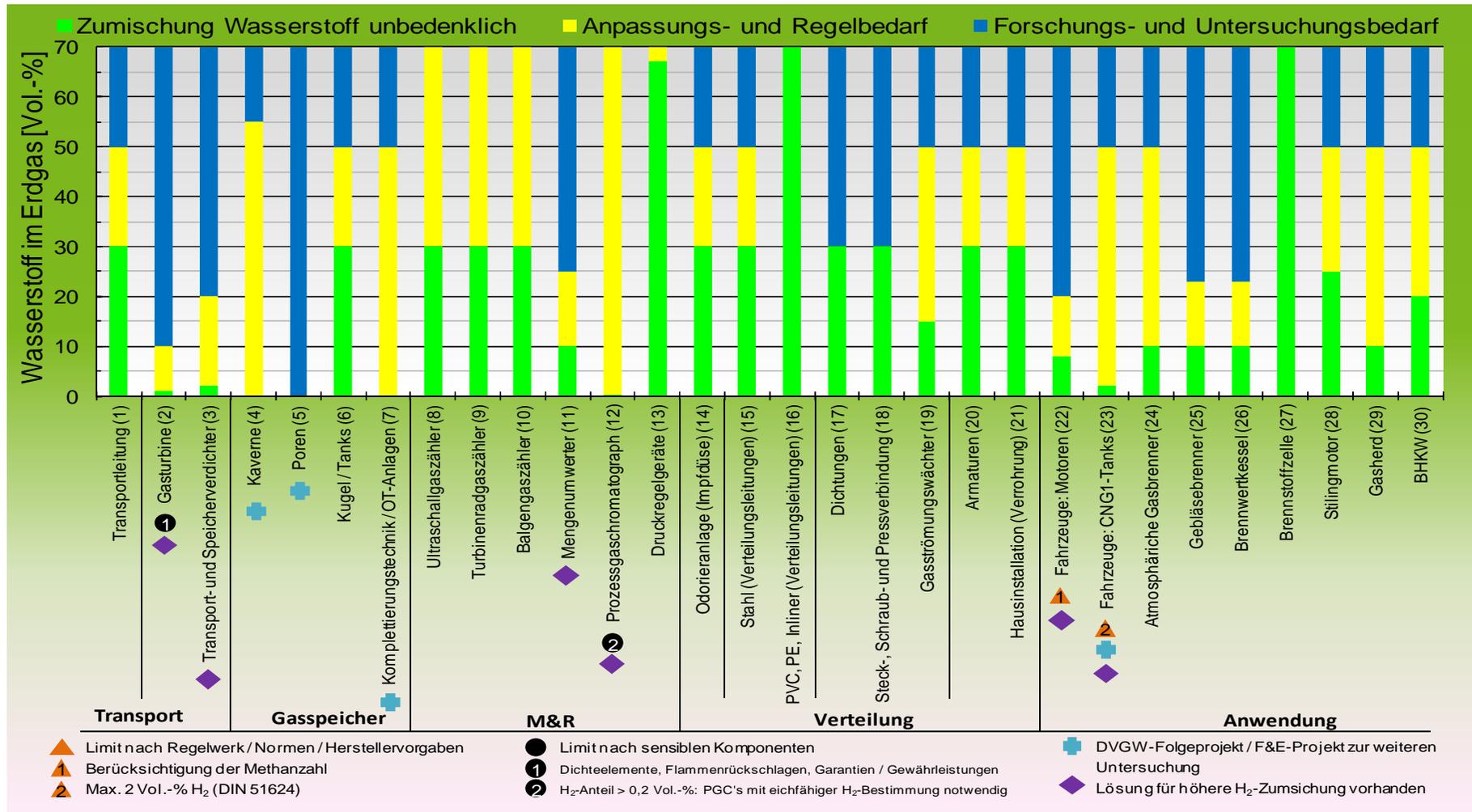


Abbildung 24: Überblicksmatrix: H₂-Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz

4 Verfahrenstechnik der Gaserzeugung

4.1 Elektrolyse

Die Wasser-ELY wird in ihrer konventionellen Form, der alkalischen ELY, seit über 80 Jahren kommerziell industriell verwendet. [43]

Der ELY-Prozess kann in zwei Teilreaktionen untergliedert werden, die an der Kathode und der Anode ablaufen.

Tabelle 11: Teilreaktionen ELY [44]

Art des Elektrolyten	Teilreaktion an der Kathode Elektronenaufnahme	Teilreaktion an der Anode Elektronenabgabe
Fester Protonenleiter H^+	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$2H_2O \rightarrow 4H^+ + O_2 + 4e^-$
Säure H_3O^+	$2H_3O^+ + 2e^- \rightarrow H_2 + 2H_2O$	$6H_2O \rightarrow 4H_3O^+ + O_2 + 4e^-$
Base HO^-	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2HO^-$	$4HO^- \rightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^-$
Fester Sauerstoffleiter O^{2-}	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$	$2O^{2-} \rightarrow O_2 + 4e^-$

An der Kathode (negative Elektrode) wird H_2 freigesetzt und an der Anode (positiven Elektrode) O_2 . Um die Produktgase voneinander zu trennen, sind die beiden Reaktionsräume durch einen Ionen durchlässigen Separator (Diaphragma) getrennt. Die Energie zur Wasserspaltung wird durch die Zuführung von elektrischer Energie bereitgestellt. [43]

Die Gleichung für die dabei ablaufende Gesamtreaktion lautet:



Die positive Reaktionsenthalpie in der Gleichung zeigt, dass die Reaktion endotherm verläuft: Wasser wird unter Energiezufuhr in energiereichere Stoffe umgewandelt.

In [45] wird vorgeschlagen die ELY nach Betriebstemperatur, Betriebsdruck und Bauweise zu unterteilen, wobei jede ELY aus jedem Bereich eine Eigenschaft/Attribut besitzt:

- Niedertemperatur- und Hochtemperatur,
- Niederdruck- (bei Umgebungsdruck betrieben) und Hochdruck-ELY (bis zu 30 bar, angestrebt bis 60-100 bar)

und bezüglich der Bauweise:

- Alkalische-,
- PEM- oder SPE-ELY (proton exchange membrane oder polymer electrolyte membrane / solid polymer electrolyte),
- und Hochtemperatur-Wasserdampf-ELY oder SOEC-ELY (solid oxide electrolysis cell).

Die drei unterschiedlich weit entwickelten Varianten und Betriebsweisen für eine elektrolytische H₂-Herstellung aus Wasser sind in Tabelle 12 aufgeführt:

Tabelle 12: Kurzvergleich der ELY-Bauvarianten [43], [45], [46]

Daten	Alkalische ELY	PEM-ELY	Hochtemperatur-Wasserdampf-ELY
Entwicklungsstand	Erfahrung seit ca. 100 Jahren	Erfahrung seit ca. 10 Jahren	Labor
Größe	< 750 m ³ /h	< 30 m ³ /h	-
Elektrolyt	Lauge (z.B. 20 – 30 % Kalilauge) Kathode und Anode durch mikroporöses Diaphragma / Membranzelle getrennt	feste Polymermembran (protonenleitende Membran) mit destilliertem Wasser	ZrO ₂ -Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf als H ₂ -Quelle
Betriebsweise	bevorzugt Nennbetrieb (Temp. Spannung), Reduzierung bis auf 20 % Lastbetrieb möglich, Überlastbetrieb möglich	dynamische Anpassung möglich, Teil- und Überlastbetrieb möglich	Hohe Betriebstemperaturen (T = 700 - 1.000°C)
Gasreinheit	Volllast: > 99,9 % H ₂ Teillast: > 99,5 % H ₂	Volllast: > 99,999 % Teillast: > 99,999 %	-

Kaltstartdauer	Minuten / Stunden	Sekunden / Minuten	Stunden
Vorteil	Kosten (gegenwärtig), Druck bis 30 bar möglich (2013), (herstellerspezifisch auch bis 100 bar)	keine korrosiven Einsatzstoffe u. Reaktionsprodukte, hohe Stromdichten, Hochdruck möglich (> 30 bar)	Hochtemperatur- anwendung (Nutzung eines Teils der notwendigen Reaktionsenthalpie als Wärme)
Nachteil	niedrige Stromdichte (vgl. PEM-ELY), Wartungsaufwand,	teuer, derzeit nur Produkte in kleinen Leistungsbereichen verfügbar	Materialdegradation
Wirkungsgrad- potenzial	Wirkungsgrad > (65 – 75 %)*	Wirkungsgrad >> (50 – 68 %)*	Wirkungsgrad >>> (90 % möglich)*

* Derzeitiger technischer Wirkungsgradstand (elektrische Leistungsaufnahme bezogen auf $H_{s,n}H_2$)

4.1.1 Alkalische Elektrolyse-Technik

Bei der alkalischen ELY liegen die Betriebstemperaturen üblicherweise zwischen 80°C und 100°C, bei moderneren Anlagen bei 90 bis 120°C. Die Erhöhung der Betriebstemperaturen über 80°C hat einen Anstieg des Wirkungsgrades zur Folge, welche nur durch einen Einsatz von wärmebeständigen Dichtungen möglich ist. Der Zellblock einer repräsentativen technischen ELY erzeugt zwischen 200 und 500 m³ H₂ pro Stunde bei einer typischen Stromdichte von 3 kA/m². Der Speisewasserbedarf der ELY liegt gemäß Herstellerangaben bei 0,85 - 1 Liter pro 1 m³ H₂, NTP [47], [48], [49]. Der Wirkungsgrad der ELY-Zelle liegt heute typischerweise konservativ bei etwa 70 % (inkl. Nebenanlagen), durch den Übergang zur Hochdruck-ELY (Änderung der Bauart) mit ca. 100 bar Betriebsdruck wird ein Wirkungsgrad von > 75 % erwartet [50]. Der Wirkungsgrad einer Gesamtanlage inkl. Nebenanlagen (ELY, Kühlung, Gasabscheider, Pumpen usw.) wird mit 63 bis 67 % angegeben und ist weitgehend unabhängig von der Anlagengröße.

Auch der intermittierende Betrieb von Standard-ELY ist nach Herstellerangaben bereits erprobt [51]. Somit kann der ELY-Prozess zeitlich flexibel betrieben und an die Anforderungen eines Lastmanagements im Stromnetz und stark fluktuierender Energiequellen angepasst werden. Gemäß Herstellerangaben ist ein Teillast- zwischen 20 – 100 % sowie ein Überlastbetrieb ~ 150 % möglich [52].

Der Betrieb von Druck-ELY und letztendlich die Erzeugung von H_2 bei hohen Drücken (≥ 30 bar) hat einen entscheidenden Vorteil. Da H_2 in der Regel bei Drücken größer dem Umgebungsdruck gespeichert wird, kann der Verdichtungsaufwand deutlich reduziert und teilweise ganz eingespart werden. Gleichzeitig sinken der Platzbedarf und die Investitionskosten für die Verdichtungsanlagen. [43], [51]

Moderne ELY sind in der Lage, ihre Reaktionsprodukte in einer hohen Reinheit zu erzeugen. Diese liegt im Falle von H_2 bei etwa 99,9 %, für O_2 liegt sie bei etwa 99,5 % (H_2 / O_2 teilweise noch höher). [48]

In Anlage 13 ist ein Vergleich relevanter Kenndaten von unterschiedlichen Herstellern dargestellt.

Alkalische ELY bestehen aus mehreren zusammengebauten ELY-Zellen – Stack. Gemäß den Quellenangaben können dabei Volumenströme bis 5.000 m^3/h (NTP) je Modulkopplung erzielt werden. [45], [53]

Beispielhaft können folgende Referenzen für die Anwendung zur H_2 -Erzeugung mittels alkalischer ELY angeführt werden:

- Alkalische ELY mit Energie aus Wasserkraftwerken in Norwegen (Rafnes, rund 100 km südwestlich von Oslo) [53]
- Ägypten, Assuan-Staudamm mit 33.000 m^3/h H_2 (NTP, ehemalige Spitzenleistung) für Ammoniak-Herstellung [45]
- Schweiz, Monthey alkalische ELY und Speicheranlage (ca. 1.200 m^3/h H_2 , NTP) [48]

Die Verfügbarkeit alkalischer ELY ist sehr hoch (98 %), wobei solch hohe Verfügbarkeiten und auch hohe Lebensdauern nur bei kontinuierlicher Betriebsweise bekannt sind. Obwohl der intermittierende Betrieb von Standard-ELY erprobt ist, ist davon auszugehen, dass diese Betriebsweisen sich nachteilig auf die Lebensdauer, Verfügbarkeiten und Wirkungsgrade auswirken können.

Es wird erwartet, dass sich aufgrund von Schwankungen der Eingangsleistung die verwendeten Elektroden degradieren können. Sowohl die mechanische Stabilität als auch die Effizienz des ELY-Prozesses nehmen dadurch ab. Ebenfalls nachteilig wirkt sich häufiges An- und Abfahren mit Abkühlen des ELY auf die Wartungsintervalle aus. Der Einsatz von einfachen Stahlelektroden sowie von Platin oder Palladium beschichteten Stahlelektroden war in der Vergangenheit nicht erfolgreich, da sich an den Elektroden Oxonium-Ionen (H_3O^+) bildeten und diese die Oberflächen zerstörten. Abhilfe kann hier der Einsatz von Elektroden die mit einer Nickel-Aluminium-Beschichtung schaffen, welche galvanisch aufgebracht und durch ein weiteres Verfahren (double skeleton catalyst) gefestigt wird. Aufgrund dessen sind nach Herstellerangaben [48] die Leistungsverluste pro Jahr sehr gering, so dass diese ELY auch noch über Jahre hinweg die fast vollständige Leistung erzielen.

Auch im Dichtungsbereich konnten gute Fortschritte erzielt werden. In den Anfangsjahren wurde hauptsächlich Asbest zur Abdichtung der Zellen verwendet. Diese Lösung stellte sich jedoch als unflexibel heraus. Die heute eingesetzten Dichtungen sind wesentlich elastischer und können sich so bei Druckänderungen besser an das Gehäuse anpassen. [48], [54]

Dass die Weiterentwicklung der alkalischen ELY ständig vorangetrieben wird, zeigt sich auch an neuen Produkten (Pilotphase), die im Vergleich zur heutigen Technologie über

60 % niedrigere Gestehungskosten aufweisen. Diese Kostensenkungen sind auf die Verwendung von Kunststoff- statt Metallkammern und Elektroden, die aus weniger Material bestehen dafür aber eine höhere spezifische Oberfläche besitzen zurück zu führen. Zur Herstellung dieser Kunststoffkammern kommt ein von General Electrics entwickeltes Material (Noryl) zum Einsatz, das gegen hochalkalisches Kalium-Hydroxid resistent ist. Zur Erhöhung der Reaktionsfähigkeit der Elektrodenoberfläche wird ein Nickel-basierter Katalysator mittels Sprühverfahren aufgetragen. Nach Herstellerangaben können durch diese Maßnahmen die Gestehungskosten von 8 USD/kg auf 3 USD/kg H₂ reduziert werden. [51]

Die alkalische ELY ist eine Technologie mit hoher Verfügbarkeit, die sich über mehrere Dekaden etabliert und bewährt hat. Die Technologie erlaubt nach Herstellerangaben einen intermittierenden Betrieb, welcher für den Einsatz in PtG-Konzepten von großer Bedeutung ist. Darüber hinaus ist ein Betrieb im Überlastbereich (~ 150 % möglich). Nachteilig stellt sich der hohe Flächenbedarf aufgrund der geringen spezifischen Leistungsdichte dar. Der Einsatz von alkalischen Druck-ELY (~ 30 bar Ausgangsdruck) ist für eine PtG-Anlagen möglich und kann zu Einsparungen für weitere Anlagenelemente (z.B. Verdichter) führen. Die Möglichkeit die Betriebstemperaturen in Zukunft von etwa 80°C auf 100°C anzuheben, kann neben den verbesserten Umwandlungswirkungsgrad auch die Einbindung der Prozesswärme in den Wärmesektor erzielen.

4.1.2 PEM-Elektrolyse-Technik

PEM-ELY für einen hohen Leistungseinsatz befinden sich zwar noch in der Entwicklungsphase, jedoch besitzt diese Technologie hohes Entwicklungspotenzial. Probleme gab es in der Vergangenheit bezüglich ihrer Lebensdauer, die inzwischen deutlich verlängert werden konnte. PEM-ELY sind sehr viel kompakter und dynamischer als alkalische ELY. Die H₂-Erzeugung erfolgt bei etwa 120°C, einem Druck von 10 bis 30 bar und mit einer Stromaufnahme von etwa 4 bis 6 kWh_{el} pro m³ H₂ (NTP). Zukünftige PEM-ELY werden voraussichtlich ein Ausgangsdruckniveau bis 50 bar erreichen. Die eingesetzte spezifische Primärenergie liegt im Bereich (teilweise besser) von fortgeschrittenen alkalischen ELY-Verfahren. [51]

Die erzeugten Volumenströme von PEM-ELY fallen im Allgemeinen sehr gering aus, lassen sich jedoch nach Herstellerangaben zu Modulen von 80 bis 240 m³/h H₂ (NTP) zusammenstellen. Die Produktionslinie 2 von Siemens verspricht größere Leistungsbereiche, die einen deutlich höheren Volumenstrom produzieren. Die Stromdichten von PEM-ELY ist mit 10 - 15 kA/m² deutlich höher gegenüber alkalische. [55], [56]

Der Reinheitsgrad des erzeugten H₂, welcher u.a. von Betriebslastpunkt abhängig ist, liegt mit 99,999 % höher als bei der alkalischen ELY mit 99,9 %. Die Anteile von O₂-Spuren im H₂ liegen unter den alkalischen Systemen.

Nach Herstellerangaben benötigen diese Systeme zur Herstellung eines Kubikmeters H₂ zwischen 1 - 1,3l Speisewasser, wovon etwa 0,3l Abwasser entstehen. Die Wasseraufbereitung erfolgt ähnlich der alkalischen ELY mittels Umkehrosiose. [57], [56]

Die PEM-ELY ist eine Technologie, die eine dynamische Betriebsweise in einer kompakten Bauform bei hohen Gasreinheiten zulässt. Die Technologie erlaubt sowohl einen intermittierenden als auch einen Überlastbetrieb (200 % Dauerbetrieb, 300 %

Minutenbetrieb) [56], welcher sich für den Einsatz in Kombination mit EE als durchaus vorteilhaft darstellt. Als nachteilig stellt sich die derzeitige geringe H₂-Ausbeute pro Einheit dar. Die PEM-ELY besitzt jedoch ein enormes Entwicklungspotenzial und kann zukünftige eine noch relevantere Rolle einnehmen.

In Anlage 7 ist ein Vergleich relevanter Kenndaten von unterschiedlichen Herstellern dargestellt.

4.1.3 Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse

Hochtemperatur-Wasserdampf-ELY stellen sich seit einigen Jahren als eine interessante Alternative dar. Diese arbeiten bei Temperaturen von bis zu 1.000 °C. Da ein Teil der notwendigen Reaktionsenthalpie als Wärme eingekoppelt wird, sinkt der elektrische Aufwand der ELY, so dass der primärenergetische Wirkungsgrad ansteigt. Insbesondere bei äußeren Wärmequellen ist diese Technologie interessant. Bei einem Druck von 20 bar und 900°C wird im autothermen Verfahren (parallele exotherme und endotherme Reaktion) 3,2 kWh elektrische Energie und 0,6 kWh Niedertemperaturwärme pro m³ H₂ (NTP) eingesetzt, beim allothermen Verfahren (äußere Wärmezufuhr) 2,6 kWh elektrische Energie, 0,6 kWh Niedertemperaturwärme und 0,5 kWh Hochtemperaturwärme benötigt [58]. Die eingesetzte spezifische Primärenergie kann gegenüber der alkalischen ELY um über 30 % niedriger liegen. [43], [47]

Die Hochtemperatur-Wasserdampf-ELY ist eine Technologie, die prinzipiell das beste Gewichts- und Wirkungsgrad-Potential aufweist. Die Technologie ist ebenso bei der Nutzung von H₂ als Energiespeicher wichtig, wenn beispielsweise aus saisonal, regional oder tageszeitbedingt schwankenden regenerativen Energiequellen eine stabile Stromversorgung z.B. mittels Brennstoffzellen etabliert werden soll. Der Entwicklungsstand ist jedoch noch zu weit von einer technischen Realisierung entfernt und bei kleinen Systemen ist ein unverhältnismäßig hoher verfahrenstechnischer Aufwand notwendig (z.B. Wärmeisolation).

Der Einsatz der Hochtemperatur-Wasserdampf-ELY wird im Zusammenhang mit den in diesem Projekt eruierten AK aufgrund des derzeitigen Technikstandes nicht weiter betrachtet.

4.1.4 Grobkonzeption Elektrolyse

Bei großtechnischer Anwendung der ELY sind neben dem eigentlichen ELY weitere wesentliche Anlagenelemente (z.B. Transformator, Gleichrichter, Kühlanlage, ELY-Filter, Speisewassertank) erforderlich. Diese Anlagenelemente können im Hinblick auf einen Einsatz zur Einspeisung ins Erdgasnetz wie folgt zu einzelnen Komponentengruppen zusammengefasst werden (Abbildung 25):

- Stromanschluss
- Wasseraufbereitung, Gastrocknung und Kühlsystem (ELY Nebenanlagen)
- Nebenanlagen
- Speicheranlagen

- HD-Verdichter und Einspeiseanlage

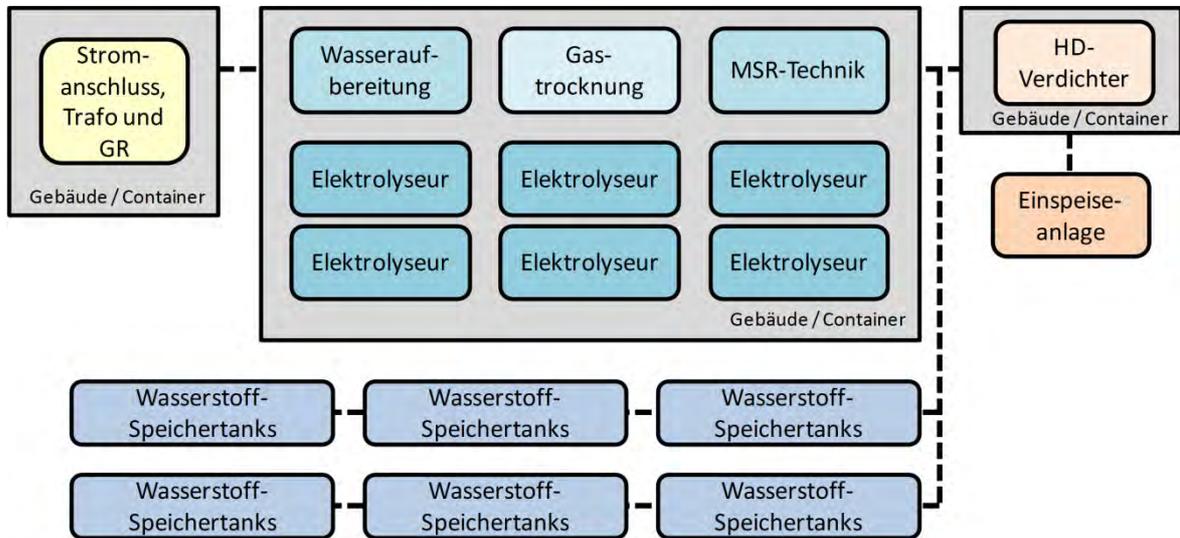


Abbildung 25: Beispiel Grobkonzeption PtG-Anlage (H₂-Direkteinspeisung)

a) Stromanschluss

Der Strom für die ELY soll zur Demonstration und Markteinführung von PtG-Konzepten aus regenerativen Energien gewonnen werden. In diesem Projekt werden Windenergie- und Photovoltaikanlagen (WEA / PVA) als Energiequellen betrachtet. Windenergieanlagen erzeugen einen Wechselstrom, bei dem Leistung und Spannung fluktuieren. Für eine Einspeisung ins öffentliche Stromnetz wird deshalb der erzeugte Wechselstrom in Leistung, Spannung und Frequenzzahl durch elektronische Regelverfahren (Gleichstromzwischenkreis) angepasst. Photovoltaikanlagen erzeugen hingegen eine Gleichspannung, die mittels Wechselrichter in Wechselspannung umgewandelt wird und anschließend ins Netz eingespeist werden kann.

Da für die ELY eine Gleichspannung anliegen muss und die direkte Nutzung der erzeugten Gleichspannung (z.B. von PVA) für die betrachteten AK vorerst nicht vorgesehen ist, muss die Wechselspannung transportiert, am Ort der ELY umgewandelt und angepasst werden. Windkraft- und Photovoltaikanlagen speisen die erzeugte Energie vorrangig ins Mittelspannungsnetz ein. Je nach installierter ELY-Leistung muss diese Spannung dem öffentlichen Netz entnommen und durch Transformatoren auf eine niedrigere Spannungsebene geregelt werden. Anschließend erfolgt eine Umwandlung in Gleichspannung mittels Gleichrichter.

b) Wasseraufbereitung, Gastrocknung und Kühlsystem

Die Wasser-ELY erfordert eine ständige Zufuhr von „reinem“ Wasser (entsprechend den Herstelleranforderungen), damit nach der Zerlegung von Wasser keine Begleitstoffe (z.B. mineralische Restbestandteile) im ELY verbleiben.

Ein exakter Indikator für die Reinheit des Wassers ist der spezifische elektrische Widerstand. Dieser hängt von der Menge sämtlicher im Wasser gelösten Stoffe ab. Je weniger gelöste Stoffe das Wasser enthält, umso höher ist sein spezifischer elektrischer

Widerstand, da im Wesentlichen die im Wasser gelösten Mineralsalze die Funktion der elektrischen Leitung übernehmen.

Gemäß Literaturangaben darf die erforderliche maximale Leitfähigkeit des Speisewassers $5 \mu\text{S}/\text{cm}$ betragen [49]. Andere Quellen weisen besonders auf Chlorid- und Fluorid-freiem Speisewasser hin und geben eine Leitfähigkeit von $1 \mu\text{S}/\text{cm}$ an [48]. Diese Reinheit wird mit Hilfe der Umkehrosmose erreicht. Bei diesem Verfahren liegt der Energieaufwand pro Kubikmeter Wasser bei 4 bis 9 kWh [49].

Der Speisewasserverbrauch wird von $0,85$ bis $1 \text{ l}/\text{m}^3$ (NTP) H_2 angegeben. [48], [49]

Neben der Wasserbereitstellung und der Aufbereitungsanlage (Umkehrosmoseanlage) können zusätzliche Wassertanks genutzt werden, um ausreichend Speisewasser zur Verfügung stellen zu können. [48], [49]

Der im ELY erzeugte H_2 und O_2 wird über ein Rohrleitungssystem (Piping) zum Gasabscheider transportiert. Dabei steht sowohl für H_2 als auch O_2 ein separater Gasabscheider zur Verfügung. Der H_2 , das als Aerosol vorliegt, wird im Gasabscheider vom Elektrolyten getrennt. Nach Angaben werden ca. 10 bis 20 mg Elektrolyt/ m^3 (NTP) H_2 mit in den Gasabscheider transportiert [48]. In der Regel liegt der H_2 mit einer sehr hohen Reinheit von $99,9 \%$ (teilweise höher) vor, ist jedoch Wasserdampf gesättigt und enthält O_2 -Anteile $< 1.000 \text{ ppm}$. Eine nachträgliche H_2 -Reinigung und Trocknung ist deshalb notwendig und wird von den Herstellern in Form von Kompletmodulen zur Verfügung gestellt.

Zur Verteilung und Einhaltung einer gleichmäßigen Konzentration im ELY wird der Elektrolyt mittels Pumpen kontinuierlich umgewälzt und gefiltert, um Abtragungen vom Wandinnengehäuse und den Elektroden herauszufiltern. Anschließend wird der Elektrolyt dem ELY-Prozess wieder zugeführt. Nach Angaben ist ein Austausch des Elektrolyten einmal pro Jahr notwendig. Eine kurzzeitige Wartung des Elektrolyt-Filtersystems kann innerhalb der Startphase notwendig werden, da innerhalb dieses Zeitraumes sich am häufigsten Partikel lösen. [48]

Aufgrund der Wärmeentwicklung bei der Stromeinspeisung ist es notwendig den ELY-Stack zu kühlen. Nach Herstellerangaben wird ca. 15% der erzeugten Wärme über das ELY-Außengehäuse abgeleitet. Die restliche Wärme wird mittels Wasserkühlung und Wärmetauscher aus dem Prozess ausgekoppelt, um eine möglichst optimale Betriebstemperatur von 70 bis 90°C einhalten zu können. Nach Herstellerangaben sind dazu Kühlwasserdurchflussmengen zwischen 80 und $150 \text{ l}/\text{m}^3$ (NTP) erzeugten H_2 notwendig. [48], [49]

Alkalische ELY-Anlagen können in einem Bereich zwischen 20 bis 100% ihrer Nennlast betrieben werden. Bei längeren Stillstandszeiten kühlen die ELY-Stacks ab. Sind im Betrieb längere Stillstandszeiten zu erwarten, die Anlage soll aber stets betriebsbereit sein, ist eine Temperaturhaltung vorzusehen. Hierzu kann das Kühlsystem als Heizung verwendet werden.

e) Nebenanlagen

Zu den Nebenanlagen der ELY gehören MSR-Technik, Anlagen-Piping, Stickstoff-Spülanlage sowie Explosionsschutzkomponenten. Die MSR-Technik dient zur Automatisierung der Prozesse und Überwachung der Anlage. Dabei erfolgt u.a. ständig eine Kontrollmessung der erzeugten Gase, so dass z.B. die Anlage bei einem Sauerstoffanteil von $2 \text{ Vol.}\%$ im H_2 sofort aus Sicherheitsgründen abschaltet. Für die Inbetriebnahme eines Druck-ELY ist es notwendig die Gasabscheider und Rohre mit

Stickstoff zu spülen. Der Stickstoff wird nach der Inbetriebnahme durch den H_2 verdrängt, bis sich der erzielte Gasdruck aufgebaut hat. Die Stickstoff-Spülanlage dient als Sicherheitseinrichtung um innerhalb der Startphase ein explosionsfähiges Luft- H_2 -Gemisch zu vermeiden. Da H_2 mit Luft brennbare und explosive Gasgemische bilden kann, sind entsprechende Explosionsschutzzonen und Auflagen auszulegen und innerhalb dieser Bereiche nur zugelassene Geräte zu verwenden.

Durch den Betrieb einer ELY-Anlage entstehen keine Emissionen. H_2 bewirkt im Gegensatz zu CH_4 oder CO_2 keinen Treibhauseffekt. Zudem findet der ELY-Prozess geräuschlos statt.

f) Speicheranlagen

In Abhängigkeit von Betriebsfahrweisen und Standortfaktoren (z.B. Erdgaslastfluss) können Situationen auftreten, in denen der erzeugte H_2 zwischengespeichert werden muss. Für diesen Anwendungsfall empfiehlt sich je nach Speichervolumen die Installation von Speicheranlagen (Tank- oder Kugelspeicher).

g) Verdichter, Sticheitung und Einspeiseanlage

Für die Zwischenspeicherung und zum Erreichen des notwendigen Einspeisedrucks entsprechend dem Anwendungsfall (z.B. Einspeisung ins Erdgasnetz mind. 0,5 bar + Betriebsdruck) ist die Verdichtung des H_2 mittels Verdichter notwendig.

Die Sticheitung und Einspeiseanlage verbinden die ELY- bzw. Speicheranlagen mit der Erdgasleitung. Die Sticheitung ist entsprechend dem Lastfluss und Betriebsdruck auszulegen. Die Einspeiseanlage enthält betriebsspezifisch die entsprechende Mess- und Regeltechnik und dient zur Herstellung eines homogenen Gasgemisches.

4.2 Methanisierung

Neben der direkten Einspeisung von regenerativ erzeugtem H_2 ins Erdgasnetz, besteht die Möglichkeit, H_2 mit CO_2 zu Methan ($EE-CH_4$) umzuwandeln und das synthetisch erzeugte $EE-CH_4$ in das Erdgasnetz einzuspeisen. Eine Abschätzung der energetischen Verluste der Prozessschritte bzw. der nach der Wandlung weiterhin nutzbaren Energie wurde im DVGW-Projekt G5/04/09-TP1-A „Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern (Teilprojekt I)“ durchgeführt. Bei der in diesem Projekt durchgeführten Lebensweganalyse (Erzeugung bis Verbraucher) konnten elektrische Wirkungsgrade je nach Stromerzeugungsart von 25 – 45 % und thermische Wirkungsgrade von 10 – 25 % identifiziert werden. Die Gesamtenergienutzungsgrade (elektrischer und thermischer Wirkungsgrad addiert) erreichen dann 50 – 55 %, was die energetische Ausbeute einer Biogaserzeugung mit anschließender Verstromung in BHKWs innerhalb des Erdgasnetzes übersteigt (Abbildung 26). Zu beachten ist, dass bei einer Verstromung von H_2 meist schlechtere elektrische Wirkungsgrade erreicht werden als bei einer Verstromung von $EE-CH_4$, was den erhöhten Aufwand bei der Methanisierung sogar teilkompensiert bzw. eventuell ausgleicht sofern eine Abwärmenutzung möglich ist (siehe Wirkungsgradketten in Abschnitt 4.4)

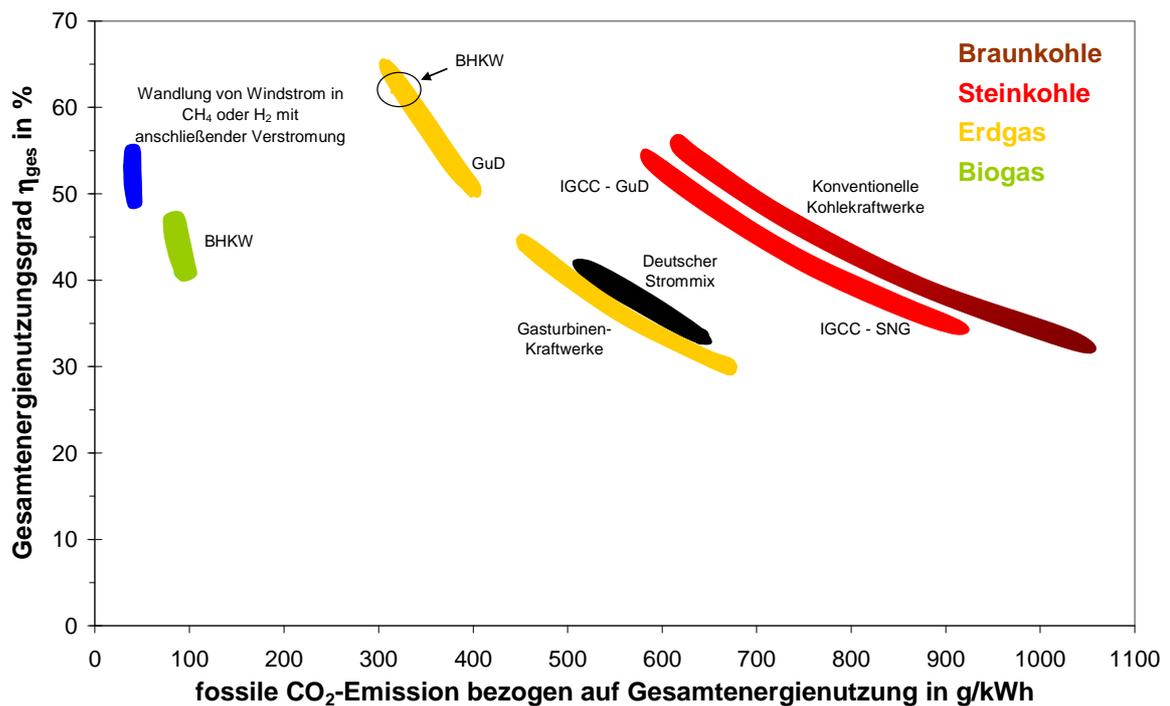


Abbildung 26: Vergleich Gesamtenergie nutzungsgrade (Methanisierung)-Einspeisung-Verstromung Pfad mit Windstrom-ELY-anderen Stromgestehungspfaden [59]

Der Vorteil der Methannutzung gegenüber der Nutzung von H_2 ist die ca. 3-fach höhere Speicherdichte gegenüber H_2 . Eine Abschätzung der CO_2 -Einsparmöglichkeiten kann Tabelle 13 für den Nutzung im Stromsektor (GuD) und Tabelle 14 für die Nutzung im Wärmesektor entnommen werden. Strom- und Wärmesektor sind hier voneinander getrennt zu betrachten, da unterschiedliche Energieträger substituiert werden. Darüber hinaus wird im Stromsektor neben der Umwandlung auch der Stromtransport mit einbezogen. Die Abschätzung erfolgte auf Basis der vom BMU veröffentlichten Substitutionsfaktoren für Biogas [60], in Zukunft erreichbare Kraftwerkswirkungsgraden [[61], [62], [63], [64], [65], [66]], geltende Primärenergiefaktoren für fossile Energieträger [67], aktuelle Heizungswirkungsgraden [68], [69] sowie fossile CO_2 -Emissionen berechnet mit dem Programm GEMIS 4.5. Die fossilen CO_2 -Emissionen der fossilen Energieträger wurden berechnet. Zu erkennen ist, dass der ökologische Vorteil einer Einspeisung von H_2 gegenüber einer Einspeisung von EE- CH_4 im Strommarkt nur geringfügig besser ist. Bei einer Gutschrift des für die Methanisierung genutzten CO_2 wird der ökologische Vorteil einer Einspeisung von H_2 gegenüber einer Einspeisung von CH_4 im Strommarkt umgekehrt bzw. stark verringert.

Tabelle 13: Abschätzung der Vermeidung von fossilen CO₂ bei der Wandlung von regenerativen Strom in Gas und anschließender Wiederverstromung [[61], [61], [62], [63], [64], [65], [66], [67], eigene Berechnungen]

Elektrische Energie	CO ₂ -Vermeidung ohne Gutschrift bei der Methanisierung genutztes CO ₂	CO ₂ - Vermeidung mit Gutschrift bei der Methanisierung genutztes CO ₂
Einheit	g/kWh	g/kWh
H ₂ aus Windstrom	450	-
H ₂ aus PV-Strom	293	-
CH ₄ aus Windstrom	419	475
CH ₄ aus PV-Strom	197	253

Tabelle 14: Abschätzung der Vermeidung von fossilen CO₂ bei der Wandlung von regenerativen Strom in Gas und anschließender Nutzung im Wärmemarkt [60], [67], [68], [69]

Elektrische Energie	CO ₂ - Vermeidung ohne Gutschrift bei der Methanisierung genutztes CO ₂ *	CO ₂ - Vermeidung mit Gutschrift bei der Methanisierung genutztes CO ₂
Einheit	g/kWh	g/kWh
H ₂ aus Windstrom	245	-
H ₂ aus PV-Strom	179	-
CH ₄ aus Windstrom	233	346
CH ₄ aus PV-Strom	141	254

Ein weiterer Vorteil der Umwandlung des H₂ in EE-CH₄ ist, dass keine Rücksicht auf eine H₂-Tauglichkeit der Gasanwender, der Infrastruktur sowie der eichrechtlichen Abrechnung genommen werden muss, was den Aufwand für eine Umrüstung des Gasnetzes minimiert. Ziel ist daher bei der Methanisierung von CO₂ mit H₂ eine Einmischung bzw. Einspeicherung von elektrischem regenerativem Strom zu gewährleisten, ohne dass eine Limitierung seitens des H₂-Gehalts beachtet werden muss. Ansonsten bedeutet dies, dass eine Wandlung von regenerativem Strom zu H₂ mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz nur dann erfolgen kann, wenn der Erdgasstrom im Jahresverlauf ausreichend hoch ist, um eine volkswirtschaftlich sinnvolle Energiespeicherung im Gasnetz darstellen zu können.

4.2.1 Aufgabenstellung

In dieser Studie werden die Rahmenbedingungen für eine Methanisierung zur Einspeisung bzw. Einlagerung von regenerativem Strom ins Erdgasnetz untersucht. Ferner soll abgeschätzt werden, welches Methanisierungsverfahren präferiert werden kann.

4.2.2 Kohlenstoffdioxid-Quellen

Grundsätzlich kann jede natürliche oder anthropogene CO₂-Quelle für die Methanisierung für die Einspeisung von regenerativem Strom ins Erdgasnetz genutzt werden. Hierbei müssen lediglich zwei wesentliche Kriterien vor der Nutzung einer CO₂-Quelle beachtet werden:

- Gasbeschaffenheit bzw. Anteil an Störstoffen wie z.B. Halogenkomponenten und Staub sowie Inertstoffe wie z.B. Stickstoff
- Volumenstrom passend zur Größe der Methanisierung

Aus diversen Literaturquellen kann entnommen werden, dass für alle CO₂-Quellen CO₂-Gehalte von über 96 % im abgetrennten CO₂-reichen Strom erreicht werden können. Aussagen über die Qualität des CO₂-reichen Gases für die Nutzung in einer Methanisierung kann allerdings nicht getroffen werden. Hier müssen speziell für den Katalysator Aussagen seitens des Lieferanten getroffen werden. Tabelle 15 gibt einen Überblick über Anhaltswerte für tolerierbare Reinheiten bei Methanisierungskatalysatoren im CO₂-Strom sowie die Spurenstoffkonzentrationen, die bisher bei Versuchen bzw. in realen Anlagen zur CO₂-Entfernung mit dem Ziel der CO₂-Speicherung gemessen wurden. Die tolerierbaren Reinheiten der Spurenstoffe basieren auf Erfahrungen mit deren Einfluss auf die Degradation von Methanisierungskatalysatoren, können aber wie schon erwähnt für unterschiedliche Katalysatoren unterschiedlich ausfallen. Die Spurenstoffkonzentrationen werden durch den zugeführten H₂ am Eingang des Reaktors auf ca. 1/4 verdünnt, so dass die tolerierbaren Grenzkonzentrationen ohne größeren Aufwand erreicht werden können. Am Ausgang des Katalysators liegt allerdings nur noch eine Verdünnung von 1:3 vor, so dass diese Verdünnung für die Definition der Grenzkonzentration empfohlen wird. Um nun für alle Spurenstoffe die tolerierbaren Grenzwerte einzuhalten, müssen daher dennoch je nach Fall weitere Reinigungsstufen eingesetzt werden. Insbesondere müssen Schwefelkomponenten entfernt werden, da diese hochwirksame Katalysatorgifte sind. Bei CO₂ aus Biogasanlagen mit nachwachsenden Rohstoffen als Substrat sind keine nennenswerten Konzentrationen an Katalysatorgiften im CO₂-Strom zu befürchten, da meist nur H₂S als Katalysatorgift vorkommt und dieses vor der CO₂-Abtrennung sicher entfernt werden kann und wird. Bei CO₂ aus Biogasanlagen mit Rest- und Abfallstoffen als Substrat sollten zumindest noch Kohlenwasserstoffe mit Heteroatomen und Halogene sicher entfernt werden.

Tabelle 15: Anhaltswerte für die benötigte Reinheit des CO₂-Stroms für die Methanisierung [[70], [71], [72], [73], [74], [75], [76], Messungen DBI]

Gasbegleitstoffe	tolerierbare Grenzwerte Methanisierung	Erreichte Reinheiten bei CO ₂ -Abscheidung Kraftwerke
Partikel	< 0,5 mg/m ³ (NTP)	< 1 mg/m ³ (NTP)
Teere	< 0,1 mg/m ³ (NTP)	100 – 7.000 ppm
Na und K	< 1 mg/m ³ (NTP)	k. A.
NH ₃ und HCN	< 0,8 mg/m ³ (NTP)	n. n.
H ₂ S	< 0,4 mg/m ³ (NTP)	Spuren – 4.560 mg/m ³ (NTP)
Halogene	< 0,06 mg/m ³ (NTP)	k. A.
NO _x	k. A.	< 50 ppm
SO _x	k. A.	< 460 ppm
O ₂	k. A.	< 100 ppm
CO	k. A.	10 - 1900

4.2.3 Beschreibung Methanisierung

Die Methanisierung ist eine katalytisch unterstützte Reaktion, die bei 200 - 500°C nach der folgenden Reaktionsgleichung abläuft. Nebenreaktionen mit weiteren Kohlenwasserstoffen als Produkte sind nicht auszuschließen, liegen aber für die Einspeisung des erzeugten Methans ins Gasnetz meist im tolerierbaren Bereich, so dass eine Entfernung nicht notwendig ist.



Aufgrund des exergetischen Charakters der Reaktion empfehlen sich niedrige Betriebstemperaturen für die Methanisierung, um nahezu vollständigen Umsatz zu erhalten. Am Beispiel einer CO-Methanisierung (bei der CO₂-Methanisierung ist prinzipiell dasselbe Verhalten zu beobachten) kann dies gut dargestellt werden (Abbildung 27). Zu erkennen ist, dass bis ca. 300 °C der maximale Umsatz unabhängig vom Druck erzielt wird. Bei höheren Temperaturen muss der zweite Einflussfaktor auf den Umsatz - der Druck - erhöht werden, damit ein ausreichender Umsatz erzielt werden kann. Allerdings ist zu beobachten, dass bei ca. 450 °C selbst hohe Drücke die Umsatzverschlechterung nicht mehr kompensieren können. Somit sind niedrige Betriebstemperaturen möglichst über die gesamte Reaktorlänge einzuhalten.

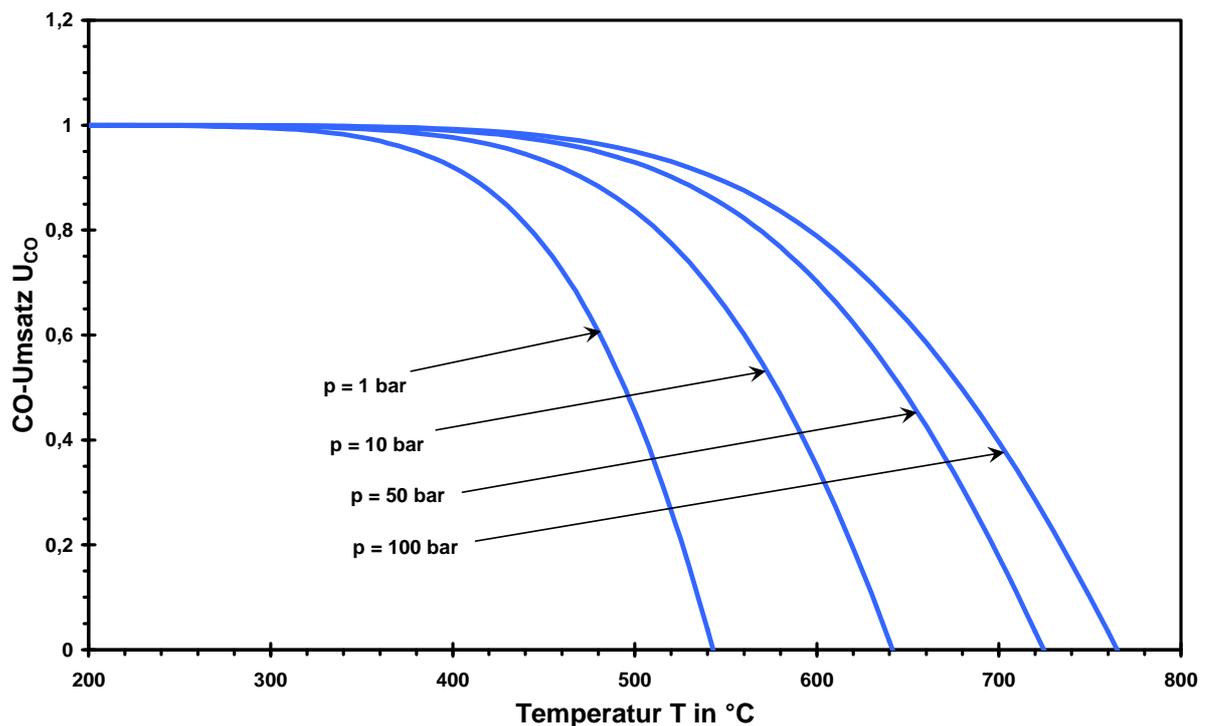


Abbildung 27: Einfluss Temperatur und Druck auf den Umsatz [59]

Die bei der exothermen Methanisierungsreaktion freiwerdende Energie kann zumindest zum Teil als Abwärme genutzt werden. Sinnvoll ist die Nutzung als Wärme, da eine Stromproduktion in Hochstromzeiten in der die Umwandlung von Überschussstrom zu Gas zur späteren Erzeugung von Regelenergie angestrebt wird kontraproduktiv wäre. Dies bedeutet, dass zum einen eine Methanisierung an einer Örtlichkeit mit einer Wärmesenke wie z.B. Heizung oder besser Prozessdampf sinnvoll erscheint.

Um die oben angesprochenen niedrigen Betriebstemperaturen über den Reaktionsraum einhalten zu können, stehen unterschiedliche Reaktorkonzepte für die Methanisierung zur Verfügung. Die eingesetzten Verfahren können in

- Wirbelschicht-Reaktoren
- Festbettreaktoren in Horden aufgeteilt bzw. flüssigkeitsgekühlt
- Drei-Phasen-Reaktor
- Strukturierte Packungen (z.B. Wabenreaktoren)

unterteilt werden.

In der Wirbelschicht fluidisiert das eingebrachte Eduktgas (hier CO_2 und H_2) die Katalysatorpartikel ähnlich einem idealem Rührkessel. Die hierdurch entstehende gleichmäßige Temperaturverteilung im Reaktor wird allerdings durch einen hohen Verschleiß an der Reaktorwand und im Katalysatorpartikel erkauft. Ebenfalls ist nachteilig, dass ein Mindestvolumenstrom notwendig ist, die Partikel aufzuwirbeln, was insbesondere bei den stark fluktuierenden Überschussströmen sich als Nachteil herausstellt. Gerade bei niedrigen H_2 -Strömen und den daraus resultierenden niedrigen CO_2 -Strömen, kann eine Fluidisierung nicht mehr gewährleistet werden. Eine Abschätzung ergab, dass bei

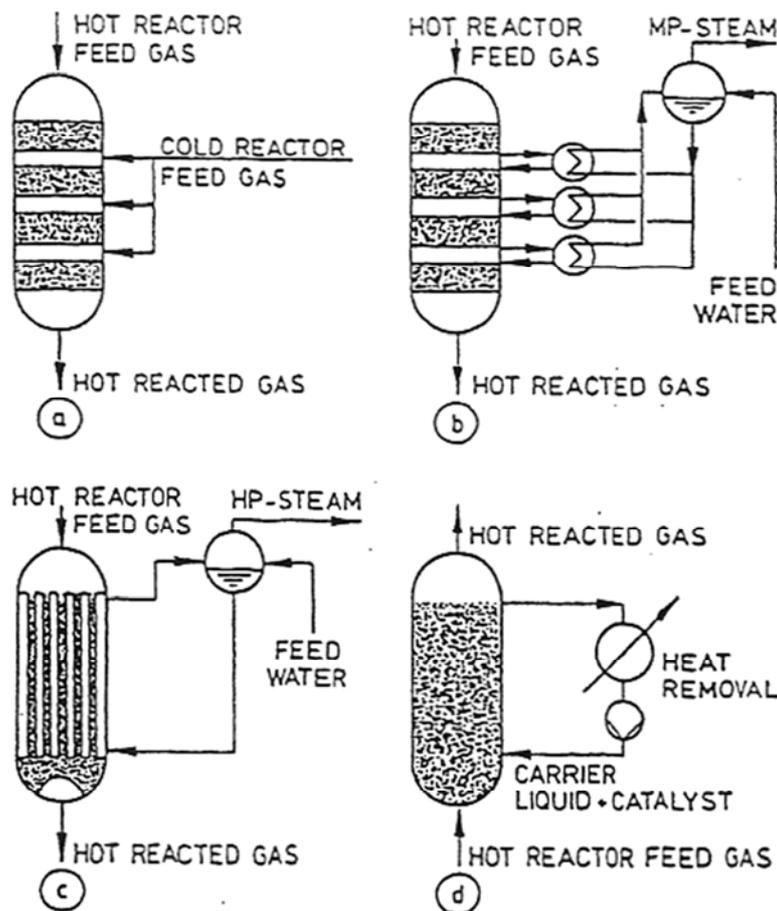
Katalysatorpartikeln mit einem Kugeldurchmesser von 5 mm und einer Dichte von 1300 kg/m^3 bei einer Reaktortemperatur von 250°C im Bereich zwischen Lockerungspunkt und Partikelaustrag der Gasvolumenstrom um ca. den Faktor 3 variiert werden kann. Für ein Partikel mit einem Kugeldurchmesser von 10 mm halbiert sich dieser Faktor ungefähr. Dies bedeutet, dass je kleiner die Katalysatorpartikel sind, desto besser ist das fluide Teillastverhalten. Zu beachten ist jedoch, dass abhängig von der Reaktorform und der dadurch vorgegebenen Düsenböden eine Gleichverteilung der Strömung nicht gewährleistet ist, so dass das Teillastverhalten eingeschränkt ist. Ebenfalls ergab diese Abschätzung, dass die Austragsgeschwindigkeit für ein Partikel mit einem Kugeldurchmesser von 5 mm ca. der Lockerungsgeschwindigkeit eines Partikels mit dem Kugeldurchmesser von 10 mm entspricht. Hieraus kann geschlossen werden, dass der Abrieb ausgetragen wird und nicht wieder als Katalysator genutzt werden kann und somit ersetzt werden muss. Allerdings darf der Gasvolumenstrom auch nicht zu hoch sein, da sonst die Verweilzeiten im Reaktor zu gering und zusätzlich die Katalysatorpartikel ausgetragen werden. Aus diesen Gründen wird eine Methanisierung auf Basis einer Wirbelschicht nicht empfohlen.

Weitere Konzepte können Abbildung 28 entnommen werden. Allen Reaktorkonzepten in Abbildung 28 ist die Notwendigkeit der Wärmeabfuhr und der Vermeidung einer Überhitzung des Katalysators (sogenannten Hotspots) gleich, was ansonsten zu einer Deaktivierung des Katalysators führen kann. Dies kann dadurch erreicht werden, dass mehrere Horden (Katalysatorbetten) als Festbettreaktoren so hintereinander geschaltet werden, dass das Gas immer wieder zwischengekühlt werden kann (Abbildung 27). Dies wird entweder durch eine Zwischenkühlung des gesamten Gasstromes (Abbildung 28 b) oder durch Einmischen kalten Eduktgases in das Zwischenproduktgas (Abbildung 28 a) bewerkstelligt. Vorteilhaft bei diesem Reaktorkonzept ist, dass nur der Katalysator und die Reaktorwand und somit relativ zu den flüssigkeitsgefüllten Reaktorsystemen (Abbildung 28 c und d) wenig Masse beim Kaltstart erwärmt werden muss und der Reaktor relativ schnell betriebsbereit ist. Ferner kann das Gas immer wieder in einen optimalen Temperaturbereich gekühlt werden, so dass hohe Reinheiten erreicht werden können. Allerdings ist jedes Katalysatorbett in sich hotspotgefährdet, da nur über das eingebrachte Gas gekühlt werden kann. Ferner ist ebenfalls nachteilig, dass aufgrund der geringeren Massen als in den anderen Konzepten kurze Betriebsunterbrechungen zu einer Auskühlung unter Reaktionsstarttemperatur führen können. Das Teillastverhalten ist gut, solange die Temperatur im Reaktor gehalten werden kann. Eine Wärmezuführung von außen ist nur bedingt möglich. Insbesondere aufgrund der Hotspotgefährdung werden diese Konzepte für eine Methanisierung mit stark fluktuierenden Strömen nicht empfohlen.

Die Konzepte c) und d) in Abbildung 28 basieren auf Flüssigkeitswärmetransport. In Konzept c) wird der Katalysator in Röhren (Festbettreaktor) gefüllt, die im Wasserbad stehen. Hierdurch kann über das Erhitzen des Wassers bis zum Phasenübergang (Sieden) relativ gut Wärme abgeführt werden. Über den Druck im Reaktor auf der Wasser/Dampfseite, kann die Reaktionstemperatur eingestellt werden und ein Heißdampf erzeugt werden. Nachteilig ist, dass die Abwärme aus der Mitte des Reaktionsrohres zur Rohrwand gebracht werden muss, so dass auch hier die Gefahr von Hotspots besteht. Dagegen weist das Konzept d) keine Hotspotgefährdung auf, da der Katalysator mit der Wärmeträgerflüssigkeit direkt in Kontakt gebracht wird und somit ein Drei-Phasen-Reaktor darstellt. Dieses Reaktorkonzept kann weiter unterteilt werden in Rieselbett-Reaktoren (Festbett mit dünnem Flüssigkeitsfilm), in geflutete Festbettreaktoren und in Suspensionsreaktoren, die einer Blasensäule ähneln, welche ideal gerührt sind. Insbesondere der Suspensionsreaktor weist aufgrund des hohen Flüssigkeitsanteils eine sehr gute Temperaturverteilung auf und wird hier näher beschrieben. Nachteilig ist beim Suspensionsreaktor der gehemmte Stoffübergang des Gases in die Flüssigkeit und an die

aktiven Zentren auf der Katalysatoroberfläche. Allerdings wird dieser Nachteil deutlich durch die mögliche flexible Fahrweise des Reaktors aufgewogen. Die Wärme kann ohne Gefahr eines Hotspots aus dem System ausgeschleust und dann genutzt werden, so dass im Vergleich zu den anderen Konzepten ein größerer Teillastbereich gefahren werden kann. Zusätzlich besteht sogar die Möglichkeit über z.B. Latentwärmespeicher das System von außen zu beheizen, so dass nichtisotherme Situationen ausgeregelt werden können. Ebenfalls kann das System kürzere Betriebsunterbrechungen aufgrund der hohen Masse im System bei guter Isolierung gut überbrücken. Nachteilig ist allerdings, dass bei einem Kaltstart sicherlich die längste Vorwärmphase und der höchste Energieeinsatz im Vergleich zu den anderen Verfahren benötigt werden. Insgesamt weist der Drei-Phasen-Reaktor entsprechend Fall d) die meisten Vorteile und auch das höchste Potenzial für Weiterentwicklungen auf, so dass dieses System für die Methanisierung empfohlen wird.

Weitere Möglichkeiten der Methanisierung wie z.B. in Waben oder anderen strukturierten Packungen und Schwämmen sind zurzeit nicht kurzfristig einsetzbar, so dass diese hier nicht weiter beschrieben werden.



a) Hordenreaktor mit Kaltgasquench (adiabat) / b) Hordenreaktor mit Verdampfungskühlung (adiabat) / c) Rohrbündelreaktor mit Siedewasserkühlung (isotherm) / d) Drei-Phasen-System mit Wärmeträgerflüssigkeit (isotherm)

Abbildung 28: Reaktorkonzepte Methanisierung [77]

4.2.4 Stand der Technik

Schon im Jahr 1902 wurde von Sabatier und Senderens die CO₂-Methanisierung beschrieben [66]. Favorisiert wurde jedoch immer die CO-Methanisierung, da Synthesegas aus Kohle gewonnen (Gasgemisch mit CO, CO₂, H₂O und H₂ und Spurenstoffe) wurde, das kein geeignetes CO / H₂- bzw. CO₂ / H₂ -Verhältnis aufwies. Daher musste, um kein H₂ von außen zuführen zu müssen, H₂ intern mit der Wassergas-Shift-Reaktion



zum Ausgleich des H₂-Defizits erzeugt werden. Aufgrund dieser Favorisierung der CO-Methanisierung wurden entsprechende Katalysatoren entwickelt, die prinzipiell auch für die CO₂-Methanisierung eingesetzt werden können, jedoch nicht darauf optimiert sind. Die Entwicklung von Katalysatoren speziell für die CO₂-Methanisierung blieb dagegen bis heute ein Nischendasein, so dass bis heute noch keine großtechnischen Anlagen entwickelt wurden. Die Entwicklung großtechnischer Methanisierungsanlagen wurde in den 1970igern verstärkt, da die Ölkrise und die verstärkte Nutzung von Erdgas ein wirtschaftliches Betreiben versprach. In dieser Zeit wurden durch Lurgi und Sasol zwei Langzeitversuche von über 4.000 h (Sasol) und 5.000 h (Schwechat) zur Optimierung des Brennwertes des erzeugten SNGs durchgeführt, indem der H₂-Überschuss nach der CO-Methanisierung in einer zweiten Stufe mit einer CO₂-Methanisierung reduziert wurde [78]. In der Schwechat-Anlage wurden so CH₄-Gehalte von über 96 Vol.-% und CO₂ Gehalte von unter 1,8 Vol.-% erreicht, so dass auf eine nachgeschaltete CO₂-Entfernung verzichtet werden konnte. Die Katalysatoren zeigten ein ähnliches Verhalten wie bei der CO-Methanisierung. In den 1990iger wurden in Japan Überlegungen angestrengt die CO₂-Emissionen durch eine Methanisierung von CO₂ zu mindern. Der benötigte H₂ sollte regenerativ erzeugt werden [79]. Nach Beilegung der Ölkrise wurden die Aktivitäten wieder nach und nach eingestellt. In Tabelle 16 und Tabelle 17 sind ein sicherlich nicht vollständiger Entwicklungsstand der großtechnischen Methanisierungsanlagen dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Entwicklungen bis Anfang der 1980iger Jahre durchgeführt wurden. Ebenfalls ist zu erkennen, dass ein Drei-Phasen-System (LPM) erprobt worden ist.

Tabelle 16: Verfahren zur Methanisierung in vor- bzw. Industriellen Maßstab Teil 1 [80], [81], [82]

	TREMP	Hicom	RMP	SuperMet h/Cono- Meth	CRG	Hygas
	Haldor Topsøe	British Gas Corp./ Lurgi	Ralph M. Parson Co.	Conoco	British Gas Corp.	IGT
Reaktortyp	FB	FB	FB	FB	FB	FB
Stufen	3	4	4 - 6	4/4	2	2
Entwicklungs- stand	Halbkom- merziell	Pilot	k. A.	Demo/ Pilot	k. A.	Pilot
p in bar	30	25 -70	1 - 70	~ 80	~ 25	70
T in °C	300 - 700	230 - 640	315 - 780	k. A.	300	280 - 480
Edukt	Kohle Petrol- koks (Bio- masse)	Kohle	Kohle Schweröl	Kohle	Naphtha (Raff. Rück- stand)	Kohle
Jahr	1980	1981	1974	1979/1974	1979	~ 1955

Tabelle 17: Verfahren zur Methanisierung in vor- bzw. Industriellen Maßstab Teil 2 [78], [82], [83], [84], [85], [86]

	Lurgi/Sasol	Synthan	Bi-Gas	Comflux	LPM
	Lurgi	Pittsburgh Res. Center	Bituminous Coal Rearch Inc.	Thyssengas EBI/PSI	Chem. Systems
Reaktortyp	FB	Rohr mit Raney-Ni	WS	WS	Blasensäule
Stufen	2	2	1	1	1
Entwicklungsstand	kommerziell	k.A.	Pilot	Pilot	Pilot
p in bar	> 18	40 - 50	86	20 - 60	~ 70
T in °C	~ 450	300	k.A.	400 - 500	~ 340
Edukt	Kohle	Kohle	Kohle	Kohle (Biomasse)	k.A.
Jahr	1974	1970	1965	1980	1976

In neuerer Zeit haben sich die Rahmenbedingungen geändert, so dass kleinere Anlagen notwendig werden und auf der ökologischen Idee aus Japan aufsetzen. Hierzu soll einfache Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz auf Basis einer Wandlung von regenerativen Strom in H₂ und einer anschließenden Methanisierung mit CO₂ verwirklicht werden. Dieser Entwicklung hat die Firma SolarFuel in Kooperation mit dem ZSW Rechnung getragen und eine Laboranlage mit 25 kW elektrischer Anschlussleistung entwickelt. Erste größere Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen sollen durch verschiedene Konsortien verwirklicht werden. [87]

4.3 Gasaufbereitung

Wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben, bedarf die Methanisierung gut aufbereitete Gase, um langfristig ohne größere Degradationen des Katalysators arbeiten zu können. Da der Methanisierung die zwei Gasströme H₂ und CO₂ zugeführt werden, müssen beide

Gasströme betrachtet werden. Zusätzlich muss im Nachgang der Methanisierung das entstandene Roh-SNG noch aufbereitet werden, bevor eine Einspeisung stattfinden kann.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass in diesem Kapitel nur ein Überblick über übliche Begleitstoffe in den zu reinigenden Gasströmen gegeben wird. Eine Identifizierung der schädlichen Begleitstoffe durch den Katalysatorhersteller ist dringend anzuraten. Die Aufbereitungsketten sind den Ergebnissen und Empfehlungen des Katalysatorherstellers anzupassen.

4.3.1 Aufbereitung Kohlenstoffdioxid

Die Aufbereitung des CO₂-Stroms ist wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben zu unterteilen in CO₂ aus Biogasanlagen und in CO₂ aus Verbrennungsprozessen am Beispiel von Kraftwerksprozessen.

a) CO₂ aus Biogasanlagen

Der CO₂-reiche Strom aus Biogasanlagen kann nach dem Aufbereitungsschritt des Rohbiogases H₂S, Mercaptane, COS und Sauerstoff als störende Komponenten für die Methanisierung aufweisen. Bei Biogasen aus Rest- und Abfallstoffen ist zusätzlich mit Halogenkomponenten zu rechnen, die ebenfalls entfernt werden müssen. Kohlenwasserstoffe (nicht CH₄) müssen nicht entfernt werden, da diese im Normalfall methanisiert werden und aufgrund der niedrigen Temperaturen und geringen Konzentrationen im Biogase nicht in weiteren Prozessschritten auskondensieren werden.

Zur Entfernung der aufgeführten Komponenten, die im Wesentlichen im Bereich weniger 1 ppm bis zu wenigen 100 ppm vorliegen, können adsorptive und Waschverfahren eingesetzt werden. Für alle S-Komponenten werden spezielle trockene Sorptionsmittel kommerziell angeboten. Alternativ können auch Wäscher eingesetzt werden.

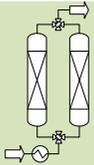
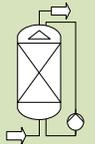
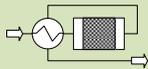
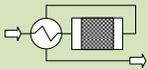
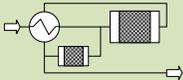
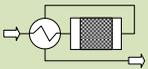
Sauerstoff kann grundsätzlich durch physikalische und chemische Verfahren entfernt werden. Zu beachten ist, dass bei der Einspeisung von O₂-haltigem SNG in Untergrundspeicher ein Grenzwert von 10 ppm eingehalten werden muss. Die physikalischen Verfahren erreichen jedoch nicht diese notwendigen Reinheiten [77] und werden daher nicht weiter betrachtet. Die chemischen Verfahren basieren auf der Oxidation von Feststoffen, Flüssigkeiten und Gasen.

Die feststoffbasierten Verfahren benötigen höhere Temperaturen von 150 - 250 °C und H₂ als Reduktionsmittel. Da H₂ aus der Elektrolyse zur Verfügung steht, können diese Verfahren grundsätzlich eingesetzt werden. Für die katalytischen Verfahren auf Basis der H₂-Oxidation ist ebenfalls einsetzbar, da der H₂ vorhanden ist und die Reaktionstemperaturen mit 150 - 200 °C ebenfalls moderat sind. Die anderen Verfahren benötigen alle zusätzliche Reduktionsmittel, die Kosten verursachen und somit nicht weiter betrachtet werden. Bei einem überschlägigen Kostenvergleich der beiden geeigneten Verfahren (kommerzielles feststoffbasiertes Verfahren auf Kupferbasis und katalytisch unterstützter Oxidation von H₂) ist eindeutig das katalytische Verfahren im Vorteil. Es ist mit ca. 0,7 Cent/kWh³ ca. um 3/4 günstiger als das kommerziell verfügbare

³ Die Kosten für die O₂-Entfernung basieren auf eigenen Berechnungen und sind aufgrund von fehlenden Daten und getroffenen Annahmen mit Unsicherheiten behaftet. Ein Schwankungsbereich ist daher nicht gesondert ausgewiesen.

Verfahren auf Kupferbasis (siehe [77]). Die höheren Temperaturen sind als unkritisch zu betrachten, da die Methanisierung bei $> 200\text{ °C}$ betrieben wird und somit die zugeführten Gase ebenfalls aufgeheizt werden müssten. Unter Beachtung der Investitionen und der laufenden Betriebskosten ist eine katalytische Entfernung zu empfehlen.

Tabelle 18: Übersicht über potentiell in Frage kommende Verfahren zur O₂-Entfernung [77]

Fälle / Kriterien	Chemisorption	Na ₂ SO ₃ -Oxidation	H ₂ -Oxidation	CH ₄ -Oxidation	Reformierung im Teilstrom (+ H ₂ /CO-Oxidation)	Oxidation von LPG
T _{Betrieb}	150 – 250 °C	10 – 30 °C	150 – 200 °C	450 – 550 °C	800 + 300 °C	300 – 350 °C
(Brenn-)stoffliche Aufwände	H ₂ :O ₂ 2:1 → H ₂ für Regeneration	Na ₂ SO ₃ :O ₂ 2:1 → Na ₂ SO ₃ nicht vorhanden	H ₂ :O ₂ 2:1	CH ₄ :O ₂ 1:2 → CH ₄ nicht vorhanden	CH ₄ :O ₂ 1:2 → CH ₄ nicht vorhanden	LPG _(g) :O ₂ 1:5,5 → LPG nicht vorhanden
Skizze						
Apparativer Aufwand	↑ diskontinuierlicher Betrieb	↑ ↓	↓	↓	↑ min. 2 katalytische Festbetten	→ LPG Vorwärmung & Eindüsung
Lastwechsel / Regelungsaufwand	+ Kapazität begrenzend	0 Sulfat nicht regenerierbar	++ H ₂ -Überschuss unproblematisch	++ Reaktion stoppt bei vollst. Umsatz	- CO-Anteil kritisch	0 LPG-Überschuss erhöht H _B

Halogene können über Gaswäscher sicher entfernt werden. Als Sorptionsmittel kann z.B. Wasser, NaOH-Lauge und KOH-Lauge gewählt werden. Allerdings sind die Laugen gegenüber Wasser bei der Abscheidung von Schwefelkomponenten stark im Vorteil. Die sichere Abscheidung von Schwefelkomponenten ist aufgrund der hohen Schwefelempfindlichkeit der Katalysatoren wichtig. Da die NaOH-Lauge eine bessere HCl-Abscheidung aufweist als die KOH-Lauge und parallel nur eine geringfügig schlechtere H₂S-Abscheidung, ist die NaOH-Lauge für die Halogenentfernung zu empfehlen. Allerdings wird bei der Wäsche ebenfalls CO₂ entfernt, was nicht erwünscht ist. Die Selektivität von NaOH-Lauge gegenüber H₂S ist bedeutend höher als gegenüber CO₂, so dass weniger als 0,1 % des CO₂ entfernt wird.

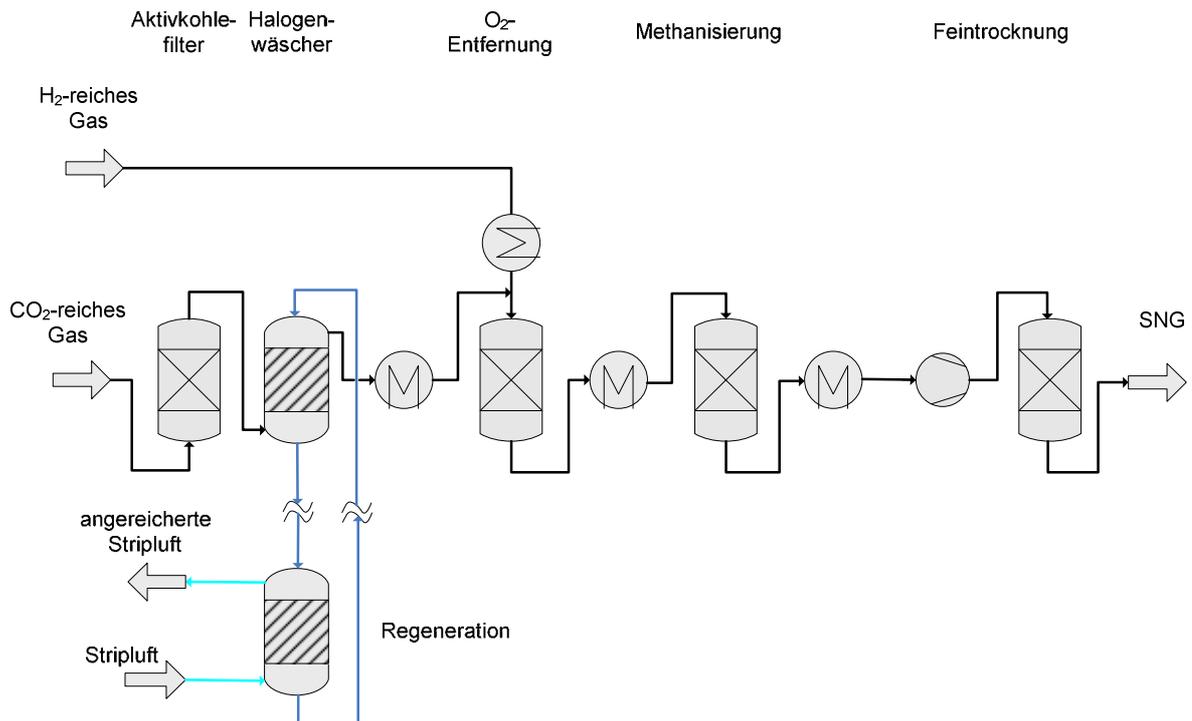


Abbildung 29: Beispielhafte CO₂-Aufbereitung aus Biogasanlagen [77]

b) CO₂ aus Kraftwerksprozessen

Die Nutzung von CO₂ aus Kraftwerksprozessen bedarf eines ähnlichen Reinigungsaufwand wie die Aufbereitung von Biogas (siehe Abbildung 30). Die Diskussion der Prozessschritte zur Aufbereitung von CO₂ aus Biogasanlagen kann ebenfalls für die Aufbereitung von CO₂ aus Kraftwerksprozessen übernommen werden und wird an dieser Stelle nicht wiederholt. Zu beachten ist, dass im CO₂-reichen Strom nach der CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas eines Kraftwerksprozess auch Kohlenwasserstoffe und nicht oxidierte Halogene aufgrund unvollständiger Verbrennung bzw. durch partielle Vergasungsprozesse im Brennraum enthalten sein können. Vor Auslegung einer Prozesskette zur Aufbereitung von CO₂ für die anschließende Methanisierung ist die Gaszusammensetzung des betreffenden Gasstroms zu analysieren. Die für CO₂-Entfernung diskutierten Verfahren sind zum Teil für Rauchgase getestet worden bzw. aus anderen Bereichen bekannt. Eine vollständige Entfernung der

Minorkomponenten ist meist nicht möglich, so dass eine weitere Reinigungskette notwendig erscheint.

Bei Kraftwerksprozessen kann der Staubgehalt noch zu hoch sein, so dass er gesenkt werden muss. Allerdings ist diese Absenkung des Staubanteils im Gas als aufwändig einzustufen, da von einer geringen Konzentration ausgegangen werden muss. Daher ist, falls überhaupt notwendig, eine verbesserte Staubentfernung im Vorfeld als sinnvoll zu empfehlen und wird daher an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt.

Die im Gasstrom enthaltenen Kohlenwasserstoffe stellen für die Methanisierung kein Problem dar, da diese reformiert und anschließend methanisiert werden. Dies bedeutet, dass für die Methanisierung keine weitere Reinigungsstufe benötigt wird. Eventuelle vorgeschaltete Reinigungsstufen können allerdings eine Entfernung von Kohlenwasserstoffen nötig machen. Entsprechend Tabelle 15 müssen zusätzlich zu den im Biogas vorkommenden Minorkomponenten oxidierte Halogene, insbesondere SO_x , entfernt werden. NO_x stellt dagegen wie in Kapitel 4.2.2 ausgeführt kein Problem für die Methanisierung dar, so dass keine Reinigungsstufe benötigt wird.

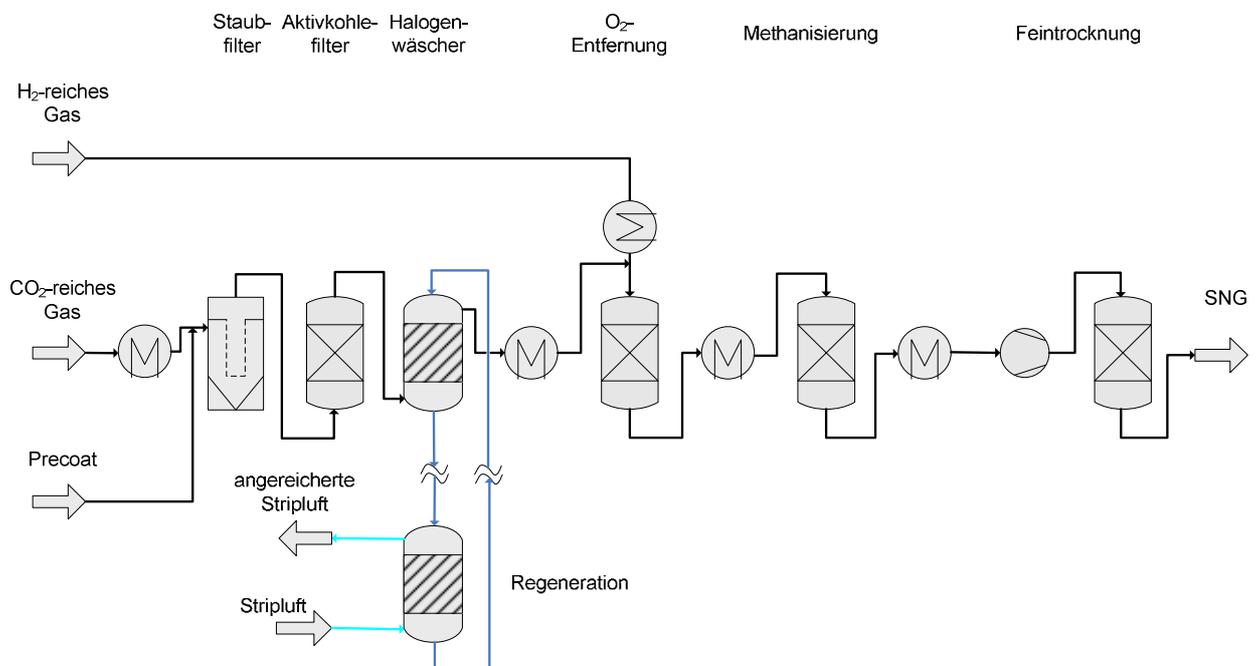
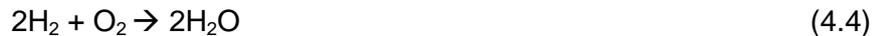


Abbildung 30: Beispielhafte CO₂-Aufbereitung aus Kraftwerksprozessen [77]

4.3.2 Aufbereitung Wasserstoff

Der H₂-Strom aus der ELY ist maximal mit Sauerstoff verunreinigt, welcher auf niedrige Konzentrationen gesenkt werden kann. Entsprechend dem DVGW-Forschungsprojekt G 1/05/10 kann der Sauerstoff auf die notwendige maximale Konzentrationen gebracht werden (s. Kapitel 4.3.1 – CO₂ aus Biogas). Wie in Kapitel 4.3.1 stehen für die Sauerstoffentfernung mehrere Verfahren zur Verfügung, die grundsätzlich geeignet sind. Im Wesentlichen basieren Sie auf adsorptive oder katalytische Verfahren. Sinnvoll ist bei

H₂-reichen Gasen wie in diesem Fall die Entfernung mit einem katalytischen Verfahren auf Basis der Gleichung:



Die Reaktionstemperatur liegt bei ca. 150 – 200 °C. Da nur der vorhandene H₂ für die Sauerstoffentfernung benötigt wird und als einziges Abfallprodukt Wasser anfällt, welches für die Methanisierung als inert betrachtet werden und nach der Methanisierung mit dem in der Methanisierung entstandenem Wasser entfernt werden kann, wird keine weitere Infrastruktur benötigt. Adsorptive Verfahren verbrauchen dagegen zusätzliche Sorptionsmittel, die regeneriert bzw. ausgetauscht werden müssten, was die Betriebskosten ansteigen lässt. Die Reaktionstemperatur liegt ebenfalls zwischen 150 – 250 °C aus. Entsprechend der Ergebnisse der Diskussion aus Kapitel 4.3.1 wird die katalytische Entfernung von O₂ mit H₂ empfohlen.

Zur Sauerstoffentfernung eignen sich Durchflussbehälter, die mit dem benötigten Katalysator bestückt sind. In Abbildung 31 wird schematisch eine beispielhafte Verschaltung dargestellt.

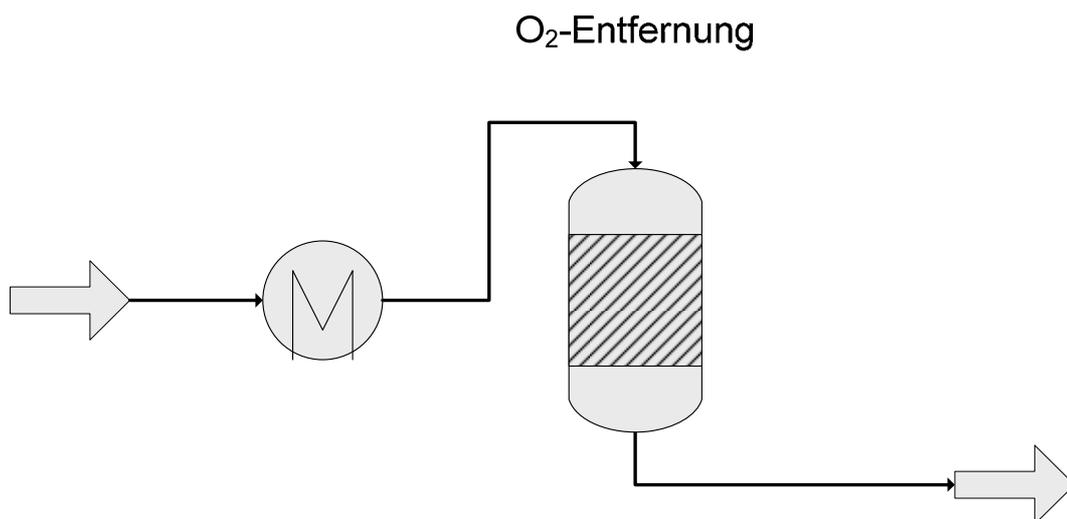


Abbildung 31: Beispielhafte Verschaltung für die Sauerstoffentfernung im H₂-Strom [77]

Auf eine separate O₂-Entfernung im H₂-Strom sollte jedoch aufgrund monetärer Überlegungen verzichtet werden. Wie in Kapitel 4.3.1 dargestellt, ist eine Vermischung des H₂-Stroms und des CO₂-Stroms vor der O₂-Entfernung zu empfehlen.

4.3.3 Aufbereitung Roh-SNG

Bei der Methanisierung werden neben CH₄ auch Kohlenwasserstoffe und vor allem Wasser entstehen. Ferner wird kein vollständiger Umsatz von CO₂ und H₂ erfolgen. Das im SNG verbleibende CO₂ sind im Erdgasnetz nicht als problematisch zu betrachten. Der Einfluss von H₂ auf die Infrastruktur und die Gasanwender wurde in Kapitel 3 ausführlich

diskutiert. Die Kohlenwasserstoffe sind ebenfalls als unkritisch zu betrachten, solange sie nicht im Leitungsnetz auskondensieren. Bei entsprechender Fahrweise und Auswahl des Katalysators entstehen in geringen Mengen meist nur Kohlenwasserstoffe kleiner Butan, so dass eine Kondensation nicht zu erwarten ist. Vorteilhaft wäre sogar die Erzeugung von Kohlenwasserstoffen, um den Brennwert des einzuspeisenden SNG an den Brennwert im Gasnetz anzupassen. Neue Überlegungen gehen dahin sogar gezielt Kohlenwasserstoffe zu erzeugen, um eine Brennwertanhebung durch LPG zu vermeiden. Da im Vorfeld der Methanisierung alle problematischen Minorcomponenten entfernt wurden, ist einzig eine Trocknung des Gases nach der Methanisierung noch notwendig. Diese kann bei kleinen SNG-Strömen durch adsorptive Verfahren oder bei größeren SNG-Strömen durch Druck- bzw. Temperaturwechseladsorption erfolgen. Falls sehr große SNG-Ströme anfallen können auch Wäscher eingesetzt werden.

4.4 Wirkungsgradketten

In Abbildung 32 sind die Wirkungsgradketten der PtG-Speicherpfade im Vergleich zur Stromspeicherung (Beispiel Pumpspeicherkraftwerk (PSW) konservativ zusammengefasst. Entsprechend diesen Wirkungsgraden für Energietransport und Speicherung sind in Tabelle 20 Wirkungsgrade möglicher Nutzungsbereiche dargestellt.

Als Energiequelle wird von 100 % EE sowie deren mögliche Speicherszenarien für 2030/50 ausgegangen.

Die Wirkungsgrade von Transformator und Gleichrichter können in Abhängigkeit der Leistungsgröße zwischen 97 - 99,5 % schwanken. Nach Rücksprache mit den ELY-Herstellern beträgt die spezifische Energieaufnahme der ELY (Systemwirkungsgrad) ca. 4,5 – 5,0 kWh/m³ (NTP) H₂ (vgl. Anlage 13 / Anlage 14). Bei Betrachtung des Gesamtsystems, d.h. ELY mit allen Nebenanlagen (Wasseraufbereitung, Gastrocknung usw.) erhöht sich die spezifische Energieaufnahme.

Bei Einsatz einer Druck-ELY (Ausgangsdruck 30 bar) wird eine Verdichtung von 30 auf 80 bar berücksichtigt (Beispiel für die Einspeisung eine Erdgastransportleitung). Der Wirkungsgrad des Verdichters wurde unter Berücksichtigung der Antriebsleistung (Motor) sowie des Energiegehalt des H₂-Volumenstroms pro Stunde berechnet. Dabei wird der Energieanteil für die stündliche Antriebsleistung von der stündlichen transportierten Leistung (Volumenstrom H₂) subtrahiert und prozentual in den Wirkungsgrad umgerechnet. Unter dem Einsatz einer atmosphärischen alkalischen ELY und einer Verdichtung bis auf 80 bar sind höhere Verdichtungsverluste zu berücksichtigen.

Bei den Wirkungsgraden von Speicher und H₂-Einspeiseleitung sind Transportverluste (Piping), Leckage und Permeation mit berücksichtigt. Bei der Stromspeicherung mittels PSW gehen Stromtransportverluste (Stromleitung und Transformatoren zwischen den Spannungsebenen) in die Betrachtung mit ein.

Betrachtet werden muss, dass die transportierende Energiemenge bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ nur noch etwa 93 % beträgt, da der Brennwert von H₂ bei etwa einem Drittel von CH₄ liegt. Darüber hinaus müssen weitere Bewertungskriterien, wie z.B. verfügbare Speicherkapazitäten und Investitionen sowohl von PSW als auch von PtG-Anlagen berücksichtigt werden. Die Kapazität von PSW in Deutschland liegt derzeit bei 0,04 TWh_{el} mit einer installierten Pumpspeicherleistung von etwa 7 GW_{el}. Eine Langzeitspeicherung ist daher nur bis zur Ausbaupkapazität möglich. Aus diesem Grund ist die Kapazitäten der PSW für die zukünftige Stromspeicherung und Stromerzeugung

entsprechend dem Ausbau an EE deutlich zu gering. Des Weiteren ist das Ausbaupotenzial von PSW in Deutschland geografisch sowie aufgrund von Naturschutzgebieten und mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz auf wenige Gigawatt begrenzt und wird mit einem Gesamtpotenzialleistung von 8,6 GW_{el} bis 2050 angegeben. [88]

Werden Investitionen der beiden Speichertechnologien (zzgl. Rückverstromung) betrachtet, zeichnen sich PtG-Speicherinvestitionen bezogen auf die Speicherkapazität (dies trifft nicht für die Speicherleistung zu) als deutlich geringer gegenüber PSW aus, zudem das Gastransportnetz zum Energietransport (Speicherung) bereits vorhanden ist (siehe Tabelle 19).

- Investitionen PSW 70 EUR/kWh [89]
- Investitionen PtG-Anlage (H₂) 2.000 EUR/kW (abgeschätzt)
- Investitionen Untergrundspeicher 0,2 – 0,5 EUR/kWh [90]

Tabelle 19: Vergleich der Investitionen zwischen PSW und PtG

Anlage / Speicher	Beispielrechnung	Investitionen
PSW	PSW Goldisthal Kapazität 8.480 MWh (1.060 MW)	593,6 Mio. EUR
PtG-Anlage (H₂)	Kapazität 8.480 MWh	24 Mio. EUR
Untergrundspeicher	= 2,4 Mio. m ³ H ₂ (12 MW ELY-Leistung bei 1.000 VLS)	4,2 Mio. EUR
Gesamtsumme PtG (H₂)		28,2 Mio. EUR

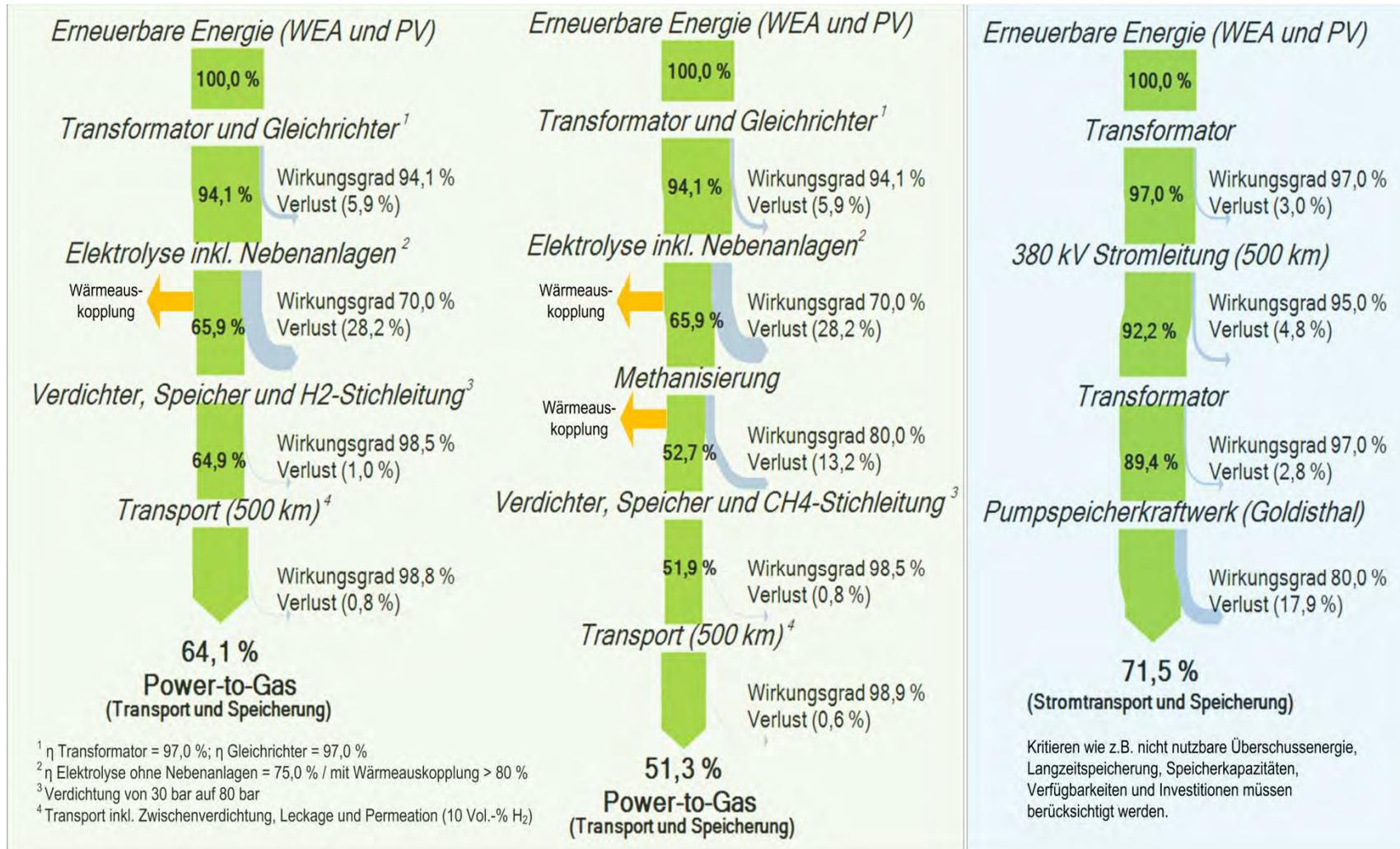


Abbildung 32: Wirkungsgradketten (konservativ) / PtG-PSW-Vergleich der Speichermöglichkeiten von 100 % EE

Tabelle 20: Wirkungsgrade möglicher Nutzungsbereiche der Energiespeichermöglichkeiten aus 100 % EE

	Erzeugung, Transport und Speicherung Power-to-Gas „H₂“ 64,1 %	Erzeugung, Transport und Speicherung Power-to-Gas „CH₄“ 51,3 %	Erzeugung, Stromtransport und Speicherung PSW 71,5 %
	GuD ($\eta^{**} = 50,8 \%$) 32,6 % Abwärmenutzung ~45 % der Einsatzenergie	GuD ($\eta^{**} = 50,8 \%$) 26,1 % Abwärmenutzung ~45 % der Einsatzenergie	Transformator HS-MS-NS* 66,6 %
	Brennwertkessel ($\eta^{**} = 99 \%$) 63,5 %	Brennwertkessel ($\eta^{**} = 99 \%$) 50,8 %	E-Heizung ($\eta = 100 \%$) 66,6 %
	BSZ (H ₂ +O ₂ -PEM $\eta = 60 \%$) + E-Motor ($\eta = 80 \%$) 30,8 %*** Gasmotor ($\eta = 35 \%$) 22,0 %	Gasmotor ($\eta = 35 \%$) 18,0 %	Li-Ion-Akku ($\eta = 90 \%$) + E-Motor ($\eta = 80 \%$) 47,9 %

* Transformation von 380kV bis 400/230V ($2 \times \eta = 0,97$)

** bezogen auf Brennwert

*** Berücksichtigung H₂-Abtrennung aus Erdgasstrom

5 Entwicklung von Anlagenkonzepten und Größenordnungen

In Tabelle 21 sind die vier Anlagenkonzepte (AK) an unterschiedlichen Standorten, die in diesem Projekt näher untersucht werden, beschrieben.

Tabelle 21: Übersicht der betrachteten vier AK

AK	Regenerative Stromquelle	Erläuterung	Einspeisung EE-Gase
Standort I	Onshore-Windparkverbund (Schleswig Holstein)	Netzsammelpunkt von Windparks	Regionale Transportleitung mit geringem Lastfluss
Standort II	Onshore-Windparkverbund (Schleswig Holstein)	Netzsammelpunkt Standort I	Überregionale Transportleitung mit sehr hohem Lastfluss
Standort III	Mehrere Onshore-WEA (Brandenburg)	Energiemix aus Windpark (überwiegend), PV, Biomasse	Überregionale Transportleitung mit hohem Lastfluss
Standort IV	Mehrere PV-Anlagen (Baden-Württemberg)	Netzsammelpunkt PV-Anlagen	Regionale Verteilungsleitung mit geringem Lastfluss

Die ersten beiden AK (Standort I und II) nutzen als Energiequelle einen Onshore-Windparkverbund in Schleswig Holstein und unterscheiden sich lediglich im Erdgaslastfluss der betrachteten einzuspeisenden Transportleitung. AK III (Brandenburg) nutzt als Energiequellen mehrere kleinere Onshore-WEA (überwiegend), PV-Anlagen sowie Strom aus Biomasse. Die Einspeisung erfolgt in eine regionale Transportleitung. Das vierte AK (Baden-Württemberg) nutzt als regenerative Stromquelle mehrere PV-Anlagen und repräsentiert so eine Speicher-/Netzentlastungsmaßnahme auf der Verteilungsleitungsebene und ist insbesondere für Süddeutschland interessant.

Alle vier AK werden im Hinblick auf eine H₂-Direkteinspeisung sowie einer Methanisierung unter der Nutzung von Energieüberschüssen (EÜ) bzw. Energiebändern (EB) aus den erneuerbaren Energiequellen in den folgenden Kapiteln näher untersucht. Die Definitionen von EÜ und EB sind wie folgt beschrieben und in Abbildung 33 dargestellt:

- Energieüberschuss (EÜ): Der Energie- bzw. Stromüberschuss beschreibt den Anteil an elektrischer Leistung (1), welcher regenerativ durch WEA oder PV-Anlagen erzeugt aber unter Berücksichtigung der regionalen Stromlast (2) und der Aufnahmekapazität des am Standort vorhandenen Stromnetzes (Kappungsgrenze) nicht in das Stromnetz (3) eingespeist werden kann. Der Leistungsanteil (nach Abzug regionaler Stromlast und Kappungsgrenze) vom Energieüberschuss muss einen Bereich zwischen 20 – 100 % der installierten elektrischen ELY-Leistung zur Inbetriebnahme des ELY erreichen (Betriebsspannweite).

- Energieband (EB): Das Energieband beschreibt den Anteil an elektrischer Leistung von WEA oder PV-Anlagen (1), welcher für die ELY genutzt wird. Dieser Anteil an elektrischer Leistung ist weniger volatil, da er unabhängig von der Aufnahmekapazität des Stromnetzes ist. Der Leistungsanteil vom Energieband muss einen Bereich zwischen 20 – 100 % der installierten elektrischen ELY-Leistung erreichen (Betriebsspannweite ELY).

(1) Spitzenwerte für WEA (Prognose 2020)

(2) Spitzenwert für regionale Stromlast (konstant)

(3) Kappungsgrenze der Spitzenleistung (Prognose 2020)

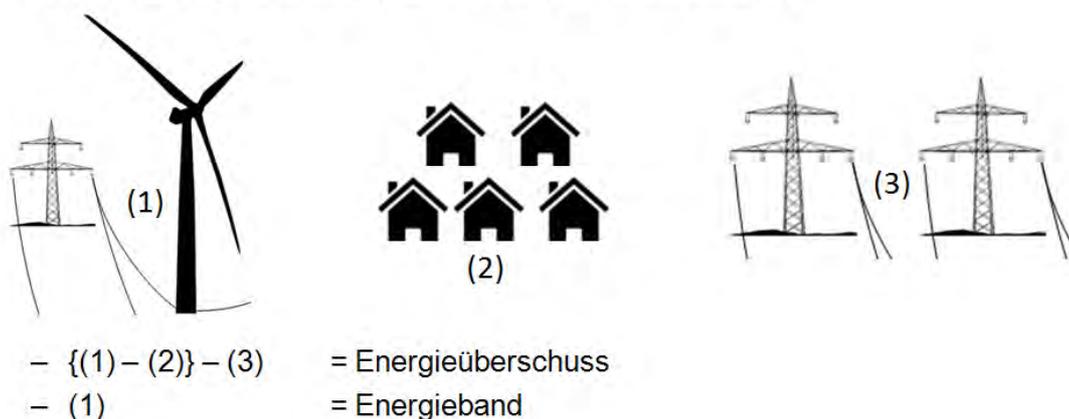


Abbildung 33: Schematische Darstellung zum EÜ und EB (Beispiel WEA)

Die Auswahl der Standorte erfolgte auf der Grundlage von öffentlich zugänglichen Daten am Fraunhofer IWES. Darüber hinaus wurden Annahmen für die Kappungsgrenzen und Gasnetzkapazitäten Rücksprache mit den örtlichen Strom- und Gasnetzbetreibern erarbeitet. Die jeweiligen EÜ bzw. EB der betrachteten AK dienen für die Dimensionierung der Anlagen insbesondere der ELY-Leistung.

5.1 Anlagenkonzept I

5.1.1 Verfügbare Energie und Erdgaslastfluss

Für das Jahr 2020 wird eine Spitzeneinspeiseleistung für den Netzbereich am Standort I von 700 MW aus WEA (Netzsammelpunkt von Windparks) prognostiziert. Die bereitgestellten viertelstündlichen Daten an Windeinspeiseleistungen aus dem meteorologischen Jahr 2006 wurden zu 8.760 Stundenwerten zusammengeführt und gemäß dem Spitzenwert von 700 MW (Prognose 2020) angepasst. [91]

Die am Standort I anfallende regionale Stromlast beträgt als Spitzenwert ca. 60 MW. Es wird angenommen, dass die existierenden regionalen Lastdaten aus dem Jahr 2006 zukünftig unverändert bleiben. [91]

Zur Berechnung der stündlichen EÜ ist eine Abschätzung der Kappungsgrenze notwendig. Die Kappungsgrenze beschreibt die Aufnahmekapazität für elektrische Leistung des am Standort vorhandenen Stromnetzes. Die Kappungsgrenze wird in 2020 voraussichtlich und wesentlich durch fehlende Übertragungskapazitäten im Höchstspannungsnetz von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen und weiter südlich bestimmt werden. Es wird eingeschätzt, dass die Kappungsgrenze bei ca. 2/3 (467 MW) der installierten Einspeiseleistung liegt. [91]

Ein Auszug von Stundenwerten (Monat September) ist in Tabelle 22 dargestellt. Dabei treten sowohl Stundenwerte mit und ohne EÜ auf. Diese EÜ werden für das erste und zweite AK als Berechnungsgrundlage verwendet. Darüber hinaus werden die prognostizierten EB genutzt.

Tabelle 22: Auszug (September) aus Windenergieüberschussberechnung Standort I

Stunde	Lastgang Standort I [MWh]	prognostizierte Windenergieleistung 2020 [MWh]	Energieüberschuss nach Kappungsgrenze (467 MW) [MWh]
5885	32,3	649,0	149,7
5886	33,7	646,4	145,7
5887	36,9	630,1	126,2
5888	39,6	591,7	85,0
5889	42,0	543,5	34,5
5890	44,3	429,7	0,0
5891	44,0	339,9	0,0
5892	42,3	288,6	0,0
5893	40,7	136,5	0,0
5894	40,0	95,6	0,0
5895	40,0	44,8	0,0
5896	41,2	130,8	0,0
5897	42,6	542,1	32,6
5898	43,4	583,9	73,5
5899	45,0	603,0	91,0
5900	43,9	603,2	92,3
5901	42,2	634,0	124,7
5902	39,2	621,0	114,9
5903	37,3	502,7	0,0
5904	36,0	574,2	71,2
5905	35,5	597,8	95,3

Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen eine grafische Darstellung der prognostizierten VLS bei der Nutzung von EÜ und EB in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung. Dabei wurde ein ELY-Betriebsbereich zwischen 20 – 100 % betrachtet und die Betriebsstunden mit Auslastungen kleiner 100 % anteilig aufsummiert und so in VLS umgewandelt (zwei VLS bei 50 % Last ELY ergeben eine ELY VLS bei 100 %).

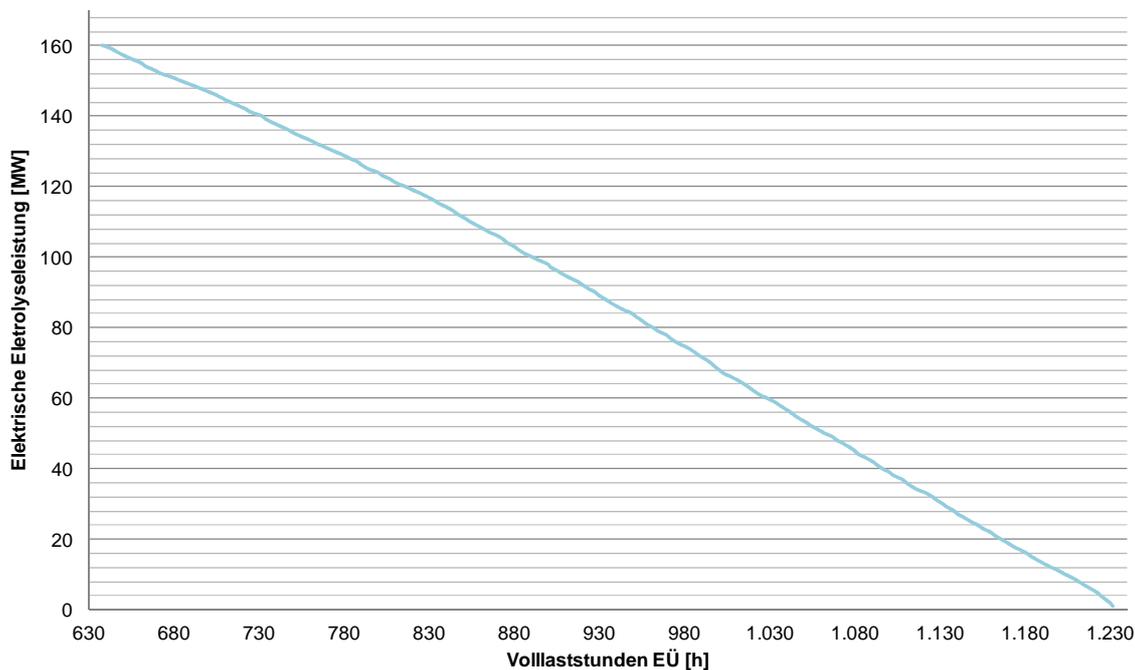


Abbildung 34: Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EÜ (Standort I, 2020)

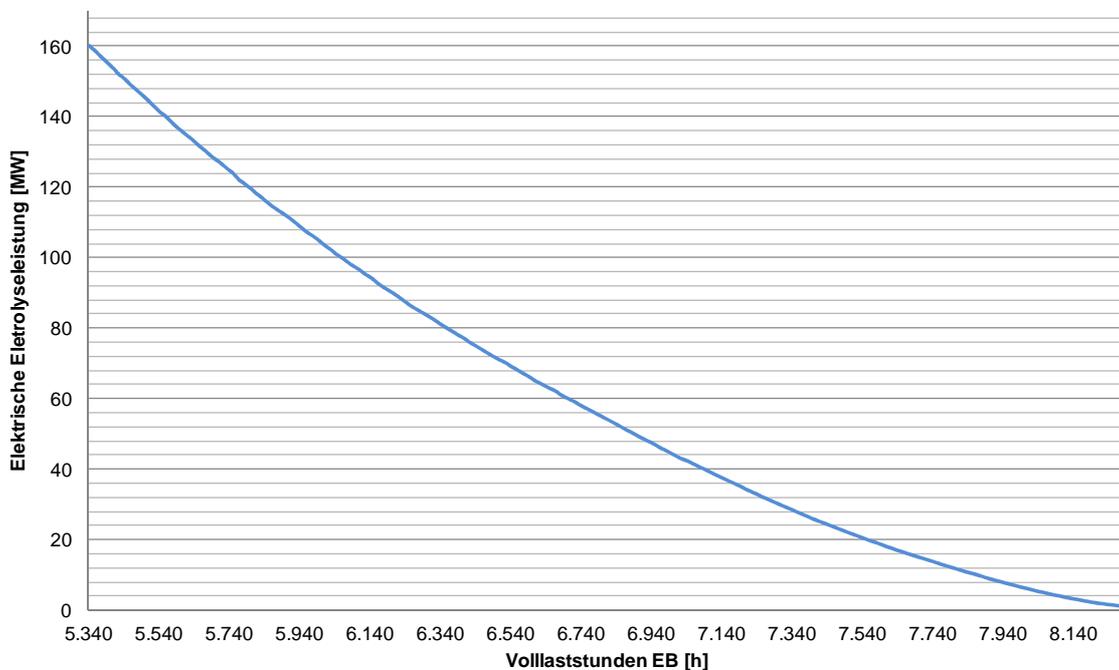


Abbildung 35: Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EB (Standort I, 2020)

Neben den Energie- und Lastprofilaten sind weiterhin Auskünfte (Druck, Volumenstrom und Lastprofil) über regional vorhandene Erdgasleitungen notwendig. Entsprechend der

recherchierten und von dem Netzbetreiber übergebenen bzw. verifizierten Informationen besitzt die für die Einspeisung in Frage kommende Erdgasleitung am Standort I einen Leitungsdurchmesser von DN 200 und ist für einen Druck bis zu PN 70 ausgelegt [91].

Die Informationen über die Lastgänge der betreffenden Leitung sind in Anlage 15 als Ganglinie des Jahres 2010 dargestellt. Der Volumenstrom variiert im Bereich von 1.300 m³/h im Juli und 17.075 m³/h als Spitzenwert im Dezember.

Für die Auslegung der installierbaren ELY-Leistung und Berechnung der Mengen an erzeugbaren EE-Gasen wird ein spezifischer elektrischer Energiebedarf (Systemwirkungsgrad) der ELY von 5,0 kWh je erzeugtem Kubikmeter H₂ (NTP) angenommen.

Tabelle 23 zeigt einen Überblick der verfügbaren elektrischen Stromes als Leistungsangaben und die damit erzeugbaren Mengen an EE-Gasen für EÜ und EB am Standort I bei vollständiger Umsetzung.

Tabelle 23: Verfügbarer elektrischer Strom (Leistungsangaben) für EÜ / EB Standort I und maximale Erzeugung EE-Gase

Energie-szenario	Ø Leistung	Max. Leistung	Verteilung auf VLS	Max. erzeugter H ₂	Max. erzeugter EE-CH ₄
EÜ	91,8 MW	184,2 MW	1.235 VLS	22,7 Mio. m ³ (80,4 GWh)	5,7 Mio. m ³ (62,4 GWh)
EB	224,2 MW	693,5 MW	8.413 VLS	337 Mio. m ³ (1.335 GWh)	84,3 Mio. m ³ (927 GWh)

5.1.2 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)

Die Auslegung der zu installierenden elektrischen ELY-Leistung erfolgt für dieses Fallbeispiel unter Berücksichtigung der möglichen H₂-Direkteinspeisung (Kapazitäten der Erdgasleitung) und unter Nutzung der prognostizierten EÜ am Standort I. Dabei wird als Ziel formuliert, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt, ohne eine zwischengeschaltete Methanisierung, in die Erdgasleitung einzuspeisen. Wirtschaftliche Aspekte werden dabei nachrangig berücksichtigt. Dabei werden auch Zwischenspeicher mit berücksichtigt, die die Zumischung von H₂ vergleichmäßigen.

Die Betrachtung einer H₂-Direkteinspeisung erfolgt für die Konzentrationen 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% H₂ im Erdgas und berücksichtigt so die erwartete mittelfristige Entwicklung der Zumischgrenzen. Im vorliegenden Fall ergeben sich dadurch theoretische Zumischmengen, die in folgender Tabelle dargestellt sind:

Tabelle 24: Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H₂-Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 58,66 Mio. m³ (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	H ₂ -Zumischmenge (NTP)
1 Vol.-%	0,59 Mio. m ³ /a
5 Vol.-%	2,93 Mio. m ³ /a
10 Vol.-%	5,86 Mio. m ³ /a

Die theoretisch möglich jährliche H₂-Zumischung kann in der Praxis jedoch nicht (zumindest nicht wirtschaftlich) erreicht werden, da die erzeugte H₂-Menge z.B. in Starkwindperioden wesentlich größer ist, als die maximal mögliche Zumischmenge (begrenzt durch den Lastfluss der Gasleitung / möglichen H₂-Zumischung).

In Anlage 22 ist die jährliche mögliche H₂-Erzeugung (schwarze Gerade) in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ dargestellt. Da die Zumischung zum jeweiligen Zeitpunkt auf max. 5 Vol.-% H₂ (Fallbeispiel) begrenzt ist, kann die produzierte H₂-Menge nicht vollständig dem Erdgasnetz zugeführt werden. Eine Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung ist daher in diesem Beispiel bis auf maximal ca. 3 MW sinnvoll. Die Installation größerer Anlagen würde, durch die Begrenzungen auf der Gasnetzseite, nicht zu einer signifikanten Erhöhung der möglichen Einspeisemengen führen.

Unter Berücksichtigung des notwendigen Speichervolumens für die Zwischenspeicherung den H₂-Überschuss, einer reduzierten H₂-Direkteinspeisung sowie der Verfolgung weiterer wirtschaftlicher und anwendungsspezifischer Ziele bzw. Restriktionen (H₂-Tankstellen) muss die Dimensionierung der ELY-Leistung geringer ausfallen.

Für die Nutzung von EÜ und der Betrachtung der drei Zumischgrenzen von 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% mit einer H₂-Direkteinspeisung ergeben sich folgende in Tabelle 25 dargestellten elektrischen ELY-Leistungen. Unter der Berücksichtigung des notwendigen Speichervolumens für den H₂-Überschuss, einer reduzierten H₂-Direkteinspeisung (Verfolgung besonderer H₂-Nutzungsmöglichkeiten) sowie der Verfolgung weiterer wirtschaftlicher und anwendungsspezifischer Ziele (H₂-Tankstellen) kann die Dimensionierung der ELY-Leistung geringer oder höher ausfallen.

Zur Auslegung der Speicheranzahl werden alle Zeiträume betrachtet, in der die H₂-Produktion höher als die Zumischmöglichkeiten (z.B. 5 Vol.-% des Erdgasbedarfs) ist. In den vorliegenden Fällen ergeben sich daher die in Tabelle 25 dargestellten zu speichernden H₂-Mengen, welche aus den stündlichen Zumischmengen ermittelt wurden. Bei der Auslegung dieses AK wird von einer Einzelspeichergroße von 110 m³ (Tankzylinder 2,8 x 19 m) und von einem Speicherdruck von 30 bar (Auslegung bis 45 bar möglich) ausgegangen (Standardspeicherbehälter). In Tabelle 25 sind die für die verschiedenen Varianten (Zumischgrenzen und installierte Leistungen) erforderlichen Speicher aufgezeigt, mit denen es möglich ist, den überschüssigen H₂ vollständig zu speichern und in Zeiten keiner oder geringer Stromüberschüsse (H₂-Konzentration unterhalb der Zumischgrenze) einzuspeisen. Weiterhin sind in Tabelle 25 die jährlich, erzeugten H₂-Mengen dargestellt, die mit den installierten ELY möglich sind sowie die mögliche direkte H₂-Zumischmenge und der unterjährige H₂-Überschuss (der in den Speichern zwischengelagert werden muss).

Tabelle 25: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H₂-Menge und Speicheranzahl

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	0,9 MW (180 m ³ /h H ₂)	3 MW (600 m ³ /h H ₂)	6 MW (1.200 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	221,8	736,7	1.464,1
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	97,5	472,2	941,3
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [10 ³ m ³ /a]	124,3	264,5	522,8
Max. Speichergröße [m ³ , NTP]	10.687	20.988	41.975
Mögliche Speicheranzahl (110 m ³ , 30 bar)	4 Tanks	7 Tanks	13 Tanks
VLS ELY	1.232	1.227	1.219

Es zeigt sich, dass die jährliche direkte H₂-Zumischmenge bei 1 Vol.-% H₂ (0,9 MW ELY-Leistung) Zumischung deutlich geringer ist als das gesamte speicherfähige H₂-Überschussvolumen. Dies zeigt die Bedeutung von Zwischenspeichern für die H₂-Einspeisung.

Die Weiterverwendung des überschüssigen H₂ zur Methanisierung kann in diesen Anlagenfällen sinnvoll erscheinen. Die Betriebsstundenzahl, in der die Methanisierung betrieben werden kann (H₂-Überschussproduktion), beträgt bei Verwendung einer 3 MW Anlage ca. 1.015 h – 5 Vol.-% H₂ (0,9 MW = 1.230 h – 1 Vol.-% H₂, 6 MW = 1.005 h – 10 Vol.-% H₂). Zu berücksichtigen ist jedoch, dass bei der Methanisierung ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom vorliegen muss. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen betrieben werden, der erzeugte H₂ muss dennoch zwischenzeitlich gespeichert werden [92]. Die notwendigen Investitionen für die Methanisierung und ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks), bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂, müssen über dieses Konzept hinaus betrachtet werden. Die Betriebsstundenanzahl des einzusetzenden Speichers beträgt bei Verwendung einer 0,9 MW Anlage mindestens ca. 3.371 h – 1 Vol.-% H₂ (3 MW = 2.155 h – 5 Vol.-% H₂, 6 MW = 2.135 h – 10 Vol.-% H₂). Bei einer Methanisierung des überschüssigen H₂, kann das erzeugte EE-CH₄ aufgrund der max. Leistungskapazität zusätzlich aufgenommen werden.

In der Anlage 23 sind beispielhaft für die Zumischgrenze von 5 Vol.-% H₂ die Jahreganglinien dargestellt. Darin enthalten sind der Erdgaslastfluss 2010, die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H₂-Überschusses folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 26: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeiseleistung H ₂ [10 ³ m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _S]
1 Vol.-% H ₂	0,9 MW	180	221,8	0,9
5 Vol.-% H ₂	3 MW	600	736,7	2,6
10 Vol.-% H ₂	6 MW	1.200	1.464,1	5,2

5.1.3 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt für dieses Fallbeispiel unter Berücksichtigung der möglichen H₂-Direkteinspeisung und unter Einsatz eines EB am Standort I. Dabei wurde als primäres Ziel ebenfalls formuliert möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt in die Erdgasleitung unter Berücksichtigung der gewählten Zumischgrenzen (Tabelle 24) einzuspeisen. Zwischenspeicher wurden berücksichtigt.

Im Nachfolgenden ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung an dem Beispiel der 10 Vol.-% Zumischgrenze dargestellt (Anlage 24). Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung bei den Zumischgrenzen von 1 Vol.-% und 5 Vol.-% erfolgt nach dem gleichen Prinzip.

Unter Berücksichtigung der 10 Vol.-% Zumischmenge von 5,9 Mio. m³ (NTP) H₂ (Tabelle 24) ergibt sich eine elektrische ELY-Leistung von 3,6 MW.

In Tabelle 27 ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der Zumischkonzentrationen und unter Nutzung des vorhandenen EB dargestellt. Aufgrund der weitaus höheren Betriebsstundenanzahl für kleinere ELY ist es möglich, mit einer geringeren (gegenüber EÜ) installierten elektrischen ELY-Leistung mehr H₂ direkt einspeisen zu können. Der H₂-Überschuss, welcher aufgrund der Zumischgrenze nicht eingespeist werden kann, fällt bei einer Energiebandfahrweise in Summe nicht wesentlich höher aus. Der Betriebsstunden, in denen die H₂-Speicherung erfolgen muss, sind ebenfalls höher im Vergleich zur Nutzung von EÜ. Hierdurch wird der Bedarf an H₂-Speicherkapazität deutlich erhöht. Mit der in Tabelle 27 angegebenden Speichergröße ist es daher lediglich möglich, nur einen sehr geringen Anteil des H₂-Überschusses zu speichern. Die Aufgabe besteht darin, die große H₂-Menge besonders in den Monaten Juni, Juli und August zu speichern oder zu methanisieren.

Tabelle 27: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H₂-Menge

Zumischkonzentration	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	0,3 MW (60 m ³ /h H ₂)	1,7 MW (340 m ³ /h H ₂)	3,6 MW (720 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	502,4	2.801,7	5.855,9
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	398,0	2.114,3	4.318,8
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [10 ³ m ³ /a]	104,4	687,4	1.537,1
H ₂ -Überschuss Juni bis August [10 ³ m ³]	69,9 (67 %)	415,4 (60 %)	881,4 (57 %)
Max. Speichergroße [m ³ , NTP]	93.694	608.112	1.363.456
Mögliche Speicheranzahl (110 m ³ , 30 bar)	29	185	414
VLS ELY	8.371	8.231	8.121

Die Weiterverwendung des überschüssigen H₂ in einem Methanisierungsprozess erscheint in diesem Anlagenfall durchaus sinnvoll. Die H₂-Überschussmenge und die Betriebsstundenzahl fallen hierfür deutlich höher als bei der Nutzung des EÜ aus. Insgesamt ist mit einer in ca. 4.970 h (3,6 MW – 10 Vol.-% H₂) ein H₂-Überschuss zu erwarten (0,3 MW = 4.180 – 1 Vol.-% H₂– 5 Vol.-% H₂).

Darüber hinaus ist eine nicht unwesentliche Voraussetzung bei der Methanisierung ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen gefahren werden, jedoch muss der erzeugte H₂ dennoch zwischenzeitlich gespeichert werden [92]. Die Investitionen für die Methanisierung und ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss über diesem Konzept hinaus betrachtet werden. Die Betriebsstundenanzahl des einzusetzenden Speichers beträgt bei Verwendung einer 0,3 MW Anlage mindestens ca. 6.469 h – 1 Vol.-% H₂ (1,7 MW = 6.747 h – 5 Vol.-% H₂, 3,6 MW = 6.842 h – 10 Vol.-% H₂). Die Speicherbetriebsstunden liegen deutlich höher als die Betriebsstunden für den Methanisierungsprozess, da sowohl die Befüllung als auch die Entleerung (an Zumischmöglichkeit gebunden) der Speicher betrachtet wurde.

In der Anlage 25 sind beispielhaft für die möglichen zumischbaren Volumenströme für den vorliegenden Fall bei einer zulässigen H₂-Konzentration von 10 Vol.-% dargestellt. Die Betrachtung erfolgte unter Berücksichtigung der Jahresganglinien. Darin enthalten sind der Erdgaslastfluss 2010, die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der

Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H₂-Überschusses folgende jährliche Energiespeicherung, wenn der produzierte H₂ vollständig ins Erdgasnetz eingespeist wird:

Tabelle 28: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeiseleistung H ₂ [10 ³ m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _S]
1 Vol.-% H ₂	0,3 MW	60	502,4	1,8
5 Vol.-% H ₂	1,7 MW	340	2.801,7	9,9
10 Vol.-% H ₂	3,6 MW	720	5.855,9	20,7

5.1.4 Methanisierung (EÜ)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung der EÜ am Standort I. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge in EE-CH₄ umzuwandeln und direkt in die Erdgasleitung einzuspeisen.

Die Dimensionierung der ELY-Leistung im Hinblick auf eine Methanisierung unter der Nutzung von EÜ ist in Anlage 26 grafisch dargestellt. Darin enthalten ist die mögliche H₂-Produktion aufgrund des am Standort I vorhandenen EÜ in Abhängigkeit der elektrischen ELY-Leistung. Bei einer elektrischen ELY-Leistung von 160 MW ist der theoretische Spitzenwert der H₂-Erzeugung (ca. 22 Mio. m³ pro Jahr, NTP) erreicht. Wird dieser H₂ vollständig mit CO₂ zu EE-CH₄ umgesetzt, ergibt sich daraus eine Menge von 5,5 Mio. m³ EE-CH₄ (grüne Linie) pro Jahr. Da die Leistungskapazität der Erdgastransportleitung ausreichend ist, kann der gesamte EE-CH₄ auch bei sehr hohen ELY-Leistungen aufgenommen und weitergeleitet werden.

Anlage 27 zeigt den Jahresdurchfluss der Erdgasleitung (gelb) mit dem substituierten Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 160 MW (Spitzenwert).

Eine nicht unwesentliche Voraussetzung bei der Methanisierung ist jedoch ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen gefahren werden, jedoch muss der erzeugte H₂ zwischenzeitlich gespeichert werden [92]. Die Investitionen für ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss in diesem Konzept berücksichtigt werden.

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 29: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Spitzenwert 638 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [Mio. m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	160 MW	32.000	5,5	60,5 (11 kWh/m ³)

5.1.5 Methanisierung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung eines EB am Standort I.

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung gestaltet sich bei einer Energiebandnutzung deutlich schwieriger (Anlage 16). Die elektrische ELY-Leistung und damit der H₂- / EE-CH₄-Ertrag lässt sich in diesem Fall sehr groß dimensionieren, da der betrachtete Windpark über eine hohe Leistung (ca. 700 MW) verfügt und sich bei der Verwendung eines EB hohe VLS-Anzahl ergeben. Berücksichtigt werden muss auch, dass die Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung unmittelbar einen Anstieg der Investitionen nach sich zieht. Dabei wird zugleich mehr erneuerbar produzierter Strom, welchen das Stromnetz aufnehmen könnte, für die ELY bereitgestellt, was im Widerspruch zur direkten Stromnutzung steht.

Für die Auswahl einer elektrischen ELY-Leistung müssen demzufolge folgende ergänzende Parameter berücksichtigt werden:

- Investitionen für ELY- und Methanisierungsanlage
- Nutzung von Strom, welchen das Stromnetz direkt aufnehmen könnte
- Bereitstellung eines ausreichenden H₂- und ggf. CH₄-Speichers (gekoppelt an die Leistungsgröße)

Aufgrund der Leistungskapazität der Erdgasleitung kann der gesamte EE-CH₄-Überschuss auch bei sehr hohen ELY-Leistungen aufgenommen und fortgeleitet werden. Es sind grundlegend keine zusätzlichen EE-CH₄-Speicher notwendig. Anlage 17 zeigt den Jahresdurchfluss der Erdgasleitung (gelb) mit dem substituierten Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 160 MW (Beispieldarstellung).

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 30: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Beispiel 7.424 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [Mio. m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	25 MW	5.000	9,3	102,3 (11 kWh/m ³)

5.1.6 Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte

Im folgenden Abschnitt werden die Effekte von H₂ auf die relevanten Kennwerte der Grundgase betrachtet. Aufgrund der zeitlich wechselnden Grundgase werden zwei unterschiedliche Erdgaszusammensetzungen (auf Grundlage der übergebenen gaschromatographischen Analysen) betrachtet und der Effekt von H₂-Zumischungen bis 10 Vol.-% H₂ bewertet. In Tabelle 31 sind relevante Gaskennwerte der Grundgase dargestellt. Die Gasanalyse I repräsentiert das in den Sommermonaten und die Gasanalyse II das in den Wintermonaten verteilte Grundgase.

Tabelle 31: Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II)

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	12,177 kWh/m ³	11,170 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,6392	0,6039
Wobbe-Index, W _{s,n}	15,230 kWh/m ³	14,374 kWh/m ³
Methanzahl, MZ	72	85

Aus den übermittelten gaschromatographischen Gaszusammensetzungen wurden mit Hilfe des Programmes „GasCalc®“ die Effekte einer H₂-Zumischung bis 10 Vol.-% berechnet. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 32 und die detaillierten Ergebnisse in Anlage 18 und Anlage 19 dargestellt.

Tabelle 32: Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H₂ Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	11,307 kWh/m ³	10,402 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,5819	0,5502
Wobbe-Index, W _{s,n}	14,823 kWh/m ³	14,025 kWh/m ³
Methanzahl, MZ*	68	80

* Berechnung auf Basis der AVL-Methode und der „vereinfachten“ Methode; gemäß Anwendungsbereich ist mit einer Unsicherheit der Berechnungsgrößen von MZ 6 zu rechnen

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% liegen die relevanten Gaskennwerte beider Analysen innerhalb der Grenzen des DVGW-AB G 260. Die Ermittlung der maximalen Zumischung hinsichtlich der MZ des Gasgemisches erfolgt aufgrund des komplexen mathematischen Hintergrunds ebenfalls mit der Software „GasCalc®“. Da die rechnerische Ermittlung der MZ nicht einheitlich geregelt ist, können andere Berechnungen von dieser abweichen.

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ zum Erdgas beträgt die MZ des Gasgemisches 68 bzw. 80 (Abweichungen möglich), was deutlich von der Ausgangsmethanzahl abweicht. Abgesehen von Hinweisen der Hersteller von Motoren und Turbinen liegen im DVGW-AB G 260 keine verbindlichen Grenzen für die Methanzahl vor (handelsübliche Erdgasmotoren z.B. das Ecopower 1 verlangen Methanzahlen von mindestens 60-70).

5.2 Anlagenkonzept II

Für die am Standort I prognostizierten (Jahr 2020) Mengen an „Windstrom“ bzw. „Überschusswindstrom“ wird im Folgenden die Option der Erzeugung von EE-Gasen und deren Einspeisung an einem weiteren Standort (Standort II, Schleswig-Holstein) betrachtet. Es erfolgt also eine Übertragung der Erzeugungscharakteristik des Standortes I auf die Netzbedingungen (Strom) am Standort II. Hierzu werden verschiedene Varianten der Erzeugung von EE-Gasen untersucht und die theoretisch mögliche Einspeisekapazität ermittelt. Weiterhin werden die für verschiedene Varianten sinnvollen Anlagengrößen für die EE-Gas-Erzeugung ermittelt.

Anlage 20 zeigt den Erdgaslastfluss der betrachteten Erdgasleitung von Januar 2010 bis Mai 2011, die deutlich gegenüber dem Standort I höher sowie inkonstanter sind. Das Auftreten von Fließrichtungswechseln wird bei den weiteren Berechnungen am Standort II nicht berücksichtigt, da selten auftreten und damit für das Ergebnis nicht relevant sind.

In Zukunft wird erwartet, dass der Lastfluss der betrachteten Leitung physisch mit ca. 300.000 m³/h (SPT) genutzt wird. [93]

Im Weiteren werden zwei Szenarien betrachtet:

- Lastfluss 2010: Für die Berechnungsgrundlage und zur Abschätzung der Einspeisung von EE-Gasen wird das tatsächlich transportierte Erdgas des Jahres 2010 fließrichtungsunabhängig betrachtet.

- Zukunftsprognose: In Zukunft wird ein ausschließlicher Lastfluss in Richtung Norden angenommen. Für die Berechnungsgrundlage und zur Abschätzung der Einspeisung von EE-Gasen werden neben den Wintermonaten 2010/2011 (Flussrichtung Süd nach Nord) auch die zukünftig Kapazität von ca.300.000 m³/h (NTP) als Spitzenwert in diesem Szenario betrachtet. Diese Betrachtung dient lediglich als Indikation für zukünftig mögliche Flüsse, da zukünftige Lastflüsse von Erdgastransportleitung kaum vorhersehbar sind.

5.2.1 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung für die H₂-Direkteinspeisung erfolgt unter Nutzung der EÜ am Standort I und der Gas-Netzsituation des Standortes II. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt in die Erdgasleitung einzuspeisen. Wirtschaftliche Aspekte sowie die gewählten Zumischgrenzen werden dabei berücksichtigt.

Die Betrachtung einer H₂-Direkteinspeisung erfolgt für die Konzentrationen 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% H₂ im Erdgas und berücksichtigt so die erwartete mittelfristige Entwicklung der Zumischgrenzen. Im vorliegenden Fall ergeben sich dadurch theoretische Zumischmengen, die in folgender Tabelle dargestellt sind:

Tabelle 33: Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H₂-Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 1.226 Mio. m³ (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	H ₂ -Zumischmenge (NTP)
1 Vol.-%	12,3 Mio. m ³ /a
5 Vol.-%	61,3 Mio. m ³ /a
10 Vol.-%	122,6 Mio. m ³ /a

Die theoretisch mögliche jährliche H₂-Zumischung (Tabelle 33) kann in der Praxis jedoch nur bedingt (hauptsächlich bei der Nutzung EB) erreicht werden, da die erzeugte H₂-Menge z.B. in Starkwindperioden wesentlich größer ist, als die maximal mögliche Zumischmenge und in Schwachwindperioden die mögliche Zumischkapazität der Erdgasleitung nicht ausschöpft. Der Einsatz von ELY mit hohen Leistungen sowie die Nutzung von H₂-Speichern, die den überschüssigen H₂ zwischenlagern, führt zu einer guten Auslastung der Leitungskapazität, ist aber kostenintensiv und erfordert daher eine wirtschaftliche Bewertung.

Nachfolgend ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung an dem Beispiel der 5 Vol.-% Zumischgrenze dargestellt. Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung bei den Zumischgrenzen von 1 Vol.-% und 10 Vol.-% erfolgt nach dem gleichen Prinzip.

In Anlage 21 ist die mögliche jährliche H₂-Erzeugung (schwarze Linie) in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung aufgrund der prognostizierten EÜ (transferiert aus dem meteorologischen Jahr 2006) dargestellt. Da die Zumischung für diese Variante auf max. 5 Vol.-% H₂ begrenzt ist, kann die produzierte H₂-Menge bei 70 MW ELY-Leistung (ohne Zwischenspeicherung) nicht vollständig dem Erdgasnetz zugeführt werden. Eine Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung ist in diesem Beispiel bis ca. 70 MW sinnvoll, da sich die mögliche H₂-Zumischung (grüne Linie) aufgrund der Zumischfähigkeit (gekoppelt

an den Lastfluss der Erdgasleitung) bei weiterer Anhebung der ELY-Leistung nicht wesentlich erhöht. Der dabei anfallende H₂-Überschuss muss einem Speicher zugeführt werden und kann bei unvollständiger Ausschöpfung der Zumischgrenze (z.B. windschwachen Zeiten, ELY-Betrieb im Teillastbereich) dem Erdgas vollständig zugemischt werden.

Unter Berücksichtigung des notwendigen Speichervolumens für den H₂-Überschuss, einer reduzierten H₂-Direkteinspeisung sowie der Verfolgung weiterer wirtschaftlicher und anwendungsspezifischer Ziele (H₂-Tankstellen) kann die Dimensionierung der ELY-Leistung geringer sein.

Die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistungen ist für die drei Zumischgrenzen in Tabelle 34 dargestellt. Weiterhin enthalten sind die jährlich erzeugte H₂-Menge, das mögliche direkt zumischbare H₂-Volumen sowie der unterjährige H₂-Überschuss.

Tabelle 34: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H₂-Menge (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	15 MW (3.000 m ³ /h H ₂)	70 MW (14.000 m ³ /h H ₂)	120 MW (24.000 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	3,6	14,2	20,3
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	1,2	5,3	8,8
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [Mio. m ³ /a]	2,4	8,9	11,5
VLS ELY	1.184	996	816

Bei den in dieser Tabelle angegebenen elektrischen ELY-Leistungen ist die jährliche direkte H₂-Zumischmenge deutlich geringer als das zwischenspeichernde H₂-Überschussvolumen. Für die Auslegung der Speichergröße des Überschusses muss jedoch lediglich der Zeitabschnitt betrachtet werden, in der die H₂-Produktion höher als die Zumischgrenze (z.B. 5 Vol.-% des Erdgasbedarfs) ist. Dieser Zeitraum liegt in den untersuchten Konzepten in den Monaten Oktober bis Dezember vor, welcher in diesem Fall sehr groß ausfällt.

In Tabelle 35 ist der saisonale Speicherbedarf für H₂-Überschuss bei einer 5 Vol.-% (70 MW) Zumischgrenze in Abhängigkeit der elektrischen ELY-Leistung dargestellt. Bereits bei einer elektrischen ELY-Leistung von 10 MW beträgt die überschüssig produzierte H₂-Menge innerhalb der längsten Periode, in der mehr H₂ produziert wird als dem Erdgasstrom zugemischt werden kann, ca. 240.000 m³ (NTP).

Erheblicher Speicherbedarf tritt ebenfalls bei den Zumischgrenzen von 1 Vol.-% (15 MW) und 10 Vol.-% (120 MW) auf. Bei der Auswahl der elektrischen ELY-Leistung von 15 MW (Zumischgrenze 1 Vol.-%) ergibt sich hierfür ein notwendiges Speichervolumen von ca. 356.000 m³(NTP) H₂. Bei der Zumischgrenze von 10 Vol.-% und dem ausgewählten ELY von 120 MW ergeben sich 2,6 Mio. m³(NTP) überschüssiger H₂. Dementsprechend

müssen hierfür eine ausreichende Anzahl an Speichertanks zur Verfügung gestellt werden, die jedoch erhebliche Investitionen nach sich ziehen können, was die Wirtschaftlichkeit der Anlage deutlich belastet und daher keine zu favorisierende Variante darstellt. Ein Lösungsansatz hierfür ist die Nutzung von regionalen Untergrundspeichern, welche in weiteren Untersuchungen wirtschaftlich zu bewerten ist.

Tabelle 35: Notwendiger saisonaler H₂-Speicherbedarf (Beispiel: 5 Vol.-% Zumischgrenze, Oktober bis Dezember, NTP)

Elektrische ELY-Leistung [MW]	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Saisonaler Speicherbedarf [Mio. m ³ H ₂]	0,24	0,47	0,70	0,93	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0

Die Methanisierung des überschüssigen H₂ stellt eine Nutzungsmöglichkeit dar. Die Betriebsstundenzahl, in der die Methanisierung stattfinden kann (H₂-Überschussproduktion), beträgt bei Verwendung einer 70 MW Anlage ca. 1.000 h – 5 Vol.-% H₂ (15 MW = 1.195 h – 1 Vol.-% H₂, 120 MW = 835 h – 10 Vol.-% H₂). Vorteil einer zweistufigen Anlage ist, dass die Methanisierung nur das H₂-Überschussvolumen umsetzen muss und damit kleiner ausgelegt werden kann. Die gezeigten Betriebsstunden ermöglichen aus heutiger Sicht allerdings dennoch keinen wirtschaftlichen Betrieb.

In der Anlage 28 sind beispielhaft für die Zumischgrenze von 5 Vol.-% die Jahressganglinien für den Lastfluss 2010 (fließrichtungsunabhängig), die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge dargestellt. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H₂-Überschusses (bei unvollständiger Ausschöpfung der Zumischgrenze) folgende mögliche jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 36: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeisleistung H ₂ [Mio. m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _S]
1 Vol.-% H ₂	15 MW	3.000	3,57	12,62
5 Vol.-% H ₂	70 MW	14.000	14,16	50,14
10 Vol.-% H ₂	120 MW	24.000	20,35	72,06

5.2.2 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf die H₂-Direkteinspeisung und unter Nutzung eines EB am Standort I. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt in die Erdgasleitung unter Berücksichtigung der gewählten Zumischgrenzen (siehe Tabelle 33) einzuspeisen.

Im Nachfolgenden ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung an dem Beispiel der 1 Vol.-% Zumischgrenze dargestellt. Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung bei den Zumischgrenzen von 5 Vol.-% und 10 Vol.-% erfolgt nach dem gleichen Prinzip.

In Anlage 29 ist die jährliche H₂-Erzeugung (schwarze Gerade) in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB dargestellt. Unter Berücksichtigung der 1 Vol.-% Zumischmenge von 12,3 Mio m³(NTP) H₂ (siehe Tabelle 33) ergibt sich eine elektrische ELY-Leistung von 7,6 MW.

In Tabelle 37 dargestellt ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung im Hinblick auf eine H₂-Direkteinspeisung und unter der Nutzung eines vorhandenen EB. Aufgrund der weitaus höheren VLS-Anzahl ist es möglich mit einer geringeren installierten elektrischen ELY-Leistung mehr H₂ direkt einspeisen zu können. Der H₂-Überschuss, welcher aufgrund der Zumischgrenze nicht eingespeist werden kann, fällt bei einer Energiebandfahrweise in Summe wesentlich größer aus. Der Zeitabschnitt, in der die H₂-Speicherung erfolgen muss, ist bei der Energiebandfahrweise gegenüber der Nutzung von Überschussstrom deutlich länger, wodurch sich das gesamte zu speichernde Volumen des überschüssigen H₂ wesentlich erhöht. Besonders in den Wintermonaten muss eine große überschüssige H₂-Menge gespeichert oder methanisiert werden.

Tabelle 37: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H₂-Menge (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	7,6 MW (1.520 m ³ /h H ₂)	43,2 MW (8.640 m ³ /h H ₂)	99,2 MW (19.840 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	12,1	61,3	122,6
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	9,1	43,6	81,2
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [Mio. m ³ /a]	3,0	17,7	41,4
VLS ELY	7.951	7.021	6.071

Die Weiterverwendung des überschüssigen H₂ zur Methanisierung erscheint für diese Fälle sinnvoll. Die H₂-Überschussmenge und die Betriebsstundenzahl der Methanisierung fallen deutlich höher aus. Insgesamt ist mit einer Betriebsstundenanzahl von ca. 4.500 h (99,2 MW – 10 Vol.-% H₂) zu rechnen, in der ein H₂-Überschuss vorliegt (7,6 MW = 4.230 h – 1 Vol.-% H₂, 43,2 MW = 4.550 h – 5 Vol.-% H₂). Eine Speicherlösung für den erzeugten überschüssigen H₂ muss jedoch weiterhin betrachtet werden. Bei einer Methanisierung des überschüssigen H₂, kann das erzeugte EE-CH₄ aufgrund einer hohen Kapazität der Erdgasleitung zusätzlich aufgenommen werden.

In der Anlage 30 sind beispielhaft für die Zumischgrenze von 10 Vol.-% die Jahressganglinien dargestellt. Darin enthalten ist der Erdgaslastfluss 2010 (fließrichtungsunabhängig), die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge. Für

die Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und die Möglichkeit der Zumischbarkeit des H₂-Überschusses (bei unvollständiger Ausschöpfung der Zumischgrenze) folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 38: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeiseleistung H ₂ [Mio. m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _s]
1 Vol.-% H ₂	7,6 MW	1.520	12,1	42,8
5 Vol.-% H ₂	43,2 MW	8.640	61,3	217,0
10 Vol.-% H ₂	99,2 MW	19.840	122,6	431,9

5.2.3 Methanisierung (EÜ)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung der EÜ am Standort I. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge in EE-CH₄ umzuwandeln und direkt in die Erdgasleitung einzuspeisen.

Die Dimensionierung der ELY-Leistung im Hinblick auf eine Methanisierung unter der Nutzung von EÜ ist im vorhergehenden Kapitel 5.1.4 dargestellt. Darin enthalten ist die mögliche H₂-Produktion aufgrund des am Standort I vorhandenen EÜ in Abhängigkeit der elektrischen ELY-Leistung. Bei einer elektrischen ELY-Leistung von 160 MW ist der theoretische Spitzenwert der H₂-Erzeugung von ca. 22 Mio. m³ pro Jahr (NTP) erreicht. Wird dieser H₂ vollständig mit CO₂ zu EE-CH₄ umgesetzt, ergibt sich daraus eine Menge von 5,5 Mio. m³ (NTP) EE-CH₄ (grüne Linie) pro Jahr, welche in die Erdgasleitung eingespeist werden kann. Da die Leistungskapazität der Erdgastransportleitung ausreichend ist, kann der gesamte EE-CH₄ auch bei sehr hohen ELY-Leistungen aufgenommen und abtransportiert werden.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Methanisierung ist jedoch ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Bereichen geregelt werden, jedoch muss der erzeugte H₂ zwischenzeitlich gespeichert werden. Die Investitionen für ausreichende Speichermöglichkeiten (z.B. Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss in diesem Konzept berücksichtigt werden.

Anlage 31 zeigt den Erdgaslastfluss der Erdgastransportleitung (gelb) mit dem zusätzlichen Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 160 MW.

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 39: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Spitzenwert 638 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [Mio. m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	160 MW	32.000	5,5	60,5 (11 kWh/m ³)

5.2.4 Methanisierung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung eines EB am Standort I.

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung gestaltet sich nach dem gleichem Prinzip wie in Kapitel 5.1.5.

Anlage 32 zeigt den Erdgaslastfluss der Erdgastransportleitung (gelb) mit dem zusätzlichen Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 160 MW (Beispiel).

Für die Auswahl der elektrischen ELY-Leistung müssen demzufolge folgende Parameter berücksichtigt werden:

- Investitionen für ELY- und Methanisierungsanlage
- Erlöse/Nutzung von Strom, welchen das Stromnetz direkt aufnehmen könnte
- Bereitstellung eines ausreichenden H₂- und CH₄-Speichers (gekoppelt an die Leistung des ELY)

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit die gleiche jährliche Energiespeicherung (Beispiel 25 MW) wie in Kapitel 5.1.5.

5.2.5 Zukunftsprognose

In Zukunft wird ein ausschließlicher Lastfluss in Richtung Norden angenommen. Als Berechnungsgrundlage und zur Abschätzung der Einspeisung von EE- Gasen wird neben den Wintermonaten 2010/2011 auch die zukünftig angebotene Ausspeisekapazität von etwa 300.000 m³/h (NTP) als Spitzenwert in diesem Szenario betrachtet.

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt nach den gleichen Prinzipien und Zielen, wie in den zuvor dargestellten Kapiteln 5.2.1 bis 5.2.4.

Die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistungen in Hinblick auf eine H₂-Direkteinspeisung unter Nutzung von EÜ ist für die drei Zumischgrenzen in Tabelle 40 dargestellt. Weiterhin darin enthalten sind die jährliche, aufgrund der installierten elektrischen Leistung, erzeugte H₂-Menge, das mögliche direkte H₂-Zumischvolumen sowie der jährliche H₂-Überschuss.

Tabelle 40: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H₂-Menge (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	11 MW (2.200 m ³ /h H ₂)	70 MW (14.000 m ³ /h H ₂)	100 MW (20.000 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	1,6	8,8	11,6
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	0,5	2,3	4,2
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [Mio. m ³ /a]	1,1	6,5	7,4
VLS ELY	1.200	996	891

In Tabelle 41 dargestellt ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung einer H₂-Direkteinspeisung unter der Nutzung eines vorhandenen EB. Aufgrund der weitaus höheren VLS-Anzahl ist es möglich mit einer geringeren installierten elektrischen ELY-Leistung mehr H₂ direkt einspeisen zu können. Der H₂-Überschuss, welcher aufgrund der Zumischgrenze nicht eingespeist werden kann, fällt bei einer Energiebandfahrweise in Summe wesentlich größer aus. Der Zeitabschnitt, in der die H₂-Speicherung erfolgen muss, ist bei der Energiebandfahrweise deutlich länger, wodurch sich das Speichervolumen des überschüssigen H₂ wesentlich erhöht. Die Aufgabe in beiden Fällen (EÜ und EB) besteht darin, die große H₂-Menge zu speichern oder ggf. zu methanisieren.

Tabelle 41: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H₂-Menge (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	5,6 MW (1.120 m ³ /h H ₂)	29,9 MW (5.980 m ³ /h H ₂)	64,0 MW (12.800 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	3,8	19,1	38,3
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	2,7	13,3	25,9
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [Mio. m ³ /a]	1,1	5,8	12,4
VLS ELY	8.030	7.308	6.631

Die Dimensionierung der ELY-Leistung im Hinblick auf eine Methanisierung unter der Nutzung von EÜ und EB erfolgt nach den Kapiteln 5.2.3. und 5.2.4. Grundlegend ist zu erwähnen, dass in beiden Fällen (EÜ und EB) aufgrund der hohen Leitungskapazität der gesamte EE-CH₄ auch bei sehr hohen ELY-Leistungen aufgenommen und abtransportiert werden kann.

Die ausgelegten elektrischen ELY-Leistungen beruhen auf den am Standort I prognostizierten Windenergieleistungen für das Jahr 2020 und den Gaslastfluss der Monate November 2010 bis März 2011. Als Spitzenwert des Erdgasbedarfs innerhalb dieser Zeitspanne kann ein Wert von 204.000 m³/h (NTP) angegeben werden.

Um einen zukünftigen Spitzenwert von ca. 300.000 m³/h (NTP) zu berücksichtigen, werden die Erdgasbedarfswerte der Monate November 2010 bis März 2011 um 106.000 m³/h (NTP) erhöht.

Die Ergebnisse der Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistungen sind in den folgenden Tabellen dargestellt (Nutzung Windenergieüberschuss und Windenergieband):

Tabelle 42: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H₂-Menge, Prognose EÜ (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	11 MW (2.200 m ³ /h H ₂)	60 MW (12.000 m ³ /h H ₂)	110 MW (22.000 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	1,6	7,8	12,5
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	1,2	5,4	9,3
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [Mio. m ³ /a]	0,4	2,4	3,2
VLS ELY	1.200	1.029	854

Tabelle 43: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung: produzierte, direkt zumischbare und speicherfähige H₂-Menge, Prognose Windenergieband (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	11,4 MW (2.280 m ³ /h H ₂)	64,1 MW (12.820 m ³ /h H ₂)	145,2 MW (29.040 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	7,7	38,5	76,8
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [Mio. m ³ /a]	6,4	30,2	56,3
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [Mio. m ³ /a]	1,3	8,3	20,5
VLS ELY	7.819	6.630	5.504

Die Dimensionierung der ELY-Leistung im Hinblick auf eine Methanisierung unter der Nutzung von EÜ und EB erfolgt nach den Kapiteln 5.2.3. und 5.2.4. Grundlegend ist zu erwähnen, dass in beiden Fällen (EÜ und EB) aufgrund der hohen Leitungskapazität der gesamte EE-CH₄ auch bei sehr hohen ELY-Leistungen aufgenommen und abtransportiert werden kann.

5.2.6 Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte

Im folgenden Abschnitt werden die Effekte von H₂ auf die relevanten Kennwerte der Grundgase betrachtet. Aufgrund der zeitlich wechselnden Grundgase werden zwei unterschiedliche Erdgaszusammensetzungen (auf Grundlage der übergebenen gaschromatographischen Analysen) betrachtet und der Effekt von H₂-Zumischungen bis 10 Vol.-% H₂ bewertet. In Tabelle 44 sind relevante Gaskennwerte der Grundgase dargestellt. Die Gasanalyse I repräsentiert das in den Sommermonaten und die Gasanalyse II das in den Wintermonaten verteilte Grundgase.

Tabelle 44: Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II)

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	12,122 kWh/m ³	11,302 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,6352	0,6090
Wobbe-Index, W _{s,n}	15,209 kWh/m ³	14,482 kWh/m ³
Methanzahl, MZ	72	83

Aus den übermittelten gaschromatographischen Gaszusammensetzungen wurden mit Hilfe des Programmes „GasCalc®“ die Effekte einer H₂-Zumischung bis 10 Vol.-% berechnet. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 45 und die detaillierten Ergebnisse in Anlage 33 und Anlage 34 dargestellt.

Tabelle 45: Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H₂-Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	11,258 kWh/m ³	10,521 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,5782	0,5547
Wobbe-Index, W _{s,n}	14,804 kWh/m ³	14,126 kWh/m ³
Methanzahl, MZ*	67	78

* Berechnung auf Basis der AVL-Methode und der „vereinfachten“ Methode; gemäß Anwendungsbereich ist mit einer Unsicherheit der Berechnungsgrößen von MZ 6 zu rechnen

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% liegen die relevanten Gaskennwerte beider Analysen innerhalb der Grenzen des DVGW-AB G 260. Da die rechnerische Ermittlung der Methanzahl nicht einheitlich geregelt ist können andere Berechnungen von dieser abweichen.

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ zum Erdgas beträgt die MZ des Gasgemisches 67 bzw. 78 (Abweichungen möglich), was deutlich von der Ausgangsmethanzahl abweicht. Abgesehen von Hinweisen der Hersteller von Motoren und Turbinen liegen im DVGW-AB G 260 keine verbindlichen Grenzen für die MZ vor (handelsübliche Erdgasmotoren z.B. das Ecopower 1 verlangen MZ von mindestens 60-70).

5.3 Anlagenkonzept III

5.3.1 Verfügbare Energie und Erdgaslastfluss

Für das Jahr 2020 wird eine Spitzeneinspeiseleistung für den Netzbereich am Standort III von 263 MW an WEA, PV und Biomasse prognostiziert. Die bereitgestellten viertelstündlichen Daten an Einspeiseleistungen aus dem meteorologischen Jahr 2006 wurden zu 8.760 Stundenwerten zusammengeführt und gemäß dem Spitzenwert von 263 MW (Prognose 2020) angepasst. [94]

Die am Standort III anfallende regionale Stromlast beträgt als Spitzenwert ca. 25 MW. Es wird angenommen, dass die existierenden regionalen Lastdaten aus dem Jahr 2006 zukünftig unverändert bleiben. [94]

Zur Berechnung der stündlichen Energieüberschüsse ist eine Abschätzung der Kappungsgrenze notwendig. Die Kappungsgrenze beschreibt die Aufnahmekapazität für

elektrische Leistung des am Standort vorhandenen Stromnetzes. Es wird eingeschätzt, dass die Kappungsgrenze bei 110 MW der installierten Einspeiseleistung liegt. [94]

Abbildung 36 und Abbildung 37 zeigen eine grafische Darstellung der prognostizierten VLS bei der Nutzung von EÜ und des EB in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung. Dabei wurde ein ELY-Betriebsbereich zwischen 20 – 100 % betrachtet und die Betriebsstunden mit Auslastungen kleiner 100 % anteilig aufsummiert und so in VLS umgewandelt (zwei VLS bei 50 % Last ELY ergeben eine ELY VLS bei 100 %).

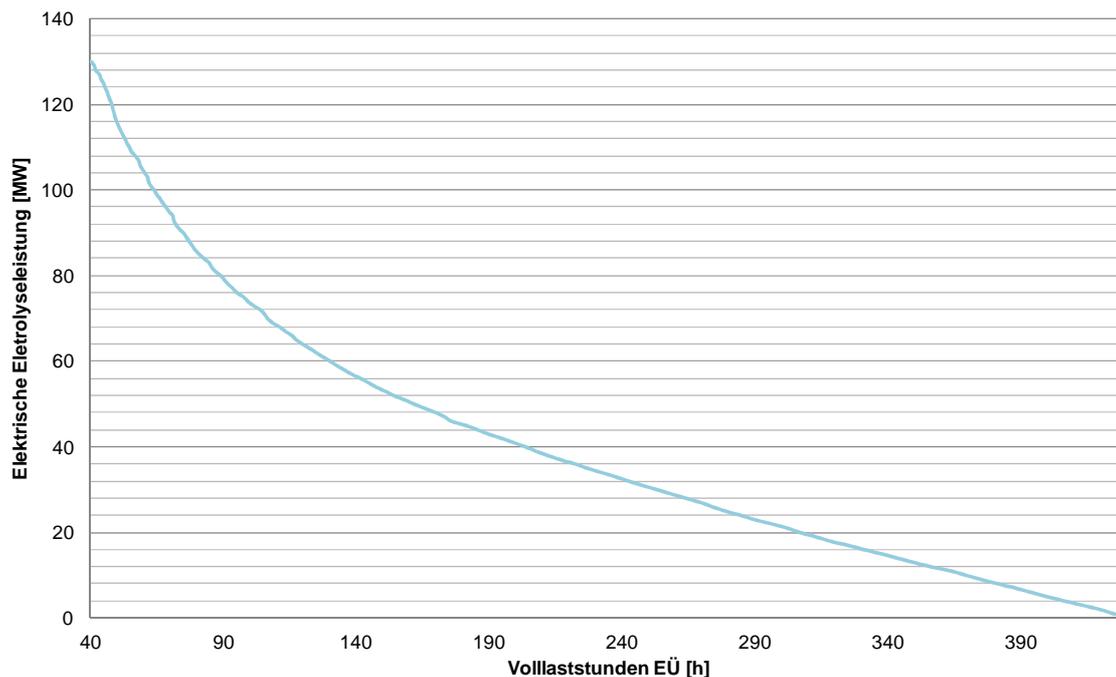


Abbildung 36: Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EÜ (Standort III, 2020)

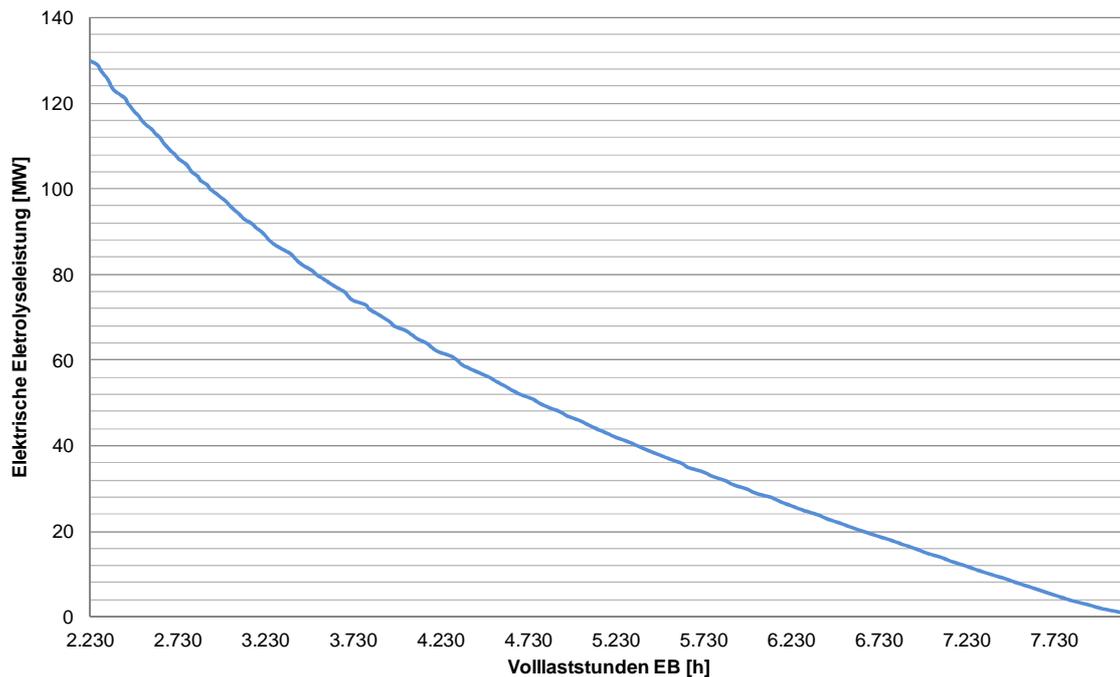


Abbildung 37: Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EB (Standort III, 2020)

Neben den Windenergie- und Lastprofilaten sind weiterhin Auskünfte (Druck, Volumenstrom und Lastprofil) über regional vorhandene Erdgasleitungen notwendig. Entsprechend der recherchierten und von dem Netzbetreiber übergebenen bzw. verifizierten Informationen besitzt die für die Einspeisung in Frage kommende Erdgasleitung einen Leitungsdurchmesser von DN 600 und ist für einen Druck bis zu PN 55 ausgelegt [95].

Darüber hinaus existieren Informationen über den Erdgaslastfluss am avisierten Einspeisepunkt. Die Informationen beinhalten die Erdgasverbräuche. Anlage 35 zeigt die Ganglinie des Erdgaslastflusses im Jahr 2011. Der Volumenstrom variiert im Bereich von etwa 25.000 m³/h (Fließrichtungsumkehrung, im Abbildung nicht mit berücksichtigt) und ca. 119.000 m³/h als Spitzenwert.

Für die Auslegung der installierten ELY-Leistung und Berechnung der Mengen an EE-Gasen wird ein spezifischer elektrischer Energiebedarf der ELY von 5,0 kWh je erzeugten H₂ (NTP) angenommen.

In diesem AK werden die Fließrichtungsänderungen für die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung nicht berücksichtigt. Diese Werte gehen in die Berechnung als Null ein.

Tabelle 46 zeigt einen Überblick der verfügbaren elektrischen Stromes als Leistungsangaben und die damit erzeugbaren Mengen an EE-Gasen für EÜ und EB am Standort III bei vollständiger Umsetzung.

Tabelle 46: Verfügbarer elektrischer Strom (Leistungsangaben) für EÜ / EB Standort I und maximale Erzeugung EE-Gase

Energie-szenario	Ø Leistung	Max. Leistung	Verteilung auf VLS	Max. erzeugter H ₂	Max. erzeugter EE-CH ₄
EÜ	22,1 MW	73,8 MW	431 VLS	1,9 Mio. m ³ (6,7 GWh)	0,5 Mio. m ³ (5,5 GWh)
EB	44,1 MW	199,0 MW	8.373 VLS	73,8 Mio. m ³ (261 gWh)	18,5 Mio. m ³ (203 GWh)

5.3.2 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)

Die Auslegung der zu installierenden elektrischen ELY-Leistung erfolgt für dieses Fallbeispiel unter Berücksichtigung der möglichen H₂-Direkteinspeisung (Kapazitäten der Erdgasleitung) und unter Nutzung der prognostizierten EÜ am Standort III. Dabei wird als Ziel formuliert, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt, ohne eine zwischengeschaltete Methanisierung, in die Erdgasleitung einzuspeisen. Wirtschaftliche Aspekte werden dabei nachrangig berücksichtigt. Dabei werden auch Zwischenspeicher mit berücksichtigt, die die Zumischung von H₂ vergleichmäßigen.

Die Betrachtung einer H₂-Direkteinspeisung erfolgt für die Konzentrationen 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% H₂ im Erdgas und berücksichtigt so die erwartete mittelfristige Entwicklung der Zumischgrenzen. Im vorliegenden Fall ergeben sich dadurch theoretische Zumischmengen, die in folgender Tabelle dargestellt sind:

Tabelle 47: Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H₂-Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 348,76 Mio. m³ (NTP)

Zumischkonzentration	H ₂ -Zumischmenge (NTP)
1 Vol.-%	3,49 Mio. m ³ /a
5 Vol.-%	17,44 Mio. m ³ /a
10 Vol.-%	34,88 Mio. m ³ /a

Die theoretisch möglich jährliche H₂-Zumischung kann in der Praxis jedoch nicht (zumindest nicht wirtschaftlich) erreicht werden, da die erzeugte H₂-Menge z.B. in Starkwindperioden wesentlich größer ist, als die maximal mögliche Zumischmenge (begrenzt durch den Lastfluss der Gasleitung / möglichen H₂-Zumischung).

In Anlage 36 ist die jährliche mögliche H₂-Erzeugung (schwarze Gerade) in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ dargestellt. Da die Zumischung zum jeweiligen Zeitpunkt auf max. 5 Vol.-% begrenzt ist, kann die produzierte H₂-Menge nicht vollständig dem Erdgasnetz zugeführt werden. Eine Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung ist daher in diesem Beispiel bis auf maximal ca. 10 MW sinnvoll. Die Installation größerer Anlagen würde, durch die Begrenzungen auf der Gasnetzseite, nicht zu einer signifikanten Erhöhung der möglichen Einspeisemengen führen.

Für die Nutzung von EÜ und der Betrachtung der drei Zumischgrenzen von 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% mit einer H₂-Direkteinspeisung ergeben sich folgende in Tabelle 48 dargestellte elektrische ELY-Leistungen. Unter Berücksichtigung des notwendigen Speichervolumens für die Zwischenspeicherung des H₂-Überschusses, einer reduzierten H₂-Direkteinspeisung sowie der Verfolgung weiterer wirtschaftlicher und anwendungsspezifischer Ziele bzw. Restriktionen (H₂-Tankstellen) muss die Dimensionierung der ELY-Leistung geringer ausfallen.

Zur Auslegung der Speicheranzahl werden alle Zeiträume betrachtet, in der die H₂-Produktion höher als die Zumischmöglichkeiten (z.B. 5 Vol.-% des Erdgasbedarfs) ist. In den vorliegenden Fällen ergeben sich daher die in Tabelle 48 dargestellten zu speichernden H₂-Mengen. Bei der Auslegung dieses AK wird von einer Einzelspeichergröße von 110 m³ (Tankzylinder 2,8 x 19 m) und von einem Speicherdruck von 30 bar (bis 45 bar möglich) ausgegangen. In Tabelle 48 sind die für die verschiedenen Varianten (Zumischgrenzen und installierte Leistungen) erforderlichen Speicher aufgezeigt, mit denen es möglich ist den überschüssigen H₂ vollständig zu speichern und in Zeiten keiner oder geringer Stromüberschüsse (H₂-Konzentration unterhalb der Zumischgrenze) einzuspeisen. Weiterhin sind in Tabelle 48 die jährlichen, erzeugte H₂-Mengen dargestellt, die mit den installierten ELY möglich sind sowie die mögliche direkte H₂-Zumischmenge und der unterjährige H₂-Überschuss (der in den Speichern zwischengelagert werden muss).

Tabelle 48: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H₂-Menge und Speicheranzahl

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	3 MW (600 m ³ /h H ₂)	10 MW (2.000 m ³ /h H ₂)	20 MW (4.000 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	249,1	748,9	1.263,8
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	131,6	545,9	939,5
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [10 ³ m ³ /a]	117,5	202,9	324,4
Max. Speichergröße [m ³ , NTP]	16.694	32.013	53.227
Mögliche Speicheranzahl (110 m ³ , 30 bar)	5 Tanks	10 Tanks	17 Tanks
VLS ELY	414	370	307

Die Weiterverwendung des überschüssigen H₂ zur Methanisierung scheint in diesen Anlagenfällen nicht sinnvoll. Die Betriebsstundenzahl, in der die Methanisierung stattfinden kann (H₂-Überschussproduktion), beträgt bei Verwendung einer 10 MW Anlage lediglich ca. 267 h – 5 Vol.-% H₂ (3 MW = 402 h – 1 Vol.-% H₂, 20 MW = 211 h – 10 Vol.-% H₂). Zu berücksichtigen ist dabei, dass bei der Methanisierung ein möglichst

kontinuierlicher H₂-Strom vorliegen muss. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen betrieben werden, der erzeugte H₂ muss dennoch zwischenzeitlich gespeichert werden [92]. Die notwendigen Investitionen für ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks), bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂, müssen über dieses Konzept hinaus betrachtet werden. Die Betriebsstundenanzahl des einzusetzenden Speichers beträgt bei Verwendung einer 3 MW Anlage mindestens ca. 825 h – 1 Vol.-% H₂ (10 MW = 432 h – 5 Vol.-% H₂, 20 MW = 360 h – 10 Vol.-% H₂). Bei einer Methanisierung des überschüssigen H₂, kann das erzeugte EE-CH₄ aufgrund der hohen Kapazität zusätzlich aufgenommen werden. Die Speicherbetriebsstunden liegen etwas höher als die Betriebsstunden für den Methanisierungsprozess, da sowohl die Befüllung als auch die Entleerung (an Zumischmöglichkeit gebunden) der Speicher betrachtet wurde

In der Anlage 37 sind beispielhaft für die Zumischgrenze von 5 Vol.-% H₂ die Jahressganglinien dargestellt. Darin enthalten sind der Erdgaslastfluss 2011, die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H₂-Überschusses folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 49: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeiseleistung H ₂ [10 ³ m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _S]
1 Vol.-% H ₂	3 MW	600	249,1	0,9
5 Vol.-% H ₂	10 MW	2.000	748,9	2,7
10 Vol.-% H ₂	20 MW	4.000	1.263,8	4,5

5.3.3 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt für dieses Fallbeispiel unter Berücksichtigung der möglichen H₂-Direkteinspeisung und unter Einsatz eines EB am Standort III. Dabei wurde als primäres Ziel ebenfalls formuliert möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt in die Erdgasleitung unter Berücksichtigung der gewählten Zumischgrenzen (Tabelle 47) einzuspeisen. Zwischenspeicher wurden berücksichtigt.

Im Nachfolgenden ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung an dem Beispiel der 1 Vol.-% Zumischgrenze dargestellt (Anlage 38). Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung bei den Zumischgrenzen von 5 Vol.-% und 10 Vol.-% erfolgt nach dem gleichen Prinzip.

Unter Berücksichtigung der 1 Vol.-% Zumischmenge von 3,5 Mio. m³ (NTP) H₂ (Tabelle 47) ergibt sich eine elektrische ELY-Leistung von 2,1 MW.

In Tabelle 50 ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der Zumischkonzentrationen und unter Nutzung des vorhandenen EB dargestellt. Aufgrund der weitaus höheren Betriebsstundenanzahl für kleinere ELY ist es möglich, mit einer geringeren (gegenüber EÜ) installierten elektrischen ELY-Leistung mehr H₂ direkt einspeisen zu können. Der H₂-Überschuss, welcher aufgrund der Zumischgrenze nicht

eingespeist werden kann, fällt bei einer Energiebandfahrweise in Summe nicht wesentlich höher aus. Der Betriebsstunden, in denen die H₂-Speicherung erfolgen muss, sind ebenfalls höher im Vergleich zur Nutzung von EÜ. Hierdurch wird der Bedarf an H₂-Speicherkapazität deutlich erhöht. Mit der in Tabelle 50 angegebenden Speichergröße ist es daher lediglich möglich, nur einen sehr geringen Anteil des H₂-Überschusses zu speichern. Die Aufgabe besteht darin, die große H₂-Menge besonders in den Monaten Juni, Juli und August zu speichern oder zu methanisieren.

Tabelle 50: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H₂-Menge

Zumischkonzentration	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	2,1 MW (420 m ³ /h H ₂)	11,9 MW (2.380 m ³ /h H ₂)	28,8 ME (5.760 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	3.370,9	17.371,4	35.718,1
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	2.645,7	12.939,7	24.447,9
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [10 ³ m ³ /a]	725,3	4.431,8	11.270,2
H ₂ -Überschuss Juni bis August [10 ³ m ³]	353,2 (49 %)	1.956,3 (44 %)	4.310,1 (38 %)
Max. Speichergröße [m ³ , NTP]	546.060	3.024.138	6.850.439
Mögliche Speicheranzahl (110 m ³ , 30 bar)	166	917	2.076
VLS ELY	8.011	7.234	6.062

Die Weiterverwendung des überschüssigen H₂ in einem Methanisierungsprozess erscheint in diesem Anlagenfall durchaus sinnvoll. Die H₂-Überschussmenge und die Betriebsstundenzahl fallen hierfür deutlich höher als bei der Nutzung des EÜ aus. Insgesamt ist mit einer in ca. 4.832 h (2,1 MW – 1 Vol.-% H₂) ein H₂-Überschuss zu erwarten (11,9 MW = 4.863 – 5 Vol.-% H₂– 10 Vol.-% H₂).

Darüber hinaus ist eine nicht unwesentliche Voraussetzung bei der Methanisierung ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen gefahren werden, jedoch muss der erzeugte H₂ dennoch zwischenzeitlich gespeichert werden [92]. Die Investitionen für die Methanisierung und ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss über diesem Konzept hinaus betrachtet werden. Die Betriebsstundenanzahl des einzusetzenden Speichers beträgt bei Verwendung einer 2,1 MW Anlage mindestens ca. 6.953 h (11,9 MW = 7.150 h, 28,8 MW = 7.354 h). Die Speicherbetriebsstunden liegen deutlich höher als die Betriebsstunden für den Methanisierungsprozess, da sowohl die Befüllung als auch die Entleerung (an Zumischmöglichkeit gebunden) der Speicher betrachtet wurde

In der Anlage 39 sind beispielhaft für die möglichen zumischbaren Volumenströme für den vorliegenden Fall bei einer zulässigen H₂-Konzentration von 10 Vol.-% dargestellt. Die Betrachtung erfolgte unter Berücksichtigung der Jahresganglinien. Darin enthalten sind der Erdgaslastfluss 2011, die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H₂-Überschusses folgende jährliche Energiespeicherung, wenn der produzierte H₂ vollständig ins Erdgasnetz eingespeist wird:

Tabelle 51: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeisleistung H ₂ [10 ³ m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _s]
1 Vol.-% H ₂	2,1 MW	420	3.370,9	11,9
5 Vol.-% H ₂	11,9 MW	2.380	17.371,4	61,5
10 Vol.-% H ₂	28,8 MW	5.760	35.718,1	126,4

5.3.4 Methanisierung (EÜ)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung der EÜ am Standort III. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge in EE-CH₄ umzuwandeln und direkt in die Erdgasleitung einzuspeisen.

Die Dimensionierung der ELY-Leistung im Hinblick auf eine Methanisierung unter der Nutzung von EÜ ist in Anlage 40 grafisch dargestellt. Darin enthalten ist die mögliche H₂-Produktion aufgrund des am Standort III vorhandenen EÜ in Abhängigkeit der elektrischen ELY-Leistung. Bei einer elektrischen ELY-Leistung von 51 MW ist der theoretische Spitzenwert der H₂-Erzeugung (ca. 1,77 Mio. m³ pro Jahr, NTP) erreicht. Wird dieser H₂ vollständig mit CO₂ zu EE-CH₄ umgesetzt, ergibt sich daraus eine Menge von 0,44 Mio. m³ EE-CH₄ (grüne Linie) pro Jahr. Von diesem erzeugten EE-CH₄-Volumen ist es möglich dabei die gesamte Menge direkt über das Jahr in das Erdgasnetz einzuspeisen (Substitution).

Bei den gegebenen Leitungsparametern der Erdgasleitung von DN 600 und PN 55, zweidrittel des maximalen Auslegungsdrucks (37 bar) und einer Gasströmungsgeschwindigkeit von 10 m/s im Transportbereich ergibt sich bei einem Leitungsdurchmesser von ca. 560 mm (DN 600) ein maximal möglicher Volumenstrom von 350.000 m³/h (NTP). Aus dieser Berechnung lässt sich ableiten, dass das überschüssige EE-CH₄ (kapazitiv von der Erdgasleitung aufgenommen und weitergeleitet werden kann. Es sind somit keine zusätzlichen Methanspeicher notwendig. Anlage 41 zeigt den Jahresdurchfluss der Erdgasleitung (gelb) mit dem substituierten Anteil (blau) an EE-CH₄ und dem EE-CH₄-Überschuss (schwarz) bei einer elektrischen ELY-Leistung von 51 MW (Spitzenwert).

Eine nicht unwesentliche Voraussetzung bei der Methanisierung ist jedoch ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen gefahren werden, jedoch muss der erzeugte H₂ zwischenzeitlich gespeichert werden [92].

Die Investitionen für ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss in diesem Konzept berücksichtigt werden.

Tabelle 52: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Spitzenwert 159 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [Mio. m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	51 MW	10.200	0,44	4,84 (11 kWh/m ³)

5.3.5 Methanisierung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung eines EB am Standort III.

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung gestaltet sich bei einer Energiebandnutzung deutlich schwieriger (Anlage 42). Die elektrische ELY-Leistung und damit der H₂- / EE-CH₄-Ertrag lässt sich in diesem Fall sehr groß dimensionieren, da der betrachtete Windpark über eine relativ hohe Leistung (ca. 200 MW) verfügt und sich bei der Verwendung eines EB hohe VLS-Anzahl ergeben. Berücksichtigt werden muss auch, dass die Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung unmittelbar einen Anstieg der Investitionen nach sich zieht. Dabei wird zugleich mehr erneuerbar produzierter Strom, welchen das Stromnetz aufnehmen könnte, für die ELY bereitgestellt, was im Widerspruch zur direkten Stromnutzung steht.

Für die Auswahl einer elektrischen ELY-Leistung müssen demzufolge folgende ergänzende Parameter berücksichtigt werden:

- Investitionen für ELY- und Methanisierungsanlage
- Nutzung von Strom, welchen das Stromnetz direkt aufnehmen könnte
- Bereitstellung eines ausreichenden H₂- und ggf. CH₄-Speichers (gekoppelt an die Leistungsgröße)

Aufgrund der Leistungskapazität der Erdgasleitung kann der gesamte EE-CH₄überschuss auch bei sehr hohen ELY-Leistungen aufgenommen und fortgeleitet werden. Es sind grundlegend keine zusätzlichen EE-CH₄-Speicher notwendig. Anlage 43 zeigt den Jahresdurchfluss der Erdgasleitung (gelb) mit dem substituierten Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 121 MW (Beispieldarstellung).

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 53: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Spitzenwert 2.436 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [Mio. m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	121 MW	24.200	15,9	174,9 (11 kWh/m ³)

5.3.6 Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte

Im folgenden Abschnitt werden die Effekte von H₂ auf die relevanten Kennwerte der Grundgase betrachtet. Aufgrund der zeitlich wechselnden Grundgase werden zwei unterschiedliche Erdgaszusammensetzungen (auf Grundlage der übergebenen gaschromatographischen Analysen) betrachtet und der Effekt von H₂-Zumischungen bis 10 Vol.-% H₂ bewertet. In Tabelle 54 sind relevante Gaskennwerte der Grundgase dargestellt. Gasanalyse I beschreibt die maximalen und die Gasanalyse II die minimalen Kennwerte.

Tabelle 54: Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II)

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	11,118 kWh/m ³	11,071 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,568	0,564
Wobbe-Index, W _{s,n}	14,757 kWh/m ³	14,728 kWh/m ³
Methanzahl, MZ	92	94

Aus den übermittelten gaschromatographischen Gaszusammensetzungen wurden mit Hilfe des Programmes „GasCalc®“ die Effekte einer H₂-Zumischung bis 10 Vol.-% berechnet. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 55 und die detaillierten Ergebnisse in Anlage 44 und Anlage 45 dargestellt.

Tabelle 55: Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H₂ Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	10,356 kWh/m ³	10,314 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,518	0,515
Wobbe-Index, W _{s,n}	14,395 kWh/m ³	14,378 kWh/m ³
Methanzahl, MZ*	83	84

* Berechnung auf Basis der AVL-Methode und der „vereinfachten“ Methode; gemäß Anwendungsbereich ist mit einer Unsicherheit der Berechnungsgrößen von MZ 6 zu rechnen

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% liegen die relevanten Gaskennwerte beider Analysen bis auf die relative Dichte innerhalb der Grenzen des DVGW-AB G 260. Das DVGW-AB G 260 (Entwurf, Januar 2012) erlaubt jedoch eine Unterschreitung der Untergrenze, wenn H₂ dem Erdgas zugemischt wird. Eine Einzelfallprüfung ist jeweils erforderlich [5]. Die Ermittlung der maximalen Zumischung hinsichtlich der Methanzahl des Gasgemisches erfolgt aufgrund des komplexen mathematischen Hintergrunds ebenfalls mit der Software „GasCalc®“. Da die rechnerische Ermittlung der Methanzahl nicht einheitlich geregelt ist, können andere Berechnungen von dieser abweichen.

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ zum Erdgas beträgt die MZ des Gasgemisches 83 bzw. 84 (Abweichungen möglich), was deutlich von der Ausgangsmethanzahl abweicht. Abgesehen von Hinweisen der Hersteller von Motoren und Turbinen liegen im DVGW-AB G 260 keine verbindlichen Grenzen für die MZ vor (handelsübliche Erdgasmotoren z.B. das Ecopower 1 verlangen MZ von mindestens 60-70).

5.4 Anlagenkonzept IV

5.4.1 Vorbetrachtung und Analyse des Überschusses aus Einspeisung durch PV-Anlagen für ein reales Mittelspannungsnetz

Ziel dieser Untersuchung, ist die Bestimmung des Leistungsüberschusses und dessen zeitlicher Verlauf in einem Mittelspannungsnetz aus Einspeisung durch PV-Anlagen im Verteilnetz, um die Möglichkeiten zum Einsatz und Betrieb einer Methanisierungsanlage abschätzen zu können.

Für die Ermittlung eines Überschusses aus Einspeisung durch PV-Anlagen für ein reales Mittelspannungsnetz, werden die Lastverhältnisse und die PV-Einspeisung über ein Jahr betrachtet. Als Betrachtungszeitschritt sind 15 Minuten vorgesehen.

Dafür standen folgende Daten zur Verfügung [96]:

- Skizze des Mittelspannungsnetzes mit Momentanmesswerten der Strommessstellen im Netz

- Kabeldaten des Mittelspannungsnetzes
- 1-Stundenmesswerte der Leistungsübertragung am Umspannwerk (Tabelle 56)
- 15-Minutenwerte der Wirkleistungseinspeisung einer PV-Anlage (Tabelle 56)
- Positionen und Leistungsangaben der im Netz bekannten PV-Anlagen

Zu diesen Daten wurden folgende Annahmen getroffen um die Berechnungen zu ermöglichen [96], [97]:

- Verteilung der Lasten im Netz für die einzelnen Stationen
- Ein generisches Tageslastprofil für alle Tage
- Kurzschlusscheinleistung und Netzimpedanzwinkel an der Oberspannungsseite des Umspannwerks
- Eingesetzter Transformator im Umspannwerk
- Verlauf der Einspeiseleistung aller PV-Anlagen gleich den vorhandenen Daten
- Entwicklung der installierten PV-Leistung bis zum Jahr 2020
- Lastgang und Einspeiseverlauf im Jahr 2020 entsprechen denen der vorhandenen Daten

Aus Daten eines realen Mittelspannungsnetzes [96] ist ein Simulationsmodell erstellt worden, dieses Netz entspricht der Darstellung in Abbildung 38.

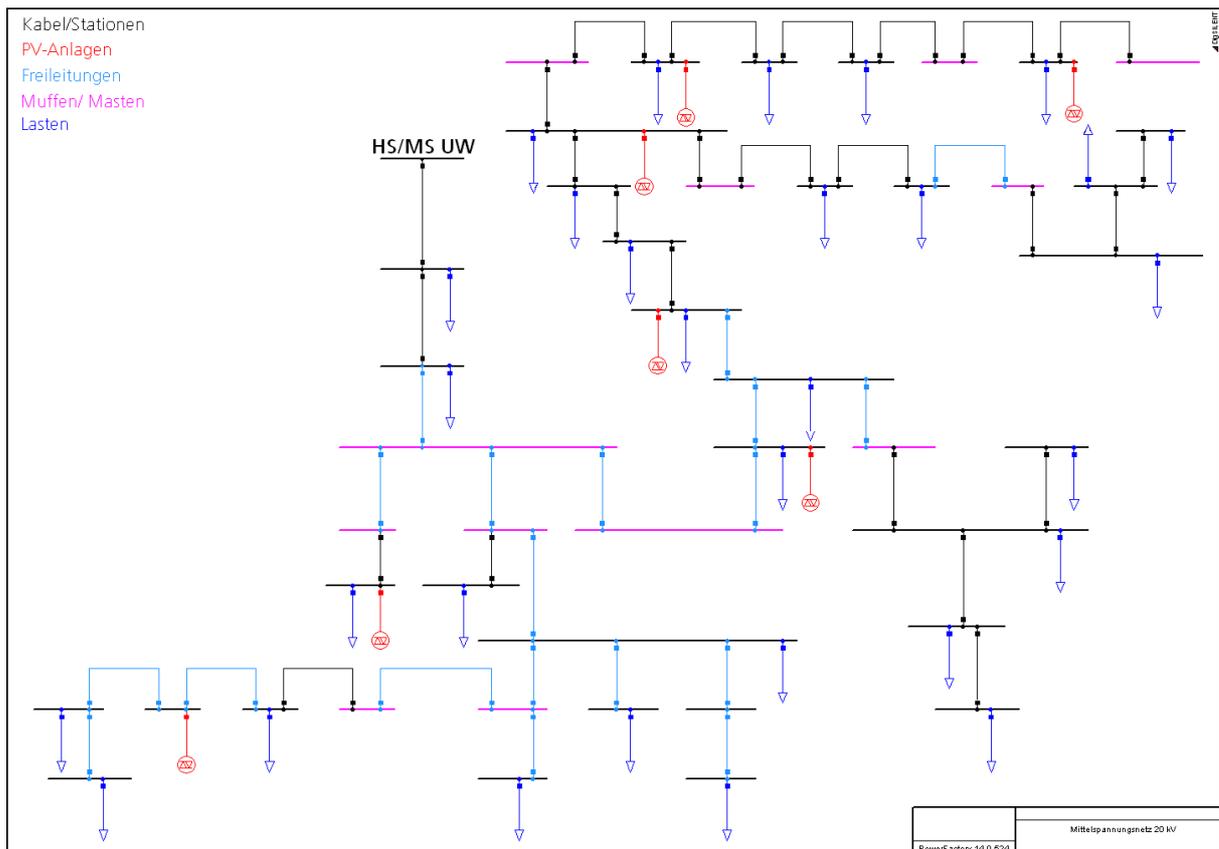


Abbildung 38: MS Simulationsmodell

Für die Berechnung dient die Netzberechnungssoftware PowerFactory (Version 14.0.524.1) von DigSILENT.

Kenndaten des Mittelspannungsnetzes:

- Radial geschaltetes Netz (Teilgebiet eines Verteilnetzringes)
- Überwiegend ländliches Gebiet mit kleinen und mittleren Gewerbebetrieben
- Im betrachteten Netz sind ca. 11 km Kabel verlegt und ca. 7,5 km Freileitung aufgestellt
- Als Kabeltypen sind verwendet vernetztes Polyethylen mit Querschnitten im Bereich von Aluminium 35 mm² - 150 mm² und Papier mit einem Querschnitt von Kupfer 70 mm²
- An Freileitungstypen wird Aluminium-Stahl mit Querschnitten von 35/6 mm² bis 70/12 mm² verwendet
- Maximaler Bezug im Netz 3 MW, entsprechend der Messdaten
- Maximale Erzeugung durch PV entsprechend der Daten zu den PV-Anlagen 4,33 MW.

Zu den reinen Netzdaten, Kabel, bzw. Freileitungen stehen noch Messdaten zur Verfügung. Von der größten PV-Anlage im Netzgebiet stehen gemessene

15-Minutenwerte zur Verfügung sowie gemessene 1-Stundenwerte der Leistungsübertragung am Umspannwerk. Genaue Angaben zur Lastverteilung stehen nicht zur Verfügung, da neben Messwerten am Umspannwerk nur einzelne Momentanwerte aus dem Netzgebiet verfügbar sind. Für die PV-Anlagen konnten Angaben zu den Anschlusspunkten im Mittelspannungsnetz gemacht werden. [96]

Da die Lastverteilung nicht bekannt ist, werden die Lasten, anhand der Momentanstrommesswerte an einigen Stationen im Netz aufgeteilt und auf die Stationen ohne Messwerte entsprechend gleichmäßig verteilt.

Aus den vorliegenden Messdaten werden Zeitreihen für die Lasten und die PV-Anlagen erzeugt, die für die Berechnungen eingelesen werden. Die Messdaten am Umspannwerk enthalten den Bezug der Lasten und die Einspeisung der PV-Anlagen. Angaben zu weiteren Erzeugungsanlagen im Netz liegen nicht vor.

Die vorliegenden Messdaten umfassten 12 Monate:

Tabelle 56: Angaben zu den vorliegenden Messdaten

Jahr	Monat
2006	Oktober
2010	Juni, Juli, August, September, November, Dezember
2011	Januar bis Mai

Aus den Messdaten für den 01.01.2011, einem Tag mit nahezu keiner Einspeisung aus PV, wurde für die Lasten ein Tagesprofil (Abbildung 39) erstellt, welches für jeden Tag des gesamten Jahres genutzt wird. Ein Profil für weitere Tage ist aufgrund stärkerer Sonneneinstrahlung aus den Daten nicht ohne weitere Annahmen zu ermitteln, da die bekannten PV-Einspeisedaten aus lediglich einer Anlage resultieren und Ausrichtung und etwaige Abschattungen der restlichen PV-Anlagen nicht bekannt sind. Aus diesem Grund wird sich auf ein einzelnes Tageslastprofil beschränkt. Da die Berechnungen in 15-Minuten Schritten durchgeführt werden, sind die Werte zwischen den 1-Stundenwerten am Umspannwerk linear approximiert. Um die Veränderung des Lastgangs über das Jahr zur erfassen, wird das Lastprofil mit einem Polynom 4.Grades dynamisiert (Abbildung 40). [96], [97]

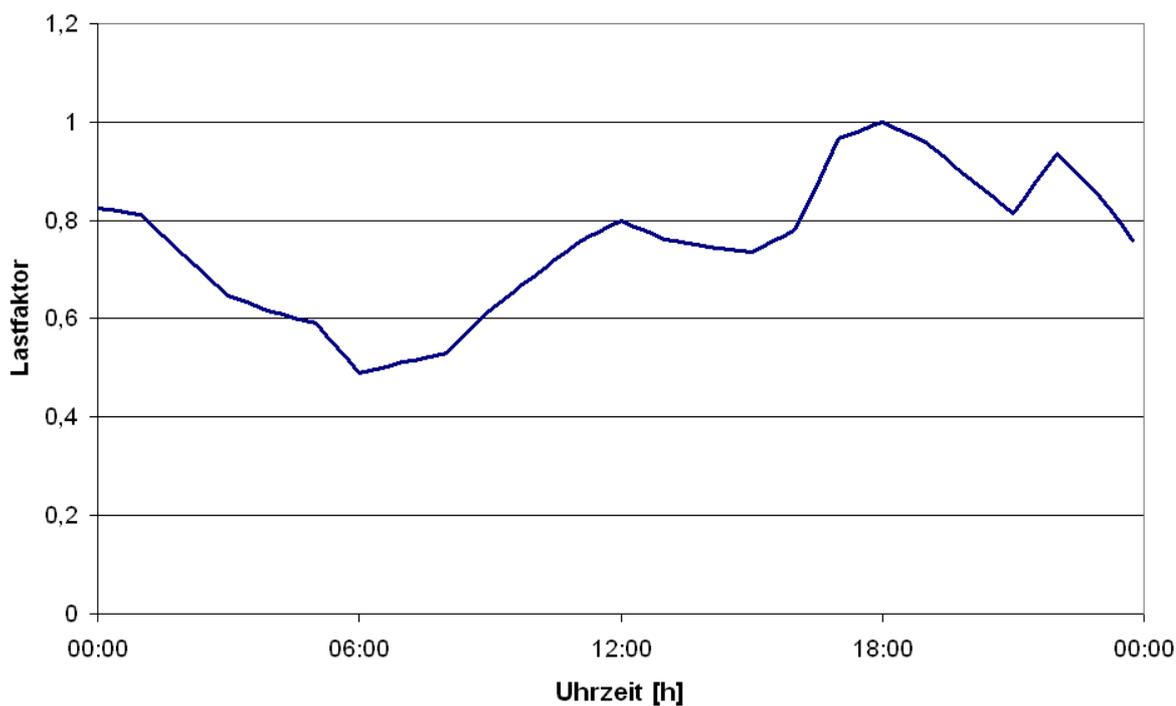


Abbildung 39: Verwendetes Lastgangprofil, das mit den entsprechenden Lastgewichtungen an den Abgängen multipliziert wird

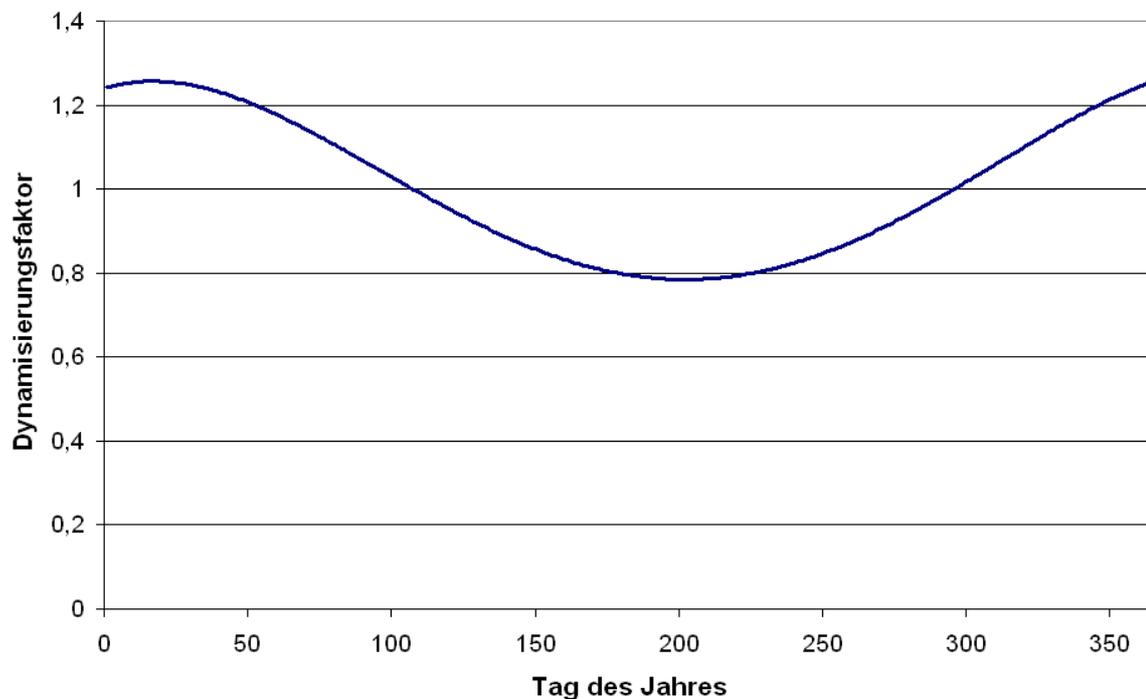


Abbildung 40: Verwendeter Dynamisierungsfaktor mit dem die Lasten je Tag multipliziert werden, entsprechend der verwendeten Verfahrensbeschreibung zu den Standardlastprofilen [97]

Für die Berechnungen werden die Werte der 30 Lasten entsprechend Tabelle 57 angenommen.

Tabelle 57: Aufteilung der Last

Anzahl der Lasten	Bezug der Lasten
8	50 kW
17	60 kW
2	80 kW
1	135 kW
2	190 kW

Für die PV-Anlagen wird die Vereinfachung getroffen, dass alle PV-Anlagen entsprechend der Messdaten einspeisen, die Messdaten werden somit auf die jeweiligen Größen der PV-Anlagen skaliert. Da Messwerte einer PV-Anlage für 12 Monate vorliegen werden diese Daten komplett genutzt.

Im Netz werden 7 PV-Anlagen berücksichtigt, für diese liegen die Daten entsprechend Tabelle 58 vor:

Tabelle 58: Bekannte PV Anlagen 2011

PV-Anlage	Nennleistung der Anlage
Anlage 1	100 kW
Anlage 2	100 kW
Anlage 3	100 kW
Anlage 4	55 kW
Anlage 5	125 kW
Anlage 6	1.380 kW
Anlage 7 (Messdaten vorhanden)	2.470 kW

Aufgrund der fehlenden Angaben und der getroffenen Vereinfachungen sind Abweichungen zwischen Simulationsergebnissen und den Messwerten zu erwarten.

Da aber auch nicht damit zu rechnen ist, dass sich das Wetter in jedem Jahr gleich verhält kann man die Simulationswerte für Abschätzungen nutzen. Die folgenden Abbildungen zeigen die gemessenen und simulierten Lastdaten, jeweils für eine Woche, am Umspannwerk.

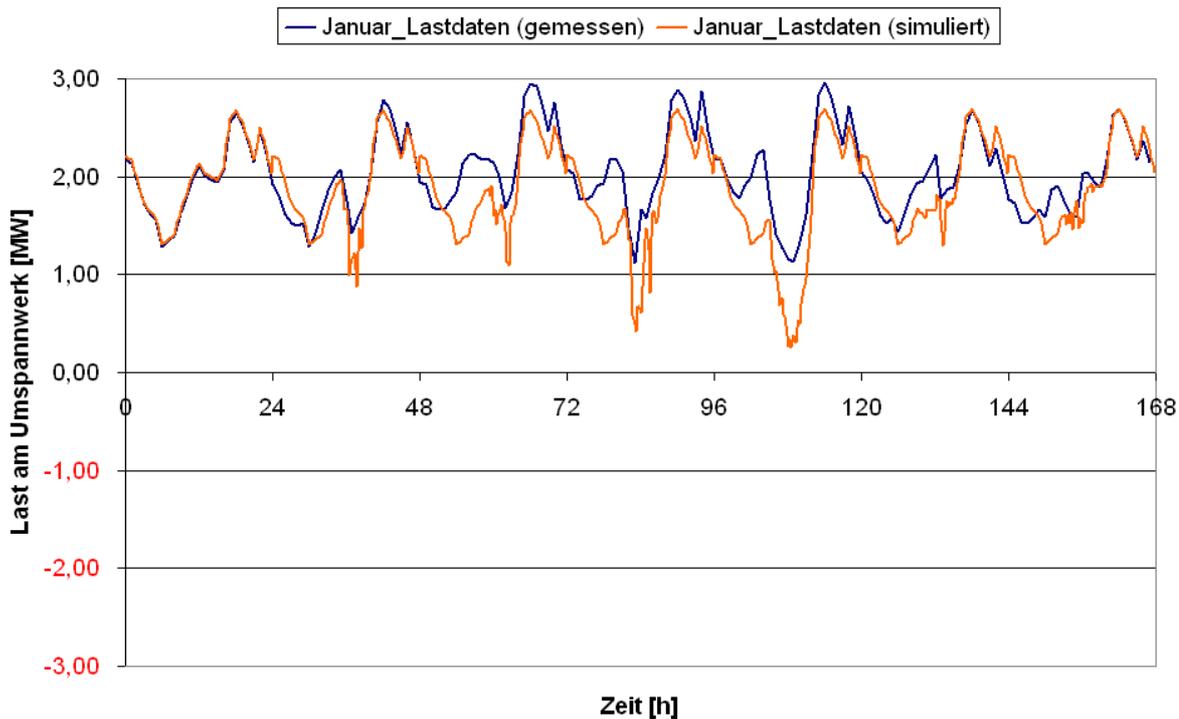


Abbildung 41: Vergleich der gemessenen und simulierten Lastdaten für eine Woche im Januar

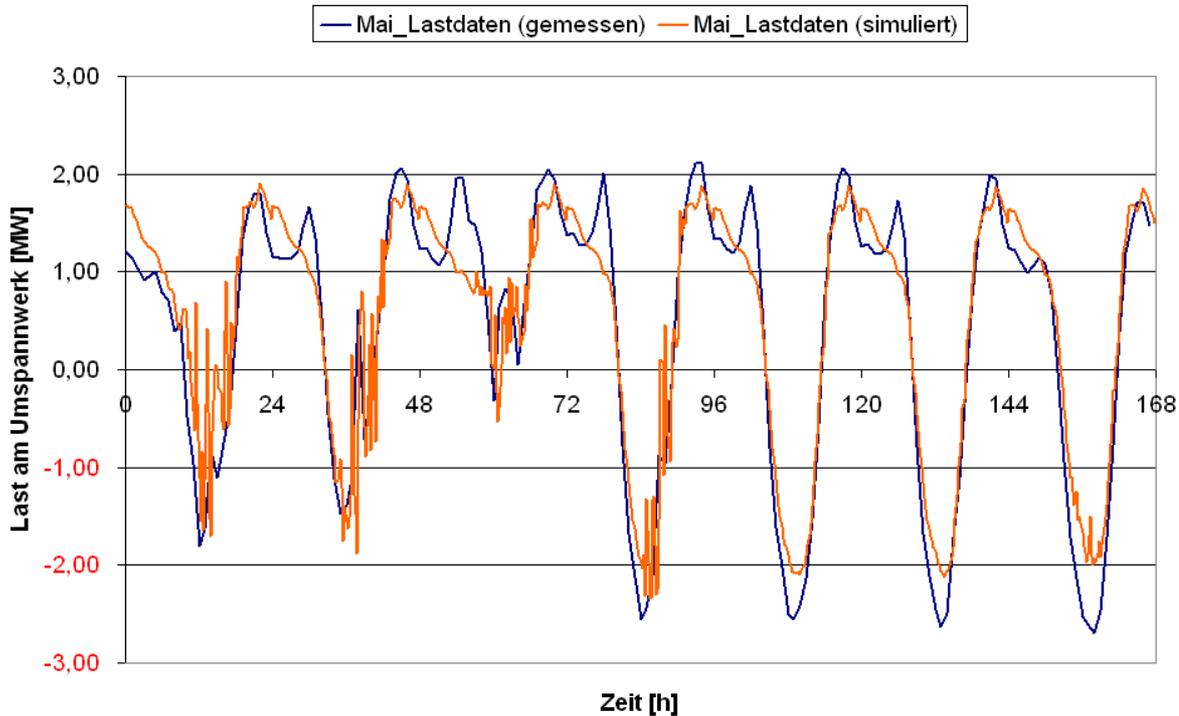


Abbildung 42: Vergleich der gemessenen und simulierten Lastdaten für eine Woche im Mai

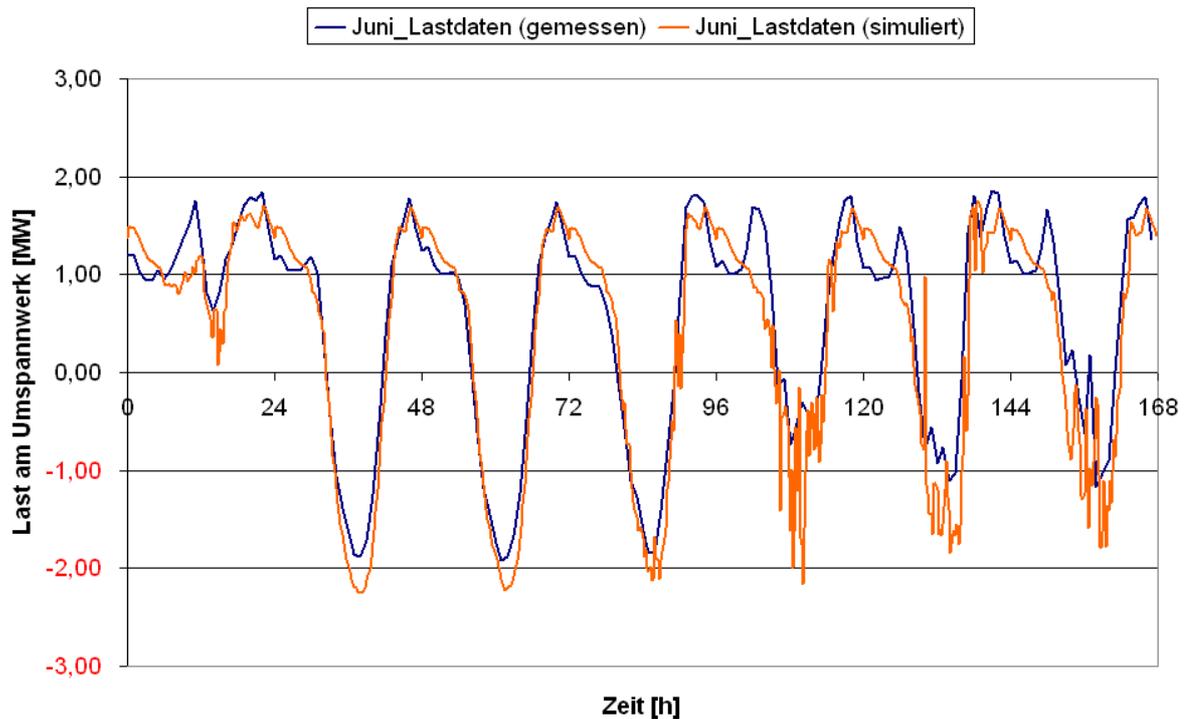


Abbildung 43: Vergleich der gemessenen und simulierten Lastdaten für eine Woche im Juni

Es ist ersichtlich, dass der Lastfluss wie erwartet nicht komplett übereinstimmt, er ist allerdings noch immer ähnlich.

5.4.2 Untersuchung für das Jahr 2020

Aufgrund der Aussage des Stromnetzbetreibers, dass in diesem Netzgebiet nur mit einer geringen Zunahme der PV-Leistung ausgegangen wird, ist die PV-Leistung für das Jahr 2020 von 4,33 MW (2011) auf lediglich 5 MW erhöht worden. Der Zuwachs ist für die Berechnungen den bestehenden Anlagen zugerechnet, daraus ergeben sich folgende PV-Anlagen für das Szenario 2020:

Tabelle 59: Bekannte PV-Anlagen 2020

PV-Anlage	Nennleistung der Anlage
Anlage 1	200 kW
Anlage 2	200 kW
Anlage 3	200 kW
Anlage 4	155 kW
Anlage 5	245 kW
Anlage 6	1.500 kW
Anlage 7 (Messdaten vorhanden)	2.500 kW

Die Lasten und Lastgänge werden für das Szenario 2020 ebenso übernommen, wie der Verlauf der PV-Einspeisung.

Als Ergebnisgrößen sind jeweils die Wirkverluste, die gesamte Wirklast und die gesamte Wirkleistungserzeugung im Netz sowie die Wirkleistungsbilanz am Umspannwerk aufgenommen worden. Diese Werte können für weitere Untersuchungsschritte verwendet werden. Ferner sind für eventuell weitere Netzanalysen an einigen Stationen die Spannungswerte aufgenommen worden.

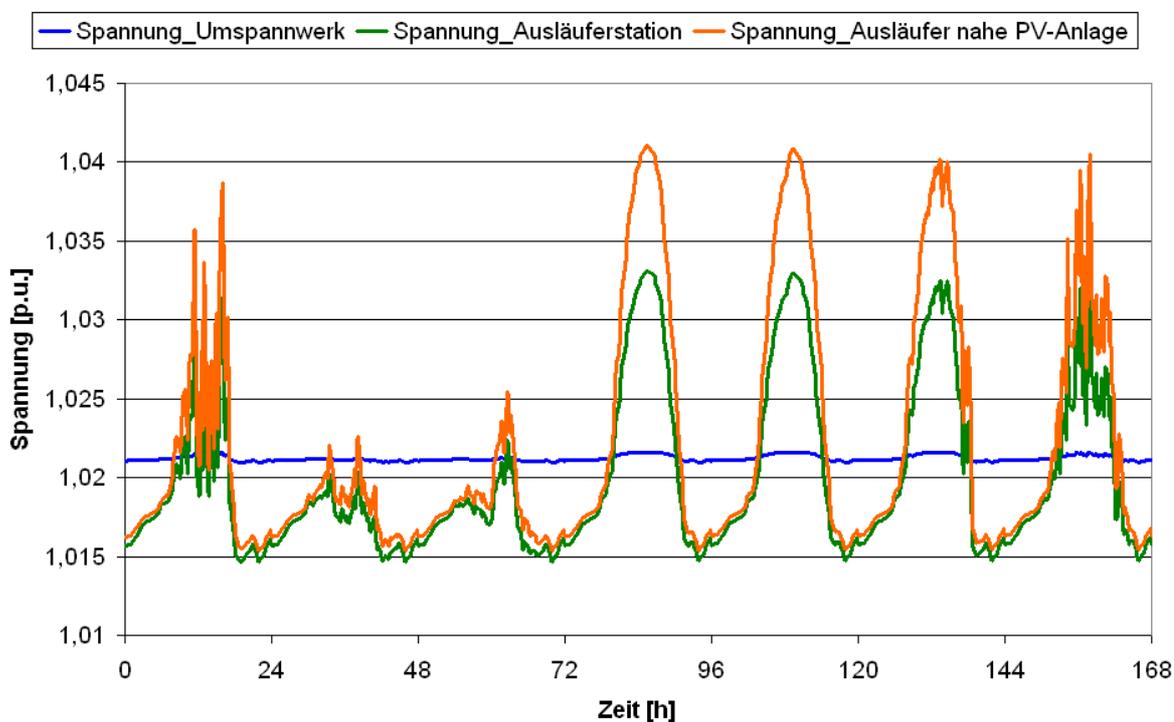


Abbildung 44: Simulierter Spannungsverlauf für eine Woche im Juni an unterschiedlichen Stationen im Netz, Szenario 2020

5.4.3 Verfügbare Energie und Erdgaslastfluss

Für das Jahr 2020 wird eine Spitzeneinspeiseleistung für den Netzbereich Standort IV von ca. 4,3 MW an PV prognostiziert. Die bereitgestellten viertelstündlichen Daten an Einspeiseleistungen wurden zu 8.760 Stundenwerte zusammengeführt und gemäß dem Spitzenwert von 4,3 MW (Prognose 2020) angepasst. [98], [96]

Die EÜ, welche aus hoher Einspeiseleistung und geringer Last entstanden, wurden über die Trafostation erfasst und gehen in die Berechnungen mit ein. [98], [96]

Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen eine grafische Darstellung der prognostizierten VLS bei der Nutzung von EÜ und des EB in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung. Dabei wurde ein ELY-Betriebsbereich zwischen 20 – 100 % betrachtet und die VLS unter 100 % anteilig aufsummiert (zwei VLS bei 50 % Last ELY ergeben eine ELY VLS bei 100 %).

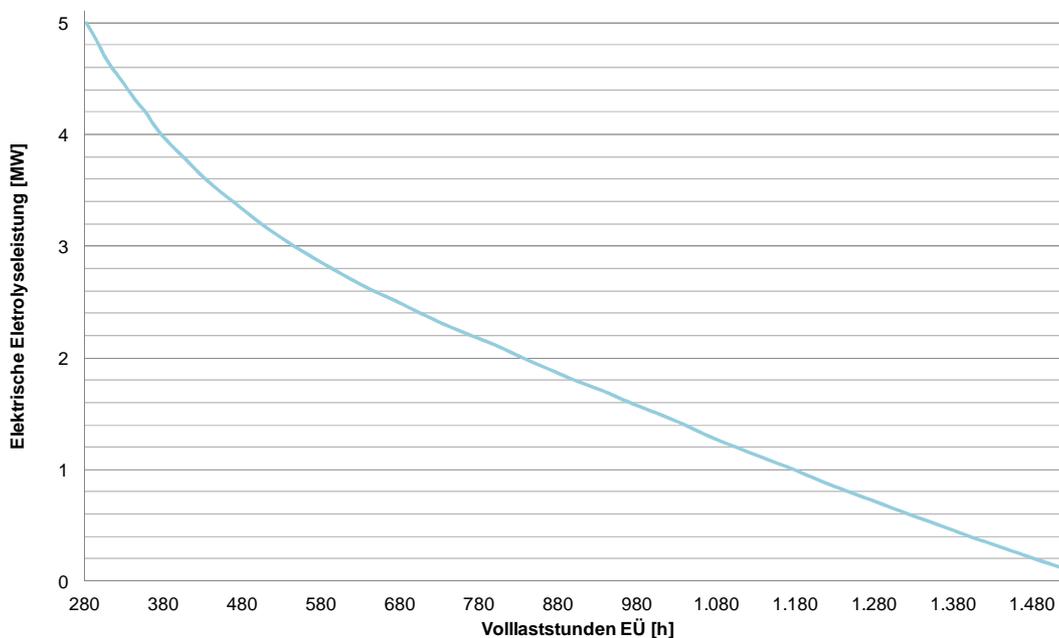


Abbildung 45: Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EÜ (Standort IV, 2020)

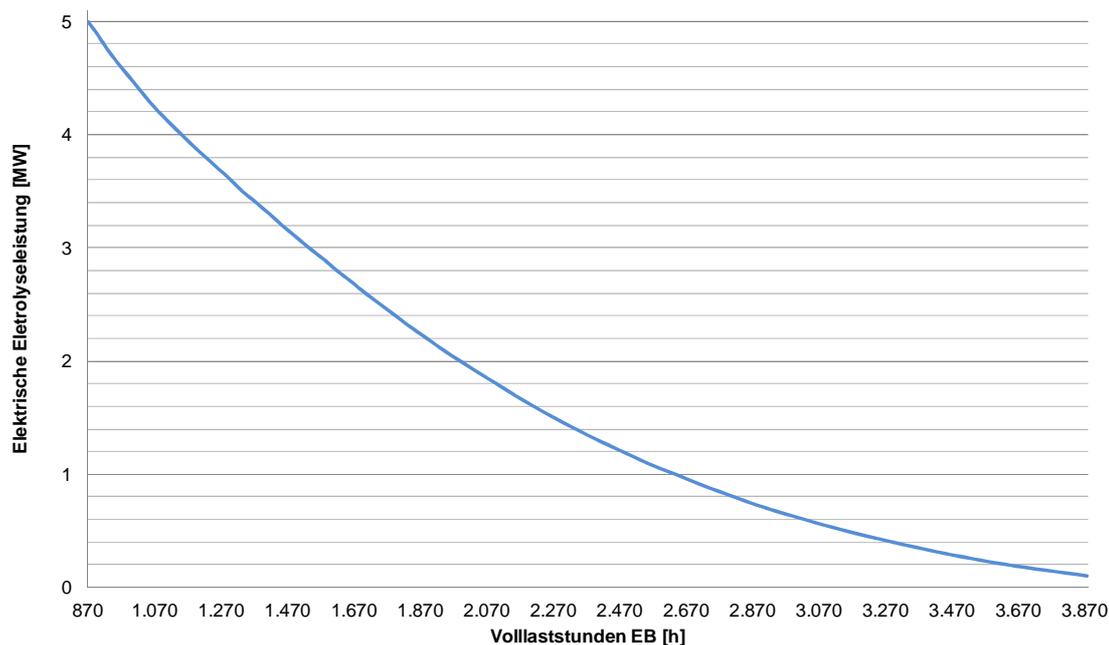


Abbildung 46: Prognostizierte VLS in Abhängigkeit der installierten ELY-Leistung, EB (Standort IV, 2020)

Neben den Energie- und Lastprofilen sind weiterhin Auskünfte (Druck, Volumenstrom und Lastprofil) über regional vorhandene Erdgasleitungen notwendig. Nach Informationen besteht die Einspeisung in ein örtliches Gasnetz mit max. 4 bar. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Gasleistung mindestens 5 MW beträgt, da über diese Erdgasleitung Heizkraftwerke und BHKW's versorgt werden. Ein detaillierter Erdgaslastfluss kann aufgrund fehlender Informationen im Teilnetzgebiete nicht abgebildet werden. [96]

Aus diesen Informationen wurde ein Mindestlastfluss von ca. 440 m³/h berechnet und für die weiteren Betrachtungen eine typische Standardlastkurve generiert. Anlage 46 zeigt die generierte Jahresganglinie des Erdgaslastflusses. Der Volumenstrom variiert im Bereich von ca. 440 m³/h im Juli und ca. 5.800 m³/h als Spitzenwert im Dezember.

Für die Auslegung der ELY-Leistung und Berechnung der Mengen an EE-Gasen wird ein spezifischer elektrischer Energiebedarf der ELY von 5,0 kWh/m³ (NTP) angenommen.

Tabelle 60 zeigt einen Überblick der Leistungsangaben sowie die maximale Erzeugung und Speicherung von EE-Gasen für EÜ und EB am Standort IV bei vollständiger Umsetzung.

Tabelle 60: Leistungsangaben EÜ / EB Standort IV und maximale Erzeugung EE-Gase

Energie-szenario	Ø Leistung	Max. Leistung	Verteilung auf VLS	Max. erzeugter H ₂	Max. erzeugter EE-CH ₄
EÜ	1,3 MW	2,8 MW	1.527 VLS	385.140 m ³ (1,4 GWh)	96.285 m ³ (1,1 GWh)
EB	1,4 MW	4,3 MW	3.899 VLS	1,1 Mio. m ³ (3,9 GWh)	0,3 Mio. m ³ (3,3 GWh)

5.4.4 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EÜ)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt im Hinblick auf die H₂-Direkteinspeisung und unter Nutzung der EÜ am Standort IV. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge direkt in die Erdgasleitung unter Berücksichtigung der gewählten Zumischgrenzen einzuspeisen. Wirtschaftliche Aspekte werden dabei berücksichtigt. Dabei werden auch Zwischenspeicher mit berücksichtigt, die die Zumischung von H₂ vergleichmäßigen.

Die Betrachtung einer H₂-Direkteinspeisung erfolgt für die Konzentrationen 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% H₂ im Erdgas und berücksichtigt so die erwartete mittelfristige Entwicklung der Zumischgrenzen. Im vorliegenden Fall ergeben sich dadurch theoretische Zumischmengen, die in folgender Tabelle dargestellt sind:

Tabelle 61: Theoretische jährliche Zumischmengen bei unterschiedlichen H₂-Konzentrationen, ausgehend vom Erdgaslastflussgesamt 20,02 Mio. m³ (NTP)

Zumischkonzentration H ₂	H ₂ -Zumischmenge (NTP)
1 Vol.-%	0,2 Mio. m ³ /a
5 Vol.-%	1,0 Mio. m ³ /a
10 Vol.-%	2,0 Mio. m ³ /a

Die theoretisch möglich jährliche H₂-Zumischung kann in der Praxis jedoch nicht (zumindest nicht wirtschaftlich) erreicht werden, da die erzeugte H₂-Menge z.B. in Hochdruckgebieten wesentlich größer ist, als die maximal mögliche Zumischmenge (begrenzt durch den Lastfluss der Gasleitung / möglichen H₂-Zumischung).

In Anlage 47 ist die jährliche mögliche H₂-Erzeugung (schwarze Gerade) in Abhängigkeit der installierten elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ dargestellt. Da die Zumischung zum jeweiligen Zeitpunkt auf max. 5 Vol.-% begrenzt ist, kann die produzierte H₂-Menge nicht vollständig dem Erdgasnetz zugeführt werden. Eine Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung ist daher in diesem Beispiel 0,9 MW sinnvoll. Unter Berücksichtigung der Zumischkonzentration von 5 Vol.-% H₂ stellt dieser Wert den Spitzenwert der möglichen H₂-Erzeugung dar.

Unter Berücksichtigung des notwendigen Speichervolumens für die Zwischenspeicherung den H₂-Überschuss, einer reduzierten H₂-Direkteinspeisung sowie der Verfolgung weiterer wirtschaftlicher und anwendungsspezifischer Ziele bzw. Restriktionen (H₂-Tankstellen) muss die Dimensionierung der ELY-Leistung geringer ausfallen.

Für die Nutzung von EÜ und der Betrachtung der drei Zumischgrenzen von 1 Vol.-%, 5 Vol.-% und 10 Vol.-% mit einer H₂-Direkteinspeisung ergeben sich folgende in Tabelle 62 dargestellte elektrische ELY-Leistungen. Unter der Berücksichtigung des notwendigen Speichervolumens für den H₂-Überschuss, einer reduzierten H₂-Direkteinspeisung sowie der Verfolgung weiterer wirtschaftlicher und anwendungsspezifischer Ziele (H₂-Tankstellen) kann die Dimensionierung der ELY-Leistung geringer oder höher ausfallen.

Zur Auslegung der Speicheranzahl werden alle Zeiträume betrachtet, in der die H₂-Produktion höher als die Zumischmöglichkeiten (z.B. 5 Vol.-% des Erdgasbedarfs) ist. In den vorliegenden Fällen ergeben sich daher die in Tabelle 62 dargestellten zu speichernden H₂-Mengen. Bei der Auslegung dieses AK wird von einer Einzelspeichergröße von 110 m³ (Tankzylinder 2,8 x 19 m) und von einem Speicherdruck von 30 bar (bis 45 bar möglich) ausgegangen. In Tabelle 62 sind die für die verschiedenen Varianten (Zumischgrenzen und installierte Leistungen) erforderlichen Speicher aufgezeigt, mit denen es möglich ist den überschüssigen H₂ vollständig zu speichern und in Zeiten keiner oder geringer Stromüberschüsse (H₂-Konzentration unterhalb der Zumischgrenze) einzuspeisen. Weiterhin sind in Tabelle 62 die jährlichen, erzeugte H₂-Mengen dargestellt, die mit den installierten ELY möglich sind sowie die mögliche direkte H₂-Zumischmenge und der unterjährige H₂-Überschuss (der in den Speichern zwischengespeichert werden muss).

Tabelle 62: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H₂-Menge und Speicheranzahl

Zumischkonzentration H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	0,2 MW (40 m ³ /h H ₂)	0,9 MW (180 m ³ /h H ₂)	1,4 MW (280 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	59,6	222,6	300,5
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	23,9	105,8	180,0
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [10 ³ m ³ /a]	35,6	116,8	120,5
Max. Speichergröße [m ³ , NTP]	6.577	17.539	9.774
Mögliche Speicheranzahl (110 m ³ , 30 bar)	2 Tanks	6 Tanks	3 Tanks
VLS ELY	1.483	1.212	1.040

Die Weiterverwendung des überschüssigen H_2 zur Methanisierung kann in diesen Anlagenfällen sinnvoll erscheinen. Die Betriebsstundenzahl, in der die Methanisierung stattfinden kann (H_2 -Überschussproduktion), beträgt bei Verwendung einer 0,2 MW Anlage ca. 1.492 h – 1 Vol.-% H_2 (0,9 MW = 1.242 h – 5 Vol.-% H_2 , 1,4 MW = 978 h – 10 Vol.-% H_2). Zu berücksichtigen ist jedoch, dass bei der Methanisierung ein möglichst kontinuierlicher H_2 -Strom vorliegen muss. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen betrieben werden, der erzeugte H_2 muss dennoch zwischengespeichert werden [92]. Die notwendigen Investitionen für ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks), bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H_2 , müssen über dieses Konzept hinaus betrachtet werden. Die Betriebsstundenanzahl des einzusetzenden Speichers beträgt bei Verwendung einer 0,2 MW Anlage ca. 4.443 h – 1 Vol.-% H_2 (0,9 MW = 3.456 h – 5 Vol.-% H_2 , 1,4 MW = 2.284 h – 10 Vol.-% H_2). Bei einer Methanisierung des überschüssigen H_2 , kann das erzeugte EE- CH_4 aufgrund der hohen Kapazität zusätzlich aufgenommen werden. Die Speicherbetriebsstunden liegen etwas höher als die Betriebsstunden für den Methanisierungsprozess, da sowohl die Befüllung als auch die Entleerung (an Zumischmöglichkeit gebunden) der Speicher betrachtet wurde

In der Anlage 48 sind beispielhaft für die Zumischgrenze von 5 Vol.-% die Jahressganglinien dargestellt. Darin enthalten sind der generierte Erdgaslastfluss, die Zumischgrenze, die erzeugte H_2 -Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H_2 -Zumischmenge. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H_2 -Überschusses folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 63: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H_2 ELY [m ³ /h]	Einspeiseleistung H_2 [10 ³ m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _s]
1 Vol.-% H_2	0,2 MW	40	59,6	0,21
5 Vol.-% H_2	0,9 MW	180	222,6	0,79
10 Vol.-% H_2	1,4 MW	280	300,5	1,06

5.4.5 Wasserstoff-Direkteinspeisung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf die H_2 -Direkteinspeisung und unter Nutzung eines EB am Standort IV. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H_2 -Menge direkt in die Erdgasleitung einzuspeisen.

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt für dieses Fallbeispiel unter Berücksichtigung der möglichen H_2 -Direkteinspeisung und unter Einsatz eines EB am Standort IV. Dabei wurde als primäres Ziel ebenfalls formuliert möglichst viel der erzeugten H_2 -Menge direkt in die Erdgasleitung unter Berücksichtigung der gewählten Zumischgrenzen (Tabelle 61) einzuspeisen.

Unter Berücksichtigung der Konzentration von 5 Vol.-% H_2 ergibt sich eine elektrische ELY-Leistung von 1,0 MW.

In Tabelle 64 dargestellt ist die Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der Zumischkonzentrationen und unter Nutzung des vorhandenen EB dargestellt. Aufgrund der weitaus höheren Betriebsstundenanzahl ist es möglich mit einer geringeren installierten elektrischen ELY-Leistung mehr H₂ direkt einspeisen zu können. Der H₂-Überschuss, welcher aufgrund der Zumischgrenze nicht eingespeist werden kann, fällt bei einer Energiebandfahrweise in Summe nicht wesentlich größer aus. Der Zeitabschnitt, in der die H₂-Speicherung jedoch erfolgen muss, ist deutlich länger, wodurch sich die Speicheranzahl des überschüssigen H₂ deutlich erhöht. Mit der in Tabelle 64 angegebenden Speichergröße ist es daher möglich nur einen sehr geringen Anteil des H₂-Überschusses zu speichern. Die Aufgabe besteht darin, die große H₂-Menge besonders in den Monaten Juni, Juli und August zu speichern oder zu methanisieren.

Tabelle 64: Darstellung der elektrischen ELY-Leistung, zumischbare H₂-Menge

Zumischkonzentration	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
Max. resultierende elektr. ELY-Leistungen	0,2 MW (40 m ³ /h H ₂)	1,0 MW (200 m ³ /h H ₂)	1,5 MW (300 m ³ /h H ₂)
Produzierte H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	146,6	540,3	703,9
Direkt zumischbare H ₂ -Menge [10 ³ m ³ /a]	69,7	260,5	423,5
Unterjährig zu speichernder H ₂ -Überschuss (Option Methanisierung) [10 ³ m ³ /a]	76,9	279,8	280,4
H ₂ -Überschuss Juni bis August [10 ³ m ³]	38,5 (50 %)	143,9 (52 %)	165,7 (59 %)
Max. Speichergröße [m ³ , NTP]	40.319	112.645	70.978
Mögliche Speicheranzahl (110 m ³ , 30 bar)	13	35	22
VLS ELY	3.634	2.637	2.273

Die Weiterverwendung des überschüssigen H₂ zur Methanisierung erscheint in diesem Anlagenfall durchaus sinnvoll. Die H₂-Überschussmenge und die Betriebsstundenanzahl fallen hierfür deutlich höher aus. Insgesamt ist mit einer Stundenanzahl von ca. 3.424 h (0,2 MW – 1 Vol.-% H₂) zu rechnen, in der ein H₂-Überschuss vorliegt (1,0 MW = 2.676 – 5 Vol.-% H₂– 10 Vol.-% H₂). Die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten überschüssigen H₂ muss jedoch weiterhin betrachtet werden.

Die Investitionen für die Methanisierung und ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss über diesem Konzept hinaus betrachtet werden. Die Betriebsstundenanzahl des einzusetzenden Speichers beträgt bei Verwendung einer 0,2 MW Anlage ca. 7.113 h – 1 Vol.-% H₂ (1,0 MW = 6.162 h – 5 Vol.-% H₂, 1,5 MW = 4.549 h – 10 Vol.-% H₂).

In der Anlage 50 sind beispielhaft für die Zumischgrenze von 10 Vol.-% die Jahresganglinien dargestellt. Darin enthalten sind der Erdgaslastfluss, die Zumischgrenze, die erzeugte H₂-Menge aufgrund der installierten ELY-Leistung sowie die verbrauchsabhängige direkte H₂-Zumischmenge. Für diese und die anderen Zumischgrenzen ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit und Zumischbarkeit des H₂-Überschusses folgende jährliche Energiespeicherung, wenn der produzierte H₂ vollständig ins Erdgasnetz eingespeist wird:

Tabelle 65: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Zumischkonzentration	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumenstrom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeiseleistung H ₂ [10 ³ m ³ /a]	Energiespeicherung [GWh/a, H _S]
1 Vol.-% H ₂	0,2 MW	40	146,6	0,5
5 Vol.-% H ₂	1,0 MW	200	540,3	1,9
10 Vol.-% H ₂	1,5 MW	300	703,9	2,5

5.4.6 Methanisierung (EÜ)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung der EÜ am Standort IV. Dabei ist das Ziel, möglichst viel der erzeugten H₂-Menge in EE-CH₄ umzuwandeln und direkt in die Erdgasleitung einzuspeisen.

Die Dimensionierung der ELY-Leistung im Hinblick auf eine Methanisierung unter der Nutzung von EÜ ist in Anlage 51 grafisch dargestellt. Darin enthalten ist die mögliche H₂-Produktion aufgrund des am Standort I vorhandenen EÜ in Abhängigkeit der elektrischen ELY-Leistung. Bei einer elektrischen ELY-Leistung von 2,5 MW ist der theoretische Spitzenwert der H₂-Erzeugung (ca. 0,37 Mio. m³ pro Jahr, NTP) erreicht. Wird dieser H₂ vollständig mit CO₂ zu EE-CH₄ umgesetzt, ergibt sich daraus eine Menge von 91.500 m³ EE-CH₄ (grüne Linie) pro Jahr. Da die Kapazität des Verteilnetzes ausreichend ist, kann der gesamte EE-CH₄ auch bei hohen ELY-Leistungen aufgenommen und abtransportiert werden.

Anlage 52 zeigt den Jahresdurchfluss der Erdgasleitung (gelb) mit dem substituierten Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 2,5 MW (Spitzenwert).

Eine nicht unwesentliche Voraussetzung bei der Methanisierung ist jedoch ein möglichst kontinuierlicher H₂-Strom. Die Methanisierung kann zwar in bestimmten Regelbereichen gefahren werden, jedoch muss der erzeugte H₂ zwischenzeitlich gespeichert werden [92]. Die Investitionen für ausreichende Speichermöglichkeiten (Tanks) bzw. die Suche nach einer Speicherlösung für den erzeugten H₂ muss in diesem Konzept berücksichtigt werden.

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 66: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Spitzenwert 1.007 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [10 ³ m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	2,5 MW	500	91,5	1,0 (11 kWh/m ³)

5.4.7 Methanisierung (EB)

Die Auslegung der elektrischen ELY-Leistung erfolgt in diesem Abschnitt im Hinblick auf eine Methanisierung und unter Nutzung eines EB am Standort IV.

Berücksichtigt werden muss, dass die Erhöhung der elektrischen ELY-Leistung unmittelbar einen Anstieg der Investitionen nach sich zieht. Dabei wird zugleich mehr erneuerbar produzierter Strom, welchen das Stromnetz aufnehmen könnte, für die ELY bereitgestellt, was im Widerspruch zur direkten Stromnutzung steht. (Anlage 53)

Für die Auswahl einer elektrischen ELY-Leistung müssen demzufolge folgende ergänzende Parameter berücksichtigt werden:

- Investitionen für ELY- und Methanisierungsanlage
- Nutzung von Strom, welchen das Stromnetz direkt aufnehmen könnte
- Bereitstellung eines ausreichenden H₂- und ggf. CH₄-Speichers (gekoppelt an die Leistungsgröße)

Aufgrund der Leistungskapazität der Erdgasleitung (Verteilnetz) kann der gesamte EE-CH₄-Überschuss auch bei hohen ELY-Leistungen aufgenommen und abtransportiert werden. Es sind grundlegend keine zusätzlichen EE-CH₄-Speicher notwendig. Anlage 54 zeigt den Jahresdurchfluss der Erdgasleitung (gelb) mit dem substituierten Anteil (blau) an EE-CH₄ bei einer elektrischen ELY-Leistung von 3,8 MW (Spitzenwert / Beispieldarstellung).

Für dieses Konzept ergibt sich unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeit folgende jährliche Energiespeicherung:

Tabelle 67: Darstellung der jährlichen Energiespeicherung (NTP)

Beispiel 1.226 VLS	Elektrische ELY-Leistung	Spitzenvolumen- strom H ₂ ELY [m ³ /h]	Einspeise- leistung EE- CH ₄ [10 ³ m ³ /a]	Energie- speicherung [GWh/a, H _s]
	3,8 MW	760	252,7	2,8 (11 kWh/m ³)

5.4.8 Effekte der Wasserstoff-Zumischung auf relevante Gaskennwerte

Im folgenden Abschnitt werden die Effekte von H₂ auf die relevanten Kennwerte der Grundgase betrachtet. Aufgrund der zeitlich wechselnden Grundgase werden zwei unterschiedliche Erdgaszusammensetzungen (auf Grundlage der übergebenen gaschromatographischen Analysen) betrachtet und der Effekt von H₂-Zumischungen bis 10 Vol.-% H₂ bewertet. In Tabelle 68 sind relevante Gaskennwerte der Grundgase dargestellt. Die Gasanalyse I beschreibt die Kennwerte in den Sommermonaten und die Gasanalyse II in den Wintermonaten.

Tabelle 68: Relevante Gaskennwerte der Grundgase (Gasanalyse I und II)

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	11,392 kWh/m ³	11,176 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,6210	0,5726
Wobbe-Index, W _{s,n}	14,457 kWh/m ³	14,770 kWh/m ³
Methanzahl, MZ	82	91

Aus den übermittelten gaschromatographischen Gaszusammensetzungen wurden mit Hilfe des Programmes „GasCalc®“ die Effekte einer H₂-Zumischung bis 10 Vol.-% berechnet. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tabelle 69 und die detaillierten Ergebnisse in Anlage 55 und Anlage 56 dargestellt.

Tabelle 69: Relevante Gaskennwerte Gasanalyse I und II bei einer H₂ Zumischung von 10 Vol.-% zu den Grundgasen

Gasanalyse	I	II
Brennwert, H _{s,n}	10,603 kWh/m ³	10,408 kWh/m ³
rel. Dichte, d	0,5656	0,5220
Wobbe-Index, W _{s,n}	14,099 kWh/m ³	14,405 kWh/m ³
Methanzahl, MZ*	77	84

* Berechnung auf Basis der AVL-Methode und der „vereinfachten“ Methode; gemäß Anwendungsbereich ist mit einer Unsicherheit der Berechnungsgrößen von MZ 6 zu rechnen

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% liegen die relevanten Gaskennwerte beider Analysen bis auf die relative Dichte bei der Gasanalyse II innerhalb der Grenzen des DVGW-AB G 260. Das DVGW-AB G 260 (Entwurf, Januar 2012) erlaubt jedoch eine Unterschreitung der Untergrenze, wenn H₂ dem Erdgas zugemischt wird. Eine Einzelfallprüfung ist jeweils erforderlich [5]. Die Ermittlung der maximalen Zumischung hinsichtlich der Methanzahl des Gasgemisches erfolgt aufgrund des komplexen mathematischen Hintergrunds ebenfalls mit der Software „GasCalc®“. Da die rechnerische Ermittlung der MZ nicht einheitlich geregelt ist, können andere Berechnungen von dieser abweichen.

Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ zum Erdgas beträgt die MZ des Gasgemisches 77 bzw. 84 (Abweichungen möglich), was deutlich von der Ausgangsmethanzahl

abweicht. Abgesehen von Hinweisen der Hersteller von Motoren und Turbinen liegen im DVGW-AB G 260 keine verbindlichen Grenzen für die Methanzahl vor (handelsübliche Erdgasmotoren z.B. das Ecopower 1 verlangen Methanzahlen von mindestens 60-70).

5.5 Zusammenfassung der Standortanalysen

Alle vier AK werden im Hinblick auf eine H₂-Direkteinspeisung sowie einer Methanisierung unter der Nutzung von Energieüberschüssen (EÜ) bzw. Energiebändern (EB) aus den erneuerbaren Energiequellen untersucht. Die Definitionen von EÜ und EB sind wie folgt beschrieben und in Abbildung 33 dargestellt:

- Energieüberschuss (EÜ): Der Energie- bzw. Stromüberschuss beschreibt den Anteil an elektrischer Leistung (1), welcher regenerativ durch WEA oder PV-Anlagen erzeugt aber unter Berücksichtigung der regionalen Stromlast (2) und der Aufnahmekapazität des am Standort vorhandenen Stromnetzes (Kappungsgrenze) nicht in das Stromnetz (3) eingespeist werden kann. Der Leistungsanteil (nach Abzug regionaler Stromlast und Kappungsgrenze) vom Energieüberschuss muss einen Bereich zwischen 20 – 100 % der installierten elektrischen ELY-Leistung zur Inbetriebnahme des ELY erreichen (Betriebsspannweite).
- Energieband (EB): Das Energieband beschreibt den Anteil an elektrischer Leistung von WEA oder PV-Anlagen (1), welcher für die ELY genutzt wird. Dieser Anteil an elektrischer Leistung ist weniger volatil, da er unabhängig von der Aufnahmekapazität des Stromnetzes ist. Der Leistungsanteil vom Energieband muss einen Bereich zwischen 20 – 100 % der installierten elektrischen ELY-Leistung erreichen (Betriebsspannweite ELY).

Die Auswahl der Standorte erfolgte auf der Grundlage von öffentlich zugänglichen Daten. Darüber hinaus wurden Annahmen für die Kappungsgrenzen und Gasnetzkapazitäten Rücksprache mit den örtlichen Strom- und Gasnetzbetreibern erarbeitet. Die jeweiligen EÜ bzw. EB der betrachteten AK dienen für die Dimensionierung der Anlagen insbesondere der ELY-Leistung. Die weitere Vorgehensweise sowie Vorbetrachtungen zu den AK sind jeweils aus den Kapiteln 5.1, 5.2, 5.3 und 5.4 zu entnehmen.

Im Folgenden sind die wesentlichen Erkenntnisse aus den Standortstudien dargestellt. In Tabelle 70 bis Tabelle 75 sind die wesentlichen Kenndaten der Berechnungsgrundlagen und der dimensionierten Anlagengrößen sowie VLS der vier Standortanalysen aus den vorherigen Kapiteln zusammengefasst. Tabelle 75 zeigt den maximalen Bedarf zur Zwischenspeicherung der H₂-Überschüsse, die aufgrund von Zumischrestriktionen zeitlich versetzt eingespeist werden müssen.

Tabelle 70: Überblick der Standortauslegungsgrundlagen

Grundlage	I. Standort (Schleswig-Holstein)	II. Standort (Schleswig-Holstein)	III. Standort (Brandenburg)	IV. Standort (Baden-Württemberg)
EE-Quelle	WEA	WEA	WEA (Biomasse, PV)	PV
Prognostizierte EE-Leistung (Spitzenwert)	~ 700 MW	~ 700 MW	~ 200 MW	~ 4 MW
Erdgas- lastfluss	~ 17.000 m ³ /h (Spitzenwert) Typischer S/W Erdgaslastfluss	Ø 140.000 m ³ /h Unstetiger Erdgaslastfluss mit Fließrichtungsän- derungen	~ 120.000 m ³ /h (Spitzenwert) Annähernd typischer S/W Erdgaslastfluss mit Fließrichtungsän- derungen	~ 6.000 m ³ /h (Spitzenwert) Typischer S/W Erdgaslastfluss (Verteilnetz)
Prognostizierte Kappungs- grenze	467 MW	467 MW	110 MW	siehe Kapitel 5.4.1
Bewertung VLS ELY VLS EÜ VLS EB	++ +++	++ +++	+ +++	++ ++

Tabelle 71: ELY-Leistung I. Standort (Schleswig-Holstein)

PtG-Pfad	EE-Nutzung	Zumischung 1 Vol.-% H ₂	Zumischung 5 Vol.-% H ₂	Zumischung 10 Vol.-% H ₂
H ₂ -Direkt- einspeisung	Energie- überschuss	0,9 MW (180 m ³ /h H ₂)	3,0 MW (600 m ³ /h H ₂)	6,0 MW (1.200 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ - Menge	1.232 h 0,2 Mio. m ³ /a H ₂	1.227 h 0,7 Mio. m ³ /a H ₂	1.219 h 1,4 Mio. m ³ /a H ₂
	Energieband	0,3 MW (60 m ³ /h H ₂)	1,7 MW (340 m ³ /h H ₂)	3,6 MW (720 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ - Menge	8.371 h 0,5 Mio. m ³ /a H ₂	8.231 h 2,8 Mio. m ³ /a H ₂	8.121 h 5,9 Mio. m ³ /a H ₂

Methanisierung	Energieüberschuss	max. Spitzenwert 160 MW (32.000 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte CH ₄ -Menge	638 h 5,5 Mio. m ³ /a CH ₄ (~ 1.000 VLS bei 70 MW)
	Energieband	sehr hohe ELY-Leistungen bei hohen VLS generierbar (WEA: 700 MW) Berücksichtigung von Kosten- und Stromkriterien

Tabelle 72: ELY-Leistung II. Standort (Schleswig-Holstein)

PtG-Pfad	EE-Nutzung	Zumischung 1 Vol.-% H ₂	Zumischung 5 Vol.-% H ₂	Zumischung 10 Vol.-% H ₂
H ₂ -Direkt-einspeisung	Energieüberschuss	15 MW (3.000 m ³ /h H ₂)	70 MW (14.000 m ³ /h H ₂)	120 MW (24.000 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ -Menge	1.184 h 3,6 Mio. m ³ /a H ₂	996 h 14,2 Mio. m ³ /a H ₂	816 h 20,3 Mio. m ³ /a H ₂
	Energieband	7,6 MW (1.520 m ³ /h H ₂)	43,2 MW (8.640 m ³ /h H ₂)	99,2 MW (19.840 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ -Menge	7.951 h 12,1 Mio. m ³ /a H ₂	7.021 h 61,3 Mio. m ³ /a H ₂	6.071 h 122,6 Mio. m ³ /a H ₂
Methanisierung	Energieüberschuss	max. Spitzenwert 160 MW (32.000 m ³ /h H ₂)		
	VLS Produzierte CH ₄ -Menge	638 h 5,5 Mio. m ³ /a CH ₄ (~ 1.000 VLS bei 70 MW)		
	Energieband	sehr hohe ELY-Leistungen bei hohen VLS generierbar (WEA: 700 MW) Berücksichtigung von Kosten- und Stromkriterien		

Tabelle 73: ELY-Leistung III. Standort (Brandenburg)

PtG-Pfad	EE-Nutzung	Zumischung 1 Vol.-% H ₂	Zumischung 5 Vol.-% H ₂	Zumischung 10 Vol.-% H ₂
H ₂ -Direkt- einspeisung	Energie- überschuss	3 MW (600 m ³ /h H ₂)	10 MW (2.000 m ³ /h H ₂)	20 MW (4.000 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ - Menge	414 h 0,3 Mio. m ³ /a H ₂	370 h 0,7 Mio. m ³ /a H ₂	307 h 1,3 Mio. m ³ /a H ₂
	Energieband	2,1 MW (420 m ³ /h H ₂)	11,9 MW (2.380 m ³ /h H ₂)	28,8 MW (5.760 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ - Menge	8.011 h 3,4 Mio. m ³ /a H ₂	7.234 h 17,4 Mio. m ³ /a H ₂	6.062 h 35,7 Mio. m ³ /a H ₂
Methani- sierung	Energie- überschuss	max. Spitzenwert 51 MW (10.200 m ³ /h H ₂)		
	VLS Produzierte CH ₄ -Menge	159 h 0,44 Mio. m ³ /a CH ₄ (~ 425 VLS bei 1 MW)		
	Energieband	hohe ELY-Leistungen bei hohen VLS generierbar (WEA: 200 MW) Berücksichtigung von Kosten- und Stromkriterien max. Spitzenwert 121 MW (24.200 m ³ /h H ₂)		

Tabelle 74: ELY-Leistung IV. Standort (Baden-Württemberg)

PtG-Pfad	EE-Nutzung	Zumischung 1 Vol.-% H ₂	Zumischung 5 Vol.-% H ₂	Zumischung 10 Vol.-% H ₂
H ₂ -Direkt- einspeisung	Energie- überschuss	0,2 MW (40 m ³ /h H ₂)	0,9 MW (180 m ³ /h H ₂)	1,4 MW (280 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ - Menge	1.483 h 0,06 Mio. m ³ /a H ₂	1.212 h 0,2 Mio. m ³ /a H ₂	1.040 h 0,3 Mio. m ³ /a H ₂
	Energieband	0,2 MW (40 m ³ /h H ₂)	1,0 MW (200 m ³ /h H ₂)	1,5 MW (300 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte H ₂ - Menge	3.634 h 0,1 Mio. m ³ /a H ₂	2.637 h 0,5 Mio. m ³ /a H ₂	2.273 h 0,7 Mio. m ³ /a H ₂

Methanisierung	Energieüberschuss	max. Spitzenwert 2,5 MW (500 m ³ /h H ₂)
	VLS Produzierte CH₄-Menge	677 h 0,09 Mio. m ³ /a CH ₄ (~ 1.000 VLS bei 1,5 MW)
	Energieband	geringe ELY-Leistungen bei hohen VLS generierbar (WEA: 4 MW) Berücksichtigung von Kosten- und Stromkriterien max. Spitzenwert 3,8 MW (760 m ³ /h H ₂)

Tabelle 75: Speicherbedarf bei H₂-Direkteinspeisung

H ₂ -Direkteinspeisung	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	10 Vol.-% H ₂
I. Standort EÜ	10.687 m ³	20.988 m ³	41.975 m ³
I. Standort EB	93.694 m ³	608.112 m ³	1.363.456 m ³
II. Standort EÜ	933.909 m ³	3.315.660 m ³	4.561.073 m ³
II. Standort EB	1.265.374 m ³	7.468.533 m ³	17.045.637 m ³
III. Standort EÜ	16.694 m ³	32.013 m ³	53.227 m ³
III. Standort EB	546.060 m ³	3.024.138 m ³	6.850.439 m ³
IV. Standort EÜ	6.577 m ³	17.539 m ³	9.774 m ³
IV. Standort EB	40.319 m ³	112.645 m ³	70.978 m ³

In Tabelle 76 sind die jährlichen Energiespeichermöglichkeiten der betrachteten Standorte für 10 Vol.-% H₂ dargestellt. Das jährliche Energiespeicherverhältnis zwischen H₂-Direkteinspeisung und Methanisierung ist standortspezifisch unterschiedlich. Dabei berücksichtigt werden muss, dass zum Erreichen eines wirtschaftliches Konzeptes eine ausreichende VLS-Anzahl relevant ist.

Tabelle 76: Vergleich der Energiespeichermöglichkeiten (Beispiel 10 Vol.-% H₂)

Standort	H ₂ -Direkteinspeisung (EÜ, 10 Vol.-% H ₂)*	Methanisierung (EÜ)
I	5,2 GWh/a (1.200 VLS)	60,5 GWh/a (600 VLS)
II	72,1 GWh/a (800 VLS)	60,5 GWh/a (600 VLS)
III	4,5 GWh/a (300 VLS)	4,8 GWh/a (160 VLS)
IV	1,1 GWh/a (1.000 VLS)	1,0 GWh/a (700 VLS)

* Inklusive H₂-Überschuss (z.B. in Tanks zwischengespeichert)

In Tabelle 77 sind für die betrachteten AK und H₂-Zumischkonzentrationen die mögliche Energiespeicherung bei Nutzung der standortspezifischen prognostizierten Energieüberschüsse ohne Berücksichtigung weiterer Einsatzkriterien (z.B. Wirtschaftlichkeit, Investitionen, VLS) dargestellt. Beim H₂-Speicherpfad ergibt sich die Energiespeicherung unter Berücksichtigung und Einsatz von Speichermöglichkeiten (z.B. H₂-Tanks) und Zumischbarkeit des jährlichen H₂-Überschusses. Eine vollständige Speicherung der elektrischen Energieüberschüsse ist aufgrund von Umwandlungsverlusten und der dimensionierten PtG-Anlagenleistungen in keinem Fall möglich. Beim H₂-Pfad ergeben sich gute bis sehr gute Speichermöglichkeiten an den Standorten II und IV, die auch über denen der Methanisierung liegen. Der Standort I ist aufgrund des geringen Lastflusses nur für sehr kleine H₂-Energiespeichermengen geeignet. Aus diesem Grund ist die Methanisierung hier vorzuziehen. Standort III ist aufgrund der geringen Energieüberschüsse und daraus resultierenden geringen VLS nicht als PtG-Standort geeignet, auch wenn das Erdgasnetz hier gute Voraussetzungen bietet. Eine Methanisierung würde an diesem Standort jedoch mehr Energieüberschüsse in das Gasnetz einspeisen können.

Tabelle 77: Darstellung der Energiespeicherung an den Standorten bei Nutzung EÜ

PtG-Speicherung	I. Standort	II. Standort	III. Standort	IV. Standort
Max. mögliche Energiespeicherung bei Nutzung EÜ	113,4 GWh/a _{el}	113,4 GWh/a _{el}	9,5 GWh/a _{el}	1,9 GWh/a _{el}
	80,3 GWh/a _{H2}	80,3 GWh/a _{H2}	6,7 GWh/a _{H2}	1,3 GWh/a _{H2}
	62,4 GWh/a _{CH4}	62,4 GWh/a _{CH4}	5,2 GWh/a _{CH4}	1,0 GWh/a _{CH4}
Energiespeicherung bei Zumischung 1 Vol.-% H ₂	0,9 GWh/a _{H2}	12,62 GWh/a _{H2}	0,9 GWh/a _{H2}	0,21 GWh/a _{H2}
	0,22 Mio. m ³ /a	3,57 Mio. m ³ /a	0,25 Mio. m ³ /a	59.600 m ³ /a
Energiespeicherung bei Zumischung 5 Vol.-% H ₂	2,6 GWh/a _{H2}	50,14 GWh/a _{H2}	2,7 GWh/a _{H2}	0,79 GWh/a _{H2}
	0,74 Mio. m ³ /a	14,16 Mio. m ³ /a	0,75 Mio. m ³ /a	222.600 m ³ /a
Energiespeicherung bei Zumischung 10 Vol.-% H ₂	5,2 GWh/a _{H2}	72,06 GWh/a _{H2}	4,5 GWh/a _{H2}	1,06 GWh/a _{H2}
	1,46 Mio. m ³ /a	20,35 Mio. m ³ /a	1,3 Mio. m ³ /a	300.500 m ³ /a
Energiespeicherung EE-CH ₄	60,5 GWh/a _{CH4}	60,5 GWh/a _{CH4}	4,84 GWh/a _{CH4}	1,0 GWh/a _{CH4}
	5,5 Mio. m ³ /a	5,5 Mio. m ³ /a	44.000 m ³ /a	91.500 m ³ /a

Tabelle 78 zeigt die Ergebnisse für eine sinnvolle Anlagendimensionierung an den vier Standorten unter Nutzung von EÜ, Betrachtung der max. untersuchten Zumischgrenze von 10 Vol.-% H₂, ohne Speicherrestriktionen (Tanks) von H₂-Überschuss und der Forderung mindestens 1.000 VLS zu erreichen, da die VLS die Wirtschaftlichkeit erheblich beeinflussen. Zusammenfassend wird festgehalten, dass für eine H₂-Direkteinspeisung der Standort II bis zu einer ELY-Leistung von 60 MW am besten geeignet ist. Hier liegen hohe VLS und ein ausreichendes Energieangebot (WEA) vor. Weiterhin ist das Lastprofil der vorhandenen Gastransportleitung für eine Zumischung von H₂ günstig. Standort I und IV sind ebenfalls für die ermittelten ELY-Leistungen (Tabelle 78) geeignet als Standorte für die Direkteinspeisung von H₂ geeignet, wobei an Standort I durch die Methanisierung des H₂ erheblich größere Energiemengen auf das Gasnetz übertragen werden können. Standort III bietet zwar eine gute Möglichkeit H₂ entsprechend der Zumischgrenzen aufzunehmen, jedoch sind die prognostizierten VLS unter Nutzung von EÜ gering.

Die Methanisierung ist prinzipiell unter der Berücksichtigung von zusätzlichen Investitionen und VLS an jedem Standort gut geeignet. Für die genauere Bewertung müssen wirtschaftliche Betrachtungen mit einbezogen werden (siehe Kapitel 7.2). Am Standort I und II ist die Installation von sehr hohen ELY-Leistungen bis 60 MW möglich. Der Standort III ist aufgrund der geringen VLS auch für die Methanisierung nicht geeignet.

Tabelle 78: Einschätzung der Standorte unter Nutzung von EÜ

PtG-Pfad	I. Standort	II. Standort	III. Standort	IV. Standort
H ₂ -Pfad (EÜ) mit Berücksichtigung von > 1.000 VLS / Zumischrestriktionen 10 Vol.% H ₂	bis ~ 6 MW ELY	bis ~ 60 MW ELY	gute Zumischmöglichkeit, jedoch zu geringe VLS	bis ~ 1,4 MW ELY
CH ₄ -Pfad (EÜ) mit Berücksichtigung von > 1.000 VLS	Methanisierung ab Zumischbegrenzung H ₂ keine Speichertanks notwendig – Einspeiseanalogie Biogas			
	bis ~ 60 MW ELY	bis ~ 60 MW ELY	gute Zumischmöglichkeit, jedoch zu geringe VLS	bis ~ 1,5 MW ELY

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 78 dargestellten Anlagengrößen sind in den folgenden Tabellen die mit diesen Anlagengrößen realisierbare Energiespeicherung (Vergleich Tabelle 77) dargestellt. In dieser Tabelle zeigt sich, dass die H₂-Speicherung bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ über der Speichermöglichkeit von EE-CH₄ an den Standorten II und IV liegt. Am Standort I ist ein deutlicher Vorteil der Methanisierung zu erkennen. Standort III wurde aufgrund der geringen VLS nicht betrachtet.

Tabelle 79: Darstellung der Energiespeicherung an den Standorten bei Nutzung EÜ unter Berücksichtigung Tabelle 78

PtG-Speicherung	I. Standort	II. Standort	III. Standort	IV. Standort
Max. mögliche Energiespeicherung bei Nutzung EÜ	113,4 GWh/a _{el} 80,3 GWh/a _{H2} 62,4 GWh/a _{CH4}	113,4 GWh/a _{el} 80,3 GWh/a _{H2} 62,4 GWh/a _{CH4}	9,5 GWh/a _{el} 6,7 GWh/a _{H2} 5,2 GWh/a _{CH4}	1,9 GWh/a _{el} 1,3 GWh/a _{H2} 1,1 GWh/a _{CH4}
Energiespeicherung bei Zumischung 1 Vol.-% H ₂	0,9 GWh/a _{H2} 0,22 Mio. m ³ /a	12,6 GWh _{H2} 3,57 Mio. m ³ /a	Keine ausreichenden VLS	0,21 GWh/a _{H2} 59.600 m ³ /a
Energiespeicherung bei Zumischung 5 Vol.-% H ₂	2,6 GWh/a _{H2} 0,74 Mio. m ³ /a	44,3 GWh _{H2} 12,5 Mio. m ³ /a	Keine ausreichenden VLS	0,79 GWh/a _{H2} 222.600 m ³ /a
Energiespeicherung bei Zumischung 10 Vol.-% H ₂	5,2 GWh/a _{H2} 1,46 Mio. m ³ /a	44,3 GWh _{H2} 12,5 Mio. m ³ /a	Keine ausreichenden VLS	1,06 GWh/a _{H2} 300.500 m ³ /a

Energie- speicherung EE-CH₄	34,1 GWh _{CH₄} 3,1 Mio. m ³ /a	34,1 GWh _{CH₄} 3,1 Mio. m ³ /a	Keine ausreichenden VLS	0,86 GWh _{CH₄} 78.200 m ³ /a
---	--	--	-------------------------------	--

Tabelle 80: Darstellung der prozentualen Energiespeicherung an den Standorten bei Nutzung EÜ unter Berücksichtigung Tabelle 78

PtG- Speicherung	I. Standort	II. Standort	III. Standort	IV. Standort
Energie- speicherung (1 Vol.-% H₂)	< 1 % _{el} 1 % _{H₂}	11 % _{el} 16 % _{H₂}	Keine ausreichenden VLS	11 % _{el} 16 % _{H₂}
Energie- speicherung (5 Vol.-% H₂)	2 % _{el} 3 % _{H₂}	40 % _{el} 55 % _{H₂}	Keine ausreichenden VLS	42 % _{el} 61 % _{H₂}
Energie- speicherung (10 Vol.-% H₂)	5 % _{el} 6 % _{H₂}	40 % _{el} 55 % _{H₂}	Keine ausreichenden VLS	56 % _{el} 82 % _{H₂}
Energie- speicherung (EE-CH₄)	30 % _{el} 55 % _{CH₄}	30 % _{el} 55 % _{CH₄}	Keine ausreichenden VLS	45 % _{el} 78 % _{CH₄}

Aus den gewonnenen Ergebnissen lassen sich folgende generelle Schlussfolgerungen ableiten:

Die untersuchten Standorte zeigen unterschiedliche Präferenzen für die H₂-Direkteinspeisung als auch für die Methanisierung. Beide Technologien sind daher für die Konvergenz der Netze essenziell. Die Entscheidung für eine der Technologien kann nur standortbezogen erfolgen.

a) H₂-Direkteinspeisung

- Der begrenzende Faktor für ELY-Dimensionierung (Energiespeicherung) ist die aktuelle Zumischgrenze (untersuchte Zumischkonzentrationen 1, 5 und 10 Vol.-% H₂).
- Die Identifizierung von optimalen Schnittpunkten zwischen regenerativen Energieangebot und Erdgaslastfluss ist geboten → optimal sind Standorte, wo der EÜ mit der möglichen Einspeisekapazität korreliert.
- Ein konstant hoher Erdgaslastfluss ermöglicht eine gleichmäßigere Zumischung insbesondere von H₂ und reduziert somit das benötigte Speichervolumen (z.B. H₂-Tank) für den H₂-Überschuss.
- Die H₂-Direkteinspeisung mit einer anschließenden Methanisierung der H₂-Überschüsse ist in Anhängigkeit der Energieverfügbarkeit und hohen VLS

durchaus möglich und sinnvoll (I. und II. Standort), muss aber in zukünftigen Arbeiten wirtschaftlich bewertet werden.

b) Methanisierung

- Die Zumischung von EE-CH₄ ist unabhängiger vom Erdgaslastfluss → Einspeiseanalogie Biogas.
- Es sind keine zusätzlichen EE-CH₄-Speicher notwendig, wohl aber H₂-Pufferspeicher als Grundlage für einen kontinuierlichen Betrieb der Methanisierung).
- Die Anlagengröße für die Methanisierung ist entsprechend dem Energieangebot (EE) auszulegen → die wesentlichen Kriterien sind hier ausreichende VLS und die Berücksichtigung von weiteren Investitionen (z.B. Methanisierungsreaktor).
- Die an den Standorten betrachteten Erdgasleitungen sind in der Lage das erzeugte EE-CH₄ vollständig aufzunehmen.

6 Unterschiede und Gemeinsamkeiten bei der Einspeisung von Wasserstoff und Methan im Vergleich zu Biogas

Die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz hat in den letzten Jahren stark zugenommen und ist mittlerweile Stand der Technik. Diese Erfahrungen können sich positiv auf die Einspeisung von H_2 und $EE-CH_4$ aus Strom ins Erdgasnetz auswirken, da sich gewisse Parallelen aufzeigen. Die Gemeinsamkeiten und Unterschiede sollen im Folgenden diskutiert werden.

Bei der fermentativen Erzeugung von Biogas wird organisches Material (Substrat) durch Mikroorganismen hauptsächlich in CH_4 und CO_2 umgewandelt. Außerdem können je nach Substrat größere Mengen H_2S entstehen. Biogas kann bereits nach einer Entschwefelung und Trocknung dem Erdgasnetz in Form eines sogenannten Zusatzgases zugespeist werden. Bedingung dafür ist, dass die Vermischung mit Erdgas ausreichend groß ist, so dass der Wobbe-Index des entstehenden Mischgases für Erdgas H mindestens $13,6 \text{ kWh/m}^3$ und Erdgas L mindestens $11,0 \text{ kWh/m}^3$ beträgt. Einem russischen Erdgas könnte beispielsweise ein Biogas mit 50 % CH_4 und 50 % CO_2 bis zu ca. 9 Vol.-% zugemischt werden. Das entstehende Mischgas entspricht im vollen Umfang den Kenndaten nach DVGW-AB G 260, 2. Gasfamilie. Die Einspeisung als Zusatzgas hat den Vorteil, dass auf eine kostenintensive Abtrennung des CO_2 verzichtet werden kann. Die Argumentation gegen die Zusatzgaseinspeisung ist, dass die Netzbetreiber nicht für eine ständige Verfügbarkeit zur Einspeisung garantieren können. Hintergrund sind die temporär auftretenden geringen Gasflüsse in Erdgasleitungen, wodurch das notwendige Mischungsverhältnis nicht erreicht werden kann und sich in den Leitungen Zonen mit Gasgemischen nicht zulässiger Gaszusammensetzung bilden.

H_2 entspricht nicht den Anforderungen der 2. Gasfamilie und kann dem Erdgas nur als Zusatzgas beigegeben werden. Die zulässige Menge variiert in Abhängigkeit verschiedener Parameter (vgl. Kapitel 3.1). Aus den Erfahrungen der Biogaseinspeisung ergibt sich, dass mit großer Wahrscheinlichkeit die möglichen Einspeisestellen für H_2 limitiert sind.

Ergeben sich beim Überprüfen der Gasnetzinfrastruktur zur Einspeisung von H_2 dennoch eine Vielzahl von Möglichkeiten Zusatzgas einzuspeisen, ist zukünftig auch mit der Einspeisung von teilaufbereitetem Biogas zu rechnen.

Da die Einspeisemöglichkeiten für Zusatzgas stark begrenzt sind, wird in der Regel bei der Einspeisung ins Erdgasnetz ein Großteil des CO_2 aus dem Biogas entfernt. Dadurch wird der Wobbe-Index des Biogases angehoben. Liegt der Wobbe-Index in den zulässigen Bereichen der G 260, so hat das Biogas die Qualität eines Austauschgases. Demgemäß sind alle brenntechnischen Anforderungen des jeweiligen Netzes (H- oder L-Gas) erfüllt, und es kann den Gasnetzen unabhängig vom Gasfluss zugespeist werden.

Mit der Methanisierung von H_2 erreicht das entstehende $EE-CH_4$ ebenfalls Austauschgasqualität. Damit können die Erfahrungen aus der Biogaseinspeisung nahezu vollständig angewandt werden. Da die Einspeisung keinen Grundgasvolumenstrom erfordert, ergeben sich deutlich mehr Einspeisemöglichkeiten.

Im Erdgas H ist im Gegensatz zu Bioerdgas ein höherer Anteil an höheren Kohlenwasserstoffen wie Ethan, Propan und Butan vorhanden. Der volumenbezogene Brennwert liegt daher in der Regel etwas höher als beim Bioerdgas. Um eine korrekte und einzelgerechte Gasabrechnung zu gewährleisten, wird bei der Einspeisung von Bioerdgas in Erdgas H-Netzen in der Regel mit Flüssiggas konditioniert. In Erdgas L-Netzen ist der

Brennwert niedriger, so dass bei der Biogaseinspeisung eine Konditionierung mit Luft erfolgt.

Aus diesen Erfahrungen der Biogaseinspeisung sind auch aus abrechnungsrelevanten Aspekten erhöhte Aufwendungen (z.B. Etablierung von Brennwert-Nachverfolgungssystemen in Gasverteilnetzen vgl. Abschnitt 3.7.3) bei der H₂-Einspeisung erforderlich, um eine einzelgerechte Abrechnung sicherzustellen. Eine Brennwertanhebung wie beim Biogas ist aufgrund des großen Brennwertunterschiedes zwischen H₂ und Erdgas nicht möglich. Je nach Verhältnis von H₂ zu Erdgas wird sich der Brennwert der Mischung vom Brennwert des Grundgases unterscheiden. Die durch die diskontinuierliche Einspeisung von H₂ auftretenden Brennwertschwankungen können zu großen Problemen bei der Abrechnung führen. Insbesondere können Brennwertrekonstruktionssysteme an ihre Grenzen stoßen.

Können Möglichkeiten zur korrekten Abrechnung bei der H₂-Einspeisung entwickelt und etabliert werden, kommen diese auch der Biogaseinspeisung zugute, da künftig auf die kostenintensive Flüssiggaskonditionierung verzichtet werden könnte.

Ein weiteres Problem stellte zum Teil der H₂-Anteil im Bioerdgas dar. Dieser wurde durch die PTB-Richtlinie G 14 für Prozessgaschromatographen ohne H₂-Messung auf 0,2 Vol.-% beschränkt. Mit der Entwicklung von Prozessgaschromatographen mit H₂-Messung sind auch höhere Anteile möglich. Es stellt sich aber die Problematik, dass mit der Einspeisung von Biogas mit höheren H₂-Gehalten nicht nur der Prozessgaschromatograph an der Einspeisestelle, sondern auch Prozessgaschromatographen in der Nähe über eine H₂-Messung verfügen müssen. Besonders bei der Nutzung von Brennwertrekonstruktionssystemen kann es notwendig werden, eine Vielzahl von Prozessgaschromatographen auszutauschen oder nachzurüsten.

Durch eine Methanisierung des H₂ können die Erfahrungen aus der Biogaseinspeisung übertragen werden. Das entstehende EE-CH₄ kann den Brennwertanforderungen der jeweiligen Netze mit Flüssiggas angepasst werden.

Je nach verwendetem Substrat enthält Biogas verschiedene Gasbegleitstoffe, welche z.T. weitestgehend entfernt werden müssen. Ein typischer Begleitstoff ist H₂S. Der Gehalt an H₂S darf nicht über 5 mg/m³ betragen. Zur Entfernung wird in der Regel Luft-O₂ im stöchiometrischen Überschuss zugegeben. Dadurch wird zwar der H₂S weitgehend aus dem Gas entfernt, jedoch enthält das Bioerdgas danach Sauerstoff. Dieser ist nach DVGW-AB G 260 (Stand 2008) auf 3 Vol.-% zu begrenzen. Sind UGS angeschlossen, kann es nach DVGW-AB G 262 (Stand 2011) notwendig sein, den O₂-Gehalt auf 0,001 Vol.-% zu begrenzen, was eine andere Entschwefelungsmethode oder aber extrem hohe Verdünnung mit O₂-freiem Erdgas erfordern würde.

Für die Erzeugung von H₂ aus ELY geht man bislang davon aus, dass als Begleitkomponenten nur O₂ und Wasser enthalten sein werden. Bei der Einspeisung in Leitungen der überregionalen Versorgung ist unabhängig vom Einfluss des H₂ auf Erdgasuntergrundspeicher auch der O₂ zu beachten. Der O₂-Gehalt darf bei vielen UGS 0,001 Vol.-% nicht überschreiten. Für eine Konzentration von 1 Vol.-% H₂ im Erdgas darf demzufolge der O₂-Gehalt im H₂ nicht mehr als 0,1 % betragen. Bei höheren Beimischungen von H₂ zum Erdgas ist der O₂ dementsprechend zu begrenzen.

Bei der Methanisierung des H₂ hängt die Qualität zusätzlich vom eingesetzten CO₂ ab. Da die Methanisierung ein katalytischer Prozess ist, sollte das CO₂ weitgehend frei von Schadstoffen wie Schwefelverbindungen sein, da diese zur Vergiftung des Katalysators führen können. Diese Begleitstoffe müssen im Vorfeld aus dem CO₂ entfernt werden. Nach der Methanisierung wird neben dem entstehenden Methan im Gas nur mit CO₂, H₂

und evtl. mit Spuren von O_2 zu rechnen sein. Für die O_2 -Konzentration gilt das gleiche wie für die H_2 -Einspeisung.

7 Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von regenerativen Gasen

7.1 Vergleich mit Lösungen im Stromnetz

Im folgenden Kapitel werden die Alternativen zur Speicherung von fluktuierend erzeugtem EE-Strom im Gasnetz mittels PtG-Technologie untersucht und in Bezug auf deren Potentiale bewertet. Zudem wird abgeschätzt, ob und gegebenenfalls in welchem Umfang das PtG-Konzept den Netzausbau stromseitig verringern kann. Insgesamt ergeben sich eine Vielzahl zum Teil ergänzende Optionen für die Integration von EE-Strom in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Im Rahmen dieses Arbeitspakets werden folgende Optionen im Detail vorgestellt und deren Potentiale analysiert:

- Stromnetzausbau (Abschnitt 7.1.1),
- Flexibilität von (Groß-) Kraftwerken (Abschnitt 7.1.1.6),
- Lastmanagement (Abschnitt 7.1.2) und
- alternative Großspeicher (Abschnitt 7.1.3).

Zudem werden die im Kapitel 5 entwickelten PtG-AK anhand vereinfachter Treibhausgasbilanzen analysiert und bewertet.

7.1.1 Stromnetzausbau

7.1.1.1 Ausbaubedarf Übertragungsnetze

Aufgrund des stetig steigenden Anteils fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien in das Stromnetz in Deutschland bedarf es neuer Übertragungsleitungen für den überregionalen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch. Während Photovoltaikanlagen mit geringen Leistungen meist räumlich verstreut in das Niederspannungsnetz (Verteilnetz) einspeisen, werden Windkraftanlagen – vielfach in Windparks mit hohen Leistungen zusammengefasst – an die Mittel- oder Hochspannungsebene der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetz) angeschlossen. Daher sind für die rasch wachsende Erzeugungskapazität der Windenergie in Deutschland höhere Übertragungskapazitäten im Mittel- und Hochspannungsnetz notwendig, um erneuerbaren Strom von den Erzeugungs- in die Verbrauchszentren zu transportieren. Strom aus Windenergie trägt derzeit mit rund 36 % [99] den größten Einzelanteil zur erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland bei. Bis 2020 soll die installierte Leistung von derzeit etwa 27.000 MW_{el} auf 51.000 MW_{el} [100] wachsen. Insbesondere der prognostizierte Offshore-Anteil von 14.000 MW_{el} in Nord- und Ostsee bedarf höherer Übertragungskapazitäten, als in Norddeutschland derzeit verfügbar sind [100].

Heutige konventionelle Kraftwerkskapazitäten, die oft in der Nähe von Verbrauchschwerpunkten liegen, werden zukünftig unter anderem durch Offshore-Windparks ersetzt und erreichen niedrigere Auslastungen, was deren Wirtschaftlichkeit in Frage stellen kann. Hierfür müssen für den Energietransport weite Strecken, beispielsweise von der Nordseeküste bis nach Nordrhein-Westfalen oder Baden-Württemberg, in Kauf genommen werden. Die im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena) erstellten Dena-Netzstudien I + II ergaben in der Basisvariante (BAS) einen Ausbaubedarf der Übertragungsleitungen bis 2020 von rund 4.500 km. Dabei wurden ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 39 %, eine um 8 % sinkende Stromnachfrage und die oben genannten Ausbauziele für Windenergie angenommen. Durch den Einsatz der in der Studie betrachteten Optimierungs- und Erweiterungsmaßnahmen Energiespeicher, Freileitungsmonitoring (FLM) und Hochtemperaturleiterseile (TAL) kann der Ausbaubedarf verringert werden. Dies führt in allen untersuchten Varianten jedoch zu ungünstigeren Kosten-Nutzen-Verhältnissen, weshalb der Ausbau mit konventioneller Technik favorisiert wird.

Abbildung 1 stellt die regionalen Über- und Unterkapazitäten der Stromversorgung für die in der dena-Netzstudie II definierten Regionen sowie der daraus resultierenden Übertragungsleistungen für das Jahr 2020 dar. Deutlich zu erkennen ist die beschriebene Nord-Süd-Diskrepanz bei Erzeugung und Nutzung von elektrischer Energie in Deutschland.

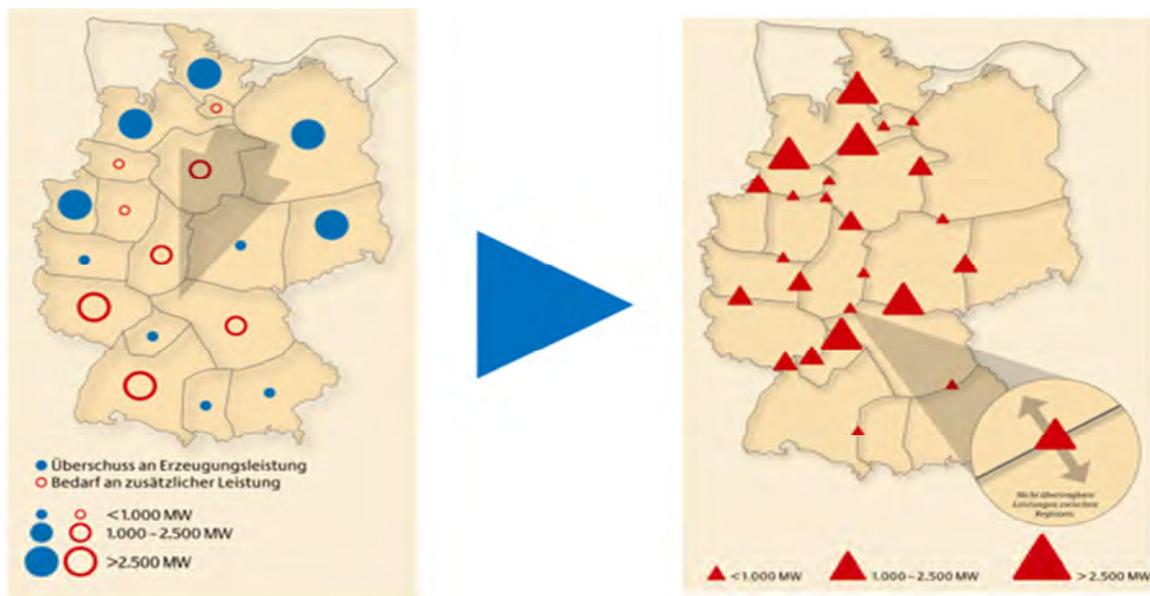


Abbildung 47: Gemittelte regionale Energiebilanzen und Netzengpassleistungen für das Jahr 2020 in Deutschland laut dena-Netzstudie II [100]

Nach heutigen Marktregeln an der Strombörse agierende Energiespeicher führten in der Simulation der dena-Netzstudie II nicht zu einer nennenswerten Entlastung des Netzes und bei gleichzeitiger Kostensteigerung nicht zu einer Reduzierung des Ausbaubedarfs. Bei anderen (zukünftigen) Stromhandelsregeln hätten die Ergebnisse anders ausfallen können, dieses wird in [101] selbst auch diskutiert. Durch den Einsatz von FLM könnte die zusätzliche Trassenlänge geringfügig, um 100 km, gesenkt werden. Die Kosten wären um vier Prozent höher als die der Basisvariante [100]. Bei dem Einsatz von TAL wäre gemäß dena-Netzstudie II mit 1.700 km, lediglich etwa die Hälfte des Trassenzubaues, der Basisvariante notwendig. Die Kosten dieser Variante liegen jedoch um etwa 70 % höher

als die der Basisvariante, unter anderem verursacht durch hohe Betriebskosten aufgrund beträchtlicher Übertragungsverluste, die den aktuellen Effizienzbestrebungen zuwiderliegen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über den Netzzubau- und den Netzmodifikationsbedarf für die drei Untersuchungsvarianten (BAS, FLM, TAL) zur Freileitungsbelastbarkeit. Für BAS sind ebenfalls die untersuchten Speichervarianten BAS050 und BAS100 angegeben. Für die Varianten FLM und TAL werden die Ergebnisse des Speichereinsatzes nicht weiter berücksichtigt, da diese auf Grund deren Kosten-Nutzen-Verhältnisse nicht anzustreben sind.

Tabelle 81: Variantenvergleich von Ausbauvarianten laut dena-Netzstudie II [101]

Variante	Bedarf Trassenzubau im Übertragungsnetz	Zu modifizierende Trassenlängen	Kosten bis 2020	Verlustenergiebedarf
BAS 000	3.600 km	0 km	0,946 Mrd. EUR /a	Referenzwert
BAS 050	3.400 km	0 km	ca. 1,4 Mrd. EUR/a	ca. - 1,5 %
BAS 100	3.600 km	0 km	ca. 2,5 Mrd. EUR/a	ca. - 2 %
FLM 000	3.500 km	3.100 km	0,958 Mrd. EUR /a	ca. + 2 %
TAL 000	1.700 km	5.700 km	1,617 Mrd. EUR /a	ca. + 20 %

Die unter anderem in Kooperation mit dem Bundesverband Windenergie und den Übertragungsnetzbetreibern erarbeiteten Dena-Netzstudien stellen für Deutschland die umfassendsten Netzausbauarbeiten dar. Eine weitere, von den Beratungs- und Forschungsunternehmen Consentec und r2b erstellte Studie kommt zu dem Ergebnis, dass für einen Anteil von 35 % erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2020 ein Netzausbau gemäß des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) ausreicht [102]. Das EnLAG umfasst etwa 2.000 km neuer Hochspannungstrassen.

Entsprechend der Vielfalt möglicher Optimierungsoptionen im elektrischen Verbundnetz sowie einer unklaren politischen Meinung zur bevorzugten räumlichen Verteilung der Energieerzeugungsanlagen wird die zusätzliche Trassenlänge kontrovers diskutiert. In einem Positionspapier betonen die Dena und Consentec/r2b gemeinsam die hohe Bedeutung des notwendigen Netzausbaus mit dem Hinweis auf 2.000 km bis 4.500 km erforderlicher neuer Trassen [101].

Für einen europaweiten Energietransport und -handel sind darüber hinaus die Übertragungsleistungen der Grenzkuppelstellen, die das deutsche Stromnetz mit denen der Nachbarländer verbinden, zu beachten. Insbesondere die Kuppelstellen nach

Skandinavien im Norden und nach Österreich und in die Schweiz im Süden sind hierbei von hoher Bedeutung [103], u.a. auch für den Speicherbedarf in Deutschland.

Im Hinblick auf die Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland ergab eine Studie der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe (DUH), dass 87 % der betroffenen Bürger eines Netzausbauprojektes negative Auswirkungen auf das Landschaftsbild erwarten und 75 % der Befragten eine Vollverkabelung der Trasse einfordern [104]. Aufgrund dieser geringen gesellschaftlichen Akzeptanz für den Neubau von Freileitungen werden nicht nur herkömmliche Kabellösungen, sondern auch eine Bündelung von Infrastruktureinrichtungen in Form eines Tunnelsystems in Erwägung gezogen. In einer Studie des Verbandes der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE) wird dieses Szenario zur Installation eines Overlay-Netzes untersucht. So könnten Tunnel beispielsweise neben Straßen-, Schienen-, Kanal- oder Pipelinestrecken für die Verlegung von Strom- und weiteren Versorgungsleitungen, wie beispielsweise Breitbandverbindungen, errichtet werden. Den hohen Anfangsinvestitionen stünde eine flexibel nutzbare, nicht sichtbare und leicht zugängliche Infrastruktur gegenüber. Mit einer Leitungslänge von etwa 2.500 km entlang von Autobahnen wäre laut der VDE-Studie ein gesamtdeutsches, tunnelverlegtes Overlay-Netz möglich [105].

Angesichts des erwarteten Ausbaus erneuerbarer fluktuierender Stromerzeugung kommt dem Netzausbau – trotz einzelner Möglichkeiten, die Länge neuer Trassen zu verringern – eine zentrale Bedeutung bei der Transformation der Energieversorgungssysteme zu. Für einen Anteil von 35 % bis 40 % erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung erscheinen neue Trassen mit einer Länge von 2.000 km bis 4.500 km sowie der Ausbau der Grenzkuppelstellen mit dem Ausland zum Aufbau eines europaweiten vernetzten Hochspannungsstromnetzes erforderlich. Diese Herausforderungen des Netzausbaus setzen Investitionen in Milliardenhöhe und einen hohen technischen Aufwand voraus, stellen aber die prioritäre Option für die Integration fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien dar.

7.1.1.2 Ausbaubedarf der Mittel- und Niederspannungsnetze

Mit zunehmendem Anteil an fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien steigt nicht nur der Bedarf an Übertragungsleitungen für den überregionalen Ausgleich sondern ebenfalls der Ausbaubedarf im Mittel- und Niederspannungsnetz, um einen sicheren Netzbetrieb unter Einhaltung notwendiger technischer Kriterien (maximale Belastungen, Spannungshaltung etc.) zu gewährleisten. Vor allem die Photovoltaik gilt hier als Treiber, aber auch alle anderen EE-Erzeuger, die zum weitaus größten Teil dezentral an das Verteilnetz angeschlossen sind.

Nach [106] sind in Abhängigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Energiekonzept 2020 und BMU Leitstudie 2010) zusätzliche Mittelspannungsleitungen von 55.000 km bis 140.000 km notwendig (entspricht 11 % bzw. 28 % des bestehenden MS-Netzes). Hinzu kommt ein Ausbau der Niederspannungsnetze zwischen 140.000 km und 240.000 km (13 % bzw. 22 % des bestehenden NS-Netzes). Das Investitionsvolumen für den Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze wird, bezogen auf das Energiekonzept 2020, auf 9,6 Mrd. EUR bis 12,7 Mrd. EUR, bzw., auf das BMU Leitszenario 2020 bezogen, auf 18,9 Mrd. EUR bis 25,5 Mrd. EUR geschätzt [106]. Die Bewertung von Stromnetzausbau sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz versus Energietransport über das Gasnetz ist für den Einzelfall durchzuführen.

7.1.1.3 Einspeisemanagement – Abregelung von Überschüssen

Der zunehmende Ausbau von EEG-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung stellt, wie bereits erwähnt, eine große Herausforderung für das elektrische Verbundnetz dar. Aufgrund des unzureichend und zeitlich verzögerten Ausbaus der Netzinfrastruktur müssen EEG-Anlagen regional bei hoher Einspeisung, insbesondere aus Windkraft, bereits heute zeitweise gedrosselt oder abgeschaltet werden, damit Versorgungssicherheit und Netzstabilität aufrecht erhalten werden können [107]. Durch Einspeisemanagement wird die Leistung von Erzeugungsanlagen ferngesteuert reduziert und damit regenerative Energie nicht genutzt, die nach EEG vergütet werden muss. Während die Engpässe im Übertragungsnetz vor allem auf große On- und Offshore-Windparks zurückzuführen sind, können lokale Verteilnetze zeitweise ebenso durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen überlastet werden.

Durch den verzögerten Netzausbau könnte eine lokale oder regionale Speicherung erneuerbarer Energie wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sein. Eine Speicherung in Form von EE-CH₄ und H₂ bietet unter anderem den Vorteil, die gespeicherte Energie nicht nur für Strom, sondern auch orts- und zeitunabhängig für Wärme- und Kraftstoffversorgung einsetzen zu können. Mithilfe der PtG-Technologie können darüber hinaus ohne einen Netzausbau große Mengen Energie über die bestehende Erdgas-Infrastruktur transportiert und Abschaltungen von EEG-Anlagen vermieden werden.

An Windenergieanlagen kam es in 2009 aufgrund von Netzengpässen zu Ausfallarbeit in Höhe von 73,5 GWh bzw. 0,2 % bezogen auf die gesamte Windeinspeisung in Deutschland und verursachte Entschädigungszahlungen in Höhe von rund 6 Mio. EUR [107]. In 2009 waren 1,6 GW_{el}, bzw. 6 % der installierten Windleistung in Deutschland von Einspeisemanagement betroffen. Die meisten Engpässe traten im Hoch- und Mittelspannungsnetz auf, an welchen auch die meisten Windkraftanlagen und -parks angeschlossen sind. Während sich die Ausfallarbeit jedes Jahr weiter steigert, planen fast alle betroffenen Netzbetreiber in 2008 und 2009 Netzverstärkungsmaßnahmen [108].

7.1.1.4 Vergleich Übertragungstechnologien

Die Wahl der optimalen Übertragungstechnologie steht im Spannungsfeld zwischen Effizienz, Umweltverträglichkeit und den technischen Eigenschaften und dementsprechend zwischen Wirtschaftlichkeit, gesellschaftlicher Akzeptanz und Systemverhalten. Mehrere mögliche Verfahren in unterschiedlichen Kombinationen eignen sich zum Transport von Strom über weite Entfernungen:

- Stromart: Wechselstrom ↔ Gleichstrom mit/ohne Voltage Source Converter (VSC)
- Spannungsebene: 380 kV ↔ 500 kV ↔ 750/800 kV
- Frequenz: 50 Hz ↔ 16,7 Hz
- Netzform: Maschennetz ↔ Punkt-zu-Punkt Verbindung ↔ Overlay-Netz
- Leitungsform: Freileitung ↔ Erdkabel ↔ Gasisolierte Leitung (GIL), bei Erdkabel und GIL: Erdverlegung ↔ Tunnelverlegung

Derzeit werden Übertragungsnetze in Deutschland fast ausnahmslos mit 220 kV oder 380 kV Wechselstrom und einer Frequenz von 50 Hz als Freileitungen im Maschennetz betrieben [100]. Da die Verluste bei der Stromübertragung mit dem Quadrat der Stromstärke ansteigen, werden Leitungen für einen wirtschaftlichen Betrieb so dimensioniert, dass diese im Mittel nur mit einem Drittel bis zur Hälfte deren Grenzstroms belastet werden [109]. Der Netzbetreiber vermeidet dadurch hohe Verlustenergiekosten. Die Vor- und Nachteile der einzelnen Technologieeigenschaften variieren mit der Übertragungsaufgabe und der technischen sowie praktischen Umsetzbarkeit.

In der dena-Netzstudie II wurden nachfolgende Übertragungsalternativen betrachtet, die anschließend bewertet werden.

Tabelle 82: Übertragungsalternativen nach der dena-Netzstudie II

Wechselstrom (AC)				Gleichstrom (DC)			
Freileitung		Erdkabel		Freileitung		Erdkabel	
380 kV	>380 kV	380 kV	GIL	ohne VSC	mit VSC	ohne VSC	mit VSC

a) Wechselstrom-Freileitung, 220/380 kV

Das heutige Übertragungsnetz besteht fast ausnahmslos aus Wechselstrom-Freileitungen mit einer Spannung von 220 kV oder 380 kV. Aufgrund der vielfachen Verwendung sind die Investitionskosten relativ gering, neue Trassen haben jedoch aufgrund der Veränderung des Landschaftsbildes, dem Flächenverbrauch und gesundheitlichen Bedenken seitens der Bevölkerung ein Akzeptanzproblem (siehe hierzu [104]).

Übertragungsverluste

Die Übertragungsverluste von Wechselstrom-Freileitungen lassen sich durch einen spannungs- und stromabhängigen Anteil beschreiben. Bei einer gegebenen Betriebsspannung, z.B. 380 kV, sind die spannungsabhängigen Verluste vom System vorgegeben, während die stromabhängigen Verluste quadratisch mit der Stromstärke bzw. der zu übertragenden Leistung ansteigen. Bei dem Betrieb einer 380 kV Freileitung von 200 km Länge mit einer mittleren Leistung von 600 MW_{el} (maximale Übertragungsleistung 1100 MW_{el}) ergeben sich Verluste von 7 MW_{el}, was etwa 1,2 % der zu übertragenden Leistung entspricht. Bei einer "normal" ausgelasteten Freileitung werden sich die Verluste bei dem angenommenen System auch im Jahresmittel in dieser Größenordnung einpendeln. Die Leitungslänge geht näherungsweise linear in die Verluste einer Freileitung ein, was eine Verdopplung der Leitungsverluste bei doppelter Übertragungslänge bedeutet.

Beim Vergleich eines 220 kV mit einem 380 kV Systems treten bei gleicher Übertragungsleistung bei der 220 kV Leitung höhere Verluste auf, da für die Übertragung der gleichen Leistung bei niedrigerer Spannung eine höhere Stromstärke notwendig ist, weshalb die stromabhängigen Verluste für die schlechtere Bilanz sorgen bzw. die AC-Stromübertragung auf so hohe Spannungen wie nur möglich gesetzt wird. Vergleicht man Freileitungssysteme mit Kabelsystemen der gleichen Spannungsebene, weisen Kabel insbesondere bei geringen Übertragungsleistungen (= kleine Ströme) höhere Verluste auf, da beim Kabel aufgrund der elektrischen Eigenschaften insbesondere die spannungsabhängigen Verluste deutlich höher als bei einer Freileitung gleicher

Betriebsspannung sind. Ab einer zu übertragenden Leistung von ca. 900 MW_{el} sind in dem dargestellten Beispiel (Abbildung 48) die Verluste von Freileitung und Kabel gleich hoch. Bei höheren Übertragungsleistungen wirken sich die geringeren stromabhängigen Verluste des Kabels positiv aus.

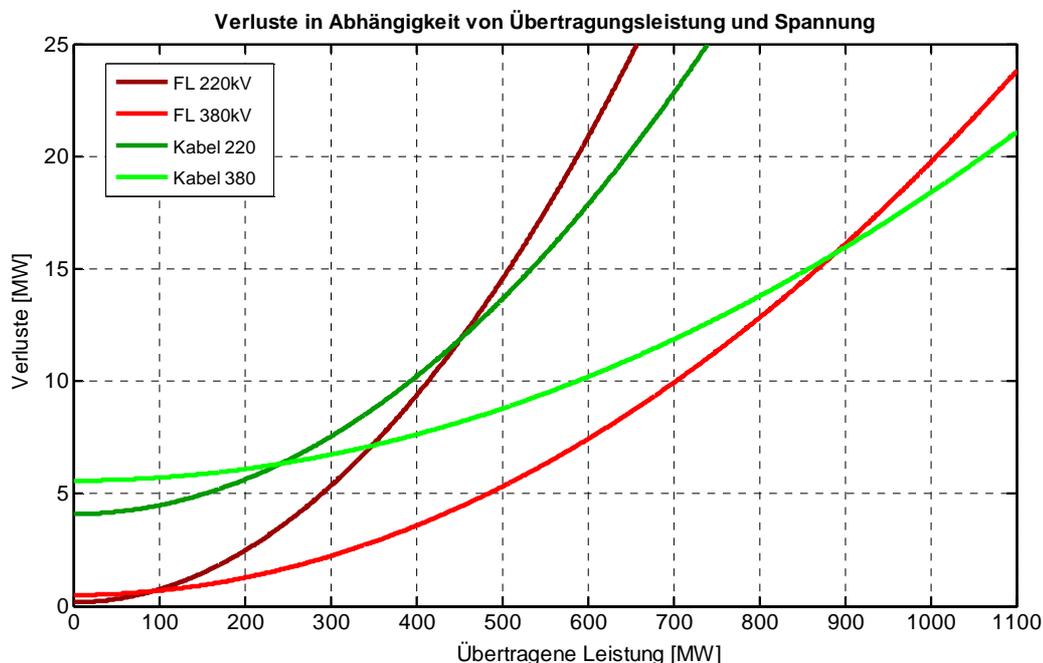


Abbildung 48: Verluste in Abhängigkeit von übertragener Leistung und Spannung für Freileitungs- bzw. Kabelsysteme von 200 km Länge (eigene Berechnung auf Basis von [110])

Vor- und Nachteile

- + etablierte Technik, gute Einbindung neuer Trassen, geringe Kosten, gute Zugänglichkeit
- geringe gesellschaftliche Akzeptanz bei Neubauprojekten, Verluste verringerbare

b) Wechselstrom-Freileitung, >380 kV

Freileitungen mit erhöhten Wechselspannungen von 500 kV bis 800 kV senken die Verluste herkömmlicher Transportleitungen durch niedrigere Stromstärken (Abbildung 49). Die Einführung einer neuen, in Deutschland noch nicht etablierten, Spannungsebene würde jedoch für die Netzbetreiber bzw. für die Betreiber der im Stromverbund angeschlossenen Netze einen höheren wirtschaftlichen und technischen Aufwand bedeuten, da keine Standardkomponenten verfügbar sind. Es müssten zudem neuartige Betriebsmittel eingesetzt werden, für die bisher nur wenige praktische Erfahrungen vorliegen [103].

Übertragungsverluste

Aus Abbildung 49 wird ersichtlich, dass die Anhebung der Spannung zu einer Senkung der Übertragungsverluste führt. Dies macht sich insbesondere bei langen Übertragungswegen bemerkbar. Während eine 380 kV Freileitung von 600 km Länge bei einer Übertragungsleistung von 1 GW_{el} Verluste von ca. 6 % aufweist, reduzieren sich die

Übertragungsverluste bei einer 800 kV Leitung und ansonsten gleichen Bedingungen auf ca. 2 %.

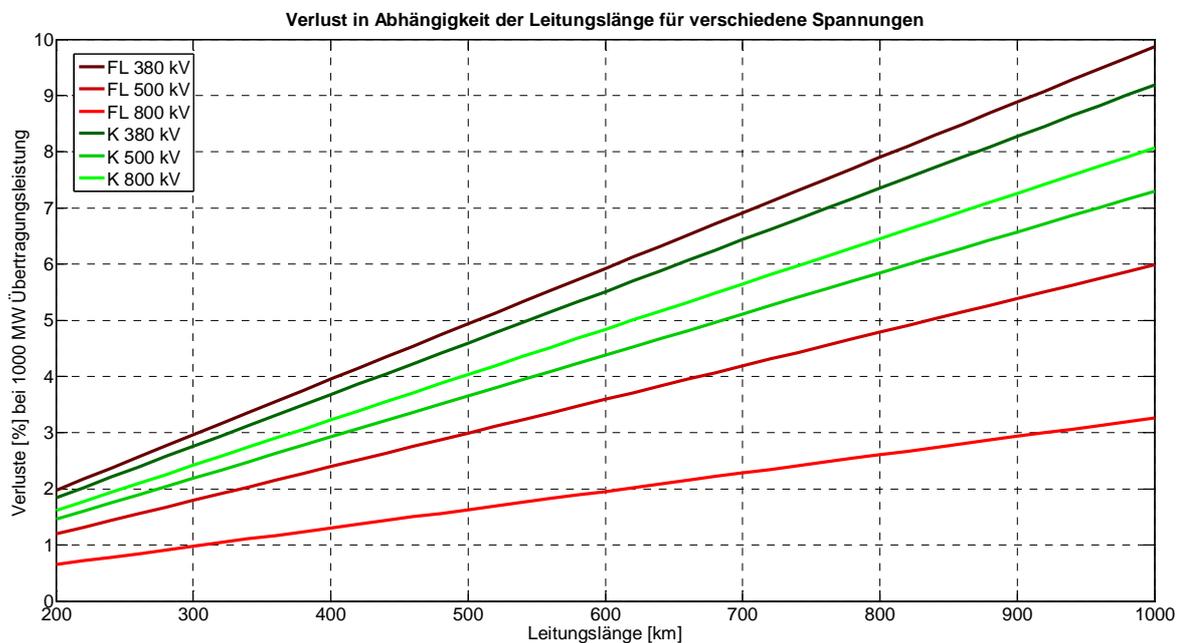


Abbildung 49: Verluste in Abhängigkeit der Spannungsebene für verschiedene Leitungslängen von Freileitungen und Kabeln (eigene Berechnung auf Basis von [110])

Vor- und Nachteile

- + geringere Verluste als 380 kV, schmalere Trassen möglich, gute Zugänglichkeit
- geringe gesellschaftliche Akzeptanz bei Neubauprojekten bspw. im Vergleich zur Kabelverlegung, aufwendige Einbindung neuer Trassen

c) Wechselstrom-Kabel, 380 kV

Bisher sind aufgrund hoher Kosten, hoher Ladeströme und geringen Erfahrungswerten nur wenige Kabelsysteme im Übertragungsnetz installiert. Der Einsatz beschränkt sich meist auf Stadtgebiete und kurze Strecken. Eine gute Zugänglichkeit kann durch Tunnel gewährleistet werden [100]

Übertragungsverluste

Wie auch bei Freileitungen hängen die Verluste von Kabeln stark von den Betriebsparametern ab. Da die stromabhängigen Verluste bei Kabeln geringer sind als bei Freileitungen, weisen Kabel gegenüber Freileitungen gleicher Spannungsebene bei hoher Auslastung eine bessere Effizienz auf (vergleiche Abbildung 48 und Ausführungen zu 380 kV Freileitungen). Gemäß [109] liegt der Widerstand im Kabelbetrieb bei etwa einem Drittel im Vergleich zur Freileitung und besitzt dadurch dreimal geringere Verluste. Bei höheren Spannungsebenen besitzen Kabelsysteme gegenüber Freileitungen zunehmend Nachteile, da erhöhte Anforderungen an die Isolation gestellt werden und höhere spannungsabhängige Verluste auftreten.

Vor- und Nachteile:

- + hohe gesellschaftliche Akzeptanz, Tunnelverlegung möglich
- hohe Kosten, aufwendige Einbindung, bei Erdverlegung schlechte Zugänglichkeit für Wartungsarbeiten

d) Gasisolierte Leitung (GIL)

Gasisolierte Rohrleitungen bestehen aus zwei ineinander liegenden Aluminiumrohrsystemen. Das spannungsführende, innere Rohr ist durch Isolatoren am äußeren Rohr befestigt, dabei werden im Zwischenraum Isoliermedien wie beispielsweise Schwefelhexafluorid (SF_6) und Stickstoff eingesetzt. GIL zeigen freileitungsähnliche Betriebseigenschaften und können hohe Leistungen auch ohne Kühlung übertragen [100]. Dem günstigen Betriebsverhalten und geringen Verlusten stehen jedoch sehr hohe Materialaufwendungen sowie hohe Kosten gegenüber, weshalb GIL-Systeme für große Strecken eher ungeeignet sind [103].

Übertragungsverluste

Nach [111] liegen die Verluste gasisolierter Leiter bei etwa 37 % im Vergleich zur 380 kV Freileitung, schwanken jedoch in Abhängigkeit der Auslegungsparameter.

Vor- und Nachteile

- + Tunnelverlegung möglich, geringe Verluste, günstiges Betriebsverhalten
- sehr hoher Kapital- und Materialaufwand, nur kurze Strecken sinnvoll

e) Gleichstrom-Freileitung, ohne VSC

Der Energietransport mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) eignet sich gut für hohe Leistungen und große Distanzen. Es wurden bereits mehrere Projekte in Lateinamerika und Asien umgesetzt, u.a. ein Projekt mit ± 800 kV, 5.000 MW_{el} und rund 1.400 km Leitungslänge [112]. Für den Betrieb benötigen klassische Gleichstromleitungen eine konstante Wechselspannung und Blindleistung aus einem Wechselstromnetz. Als Freileitung ausgeführt, erfährt diese Netztechnologie ebenfalls wenig Akzeptanz in der Bevölkerung.

Übertragungsverluste:

Die Übertragungsverluste von Gleichstrom-Freileitungen mit einer Spannung von ± 800 kV liegen bei etwa 2,5 % pro 1.000 km, bei einer Spannung von ± 500 kV bei etwa 6 % [113]. Die Systemverluste steigen dabei jedoch mit der Anzahl der Zwischenentnahmen aufgrund der Umrichterverluste, die unter Vollast bei rund 2 % liegen [103].

Vor- und Nachteile:

- + sehr hohe Spannungen und Leistungen möglich, bereits große Projekte realisiert
- Umrichter erforderlich, starkes Wechselstromnetz und Blindleistungskompensation notwendig

f) Gleichstrom-Freileitung, mit VSC

Die Gleichstromübertragung mit VSC nutzt selbstgeführte Wechselrichter mit abschaltbaren Ventilen zur getrennten Wirk- und Blindleistungsregelung. Sie kann so

unabhängig von einem Wechselstromnetz arbeiten und nach einem Netzfehler den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen (Schwarzstartfähigkeit). Durch teils sehr geringe Oberspannungen können günstigere Umrichter eingesetzt werden [100]. Aufgrund geringerer Baugröße der abschaltbaren IGBT-Ventile beanspruchen VSC-Schaltanlagen nur rund 25 % der Fläche im Vergleich zur klassischen HGÜ-Technik mit Thyristoren [114], [115]. Die VSC-Gleichstromübertragung wird fortlaufend weiterentwickelt, wodurch weitere Effizienzsteigerungen erwartet werden.

Übertragungsverluste

Die Verluste von Gleichstrom-Freileitungen mit VSC-Technik liegen gegenüber normaler Hochspannungs-Gleichstromübertragung höher. Die Systemverluste steigen, analog zur konventionellen Gleichstromfreileitung, aufgrund von Umrichterverlusten mit der Anzahl der Zwischenentnahmen. Gegenüber konventioneller HGÜ-Technik liegen die Umrichterverluste bei der VSC-Technik derzeit höher, die jedoch durch Nutzung bestehender Entwicklungspotenziale ebenfalls gesenkt werden sollen [100], [103].

Vor- und Nachteile

- + Schwarzstartfähigkeit, geringer Platzbedarf der Schaltanlagen, günstiges Betriebsverhalten
- höhere Verluste als klassische HGÜ aufgrund häufigerer und höherer Spannungsabfälle, derzeit begrenztes Übertragungsvermögen, teuer

g) Gleichstrom-Kabel, mit und ohne VSC

Eine HGÜ kann ebenfalls als Kabel ausgeführt werden, sowohl mit als auch ohne VSC. Die geringere Übertragungsleistung der VSC-Technik wird in Zukunft voraussichtlich durch Weiterentwicklung gesteigert [103]. Der höheren Akzeptanz dieser Variante stehen wiederum höhere Kosten entgegen. Die Wirtschaftlichkeit der HGÜ kann aufgrund zusätzlicher Umrichter für Zwischenentnahmen stark beeinflusst werden. Derzeit ist die Spannung auf etwa ± 320 kV begrenzt, sie soll in weiteren Entwicklungsschritten zunächst ± 500 kV erreichen [116].

Übertragungsverluste

Die Systemverluste konventioneller Gleichstromübertragungen liegen nach [114] bei etwa 2,5 % bis 4,5 %, während VSC-Gleichstromübertragungen Verluste von etwa 4 % bis 6 % aufweisen. Wie bei Gleichstromfreileitungen unterliegen auch Gleichstromkabelsysteme, abhängig von der Anzahl der Zwischenentnahmen, steigenden Umrichterverlusten [103].

Vor- und Nachteile

- + hohe Akzeptanz, in Tunnelverlegung ausführbar, Schwarzstartfähigkeit mit VSC möglich
- bisher höhere Kosten und begrenzte Spannung, weitere Entwicklungsarbeit notwendig

Bewertung der Übertragungstechnologien

Wie eingangs erwähnt, sind die Übertragungsaufgabe und die Realisierbarkeit entscheidend für die Wahl einer geeigneten Übertragungsvariante. Im öffentlichen Fokus steht vor allem die Frage der Sichtbarkeit, also die Entscheidung für eine Freileitung, eine Teil- oder eine Vollverkabelung.

Wird eine Freileitung akzeptiert, stellt die Installation einer bewährten 380 kV-Leitung die günstigste Alternative dar. Zwar könnten die Leitungsverluste durch eine Steigerung der

Spannung weiter verringert werden, eine neue Spannungsebene wäre jedoch für die Einbindung in das bestehende Netz in Deutschland regulatorisch, technisch sowie wirtschaftlich aufwendiger und ist daher in der Umsetzung nicht unproblematisch.

Im Falle einer Freileitung mit Teilverkabelung erscheint derzeit ebenfalls die Variante der Wechselstromübertragung mit Spannungen von ≥ 380 kV am wirtschaftlichsten.

Kommt für eine Trasse nur eine Kabelverlegung in Frage, können je nach Übertragungsaufgabe die Kosten einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) oder die Kosten einer Wechselstrom-Kabeltrasse niedriger liegen [100]. Insbesondere die Übertragungsdistanz, die Anzahl der Zwischenentnahmen sowie die Flexibilität entscheiden maßgeblich über die Wirtschaftlichkeit einer Übertragungsalternative. Die Kosten einer (Voll-) Verkabelung betragen etwa das Drei- bis Fünffache der Kosten einer Freileitung [103].

Eine weitere Möglichkeit zur Stromübertragung ist eine Leitungsverlegung im Tunnel. Den hohen Anfangsinvestitionen stünde eine flexibel nutzbare, nicht sichtbare und leicht zugängliche Infrastruktur gegenüber, die ebenfalls von weiteren Versorgungseinrichtungen genutzt werden könnte. Für die Wahl einer geeigneten Übertragungsalternative ist zudem die strukturelle Einbindung entscheidend. Der üblichen Integration in das Verbundnetz steht die derzeit diskutierte Errichtung eines Overlay-Netzes gegenüber, woraus sich mit veränderten Übertragungsdistanzen und Anzahl der Knotenpunkte maßgebliche Variablen ableiten. Eine Niederfrequenz-Wechselstrom-Übertragung könnte als Zukunftsvision ebenfalls berücksichtigt werden. Die Übertragung mit 16,7 Hz, entsprechend dem Stromnetz der Deutschen Bahn, ließe ebenfalls eine Übertragung mit höchsten Spannungen und niedrigen Verlusten zu, allerdings mit einer geringen Verfügbarkeit von Standardkomponenten und daher teuren Realisierung.

Stromleitungen werden in den verschiedensten Regionen und Gebieten eingesetzt, so dass auch die Auswahl der relevanten Netztechnologie anhand unterschiedlichster Anforderungen getroffen wird. Tabelle 83 stellt für die verschiedenen beschriebenen Übertragungsmöglichkeiten die Einschätzung einiger qualitativer Merkmale dar.

Tabelle 83: Auf Basis von Stromart und Leitungsform werden verschiedene Qualitätskriterien der Übertragungsvarianten wie folgt bewertet (in Anlehnung an [105])

320 kV – 400 kV	AC Freileitung	AC Erdkabel	AC Tunnel	DC Freileitung	DC Erdkabel	DC Tunnel
Gesellschaftliche Akzeptanz	--	+	+	--	+	+
Platzbedarf	--	+	+	--	+	+
Entwicklungsstand	++	0	-	0	-	-
Innovationsfähigkeit	-	0	++	+	+	++
Genehmigungsfähigkeit	-	+	0	-	+	0
Installationsaufwand	+	-	--	+	-	--
Wartungsaufwand	0	-	+	0	-	+
Legende	++ sehr vorteilhaft + vorteilhaft 0 ausgeglichen - nachteilig -- sehr nachteilig					

Die Gleichstrom-Alternativen benötigen zusätzliche Fläche für Umrichterstationen, in Tabelle 83 wurde hingegen nur der Platzbedarf der Leitungen bewertet. Da aktive Gleichstromleitungen aufgrund des fehlenden Nulldurchgangs schwerer zu trennen sind, ist das Gefährdungspotenzial durch Gleichstromleitungen im Vergleich zu Wechselstromleitungen tendenziell höher. Tunnellösungen müssen differenziert betrachtet werden: Neue Tunnel, die baulich mit bestehenden Infrastrukturen wie beispielsweise Autobahnen kombiniert werden, sind vergleichsweise einfach zu realisieren. Im Gegensatz dazu ist der Neubau von Tunneln, die z. B. unterschiedliche Infrastruktureinrichtungen kreuzen, ungleich aufwendiger. Eine individuelle Bewertung jedes Anwendungsfalls unter Berücksichtigung aller möglichen Technologieoptionen ist notwendig, um passende Lösungen zu erreichen.

7.1.1.5 Gesellschaftliche Akzeptanz

Neben technischen und ökonomischen Fragestellungen von Netzausbau, -erweiterung und -optimierung ist letztlich auch die Akzeptanz der Bevölkerung für die Realisierung großer Infrastrukturprojekte entscheidend. Während die große Mehrheit der Gesellschaft die Nutzung und den Ausbau erneuerbarer Energien begrüßt, steht sie neuen Übertragungstrassen, hauptsächlich aufgrund der Sichtbarkeit zusätzlicher Freileitungen, eher ablehnend gegenüber. Trotz der überwiegenden Befürwortung erneuerbarer Energien gibt es Auseinandersetzungen über die „Verspargelung“ oder „Vermaisung“ der Landschaft durch Windkraft- bzw. Biogasanlagen. Demnach wird die öffentliche Akzeptanz durch den Neubau von Stromtrassen zusätzlich strapaziert. Durch Veränderungen im Landschaftsbild werden vor allem der emotionale Bezug zur Heimatregion und die subjektiv empfundene Lebensqualität berührt.

In einer Befragung [104] zu einem konkreten Ausbauprojekt mit 450 betroffenen Teilnehmern werden erneuerbare Energien überwiegend (87,3 %) positiv bewertet. Im Gegensatz dazu fürchten 87 % der Betroffenen einen negativen Einfluss auf das Landschaftsbild durch den Bau von Freileitungen. Daraus folgend werden Einbußen des Tourismusgeschäftes befürchtet und 65 % der Befragten sorgen sich um den Wert ihrer Immobilien, auch im Hinblick auf Ihre Altersversorgung. Des Weiteren fürchten 80 % gesundheitliche Beeinträchtigungen durch elektromagnetische Strahlung.

Wie in anderen energiebezogenen Projekten zuvor, fühlten sich auch betroffene Bürger dieses Vorhabens unzureichend informiert. Knapp 80 % der Befragten wussten, dass in der Region neue Stromleitungen geplant sind. 85 % der Befragten wünschten sich frühzeitige Informationen über das geplante Vorhaben, einsetzbare Technologien und die Prozessabläufe. Mit 75 % forderte ein Großteil ebenso die Möglichkeiten zur Mitbestimmung. Anknüpfend an die positive Bewertung erneuerbarer Energien fordern die betroffenen Bürger ausdrücklich die Verbindlichkeit und den Nachweis, dass der Leitungsbau dem Nutzen und dem Ausbau erneuerbarer Energien dient. Des Weiteren müsse die Transparenz des Planungsprozesses deutlich verbessert werden, die derzeit nur von 10 % der Befragten als „fair“ empfunden wird.

Vor dem Bau neuer Leitungen sollten zudem mögliche Alternativen, wie die Nutzung von intelligenten Netzen (Smart Grids) und Netzoptimierungen, in Betracht gezogen werden. Bei der Notwendigkeit eines Stromleitungsbaus in Form einer Freileitung sollte diese zumindest mit vorhandenen Infrastrukturen, wie beispielsweise Autobahnen, gebündelt werden.

Bezüglich der Hauptfragestellung, ob eine langfristig sichtbare Freileitung oder unsichtbare erdverlegte Systeme installiert werden, herrscht auch im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit eine diffuse Informationslage. Wie zuvor dargestellt, variieren je nach Übertragungstechnologie die Investitionsvolumina und die Betriebskosten stark. Eine klare Meinungsbildung wird teilweise zusätzlich von der Glaubwürdigkeit der informierenden Institutionen erschwert, da nicht nur Netzbetreiber (10 %), sondern auch Planungsbehörden (12 %) selten als glaubwürdig eingeschätzt werden [104]. Da seitens der Bürger starke ökonomische Interessen der beteiligten Unternehmen vermutet werden und auch Behörden sowie politischen Ebenen nicht ausreichend Vertrauen geschenkt wird, sollten Informationen durch eine unabhängige, glaubwürdige Organisation transportiert werden.

Das von Betroffenen negativ bewertete Kosten-Nutzen-Verhältnis stellt ein weiteres Hemmnis dar. So sehen 45 % der Bürger keine Vorteile durch eine Stromtrasse für ihre Region. Die Akzeptanz kann indes durch finanzielle Kompensation nicht maßgeblich gesteigert werden und wird von der Mehrheit abgelehnt. Vielmehr wären 39 % der Befragten bereit, für eine Kabeltrasse mehr zu bezahlen [104].

Insgesamt lässt sich sagen, dass die beteiligten Institutionen aus vergangenen Projekten lernen sollten, um das Vertrauen der Betroffenen mithilfe frühzeitiger, möglichst neutraler Informationen sowie transparenter Prozesse wiederzugewinnen. Für einen konfliktarmen und erfolgreichen Leitungsbau sollten Beteiligungsmöglichkeiten der Bürger ausgeweitet und die breite Zustimmung der erneuerbaren Energien auch auf den Stromtransport übertragen werden. In der Diskussion möglicher Alternativen sollte dabei auf eine möglichst vollständige Betrachtung geachtet werden, in der neben den Auswirkungen auf das Landschaftsbild auch die volkswirtschaftlichen Kosten und Umweltauswirkungen betrachtet werden [104].

Tabelle 84: Akzeptanz möglicher Instrumente und Übertragungstechnologien

Akzeptanz am Niedrigsten wenn:	Meinungen gehen auseinander:	Akzeptanz am Höchsten wenn:
<ul style="list-style-type: none"> • Freileitungen gebaut werden • Kompensationen dafür gezahlt werden sollen 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung elektromagnetischer Felder • Teilverkabelung 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdkabel verlegt werden • Strompreise stabil bleiben • EE gefördert werden • Trassen entlang Autobahnen verlaufen

7.1.1.6 Flexibilität von (Groß-) Kraftwerken

Für die Sicherstellung der Versorgung und zur Vermeidung von kritischen Netzsituationen muss die Einhaltung der Netzfrequenz in den vorgeschriebenen Grenzen sichergestellt sein. Hierzu muss der Erzeugung von elektrischer Energie immer eine zeitgleiche Nutzung gegenüber stehen. Für die Erzeugungsseite steht in Deutschland ein Kraftwerkspark zur Verfügung, der sich aus verschiedensten vor allem fossilen aber auch erneuerbaren Kraftwerkstypen zusammensetzt. Abbildung 50 zeigt die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs aufgeschlüsselt nach den einzelnen Energieträgern im Zeitraum zwischen 1990 und 2010.

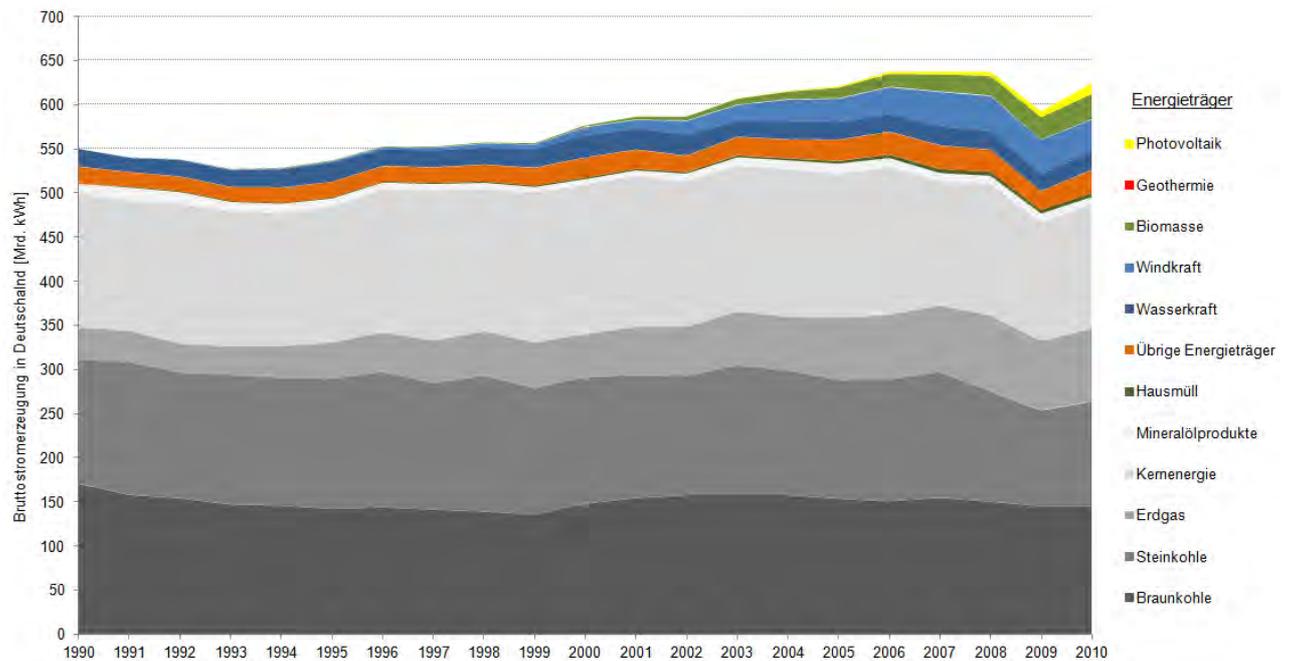


Abbildung 50: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 [117]

Diese einzelnen Kraftwerke können mehr oder weniger flexibel auf die technischen und ökonomischen Herausforderungen von Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien reagieren. Durch die fluktuierende Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik wird der Bedarf an Grundlastkraftwerken in Deutschland massiv absinken und der Bedarf an flexibler Erzeugungsleistung deutlich steigen. Der Effekt vermehrter fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien wurde beispielsweise in [118] für das Branchenszenario des Bundesverband Erneuerbare Energien Jahr 2020 und in der Leitstudie 2010 [88] mit Ausblick bis 2050 gezeigt. Unter dem Begriff „Flexibilität“ von Kraftwerken kann eine Reihe von Eigenschaften verstanden werden, denen mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien in der Energieversorgung eine zunehmende Bedeutung zukommt:

- schnelle Erhöhung / Verminderung der Erzeugungsleistungen während des laufenden Kraftwerksbetriebs (= hohe Leistungsgradienten),
- eine niedrige Mindestleistung,
- lange Lebensdauer trotz regelmäßigem Lastfolgebetrieb,
- kurze Anfahrzeiten aus dem Stillstand und
- ein hoher Teillastwirkungsgrad.

Relevant sind hierbei nicht nur die technischen Maximalgrenzen. So können zur Flexibilität auch ökonomische Aspekte, wie niedrige Anfahrkosten gezählt werden. Häufig fallen technische und ökonomische Flexibilität zusammen, jedoch kann es Ausnahmen geben. Begrenzender Faktor der technischen und ökonomischen Flexibilität sind vor allem thermische Spannungen, die in den Bauteilen beim schnellen Anfahren der Kraftwerke oder bei hohen Leistungsgradienten im Betrieb entstehen. Durch thermische Spannungen kommt es zu Bauteilverschleiß und bei häufigen An- und Abfahrvorgängen bzw. Leistungsänderungen kann es zur Verminderung der Lebensdauer der Bauteile kommen. Beispielsweise können bei GuD-Kraftwerken sogenannte Thermische Stress Controller

(TSC), für den Dampfturbinenteil eingesetzt werden, die den Betreiber zwischen Schnellstart, Normalstart und ökonomischem Start entscheiden lässt. Beim Schnellstart werden maximal 800 Starts in der Lebensdauer der Dampfturbine garantiert, beim Normalstart 2.200 und beim ökonomischen Start 8.000 Starts. Wie stark sich die Lebensdauer in Abhängigkeit der geforderten zusätzlichen Flexibilität für verschiedene Kraftwerkstypen verringert, ist jedoch zum Teil noch Gegenstand der Forschung.

Die typischen Grenzen für die eingehaltene Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Leistungsänderungsgeschwindigkeit in Prozent der Nennleistung des Kraftwerks pro Minute) sowie Anfahr Dauern der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach IER und Grimm sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt:

Kraftwerkstyp	Anfahrzeit, kalt ^a	Anfahrzeit, heiß	Mindestleistung	Leistungsänderungsgeschw.
	[h]	[h]	[%]	[%/min]
Erdgas GT	0	0	20	20
Erdgas Kombi	3–4	1	33	6
Erdgas DT	4–5	1	38	6
Steinkohlen DT	4–5	2	38	4
Braunkohlen DT	6–8	2	40	3
Kernbrennstoff DT	8–12	3	50–60	3,8–5,2 ^b

^a Angaben nach [46, S. 190] bzw. [36].

^b Im oberen Betriebsbereich (zwischen 80 und 100 % der Nennleistung): 10 %/min.

Abbildung 51: Anlagenparameter nach [119]

Kraftwerkstyp	Stillstandsbedingte Anfahrzeiten		
	Kaltstart	Warmstart	Heißstart
Steinkohlekraftwerk	6 h	4 h	1 h
Braunkohlekraftwerk	9 h	5 h	-
GuD-Kraftwerk	5 h	3 h	¹⁾ 85 Min ²⁾ 50 Min
Gasturbine		20 Min	
Kernkraftwerk	50 h	-	-

¹⁾ Trommelkessel

²⁾ Zwangsdurchlaufkessel

Abbildung 52: Anfahrzeiten nach [120]

Die Anfahr Dauern hängen jedoch von der Größe des Kraftwerks ab, was aus den Tabellen nicht direkt hervorgeht. Beispielsweise werden in [121] Startzeiten für GuD mit einer Gasturbine und einer Dampfturbine mit Nennleistungen im Bereich von 80 MW_{el} bis

400 MW_{el} angegeben, wobei sich die höheren Werte auf die größeren Anlagen mit 250 MW_{el} bis 400 MW_{el} Leistung beziehen.

- Heißstart: nach 8 Stunden, Stillstand: 40 bis 60 Minuten
- Warmstart: nach 48 Stunden, Stillstand: 80 bis 120 Minuten
- Kaltstart: nach 120 Stunden, Stillstand: 120 bis 170 Minuten

Gaskraftwerke sind die flexibelsten Großkraftwerkstechnologien bezüglich der Anfahrzeiten und möglichen Leistungsgradienten, nachteilig ist jedoch der niedrige Teillastwirkungsgrad.

Sehr kleine Kraftwerke wie Blockheizkraftwerke (BHKW) sind bezüglich der Anfahrzeiten wesentlich flexibler als Großkraftwerke. So können BHKW innerhalb von Sekunden bis wenigen Minuten aus dem Kaltstart angefahren werden. Sie haben zwar hohe Mindestleistungen werden jedoch meist modular geschaltet, so dass im Verbund eine hohe Flexibilität entsteht. Nachteil der Kleinkraftwerke sind in der Regel niedrigere elektrische Wirkungsgrade als bei Großkraftwerken sowie höhere spezifische Investitionskosten. Werden die Anlagen jedoch in Kraftwärmekopplung bei vollständiger Nutzung der Wärme betrieben, kann der Effizienznachteil durch einen hohen Gesamtwirkungsgrad kompensiert werden, jedoch müssen dann wiederum Einschränkungen bei der Flexibilität durch die zu deckende Wärmenachfrage hingenommen werden, die durch Wärmespeicher nur zum Teil ausgeglichen werden können.

Die hier dargestellte Flexibilität muss direkt mit der Flexibilität der betrachteten Speicheroption verglichen werden. Für dieses Projekt soll nur die H₂-Erzeugung bzw. Methanherzeugung per ELY und die Rückverstromung in Gas- und Dampfkraftwerken betrachtet werden, insofern gilt die oben beschriebene Flexibilität in ähnlicher Weise für die Rückverstromung von H₂. Es wird hierbei angenommen, dass die Flexibilität der Rückverstromung von H₂ in GuD Anlagen oder Gasturbinen sich im Bereich der Flexibilität der Erdgasverbrennung, die oben diskutiert wurde, bewegt.

Die Erzeugung von H₂ und Methan weist ebenfalls eine hohe Flexibilität auf, wenn die ELY in Betrieb ist. Aus dem Standby kann die ELY in weniger als 15 Minuten angefahren werden. Um die ELY im Stand-by zu halten muss sie jedoch warm gehalten werden. Ähnliches trifft für die Methanisierung zu, wobei diese Komponente über einen H₂-Puffer und entsprechender Dimensionierung möglichst weitgehend konstant betrieben werden sollte, da sie auf höheren Temperaturniveaus arbeitet (vgl. 4.1).

7.1.2 Lastmanagement

Um in heutigen Energieversorgungssystemen das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –verbrauch zur Gewährleistung einer sicheren und stabilen Stromversorgung zu halten, folgt die fossile und teilweise atomare Stromerzeugung dem zeitlich schwankenden Verbrauch. In einem Energieversorgungssystem mit geringer Speicherkapazität und hohen Anteilen erneuerbarer, fluktuierender Energie und demzufolge schwankenden Preisen im liberalisierten Strommarkt gewinnt die Möglichkeit der Verbrauchssteuerung an Bedeutung.

Netzbetreiber oder Letztverbraucher können selbst den Verbrauch der Maschinen und Geräte preis- und dargebotsabhängig beispielsweise auf Grundlage flexibler Tarifmodelle

verändern und somit die Last im elektrischen Netz erhöhen oder reduzieren. Diese Nutzungsänderung kann in Regelleistungs- oder Handelsmärkten oder zum Bilanzkreisausgleich eingebunden werden. Technische Voraussetzung für eine zweckmäßige Teilnahme am Lastmanagement sind moderne Informations- und Kommunikationstechnologien wie beispielsweise intelligente Stromzähler (sog. Smart Meter), die den Markt langfristig durchdringen sollen. Laut Endenergieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG, Art. 13, Abs. 1 müssen in bestehenden Gebäuden, in denen Stromzähler ersetzt werden sowie in Neubauten Smart Meter verwendet werden. In Industrie und Gewerbe findet in vielen Fällen bereits heute eine registrierende Leistungsmessung statt, womit die aktive Teilnahme am Lastmanagement möglich ist. Zu beachten sind jedoch notwendige Investitionen und produktionsbedingte Restriktionen in der Industrie, organisatorische Einschränkungen in den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie meist komfortbedingte Hemmnisse in Haushalten. Insgesamt kann das Lastmanagement als eine Art virtueller Speicher gesehen werden, der zur Systemsicherheit und zur Integration erneuerbarer Energien beiträgt.

7.1.2.1 Lastmanagementpotentiale

Im Folgenden werden die technischen Lastmanagementpotentiale, ohne Berücksichtigung ökonomischer Rahmenbedingungen in den Bereichen: Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Haushalte analysiert.

a) Industrie

Die Verbrauchseinrichtungen im Industriebereich werden in die Kategorien „energieintensive Einzelprozesse“ und „energieintensive Querschnittstechnologien“ unterteilt.

Für energieintensive Einzelprozesse in der Industrie werden teilweise bereits Lastmanagementinstrumente genutzt, um die Kosten des Energiebezugs zu senken. Zu den energieintensiven Einzelprozessen zählen die Sektoren Aluminium, Chemie, Stahl, Zement und Papier. Zu den energieintensiven Querschnittstechnologien gehören die Prozesskälte, die Druckluft sowie die Belüftung. Im Folgenden werden die einzelnen Prozesse kurz erläutert und das technische Lastmanagementpotential für Deutschland angegeben.

In der Aluminiumindustrie kann die ELY über vier Stunden um 25 % gesenkt werden, somit entsteht ein positives Lastmanagementpotential von 277 MW_{el}. Ein negatives Lastmanagementpotential ist nicht vorhanden [100].

In der Chemie ist die Chlorproduktion, die durch ELY erfolgt, für Lastmanagement geeignet. Das positive Stromverlagerungspotential beträgt 556 MW_{el}, das negative 346 MW_{el} [100]. Die maximale Aktivierungsdauer liegt bei vier Stunden [122].

Der größte Stromabnehmer in der Stahlindustrie ist das Elektrostahlverfahren. Dieses kann ausgesetzt werden, welches ein positives Lastmanagementpotential von 815 MW_{el}, allerdings kein Negatives ergibt [100].

In der Zementindustrie kann das Lastmanagementpotential durch die zeitliche Verschiebung der stromintensiven Roh- und Zementmühlen stattfinden. In der Regel werden diese wegen geringerer Strompreise nachts betrieben. Zur Nutzung des Lastmanagementpotentials können diese nachts abgeschaltet werden (Lastreduktion) und tagsüber angeschaltet werden (Lasterhöhung). Das positive Lastmanagementpotential

beträgt $45 \text{ MW}_{\text{el}}$, das negative $269 \text{ MW}_{\text{el}}$ [100]. Die maximale zeitliche Verschiebung beträgt drei Stunden [122].

In der Papierindustrie können Stoffaufbereitungsanlagen für Holzstoffe für das Lastmanagement genutzt werden. Hier können einzelne Mahlsteine flexibel zu- und abgeschaltet werden. Das negative Lastmanagementpotential beträgt hier $94 \text{ MW}_{\text{el}}$, das positive $217 \text{ MW}_{\text{el}}$ [100].

In der Industrie wird in vielen Bereichen Druckluft benötigt. Der Druckbehälter kann kurzzeitige Schwankungen der Druckluftproduktion ausgleichen. Somit bestehen ein positives Lastmanagementpotential von $1.598 \text{ MW}_{\text{el}}$ und ein Negatives von $2.680 \text{ MW}_{\text{el}}$ [100].

Die Prozesskälte kann hauptsächlich im Bereich der Lebensmittelindustrie sowie der chemischen Industrie für das Lastmanagement verwendet werden. Das gesamte Lastmanagementpotential liegt hier bei $2.049 \text{ MW}_{\text{el}}$ (positiv) bzw. $703 \text{ MW}_{\text{el}}$ (negativ) [100].

Des Weiteren können Belüftungsanlagen in der Industrie zum Lastmanagement verwendet werden. Diese sind flexibel einsetzbar, solange sichergestellt ist, dass die Raumluftqualität in Ordnung ist. Das positive Lastmanagementpotential liegt hier bei $1.075 \text{ MW}_{\text{el}}$, das negative bei $141 \text{ MW}_{\text{el}}$ [100].

Die Lastmanagementpotentiale in der Industrie eignen sich nur geringfügig für die Primär- bzw. Sekundärregelleistung, da in der Primärregelleistung lange Ausschreibungszeiträume, eine Verfügbarkeit von 100 % sowie eine große Mindestgröße vorgegeben sind. In der Sekundärregelleistung bestehen ebenfalls relative lange Ausschreibungszeiten und der Übertragungsnetzbetreiber hat direkten Zugriff auf den Produktionsprozess. Die Teilnahme am Minutenreservemarkt ist für die Industrie attraktiver, da eine tägliche Ausschreibung möglich ist und moderate Präqualifikationsbedingungen herrschen [100], die im Zuge der Integration erneuerbarer Energien von der Bundesnetzagentur weiter angepasst und für kleinere Leistungsklassen geöffnet werden. In den Einzelprozessen der Aluminium-, Chemie- und Stahlindustrie lassen sich im Bereich der Minutenreserve attraktive Erlöse erwirtschaften [122]. Für alle Prozesse in der Industrie ist der Vertrieb des Lastmanagementpotentials auf dem Spotmarkt möglich (Day-ahead oder Intraday) und dient zur Vermeidung der Vorhaltung von Backup-Kapazitäten.

Tabelle 85: Zusammenstellung der technischen Lastmanagementpotentiale der Industrie [100]

		Betrag pos.	Betrag neg.
Industrie	Aluminium	277 MW _{el}	0 MW _{el}
	Chemie	556 MW _{el}	346 MW _{el}
	Stahl	815 MW _{el}	0 MW _{el}
	Zement	45 MW _{el}	269 MW _{el}
	Papier	217 MW _{el}	94 MW _{el}
	Prozesskälte (Querschnittstechnologie für verschiedene industrielle Prozesse)	2.049 MW _{el}	703 MW _{el}
	Belüftung (Querschnittstechnologie für verschiedene industrielle Prozesse)	1.075 MW _{el}	141 MW _{el}
	Druckluft (Querschnittstechnologie für verschiedene industrielle Prozesse)	1.598 MW _{el}	2.680 MW _{el}
	Summe	6.632 MW_{el}	4.233 MW_{el}

b) Haushalte

Die Verbrauchseinrichtungen im Haushaltsbereich lassen sich in Heizungssysteme, elektrische Warmwasserbereitung, Kühlungssysteme und sonstige elektrische Haushaltsgeräte einteilen. Unter die Heizungssysteme fallen Nachtspeicherheizungen, Umwälz- und Wärmepumpen.

Nachtspeicherheizungen wandeln elektrische in thermische Energie und geben die gespeicherte Wärme sukzessive über den Tag verteilt ab. Das Lastverschiebungspotential der Nachtspeicherheizungen ist abhängig von der Jahreszeit sowie der Temperatur. In den Wintermonaten bestehen ein positives Lastmanagementpotential von 5.864 MW_{el} und ein Negatives von 25.692 MW_{el} [100]. Elektrische Wärmepumpen verwenden elektrische Energie dazu Umgebungswärme auf eine höhere Temperatur zu bringen. Wenn ein Wärmespeicher vorhanden ist kann die Wärmepumpe für das Lastmanagement verwendet werden. Das heutige positive Lastmanagementpotential beträgt 722 MW_{el}, welches im Winter genutzt werden kann. Das negative Lastmanagementpotential, welches im Sommer genutzt werden kann beträgt 1.333 MW_{el} [100]. Die Umwälzpumpe in einer Warmwasserheizung dient dazu das warme Wasser durch den Heizkreislauf zu pumpen. Das positive Lastmanagementpotential, welches ausschließlich im Winter besteht, liegt bei 2.316 MW_{el}, ein negatives Potential besteht nicht [100]. Ist die elektrische Warmwasserbereitung mit einem Warmwasserspeicher versehen, kann diese ebenfalls zum Lastmanagement beitragen. Das positive Lastmanagementpotential beträgt 669 MW_{el}, das Negative 2.024 MW_{el} [100].

Unter Kühlungssystemen werden Kühl- und Gefrierschränke zusammengefasst. Diese haben aufgrund der Wärmekapazität der gekühlten bzw. gefrorenen Lebensmittel ein Lastmanagementpotential. Dieses liegt bei Kühlschränken im Bereich von 554 MW (positiv) und 1368 MW (negativ) und bei Gefrierschränken bei 571 MW_{el} (positiv) und 530 MW_{el} (negativ) [100].

Unter sonstigen elektrischen Haushaltsgeräten werden Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen verstanden. Diese Geräte haben keine Speicherfunktion, somit kann das Lastmanagementpotential nur durch die Verschiebung der Anwendung erreicht werden. Daraus ergeben sich ein gemeinsames positives Lastmanagementpotential von 212 MW_{el} und ein negatives Lastmanagementpotential von 2.832 MW_{el} [100].

Tabelle 86: Zusammenfassung der beschriebenen technischen Lastmanagementpotentiale der Haushalte [100]

		Betrag pos.	Betrag neg.
Haushalte	Nachtspeicherheizung	5.864 MW _{el}	25.692 MW _{el}
	Wärmepumpen	722 MW _{el}	1.333 MW _{el}
	Umwälzpumpen	2.316 MW _{el}	0 MW _{el}
	Warmwasserbereitung	669 MW _{el}	2.024 MW _{el}
	Kühlschränke	554 MW _{el}	1.368 MW _{el}
	Gefrierschränke	571 MW _{el}	530 MW _{el}
	Waschmaschine		
	Trockner	212 MW _{el}	2.832 MW _{el}
	Spülmaschine		
	Summe	10.908 MW_{el}	33.779 MW_{el}

c) Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung lassen sich die Bereiche des Lastmanagements in die Sektoren Prozesskälte, Prozesswärme, Belüftung, Klimakälte sowie Heizsysteme aufteilen.

Unter Prozesskälte wird insbesondere der Bereich der Lebensmittelkühlung im Einzelhandel verstanden. Durch die Wärmekapazität der gekühlten bzw. gefrorenen Lebensmittel entsteht ein Lastmanagementpotential. Das durchschnittliche positive Lastmanagementpotential liegt bei rund 656 MW_{el} und das Negative bei rund 367 MW_{el} [100]. Unter Prozesswärme wird in diesem Bereich die elektrische Warmwasserbereitung verstanden. Diese hat das identische Funktionsprinzip wie im Haushaltssektor. Das sich daraus ergebende positive Lastmanagementpotential liegt bei 107 MW_{el}, das negative bei 730 MW_{el} [100]. Des Weiteren können Belüftungsanlagen, wie in der Industrie, zum Lastmanagement verwendet werden. Das positive Lastmanagementpotential liegt hier bei 476 MW_{el}, das Negative bei 1.372 MW_{el} [100]. Auch Klimaanlage können zum Lastmanagement dienen. Das Funktionsprinzip ist ähnlich dem der Prozesskälte. Liegt die Raumtemperatur unterhalb der definierten Temperatur kann die Klimaanlage abgeschaltet werden. Steigt die Temperatur über den definierten Wert wird diese wieder in Betrieb genommen. Das Lastmanagementpotential liegt hier bei 436 MW_{el} (positiv) sowie 2.330 MW_{el} (negativ) [100]. Als Heizungssysteme können auch im Bereich der Gebäude, Handel und Dienstleistung Nachtspeicherheizungen dienen. Das positive Lastmanagementpotential beträgt hier 747 MW_{el}, das Negative 9457 MW_{el} [100].

Tabelle 87: Zusammenfassung der beschriebenen technischen Lastmanagementpotentiale von Gewerbe, Handel und Dienstleistung [100]

		Betrag pos.	Betrag neg.
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Prozesskälte	656 MW _{el}	367 MW _{el}
	Prozesswärme	107 MW _{el}	730 MW _{el}
	Belüftung	476 MW _{el}	1.372 MW _{el}
	Klimakälte	436 MW _{el}	2.330 MW _{el}
	Heizsysteme (Nachtspeicher)	747 MW _{el}	9.475 MW _{el}
	Summe	2.422 MW_{el}	14.274 MW_{el}

7.1.2.2 Zusammenfassung und Ausblick

Das in den vorangegangenen Abschnitten analysierte technische Lastmanagementpotential der verschiedenen Anwendungsgebiete zeigt, dass theoretisch große energetische Leistungspotentiale zur Lastverschiebung und somit für die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien sowie zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs in Zukunft zu Verfügung stehen (siehe hierzu Tabelle 85, Tabelle 86 und Tabelle 87). Jedoch sind diese Leistungspotentiale teilweise mit hohen Investitionen, produktionsbedingten Restriktionen in der Industrie, organisatorischen Herausforderungen in den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie mit Komforteinbußen in Haushalten verbunden. Zudem gilt es zu bewerten, in welchem zeitlichen Umfang (Häufigkeit und Länge) sich entsprechende Leistungspotentiale abrufen lassen, um Rückschlüsse auf die verlagerbaren Energiemengen ziehen zu können. Aus diesen Gründen sind nur gewisse Anteile dieses technischen Potentials unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten (ausreichenden Preisanreizen etc.) nutzbar, wenn diese für den Betroffenen eine zusätzliche Einnahmequelle darstellt. Für die flächendeckende Erschließung der relevanten Potentiale sind zudem moderne Informations- und Kommunikationstechnologien erforderlich, um bestehende technische Anwendungen in das Lastmanagement einbinden zu können. Der sinnvolle Einsatz von Lastmanagement in allen Sektoren kann zur Steigerung der Gesamteffizienz in der Energieversorgung beitragen, allerdings nicht das Problem der zu erwartenden Fluktuationen aus erneuerbaren Energien in seiner Gesamtheit lösen.

Bis zum Jahr 2020 geht die dena-Netzstudie II im untersuchten Status Quo Szenario (keine politischen Förderungen bzw. festgelegten Quoten für das Lastmanagement) davon aus, dass im Industriesektor ein durchschnittliches Lastmanagementpotential von 3.300 MW_{el} wirtschaftlich erschlossen werden kann. Der Haushaltsbereich weist ein durchschnittliches Potential von 1.500 MW_{el} und der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich ein Potential von 800 MW_{el} bei Berücksichtigung ökonomischer Restriktionen auf [100].

Eine besondere Stellung im zukünftigen Lastmanagementpotential nehmen die Elektromobilität sowie die Wärmebereitstellung mittels elektrischen Wärmepumpen und der Klimatisierung ein, da diese große Potentiale beinhalten. Im 100 %-Szenario des Umweltbundesamtes [123] wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 ein Großteil der Wärmepumpen mit ausreichenden Wärmespeichern in allen Bereichen (Haushalte, Industrie, Handel etc.) versehen ist und vorrangig beim Haushalt in Kombination mit einer solarthermischen Anlage gebaut wird. In [123] wird eine Stromnachfrage von 44 TWh_{el} für

Wärmepumpen für das Jahr 2050 angesetzt, die größtenteils für das Lastmanagement zur Verfügung steht. Durch die Zunahme der Elektromobilität erhöht sich das Lastmanagementpotential ganzjährig und es wird angenommen, dass ein Großteil des Stromverbrauchs der Elektromobilität (50 TWh_{el} in 2050) für das Lastmanagement genutzt werden kann. Das genaue Potential ist jedoch von unterschiedlichen Faktoren abhängig. Hierzu zählen unter anderem die Batteriespeicherkapazität oder die Fahrzeugart (Elektrofahrzeug bzw. Plug-in-Hybrid).

7.1.3 Alternative Großspeicher

Bei Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien gewinnen Energiespeicher, die eine zeitlich entkoppelte Erzeugung und Nutzung von elektrischer Energie ermöglichen, immer mehr an Bedeutung. Hierfür steht eine Vielzahl verschiedenster Speichertechnologien zur Verfügung, die sich in dessen technischen und wirtschaftlichen Parametern unterscheiden und nachfolgend untersucht werden.

Vorab gilt es jedoch zu klären, welche Energiemengen zukünftig zu speichern sind. In Abbildung 4 werden die ermittelten deutschlandweiten Stromüberschüsse der BMU-Leitstudie 2010 [88] sowie der Studie des Umweltbundesamtes (100 % erneuerbare Energien) [123] bis zum Jahr 2050 aufgezeigt. Die zeitlichen Stützpunkte der BMU-Leitstudie sind als grüne Kreise dargestellt. Der blaue Kreis enthält die Angaben zu den Stromüberschüssen nach [123] für das Jahr 2050. In beiden Studien wird von einem idealen Netzausbau im Jahr 2050 ausgegangen. Das Szenario des UBA umfasst eine rein deutschlandweite Betrachtung und geht von einer regionalen Energieerzeugung, mit geringen Importen aus. Exporte von Überschussstrom sind nicht vorgesehen. Die Leitstudie betrachtet einen großräumigen Ausgleich unter Einbezug von Europa und Nordafrika, um die Einspeisung des regenerativen Stroms zu vergleichmäßigen. In der Leitstudie wird davon ausgegangen, dass erneuerbarer Strom zur Produktion von H₂ für den Verkehr importiert wird. Daraus ergibt sich ein erhöhter Strombedarf. In den Übergangsszenarien 2020/2030 haben insbesondere der Netzausbau und konventionelle Must-run-Kapazitäten einen erheblichen Einfluss auf die Stromüberschüsse und somit auf den Speicherbedarf.

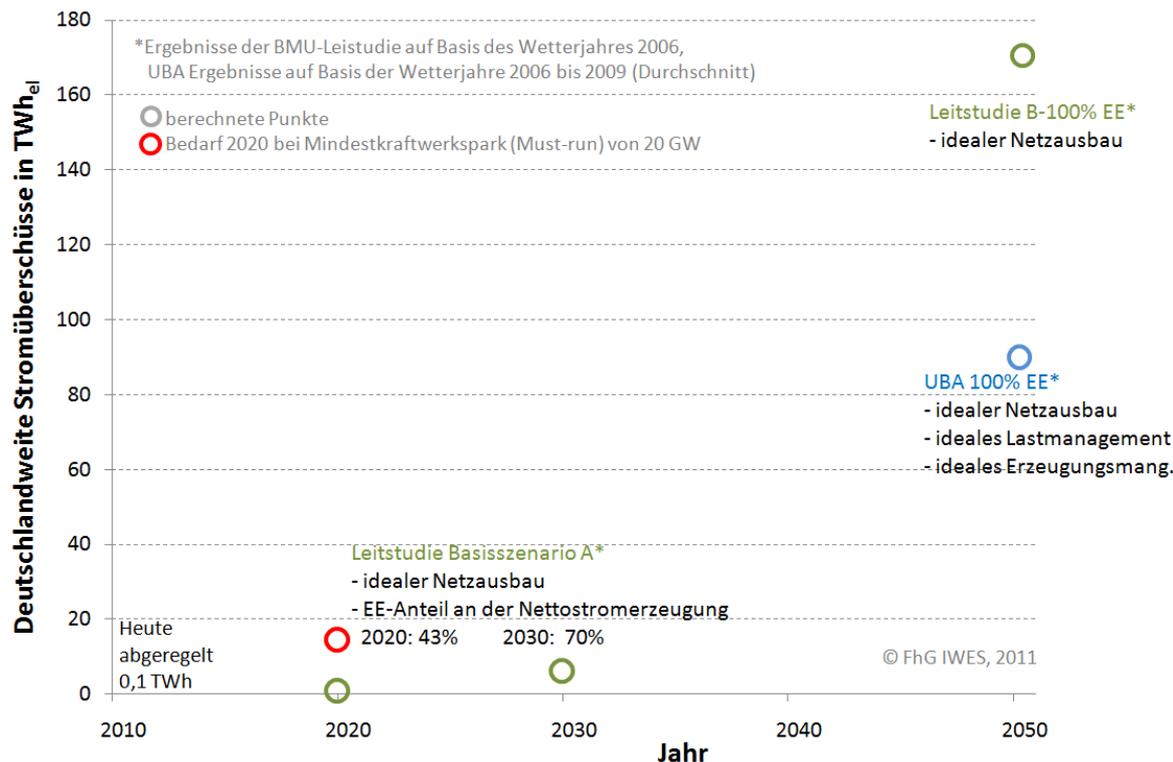


Abbildung 53: Abschätzung der deutschlandweiten Stromüberschüsse bis 2050 auf Basis [88] und [123]

Aus Abbildung 53 wird klar ersichtlich, welche zentrale Schlüsselfunktion Energiespeicher in zukünftigen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien besitzen. So nimmt deren Bedeutung unter den getroffenen Annahmen (EE-Ausbau, Netzausbau) insbesondere ab den Jahren 2025/2030 zu und es werden bereits Speicherkapazitäten zur Speicherung von mehreren TWh Überschussstrom benötigt, um die auftretenden Fluktuationen von erneuerbaren Energien auszugleichen. Wird der Stromnetzausbau aus bekannten Gründen wie fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz verzögert, rückt dieser Zeitpunkt näher an die Gegenwart heran bzw. der Ausbau erneuerbarer Energien kommt bei schleppendem Netzausbau und ohne neue Speichertechnologien oder angepasstem Lastmanagement zum Erliegen. Um diesen Herausforderungen zukünftig begegnen zu können, sind heute die Weichen zu stellen, um Energiespeicher in den notwendigen Größenordnungen zur gegebenen Zeit technisch und wirtschaftlich zur Verfügung zu haben.

Derzeit werden in Deutschland vor allem vier Großspeichertechnologien zur Langzeitspeicherung von erneuerbaren Energien und zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung diskutiert. Neben der bereits behandelten PtG-Technologie in Form von EE-CH₄ und H₂ sind dies die in Tabelle 88 zusätzlich dargestellten mechanischen Pump- und Druckluftspeicher, die nachfolgend kurz vorgestellt und anhand derer technischen und wirtschaftlichen Parameter untereinander verglichen werden.

Tabelle 88: Übersicht möglicher Langzeitspeicher zur Integration von erneuerbaren Energien

Mechanische Speicher	Chemische Speicher
<ul style="list-style-type: none"> • Pumpspeicher in Deutschland • Pumpspeicher in Norwegen • Diabate Druckluftspeicher • Adiabate Druckluftspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • H₂ • EE-CH₄

Auf weitere Speichermöglichkeiten, wie beispielsweise mobile oder stationäre Batteriespeichertechnologien, wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen, da davon ausgegangen wird, dass diese in näherer Zukunft nicht zur Langzeitspeicherung für den Wochen- und Monatsausgleich zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und der Nutzung von elektrischer Energie geeignet sein werden und daher nicht in direkter Konkurrenz zu PtG stehen werden [124].

7.1.3.1 Speichertechnologien zur Langzeitspeicherung

a) Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke gehören zu den wichtigsten etablierten großtechnischen Stromspeichern. Die Kapazität von Pumpspeicherwerken in Deutschland liegt derzeit bei 0,04 TWh_{el} mit einer installierten Pumpspeicherleistung von etwa 7 GW_{el} [88]. Zur Speicherung von elektrischer Energie in einem Pumpspeicherwerk wird Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt. Somit erhöht sich die potentielle Energie des Wassers. Zu einem späteren Zeitpunkt kann das Wasser wieder abgelassen werden und somit Turbinen antreiben, die dann elektrische Energie erzeugen. Die potentielle Energie des Wassers ist abhängig von der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken sowie dem Speichervolumen im Oberbecken.

Zukünftig kann die Einbindung norwegischer Pumpspeicherwerke in das deutsche Stromnetz eine zentrale Rolle spielen. Voraussetzung dafür ist der Ausbau des Stromnetzes zwischen Norwegen und Deutschland. Norwegen verfügt über eine Speicherwasserkapazität von 82 TWh_{el}, die allerdings nicht als Pumpspeicherwerke vorliegt [125]. Derzeit wird das erste Hochspannungs-Gleichstrom-Kabel zwischen Norwegen und Deutschland (NorGer) mit einer Übertragungskapazität von 1.400 MW_{el} verwirklicht [126].

Der Wirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks liegt zwischen 75 % und 80 % [127]. Durch die Hochspannungsgleichstromübertragung mit Seekabel zwischen Norwegen und Deutschland entstehen Verluste von etwa 3,7 % (NorNed) [128] bis 5 % (NorGer) [126]. Da die Energie sowohl hin als auch zurück transportiert werden muss verdoppeln sich die Wirkungsgradverluste auf 7,4 % beziehungsweise 10 %. Werden die bestehenden Speicherwasserkapazitäten zu Pumpspeicherwerken umgebaut, liegt der Gesamtwirkungsgrad mit Hin- und Rücktransport somit insgesamt zwischen 65 % und 73 %.

Das Ausbaupotenzial von Pumpspeicherwerken in Deutschland ist geografisch auf wenige GW begrenzt und wird mit unterschiedlichen Werten angegeben. Das Gesamtpotenzial liegt bei einer Leistung von 8,6 GW_{el} bis 2050 [123]. Zusätzlich zum

Neubau ist das Repowering von Pumpspeicherwerken durch den Zubau von zusätzlichen Pumpen- und Turbinenleistungen beziehungsweise die Vergrößerung der Unter- und Oberbecken möglich. Eine weitere Alternative ist der Zubau von Pumpspeicherwerken in aufgelassenen untertägigen Bergwerken [123].

Wird von einem Speicherbedarf zwischen 20 TWh_{el} und 40 TWh_{el} im Jahr 2050 ausgegangen, wird das 500 bis 1.000-fache der heutigen Pumpspeicherkapazität benötigt [129].

b) Untertägige Gasspeicher

Da sowohl Druckluftspeicher als auch PtG auf untertägige Gasspeicher zurückgreifen, werden diese im Vorhinein kurz erläutert. Allgemein können untertägige Gasspeicher in Kavernen- und Porenspeicher unterteilt werden.

Kavernen sind unterirdische Hohlräume, die künstlich durch Aussolung von Salzstöcken erzeugt werden. Bei Porenspeichern wird das Gas in feinen Poren und Klüften im Gestein gespeichert. Diese liegen bei ehemaligen Erdöl- und Erdgasspeichern oder Aquiferstrukturen vor. Porenspeicher werden vorrangig für saisonale Grundlastabdeckung verwendet, da die Gase durch die kapillaren Kräfte stärker gebunden sind und somit eine schnelle Ladung und Entladung nicht möglich ist. Kavernenspeicher eignen sich zudem für den Ausgleich von tageszeitlichen Schwankungen im Gaslastfluss [130].

Das Normvolumen des Gases ist größer als das geometrische Volumen des Speichers, da Gase kompressibel sind und unter Druck gespeichert werden. Der Gasspeicher besteht aus einem Gesamtvolumen, welches sich aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen zusammensetzt. Das Kissengas ist erforderlich um den Mindestdruck im Speicher sicherzustellen und verbleibt dort dauerhaft. Das Arbeitsgasvolumen ist tatsächlich nutzbar und kann aus- und eingespeichert werden [130]. Der Kissengasanteil bei Porenspeicher beträgt etwa 50 %, bei Kavernenspeichern etwa 30 % [131].

In Deutschland gibt es eine große Anzahl an Kavernen- und Porenspeichern. Diese werden für die Speicherung von Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas verwendet [130]. Zukünftig kann sich die Speicherung ebenfalls auf H₂, EE-CH₄ sowie CO₂ ausweiten. Das momentane Arbeitsgasvolumen der Kavernenspeicher beträgt 7,8 Mrd. m³ (NTP), das auf 15,2 Mrd. m³ (NTP) erweitert wird [123]. Das Arbeitsgasvolumen der existierenden Porenspeicher beträgt 13,6 Mrd. m³ (NTP), das um 45 Mio. m³ (NTP) erweitert wird [123]. Deutschland bietet weiterhin ein großes Potential im Bereich der Kavernenspeicher mit einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von etwa 21,6 Mrd. m³ (NTP) bis zum Jahr 2050. Das Gesamtarbeitsgasvolumen in Kavernen kann somit bis 2050 36,8 Mrd. m³ (NTP) betragen [123]. Bei Porenspeichern in Deutschland wird von einer gleichbleibenden Speicherkapazität ausgegangen. Das gesamte nutzbare Arbeitsgasvolumen im Jahr 2050 in Deutschland beträgt 51,4 Mrd. m³ (NTP) [123]. Abbildung 54 stellt die Ein- und Ausspeicherleistungen, Speicherkapazitäten sowie die sich ergebenden Entladedauern in Deutschland existierender Erdgasspeicher dar, eine Infrastruktur mit ausreichenden Speicherkapazitäten für die Bedürfnisse einer regenerativen Energieversorgung.

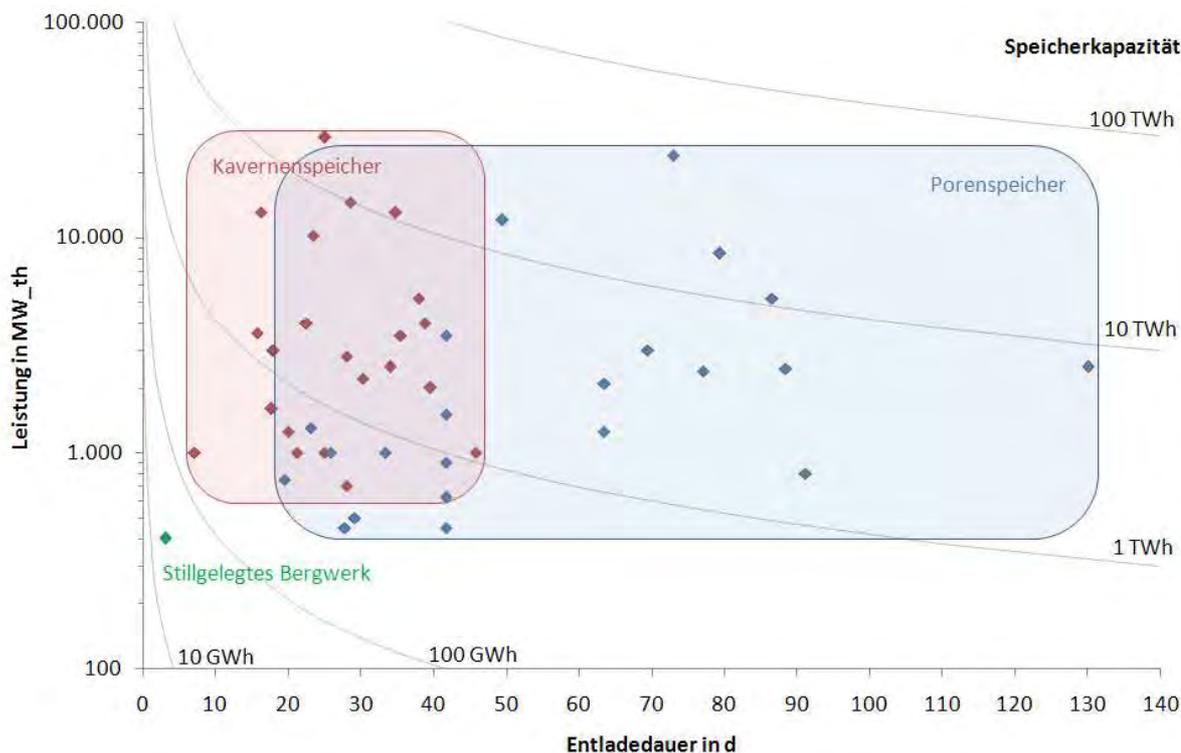


Abbildung 54: Darstellung der Ein- und Ausspeiseleistungen, Speicherkapazitäten sowie entsprechender Entladedauern der deutschen Gasspeicher auf Basis von [130]

c) Druckluftspeicher

Weltweit gibt es momentan zwei diabate Druckluftspeicher, engl. Compressed Air Energy Storage (CAES). Der erste diabate Druckluftspeicher wurde in Huntorf, Niedersachsen im Jahr 1978 [132], der zweite in McIntosh in Alabama, USA im Jahr 1991 gebaut. Zurzeit sind adiabate Druckluftspeicher in der Entwicklung, welche im Gegensatz zu diabaten rein regenerativ betrieben werden können [133].

Zur Stromspeicherung in Druckluftspeichern wird elektrische Energie zur Kompression von Luft verwendet, die dann unter Druck in Kavernen gespeichert wird. Um die elektrische Energie zurück zu gewinnen wird die Luft in Turbinen entspannt, die einen Generator antreiben und so elektrische Energie erzeugen. Bei der Kompression von Luft wird Wärme freigesetzt. Da die Kavernen den hohen Temperaturen nicht standhalten, muss diese Wärme vor der Speicherung abgegeben werden. Bei der Entspannung der Luft kühlt sich diese wieder ab und es muss Wärme zugeführt werden. Bei der diabaten Druckluftspeicherung (DCAES) wird die Kompressionswärme an die Umgebung abgegeben und die benötigte Wärme bei der Entspannung durch Verbrennung von Erdgas zugeführt. Hierdurch entstehen laufende Brennstoffkosten während des Betriebs. Somit handelt es sich beim DCAES um einen Hybrid aus Energiespeicher und Gasturbinenkraftwerk.

Bei der adiabaten Druckluftspeicherung (ACAES) soll die Kompressionswärme gespeichert werden, um sie dem Prozess bei der Entspannung wieder zuzuführen. Diese zwischenzeitliche Wärmespeicherung kann den Gesamtwirkungsgrad der Speicherung deutlich erhöhen und wird in der Theorie zwischen 70 % und 77 % angegeben. Die Druckluftspeicherung von elektrischer Energie ist insbesondere im Norden Deutschlands

möglich, da dort die notwendigen geologischen Voraussetzungen zur Aussolung von Kavernen vorherrschen. Zudem ergibt sich eine räumliche Nähe zur Onshore- und Offshore-Windkraftherzeugung und somit zur Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien.

RWE Power AG, General Electric, Ed. Züblin AG und das Deutsche Zentrum für Luft und Raumfahrt entwickeln den ersten adiabaten Druckluftspeicher ADELE (Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung). Diese Demonstrationsanlage soll ab 2013 in Sachsen-Anhalt mit einer Leistung von 90 MW_{el} und einer Speicherkapazität von bis zu 360 MWh_{el} errichtet werden [134]. Ein weiteres Druckluftspeicherprojekt wird in den USA, Ohio realisiert [135].

7.1.3.2 Vergleich Speichertechnologien

Der Vergleich der technischen und wirtschaftlichen Parametern von PtG gegenüber den untersuchten mechanischen Speichertechnologien erfolgt anhand der technische Kriterien aus Tabelle 89 sowie den wirtschaftlichen Parametern aus Tabelle 91, mit deren Hilfe eine Bewertung und die Ermittlung von speziellen Einsatzgebieten der Speichertechnologie durchgeführt wird.

Tabelle 89: Definition untersuchter technischer Parameter von Großspeichern

Techn. Parameter	Definition
Lade- bzw. Entladeleistung	Energiemenge die in einer bestimmten Zeit ein- oder ausgespeichert werden kann
Speicherkapazität	maximale Energieinhalt eines Speichers
Wirkungsgrad	Verhältnis der abgegebenen Leistung zur aufgenommenen Leistung
Lade- und Entladedauer	Zeit in der ein Energiespeicher bei nominaler Leistung Energie aufnehmen beziehungsweise abgeben kann
Potentialabschätzung	mögliche zukünftige Entwicklung der entsprechenden Speichertechnologie

Tabelle 90 zeigt den technischen Vergleich der Großspeicher anhand der in Tabelle 89 definierten Kriterien auf Basis des heutigen Technologiestandes.

Tabelle 90: Technischer Vergleich möglicher Großspeichertechnologien in Deutschland [127], [130], [136], [137], [138], [139], [140]

	Einheit	Pump-speicher	Druckluft-speicher	EE-H ₂	EE-CH ₄
Lade- bzw. Entladeleistung	MW	1-1.400	100-2.700	a	a
Speicher-kapazität ^b	GWh	0,007-13	0,3-177 ^c	9-5.000 ^c	30-42.000 ^d
Wirkungsgrad	%	75-80	50-77 ^e	32-43	28-40
Ladedauer	d	0,2-1,2	0,1-7	>7 ^f	>7 ^f
Entladedauer	d	0,1-0,5	0,1-7	>7 ^f	>7 ^f
Potential-abschätzung	TWh	0,1	3,5 ^c	100 ^c	500 ^d

a. ELY-Leistungen technisch nahezu beliebig erweiterbar, Begrenzungen durch: Strom- und Gasnetzinfrastruktur, wirtschaftliche Restriktionen und geologische Gegebenheiten der Gasspeicher

b. Speicherkapazitäten existierender untertägiger Gasspeicheroptionen bzw. existierender und geplanter Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland

c. Kavernenspeicher

d. Kavernen- und Porenspeicher

e. Bandbreite auf Basis verschiedener Druckluftspeichertechnologien DCAES und ACAES sowie unterschiedlichen Wärmerückgewinnungskonzepten

f. Minimum, unter der Annahme großer Lade- und Entladeleistungen und gleichzeitig kleiner Speicherkapazitäten untertägiger Gasspeicher

Die betrachteten Speichertechnologien lassen sich, wie bereits erwähnt, in die zwei Obergruppen chemische und mechanische Speicher unterteilen. Die Speicherkapazität sowie das zukünftige Potential der chemischen Speicher insbesondere von erneuerbarem Methan sind deutlich größer als die Speicherkapazität vergleichbarer mechanischer Speicher. So ist das deutschlandweite Speicherpotential von PtG um das 1.000 bis 5.000-fache größer als von Pumpspeichern. Das hohe Speicherpotential der chemischen Speicher ergibt sich aus deren hohen Energiedichte sowie dem großen Speicherpotential untertägiger Gasspeicher in Deutschland. Dadurch erreichen chemische Speicher deutlich höhere Lade- und Entladedauern als die untersuchten mechanischen Speicher. Die Ladedauer und Entladedauer von PtG entspricht etwa dem 6 bis 14-fachen vergleichbarer Pumpspeicher in Deutschland. Im Gegensatz dazu besitzen die mechanischen Speicher zwei- bis dreimal höhere Wirkungsgrade als vergleichbare chemische Speicher. Bei den chemischen Energieträgern ist für den Gesamtwirkungsgrad (Strom-zu-Strom) insbesondere der Technologiepfade der Rückverstromung von besonderer Bedeutung. So erreichen moderne GuD-Kraftwerke heutzutage bereits über 60 % (GuD Irsching) wohingegen Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit deren installierten Leistung Wirkungsgrade zwischen 30 % und 40 % erreichen.

Eine weitere Speichermöglichkeit bietet die Anbindung norwegischer Wasserkraftwerke an die europäische Energieversorgung. Deren individuelle Leistungen sind mit denen deutscher Pumpspeicher vergleichbar. Im Gegensatz dazu verfügt Norwegen jedoch über Speicherpotenziale für große Energiemengen [141] und deren Wasserspeicherkapazität wird auf 82 TWh_{el} geschätzt [125]. Für die Erschließung sind allerdings zusätzliche Transportleistungen sowie ein massiver Aus- und Umbau norwegischer Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeichern erforderlich. Zudem ist zu beachten, dass

das theoretische Potential europaweit zur Verfügung steht und potentiell nicht allein von Deutschland genutzt werden kann.

Neben einer rein technischen Bewertung möglicher Speichertechnologien zur Langzeitspeicherung wird nachfolgend ebenfalls ein wirtschaftlicher Vergleich anhand der spezifischen Stromverlagerungskosten auf Basis heutiger Kosten durchgeführt. Stromverlagerungskosten sind jene Kosten, die bei der zeitlichen Verlagerung einer Einheit an elektrischer Energie entstehen. Diese Kosten umfassen neben den Anfangsinvestitionskosten zusätzlich alle fixen Betriebskosten, wie beispielsweise Wartung, Betrieb etc. und sind zudem von der Speicherauslastung sowie den Strombezugspreisen abhängig. Der Strombezugspreis ist für die Bewertung und den Speichervergleich erforderlich, da auftretende Verlustenergie der Ein- und Ausspeicherung ebenfalls beschafft und bezahlt werden muss. Alle notwendigen Annahmen zur Bestimmung der Stromverlagerungskosten der einzelnen Speichertechnologien sind in Tabelle 91 aufgeführt.

Tabelle 91: Kostenannahmen für den Vergleich verschiedener Speichertechnologien [127], [130], [136], [137], [138], [139], [140]

	Einheit	Pumpspeicher		Druckluftspeicher		Power-to-Gas	
		Deutschland	Norwegen	DCAES	ACAES	EE-Wasserstoff	EE-CH ₄
Investitionskosten	EUR/k _{el}	900	1.400 ^a	600	800	1.800	2.950
Lebensdauer	a	80	80 ^b	40	40	30 ^e	30 ^e
Zinssatz	%	5	5	5	5	5	5
Annuität	EUR/k _{el}	45,9	75,1 ^c	35,0	46,6	100,9	180,4
Wartung	%/a	3	3	3	3	3	3
Wartungskosten	EUR/k _{el}	27,0	42,0	18,0	24,0	54,0	88,5
Variable Kosten	EUR/k	0	0	0,03	0	0	0
Wirkungsgrad	%	80	70	^d	70	40	36
^a	Inklusive Investitionskosten für Energietransport nach Deutschland, Seekabel 1.000 EUR/kW, anteilig berücksichtigt 50 %						
^b	Lebensdauer Seekabel: 40 Jahre						
^c	incl. anteiliger Annuität für das Seekabel						
^d	Verhältnis von abgegebener zu aufgenommener elektr. Energie: 130 %, ergibt sich aus einer rein elektr. Betrachtung. Diabate Druckluftspeicher sind keine reinen Energiespeicher, sondern verwenden in der Rückverstromung zusätzl. fossiles Erdgas. Der reine Speicherwirkungsgrad ist entsprechend kleiner: Verhältnis von abgegebener elektr. Energie zu Summe aus elektr. Energie und Heizwert Erdgas: ca. 55 %						
^e	Lebensdauer von allen Komponenten mit Ausnahme der Speicherkaverne (100 Jahre)						

Es zeigt sich, dass die bereits verfügbare und unter heutigen Marktbedingungen wirtschaftliche Pumpspeichertechnologie mit die geringsten Investitionskosten aufweist (900 - 1.400 EUR/kW_{el}) und mit einem unterstellten Wirkungsgrad von 70 % (Norwegen)

bzw. 80 % (Deutschland) die höchste Effizienz aufweist. Die spezifischen Investitionskosten für PtG fallen deutlich größer aus und es bedarf weiterer wissenschaftlicher Untersuchungen und technologischer Demonstrationsanlagen, um von Kostensenkungspotenzialen und Effizienzsteigerungen, insbesondere bei den chemischen Speichern, profitieren zu können. Die Druckluftspeicherung mittels ACAES weist vergleichbare Investitionskosten und ähnliche Wirkungsgrade wie die Pumpspeichertechnologie auf, konkurriert jedoch mit PtG um untertägige Gasspeicher.

Um die Stromverlagerungskosten der einzelnen Speichertechnologien auf Basis der heutigen Technologieentwicklung vergleichen zu können, wurden diese unter den Annahmen einer jährlichen Auslastung von 2.500 (VLS und einem festen Strombezugspreis von 2 Cent/kWh ermittelt. Es wird ein Strombezugspreis für erneuerbare Stromüberschüsse in Höhe von 2 Cent/kWh unterstellt, da zukünftig zum einen davon auszugehen ist, dass sich die EEG-Vergütung für abgeregelten erneuerbaren Strom auf Grund der aktuellen Diskussionen Speicherförderung und Netzausbau ändern wird. Zum anderen ist der Bezug von Überschussstrom aus Windenergieanlagen zu Grenzkosten eine rein theoretische Preisuntergrenze, weshalb dem sonst abgeregelten erneuerbaren Strom im Rahmen dieser Untersuchung ein Preis von 2 Cent/kWh zugeordnet wird. Tabelle 92 gibt einen Überblick über die ermittelten Stromverlagerungskosten der einzelnen Speichertechnologien unter den getroffenen Annahmen.

Tabelle 92: Stromverlagerungskosten verschiedener Speichertechnologien

	Pumpspeicher		Druckluftspeicher		Power-to-Gas	
	Deutschland	Norwegen	DCAES	ACAES	H ₂	EE-CH ₄
Verlagerungskosten in Cent/kWh	3,4	4,9	5,2	3,7	9,2	14,3

Beim Vergleich der Stromverlagerungskosten, bestätigen sich die aus Tabelle 91 gewonnenen wirtschaftlichen Erkenntnisse. Die Stromverlagerungskosten von chemischen Energieträgern liegen deutlich über denen vergleichbarer mechanischer Speicher. Zum einen zurückzuführen auf die höheren spezifischen Investitionskosten und zum anderen auf die niedrigeren Wirkungsgrade, die zu höheren Energieverlusten führen. Bei den norwegischen Pumpspeichern ergeben sich die im Vergleich zu den deutschen Pumpspeichern höheren Verlagerungskosten aufgrund des zweimaligen Transports der elektrischen Energie über große Entfernungen, der entsprechend verlustbehaftet ist und darüber hinaus zu höheren Investitionskosten führt. Zudem ist noch unklar, in welcher Größenordnung Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeichern in Norwegen umgerüstet werden können und inwieweit das deutsche Speicherpotenzial von Pumpspeichern genutzt werden kann. Hinzu kommen die gleichen Herausforderungen wie in Deutschland: gesellschaftliche Akzeptanz des Um- bzw. Neubaus von Kraftwerksanlagen, Wettbewerb auf dem Strommarkt und mögliche Kostensteigerungen für Verbraucher und Industrie, ökologische Auswirkungen der Eingriffe in die Natur, geopolitische Aspekte der Versorgungssicherheit und Versorgungsunabhängigkeit, etc.

Die Stromverlagerungskosten der Druckluftspeicher liegen in ähnlicher Größenordnung wie von Pumpspeichern konkurrieren jedoch mit PtG um die Potenziale der untertägigen Gasspeicher. Da Druckluft eine um zwei bis drei Größenordnungen kleinere

Speicherdichte besitzt, können im Vergleich zu PtG geringe Energiemengen gespeichert werden. Eine genaue Bestimmung der Stromverlagerungskosten für DCAES ist aufgrund des beschriebenen Hybridcharakters nur näherungsweise möglich, da nicht eindeutig geklärt werden kann, welcher Teil der Stromabgabe auf die Speicherung von Druckluft oder auf die Verbrennung von Erdgas zurückzuführen ist.

Die mechanische Stromspeicherung besitzt im Vergleich zur chemischen Energiespeicherung zwar deutlich niedrigere Stromverlagerungskosten, weist jedoch ebenfalls geringere Energiedichten auf, weshalb diese insbesondere zur Kurzzeitspeicherung zum Stunden- und Tagesausgleich geeignet sind. Zur Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie über Wochen und Monate stellen die chemischen Energiespeicher die einzige nationale Alternative dar.

7.1.3.3 Zusammenfassung und Ausblick

Vor dem Hintergrund des zukünftig zu erwartenden Ausbaus an erneuerbaren Energien kommt es einerseits vermehrt zu Erzeugungsüberschüssen (fluktuierende Einspeisung aus Wind und Photovoltaik übersteigt die Stromnachfrage) und andererseits zu Lastunterdeckungen [88]. Diese mittel- bis langfristig bis zu mehreren Wochen andauernden Energieversorgungssituationen erfordern den Einsatz von Stromspeichern in erheblichem Umfang ab 2025/2030. Die dafür notwendigen Kurz- und Langzeitspeicher stehen zum Großteil heute technisch zur Verfügung bzw. sind bereits erfolgreich im Einsatz oder stehen in der technischen Erprobungsphase.

Die zur Energiespeicherung geeigneten Speichertechnologien mit ausreichenden Speicherkapazitäten lassen sich grob in chemische und mechanische Speicher untergliedern. Es zeigt sich, dass aus heutiger Sicht mechanische Speicher im Vergleich zu chemischen Speichertechnologien energetisch effizienter sind und geringere Kosten verursachen (Tabelle 91 und Tabelle 92). So liegen deren heutigen Stromverlagerungskosten deutlich unter denen vergleichbarer chemischer Speicher. Insbesondere Pumpspeicher lassen sich bereits unter den heute geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreiben, deren nationales Potential ist jedoch begrenzt und wird aufgrund eingeschränkter Speicherkapazitäten in Deutschland vorrangig für die Kurzzeitspeicherung eingesetzt. Die Anbindung von norwegischen Pumpspeichern bietet die Möglichkeit zur Langzeitspeicherung national erzeugter erneuerbarer elektrischer Energie mit großen Speicherkapazitäten, erfordert jedoch einen erheblichen nationalen und internationalen Stromnetzausbau und steht einer Vielzahl sozialer, ökologischer und nationaler Barrieren gegenüber. Die Druckluftspeicherung bietet national große Speicherkapazitäten bedarf jedoch weiterer wissenschaftlicher Untersuchungen und technologischer Demonstrationsanlagen (insbesondere ACAES), um deren zukünftige Stellung im Speichermarkt beurteilen zu können. Aus heutiger Sicht sind sie eine teure Speicheroption mit wenig zusätzlichem Nutzen.

Chemische Speicher besitzen im Vergleich zu mechanischen Speichern zwar höhere Kosten bieten i.d.R. jedoch größere Speicherkapazitäten, Energiedichten und Speicherpotentiale, die insbesondere für Energieversorgungssysteme mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien von besonderer Bedeutung sind. Zudem besitzen chemische Speicher große Kostensenkungspotenziale bei erfolgreicher Markteinführung, wohingegen bei den bereits am Markt etablierten mechanischen Speichern keine entsprechenden Degressionen zu erwarten sind.

Der größte Vorteil von PtG zur Langzeitspeicherung ist, dass im Fall von erneuerbarem Methan die vorhandenen Infrastrukturen und Technologien im Gasnetz uneingeschränkt genutzt werden können und das erneuerbare Methan sowohl räumlich als auch zeitlich verlagerbar ist. Im Fall von erneuerbarem H₂ ist dies aufgrund unterschiedlicher chemischer Eigenschaften nur eingeschränkt möglich (siehe Überblicksmatrix) jedoch sind die Wirkungsgrade je nach Druckniveau etwas höher. PtG und in diesem Zusammenhang insbesondere erneuerbares Methan ist besonders gut zur Langzeitspeicherung geeignet, da es im Vergleich zu alternativen Langzeitspeichern die größte Energiedichte sowie das größte deutschlandweite Speicherpotenzial aufweist. Nachteilig sind bislang noch die sehr hohen Kosten zu Energiespeicherung aufgrund geringer VLS und hoher Investitionskosten.

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an zukünftige Speichertechnologien zur Kurz- und Langzeitspeicherung (unterschiedliche Kapazitäten, Lade- und Entladedauerleistungen, etc.) wird in Abhängigkeit vom speziellen Anwendungsfall ein Portfolio aus unterschiedlichsten Energiespeichersystemen erforderlich sein, um die Vorteile der jeweiligen Technologien zu nutzen und die Energiewende in den nächsten Jahrzehnten zu ermöglichen. Für die Langzeitspeicherung zum Wochen- und Monatsausgleich stellen die chemischen Speicher die einzige nationale Perspektive dar.

7.1.4 Abschließende Bewertung

Aus technischer Sicht kann folgende Einsatzreihenfolge für Ausgleichsoptionen abgeleitet werden:

1. Flexible Erzeugung und flexibler Verbrauch bzw. ggf. Abregelung
2. Stromnetzausbau
3. Einsatz von Speichern

Ökonomisch und gesellschaftspolitisch ist diese Reihenfolge nicht eindeutig und generell aufzustellen, da hierfür jeweils die lokalen Gegebenheiten zu untersuchen sind.

Speicher wie PtG konkurrieren grundsätzlich mit der Abregelung von Erzeugungsleistung auf der Einspeiseseite und der günstigsten Strombereitstellung in Form einer Gasturbine auf der Ausspeiseseite. Die Flexibilität beider Maßnahmen ist dabei entscheidend. Kraftwerksseitig werden hohe Anforderungen an Leistungsgradienten, Stillstandszeiten, Anfahr- und Abfahrzeiten, Robustheit und Ökonomie bei geringen VLS gestellt.

Gaskraftwerke (GuD, GT) erscheinen hier am geeignetsten mit dem Nachteil eines geringen Teillastwirkungsgrad. Hier weisen dezentrale BHKW oder Brennstoffzellen höherer Gesamtwirkungsgrad bei geeigneter Wärmesenke auf, welche verteilt über smart grids gebündelt auch sehr gut steuerbar sind. Der Nachteil in der dezentralen Gas-KWK liegt in den höheren spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu großen Gaskraftwerken. EE-CH₄ kann problemlos von den Gasanwendungstechnologien verwertet werden – für H₂ wurde die Annahme getroffen, dass eine Rückverstromung bei Einhaltung der geringen Beimischgrenzen, die heute bei etwa 1 Vol.-% liegen, ebenfalls möglich ist. Die Vergasung von Strom über ELY und Methanisierung ist ebenfalls im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen sehr flexibel und sogar hochflexibel, wenn die Anlagen warm gehalten werden und dadurch noch geringere Anfahrzeiten schaffen.

Der Ausbau des elektrischen Netzes ist sicherlich die härteste Konkurrenz zu Speichern und damit PtG. Die geringeren Kosten und der überlegene Wirkungsgrad der direkten

Nutzung von elektrischer Energie summieren sich zu einem deutlichen volkswirtschaftlichen Vorzug gegenüber allen Speicheroptionen.

Unbeachtet bleibt darin die gesellschaftspolitische Dimension des Netzausbaus, einer Infrastrukturmaßnahme, die auf sichtbaren gesellschaftlichen Widerstand stößt. Ein Energietransport im Gasnetz kann diesen Widerstand überbrücken, allerdings zu deutlichen Mehrkosten im Vergleich zum reinen Stromnetzausbau, da die Wirkungsgradverluste der Gaserzeugung aus Strom durch eine Mehrinstallation von erneuerbaren Anlagen zu kompensieren sind. Weitere systemtechnische Untersuchungen hierzu erscheinen angebracht.

Die Umsetzung von Lastmanagement im Haushaltsbereich gilt ebenfalls als Herausforderung. Trotz hoher Potentiale und smart grid Technologie ist die Überzeugung und Einbindung der Verbraucher ein nicht unerhebliches Hindernis in der Ausschöpfung der Möglichkeiten. Die Einbindung neuer Verbrauchertypen wie Elektromobile, Wärmepumpen und Klimaanlage erscheint hingegen als Pflicht, um weitere Schwankungen in der Stromversorgung von vorne herein zu glätten. In den letzten Jahren fand ein massiver Zubau an Elektro-Wärmepumpen statt, der sich aus heutiger Sicht v.a. in Neubauten fortsetzen wird. Diese gilt es über ein intelligentes Lastmanagement zu integrieren. Die Situation in der Industrie stellt sich ähnlich dar, wobei hier große Potentiale nach Überwindung regulatorischer Restriktionen umgesetzt werden könnten.

In jedem Fall wird deutschlandweit betrachtet das Lastmanagement nicht ausreichend, um die schwankende Wind- und Solarstromerzeugung vollständig zu integrieren.

Die Konkurrenz zu Kurzzeitspeichern wie Pumpspeicher, Batteriesysteme oder Druckluftspeicher ist als gering einzustufen, da diese in einem anderen Zeitsegment mit anderen Zyklen, deutlich höheren Wirkungsgraden und zu teilweise geringeren Kosten arbeiten. Relevant wird PtG ab einem Anteil von 70 % erneuerbarer Energien in der Stromversorgung, nachdem alle anderen Optionen ausgeschöpft wurden. Dieser Anteil ist bei idealem Netzausbau deutschlandweit erst ab 2030 zu erwarten; bei realem Netzausbau und regionaler Betrachtung durchaus deutlich früher. Sobald dieser Anteil erreicht ist, wird ein Langzeitspeicher für eine rein regenerative Energieversorgung notwendig.

Zur Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie über Wochen und Monate stellen die chemischen Energiespeicher die einzige nationale Alternative dar. Ihre Wirtschaftlichkeit ist jedoch im Lichte des geplanten Stromnetzausbaus nicht vor 2025/2030 zu erwarten. Die größte Konkurrenz in diesem Segment wird die perspektivische Erschließung skandinavischer Wasserkraft sein, deren energetische Wirkungsgrade etwa 10% höher liegen, sofern das erneuerbare Gas in der effizienten KWK verwendet wird. Unter den erneuerbaren Gasen kann H_2 zwar effizienter als Methangas hergestellt werden, ist aber in der Einspeisung und Nutzung als Zusatzgas generell begrenzt; wohin Methangas als Austauschgas uneingeschränkt transportiert, gespeichert und genutzt werden kann.

Welche Ausgleichsoption zu welchem Zeitpunkt umgesetzt wird, hängt von der weiteren technologischen Entwicklung und den damit verbundenen Kosten ab. Damit PtG eine relevante Option wird, muss es sich aus technisch-ökonomischer Sicht gegen alle andere Ausgleichsoptionen durchsetzen und ist im Grunde die letzte Option im Portfolio. Aus diesem Grund ist es gut möglich, dass sich diese junge Technologie in höherpreisigen Märkten wie der Mobilität zuerst durchsetzt, bevor sich in einigen Jahren auch in der Stromversorgung mögliche Marktanteile eröffnen.

Die größten Vorteile von PtG liegen in

- der Nutzung der vorhandenen Infrastrukturen und Technologien im Gasnetz,
- der multiplen Verwendung in allen Energiesektoren und
- der räumlich als auch zeitlich verlagerbare Energieform – also gleichzeitiger Speicherung, Transport und Verteilung von regenerativer Energie.

Letzteres ist in der Betrachtung von Speichern ein Novum, dessen Wert noch nicht abschließend erfasst ist und daher vergleichend im Gesamtsystem zu bestimmen ist.

7.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse der Anlagenkonzepte und der Energiegestehungskosten

Die Kalkulation gibt einen Überblick über die Gestehungskosten von H_2 und $EE-CH_4$ bei der Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom (PtG). Um reale Gestehungskosten aufzuzeigen, werden mögliche Einnahmen aus dem Verkauf von Sauerstoff und Wärme sowie über das Gasnetz wälzbare Kosten analog Biogas entsprechend der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) [142] gegengerechnet.

Insgesamt werden drei Varianten mit jeweils unterschiedlichen Entwicklungsstadien für die Anlagengrößenklassen bei 1.200, 4.000 und 7.000 VLS betrachtet. Die Varianten unterscheiden sich in der Annahme der eingesetzten ELY-Technologien und den daraus folgenden Prozessketten (siehe Abbildung 55 bis Abbildung 57), den Abschreibezwischenräumen und der Höhe der zu tätigen Investitionen und Betriebskosten. Die Variante 1 „Konservative Variante“ ist sehr vorsichtig kalkuliert. Bei dieser Variante wurde der Einsatz neuartiger Technologie mit einem Risikoaufschlag, höheren Wartungs- und Reparaturkosten, einem höheren Posten für Unvorhersehbares sowie kurze Abschreibezwischenräume berücksichtigt. Im Gegensatz dazu wurde bei der Variante 3 „Zukünftige Variante“ die Technologie als ausgereift eingestuft und kein Risikoaufschlag, geringere Wartungs- und Reparaturkosten und ein kleinerer Ansatz für Unvorhersehbares sowie längere Abschreibezwischenräume angenommen. Die Variante 2 „Optimistische Variante“ liegt zwischen den beiden anderen Varianten. Bei der optimistischen Variante wird zwar der Einsatz neuer Technologie unterstellt, das technische Risiko jedoch als moderat eingestuft. Ebenfalls wie in Variante 3 sind die Abschreibezwischenräume länger als bei der Variante 1 sowie die Kalkulation offensiver durchgeführt. Aus Tabelle 93 können die Unterschiede der Varianten im Detail entnommen werden.

Die Abschreibezwischenräume lehnen sich, entsprechend dem Risiko der Technologie, an die Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) [142], der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [143] und an die Afa-Tabellen für allgemein verwendbaren Anlagengütern [144] an.

- a) Variante 1: Konservative Überlegung zur Sicherstellung einer funktionierenden Anlage mit höheren finanziellen Sicherheiten

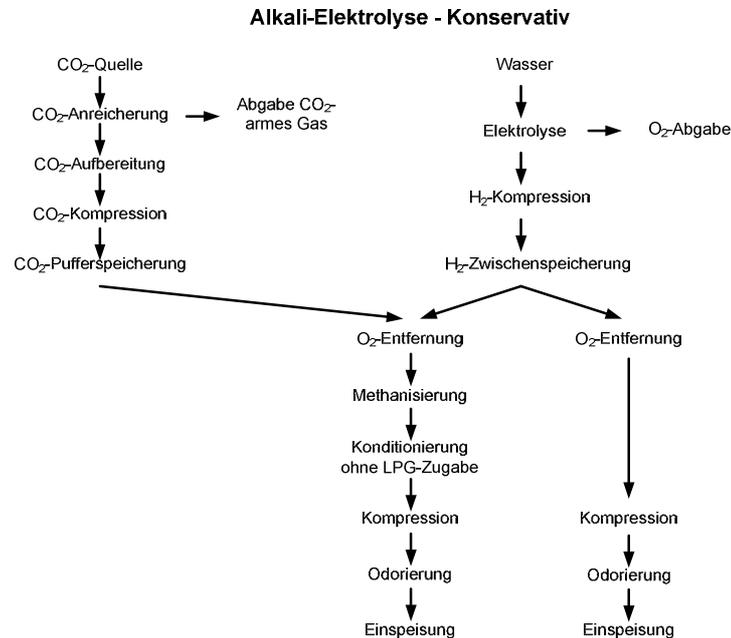


Abbildung 55: Alkali-ELY - Konservative Variante

- b) Variante 2: Optimistischer Ansatz unter Berücksichtigung von technischen Weiterentwicklungen (Druck-ELY) gegenüber der konservativen Methode und mit mittleren finanziellen Sicherheiten

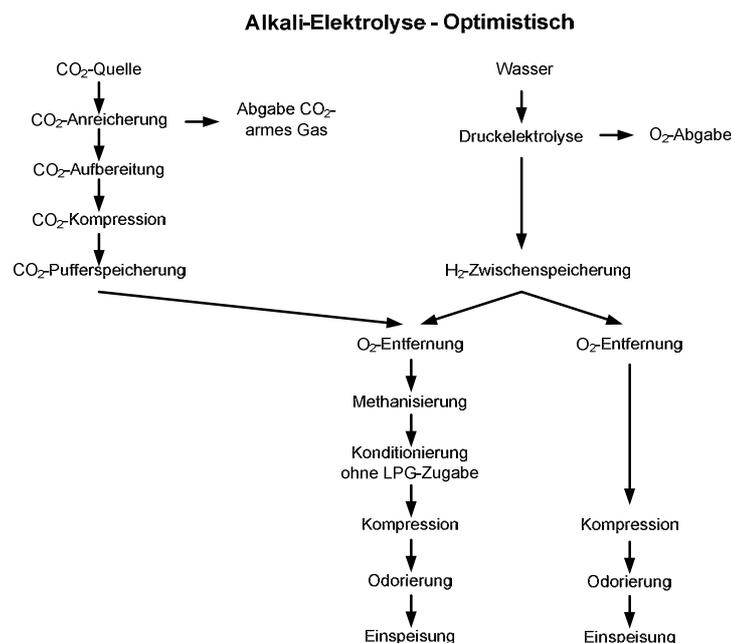


Abbildung 56: Alkali-ELY - Optimistische Variante

- c) Variante 3: Es werden zukünftig verfügbare Technologien (druckaufgeladene PEM-ELY in ausreichender Größe) mit Berücksichtigung von üblichen finanziellen Sicherheiten für ausgereifte Technik angesetzt

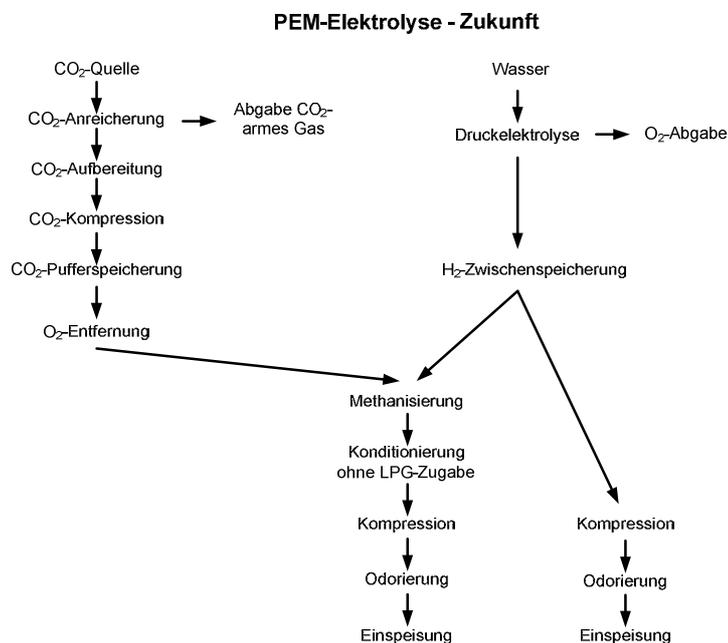


Abbildung 57: PEM-ELY - Zukünftige Variante

Tabelle 93: Technisch-wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Bewertung der betrachteten Varianten

Variante	Konservativ	Optimistisch	Zukunft
ELY	Alkali 4,8 kWh /m ³ H ₂ H ₂ bei Umgebungsdruck	Alkali 4,5 kWh /m ³ H ₂ H ₂ bei 30 bar	PEM 4,3 kWh /m ³ H ₂ H ₂ bei 30 bar
O ₂ -Anteil im H ₂	0,01 Vol.-%	0,01 Vol.-%	0,0001 Vol.-%
Investition Maschinen	100 %	100 %	100 %
Investition Verschaltung	100 %	90 %	90 %
Investition Baumaßnahmen	100 %	90 %	90 %
Unvorhergesehenes	5 % vom Gesamtinvest	2 % vom Gesamtinvest	2 % vom Gesamtinvest
Wartung/Reparatur	3 % von Invest Maschinen	3 % von Invest Maschinen	2 % von Invest Maschinen
Berücksichtigung neue Technik bei Wartung / Reparatur	2 % vom Invest Maschinen	1 % vom Invest Maschinen	0 % vom Invest Maschinen
Risikoaufschlag bei	1%	1 %	0 %

Kapitalverzinsung			
Verzinsung	6 %	6 %	6 %
Abschreibezeiten	Jahre	Jahre	Jahre
- ELY	20	20	20
- Wasseraufbereitung	10	15	15
- Methanisierung	15	15	15
- Gasspeicher	20	20	20
- Aktivkohlefilter	20	20	20
- O ₂ -Entfernung	15	15	15
- Wäscher	15	20	20
- Verdichter	10	15	15
- Wärmeübertrager	15	20	20
- MSR	10	15	15
- E-Technik	15	20	20
- Rohre / Armaturen	15	20	20
- Trocknung	15	15	15
- Odoranlage	15	20	20
- Einspeiseanlage	15	20	20
- Trafo	20	20	20
- Hoch- und Tiefbau	20	20	20
- Sonstiges	20	20	20

7.2.1 Vorgehensweise

Die kapitalgebundenen Kosten wurden nach der Annuitätenmethode angelehnt an die VDI-Richtlinie 2067 berechnet [145]. Zu beachten ist, dass der hierfür genutzte Zinssatz aufgrund von Risiken beim Einsatz neuer Technologien bei der konservativen und der optimistischen Betrachtung durch einen Risikoaufschlag erhöht wurde (siehe Tabelle 93). Die betriebsgebundenen, verbrauchsgebundenen und Entsorgungskosten wurden für ein Jahr gerechnet und zu den jährlichen Aufwendungen des Kapitaldienstes addiert. Die Kostenrechnung basiert auf den heutigen Preisen. Eine Teuerungsrate während der Abschreibezeit wurde nicht berücksichtigt. Der Größeneinfluss wurde dagegen über Degressionsfaktoren berücksichtigt.

Die Kosten werden zum besseren Vergleich spezifisch in EUR/kWh bezogen auf den Brennwert des Gases dargestellt. Die Rahmenbedingungen sind Tabelle 93 und Tabelle 94 zu entnehmen.

In einem ersten Schritt werden die Gesamtkosten berechnet, die für eine Einspeisung notwendig sind. In einem zweiten Schritt werden die Kosten ausgewiesen, die auf Basis

der GasNZV durch den Gasnetzbetreiber wälzbar sind und nicht durch den Einspeiser erbracht werden müssen.

Tabelle 94: Rahmendaten für Berechnung der Gestehungskosten

	Rahmendaten
Brennwert H ₂	3,54 kWh/m ³
Brennwert Methan	11,06 kWh /m ³
Zinssatz	6 %
Wasserkosten	1,5 EUR/m ³
Stromkosten	Variabel (0 – 9 Cent/kWh)
Personalkosten Anlagenfahrer	19 EUR/h
Personalkosten Techniker	28 EUR/h
Personalkosten Betriebsleiter	44 EUR/h

7.2.2 Gesamtinvestitionen

In Tabelle 95 sind die Gesamtinvestitionen der ausgewählten Anlagengrößen für die Varianten 1-3 dargestellt. Wie in Tabelle 93 beschrieben setzten sich die Gesamtinvestitionen im Wesentlichen aus Investitionen für Maschinen, Verschaltung und Baumaßnahmen zusammen. Zu den Investitionen zählen auch die Positionen Unvorhergesehenes, Transport und Montage sowie Versicherungen. Die größten Kostenreduktionen werden durch den Schritt von konservativer zu optimistischer Betrachtung erreicht. Die Kostenreduktion wird zum geringeren Teil durch Einsparung der H₂-Kompression und der verbesserten ELY-Leistung sowie hauptsächlich durch günstigere Annahmen entsprechend Tabelle 93 erreicht. Beim Schritt von optimistischer zu zukünftiger Betrachtung ist nur ein kleiner Kostenvorteil erschließbar. Dieser basiert hauptsächlich auf der Vermeidung der Sauerstoffentfernung und verbesserter ELY-Leistung.

Die Investitionen Maschinen beinhalten alle verfahrenstechnisch notwendigen Anlagenteile, die für die Aufbereitung, Transport und Zwischenspeicherung der Gase entsprechend Abbildung 55 bis Abbildung 57 benötigt werden. Die Kostenermittlung basiert auf Angeboten, Literaturangaben [47], [48], [49], [52], [55], [57], [77], [142], [146], [147] und eigenen Abschätzungen.

Die Investitionen Verschaltung umfassen alle Installationen zum Verbinden und zum Aufstellen der Anlagenteile. Dies sind u.a. Stahlbau mit Bühnen, Rohrleitungen, MSR, Elektrotechnik, Trafo mit Kabel und Montagematerial sowie Isolierung, Anstrich und Lärmschutz. Die Investitionshöhe wird wie im Anlagenbau allgemein üblich für eine Schätzung prozentual von der Investition Maschinen abgenommen. Die Kosten für Transformatoren und Stromkabel wurden durch Angebote untersetzt.

In den Investitionen Baumaßnahmen sind die tief- und hochbaulichen Maßnahmen sowie Zäune und Umweltausgleichsmaßnahmen zusammengefasst. Diese werden ebenfalls durch prozentuale Abschätzungen aus den Investitionen Maschinen, durch Angebote oder durch eigene Abschätzungen ermittelt.

Die Investitionen die für die Einspeisung auf Basis der GasNZV dem Einspeiser zugeordnet werden sind enthalten

Tabelle 95: Gesamtinvestitionen der betrachteten Anlagengrößen

Gesamtinvestitionen		PtG-H ₂ (H ₂)				PtG-Methan (EE-CH ₄)			
Volumenstrom	m ³ /h	200	600	1.200	32.000	50	150	300	8.000
konservativ	Mio. EUR	3,3	6,2	10,2	169,7	3,9	7,6	12,6	216,7
optimistisch	Mio. EUR	2,8	5,4	8,9	150,7	3,4	6,6	11,2	195,2
zukünftig	Mio. EUR	2,7	5,1	8,5	142,9	3,3	6,4	10,8	187,7

7.2.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten ermitteln sich aus den jährlich anfallenden Aufwendungen, die für den Betrieb notwendig sind. Ein weiterer Betriebskostenpunkt ist Wartung / Reparatur. Bei dem Betriebskostenpunkt Wartung / Reparatur wird der Einsatz einer neuen Technologie durch einen Aufschlag bei den Varianten konservativ und optimistisch berücksichtigt. Ebenfalls bei den Betriebskosten sind Personalkosten und die Kosten für verbrauchte Medien, Wasser für die ELY, Verbrauchsmaterialien wie z. B. Katalysatoren zu finden. Die Betriebskosten sind abhängig von den VLS.

7.2.4 Wasserstoff- und Methan-Gestehungskosten

Für die Abschätzung der Gestehungskosten innerhalb der angenommenen Rahmenbedingungen wurden drei Szenarien berechnet. Zum einen werden nur die Überkapazitäten der regenerativen Energiequellen (negative Residuallast) zur Gasproduktion genutzt, wobei hierfür 1.200 VLS angenommen wurden. Diese Annahme basiert auf einen Fall (I. Standort), die in dieser Studie untersucht wurden. Zum anderen wurden 4.000 und 7.000 VLS für die Berechnung vorausgesetzt, was eine mittlere und eine gute Auslastung der Anlagen wiedergibt. Ferner wurde eine Variation der Strombezugskosten durchgeführt, um den Einfluss des hohen Strombedarfs bei der ELY abbilden zu können. Beim Vergleich der Ergebnisse der Varianten 1-3 konnten die VLS, die Strombezugskosten und die Anlagengröße als die größten Einflussfaktoren identifiziert werden.

Verglichen werden können die Gestehungskosten mit den Bezugskosten von den in Tabelle 97 aufgeführten Energieträgern, die für H₂ bzw. CH₄ aus dem PtG-Pfad einen möglichen Erlöspfad darstellen. Auf Basis der hier getroffenen Annahmen, ist die

Erzeugung von H_2 und EE- CH_4 aus regenerativem Strom nur bei großen Anlagen, geringen Strombezugskosten und hoher VLS-Anzahl bei Verkauf an Tankstellen wirtschaftlich (s. Abbildung 58). Insbesondere dann, wenn die Verbräuche zugrunde gelegt werden. Z.B. verbraucht ein Passat auf 100 km 7,4 l Benzin, 5,6 l Diesel oder 4,5 kg Erdgas H. Diese Verbräuche führen zu Kosten (ohne Steuern; Kostenstand Mai 2012) von 5,3 EUR für Benzin (72 Cent/l), 4,2 EUR für Diesel (75 Cent/l) und 4,0 EUR für Erdgas (90 Cent/kg). Dies bedeutet, dass ein theoretischer Äquivalenzpreis für Methan von ca. 7,1 Cent/kWh (Basis Diesel) und ca. 9,0 Cent/kWh (Basis Benzin) erzielt werden könnte. Abzuziehen wären noch Pächtererlöse.

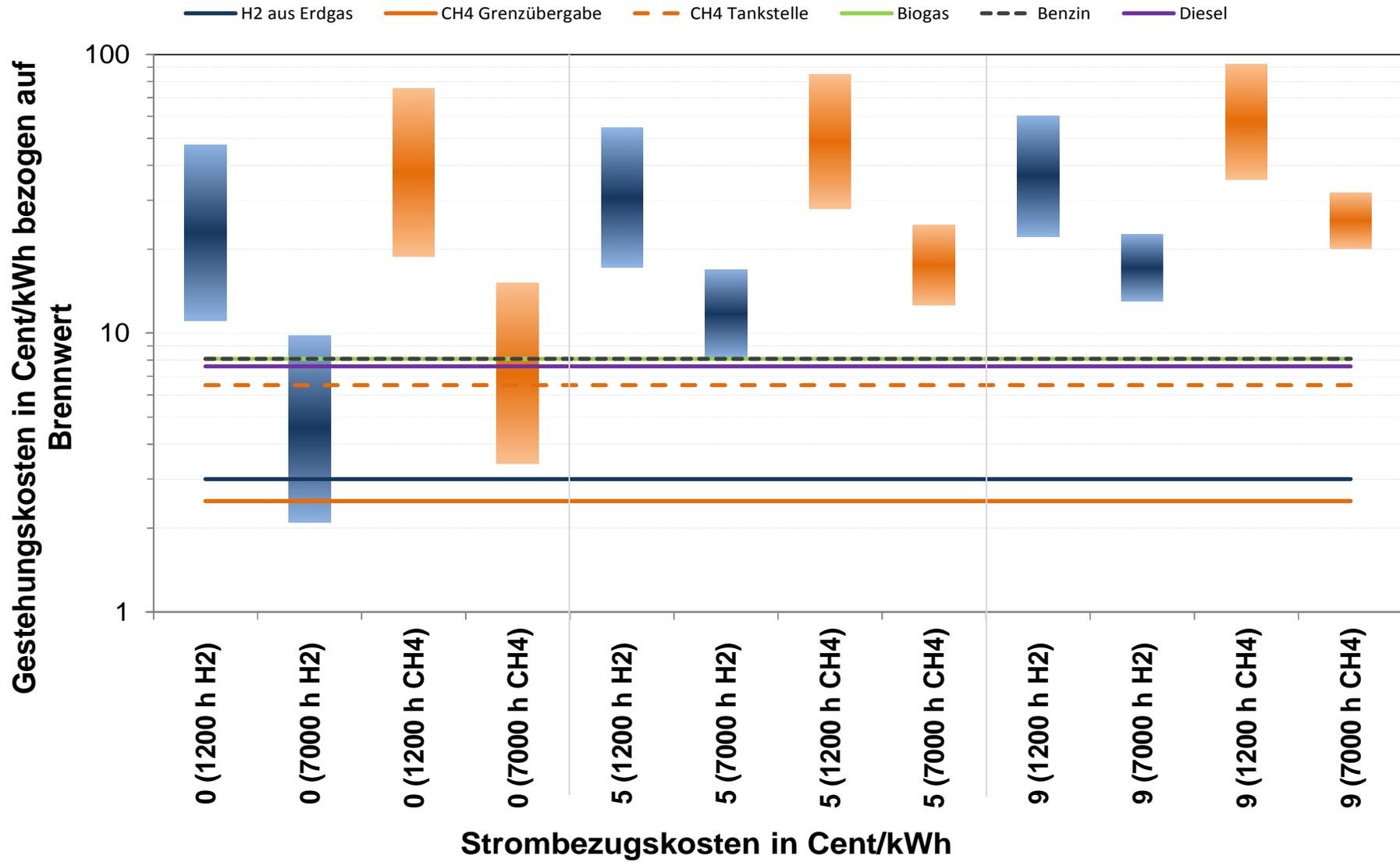


Abbildung 58: Spezifische Gestehungskosten für H₂ und EE-CH₄ im Vergleich zu anderen Energieträgern; wälzbare Kosten abgezogen

Ein eventuell möglicher Benefit aus dem Verkauf von Wärme bei der Methanisierung und Sauerstoff aus dem ELY-Prozess kann die Gestehungskosten etwas senken. In Tabelle 96 sind die möglichen Erlösspannen für die PtG-Pfade dargestellt. Zum einen kann die Abwärme der Methanisierung genutzt werden, die bei einem Temperaturniveau von 200 – 300 °C anfallen wird. Zum anderen kann der Sauerstoff verkauft werden, der maximal mit geringen Mengen an H₂ verunreinigt sein kann. Die Erlöse sind als Bruttoerlöse ohne Kosten z. B. für die Infrastruktur zur Nutzung von Wärme oder Abfüllung von Sauerstoff in Flaschen gerechnet. Die Erlösspannen werden zudem unabhängig von den Anlagengrößen ausgewiesen es ist jedoch zu beachten, dass bei kleinen Anlagen die Infrastruktur spezifisch teurer ist.

Tabelle 96: Benefit ELY- und Methanisierungspfad

Erlös für Wärme aus Methanisierung		Erlös für Sauerstoff	Erlös bezogen auf H ₂ (H ₂ -Pfad)	Erlös bezogen auf EE-CH ₄ (EE-CH ₄ -Pfad)
Cent/kWh	Cent/m ³			
2	0,19	10	1,4	1,8
4	0,37	30	4,2	5,4

Selbstverständlich ist zu beachten, dass die Bezugskosten in Zukunft steigen werden. Entsprechend [148] werden bis 2030 die Erdgasgrenzübergangspreise nur sehr moderat um 0,1 Cent/kWh auf 2,6 Cent/kWh und die Rohölpreise stärker von 71,5 \$/bbl auf 110 \$/bbl steigen. Biogas und H₂ aus Erdgas wird ähnlich wie Erdgas relativ preisstabil bleiben. Benzin und Diesel werden entsprechend den Rohölpreisen stärker steigen. Dies bedeutet, dass eine Verdrängung von Energieträgern durch deren eigene Preissteigerung nur bei Benzin und Diesel zu erwarten ist. Bei den anderen genannten Energieträgern kann nur über die Senkung der Gestehungskosten ein Preisvorteil generiert werden. Andererseits können am Beispiel von Benzin und Diesel die Verkaufspreise bei heutigen Steuern zu niedrig für die Zukunft angenommen werden. Z. B. werden in [149] Preise für Benzin und Diesel in 2020 von 1,53 und 1,44 EUR/l und für 2030 1,70 und 1,61 EUR/l angegeben, die heute schon überschritten bzw. fast schon erreicht werden. Dies bedeutet, dass ein zukünftiges Preisniveau für Energie nur bedingt vorausgesagt werden kann bzw. eine gewisse Wahrscheinlichkeit besteht, dass die Energieträger ein höheres Preisniveau erreichen als angenommen und somit H₂ und EE-CH₄ aus PtG sich in weiteren Absatzmärkten etablieren können.

Tabelle 97: Bezugskosten von Konkurrenzenergieträgern ohne Steuern (Stand Mai 2012) [150]

	H ₂ aus Erdgas	Erdgas Grenzübergabe	Erdgas Tankstelle	Biogas	Benzin	Diesel
	Cent/kWh					
Bezugskosten netto (2012)	3	2,5	6,5	8,1	8,1	7,6

Die detaillierten Ergebnisse der absoluten Gestehungskosten (inklusive wälzbarer Kosten) sind in Tabelle 94 bis Tabelle 105 und Abbildung 59 bis Abbildung 64 dargestellt. Über die Anhebung der VLS von 1.200 h auf 7.000 h konnten die absoluten Gestehungskosten je nach Strombezugskosten und Anlagengröße zwischen 40 % (größte Anlage, höchste Strombezugskosten, Variation Zukunft) bis zu ca. 82 % (größte Anlage, niedrigste Strombezugskosten, Variation Konservativ) gesenkt werden. Festzustellen ist, dass je kleiner die Anlage ist, desto kleiner wird der Einfluss der Strombezugskosten, da die spezifischen Anlagenkosten entsprechend höher sind als bei großen Anlagen. Bei der kleinsten Anlagengröße können die absoluten Gestehungskosten bei einer Erhöhung der VLS von 1.200 h auf 7.000 h um ca. 65 % bei 9 Cent/kWh Strombezugskosten und bei 0 Cent/kWh Strombezugskosten um ca. 80 % gesenkt werden. Dies bedeutet, dass die Erhöhung der VLS sich im Wesentlichen auf den Einfluss der Investitionen an den Gestehungskosten auswirkt.

Bei mittleren Strombezugskosten von 5 Cent/kWh kostet eine Kilowattstunde H₂ bezogen auf den Brennwert bei 1.200 VLS je nach Anlagengröße bei der konservativen Betrachtung zwischen 63,4 und 24,7 Cent. Für die Zukunft können die Kosten zwischen 30 bis 34 % gesenkt werden. Unter den hier angenommenen Rahmendaten liegen dann die absoluten Gestehungskosten zwischen 41,7 und 17,4 Cent/kWh. Bei 7.000 VLS liegen die absoluten Gestehungskosten für H₂ zwischen 18,5 und 10,3 Cent/kWh für den konservativen Fall und zwischen 14,0 und 8,2 Cent/kWh für die Zukunft. Die spezifischen Kosten der Methanisierung sind gegenüber der Einspeisung von H₂ bei 1.200 VLS zwischen ca. 46 % (kleinste Anlage, höchste Strombezugskosten, Variation Konservativ) und ca. 69 % (größte Anlage, niedrigste Strombezugskosten, Variation Zukunft) teurer. Bei 7.000 VLS variieren die Kostensteigerungen zwischen ca. 37 % und ca. 62 %. Die hohen Kostensteigerungen sind im Wesentlichen auf den Energieverbrauch bei der Methanisierung und somit auf die geringeren Wirkungsgrade der Gesamtprozessketten zurückzuführen. Absolut betrachtet werden bei den hier angenommenen Rahmenbedingungen bei 5 Cent/kWh Strombezugskosten absolute Gestehungskosten von 93,9 und 28,2 Cent/kWh für 1.200 VLS je nach Anlagegröße und Variante generiert. Bei 7.000 VLS liegen die absoluten Gestehungskosten zwischen ca. 26 und ca. 12,7 Cent/kWh.

Bei einer mittleren VLS-Zahl von 4.000 h werden die Gestehungskosten zwischen ca. 35 % für den zukünftigen Fall bei Strombezugskosten von 9 Cent/kWh und ca. 72 % für den konservativen Fall bei Strombezugskosten von 0 Cent/kWh reduziert. Insgesamt kann H₂ bei 5 Cent/kWh zwischen 9,6 (größte Anlage; Variante Zukunft) und 22,7 Cent/kWh (kleinste Anlage; Variante Konservativ) erzeugt werden.

Die dargestellten Gestehungskosten wurde entsprechend der Annahmen in den Abschnitten 7.2.1 -7.2.3 ermittelt. Die Ermittlung der Kosten für die Hauptanlagenteile wie ELY aber auch Methanisierung sind jedoch mit Unsicherheiten verbunden. Zum einen sind die Angaben von Herstellern sehr unterschiedlich. Leider ist es zudem nicht möglich den genauen Lieferumfang zu spezifizieren, so dass eine gewisse Unschärfe bei der Preisermittlung entsteht. Werden nun die geringsten ermittelten Herstellerangaben zu Anlagenpreise angesetzt und ist davon auszugehen, dass die Anlagen ohne ständige Anwesenheit des Personals (Fernüberwachung und Steuerung, Beobachtung durch Rundgang aller 72 Stunden) betrieben werden kann, können die ermittelten Gestehungskosten je nach Variante und VLS-Zahl um bis zu 3,5 Cent/kWh reduziert werden.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass bzgl. der absoluten Gestehungskosten große Anlagen bei möglichst hohen VLS-Zahlen zu bevorzugen sind. Die Anlagengröße hängt natürlich von den Rahmenbedingungen vor Ort ab.

Tabelle 98: Spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	69,2	48,1	41,0	30,4	101,4	70,9	60,6	45,1
8	67,8	46,7	39,5	29,0	99,5	69,0	58,8	43,2
7	66,3	45,3	38,1	27,5	97,7	67,1	56,9	41,4
6	64,9	43,8	36,7	26,1	95,8	65,3	55,0	39,5
5	63,4	42,4	35,2	24,7	93,9	63,4	53,2	37,7
4	62,0	41,0	33,8	23,2	92,1	61,5	51,3	35,8
3	60,6	39,5	32,4	21,8	90,2	59,7	49,5	33,9
2	59,1	38,1	30,9	20,4	88,4	57,8	47,6	32,1
1	57,7	36,6	29,5	18,9	86,5	56,0	45,7	30,2
0	56,3	35,2	28,1	17,5	84,6	54,1	43,9	28,3

Tabelle 99: spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	55,5	39,1	33,9	25,8	85,0	60,6	53,0	40,3
8	54,2	37,8	32,6	24,5	83,1	58,8	51,1	38,4
7	52,9	36,5	31,3	23,2	81,2	56,9	49,2	36,5
6	51,6	35,2	30,1	21,9	79,4	55,0	47,4	34,7
5	50,3	33,9	28,8	20,6	77,5	53,2	45,5	32,8
4	49,0	32,7	27,5	19,3	75,6	51,3	43,6	30,9
3	47,7	31,4	26,2	18,0	73,8	49,4	41,8	29,1
2	46,4	30,1	24,9	16,7	71,9	47,6	39,9	27,2
1	45,1	28,8	23,6	15,4	70,0	45,7	38,0	25,4
0	43,8	27,5	22,3	14,1	68,2	43,9	36,2	23,5

Tabelle 100: Spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	46,6	33,1	29,0	22,4	72,5	52,2	46,1	35,7
8	45,4	31,8	27,7	21,2	70,6	50,3	44,2	33,8
7	44,2	30,6	26,5	19,9	68,7	48,5	42,4	31,9
6	42,9	29,4	25,3	18,7	66,9	46,6	40,5	30,1
5	41,7	28,1	24,0	17,4	65,0	44,7	38,6	28,2
4	40,4	26,9	22,8	16,2	63,1	42,9	36,8	26,3
3	39,2	25,6	21,5	15,0	61,3	41,0	34,9	24,5
2	38,0	24,4	20,3	13,7	59,4	39,2	33,0	22,6
1	36,7	23,2	19,1	12,5	57,5	37,3	31,2	20,8
0	35,5	21,9	17,8	11,2	55,7	35,4	29,3	18,9

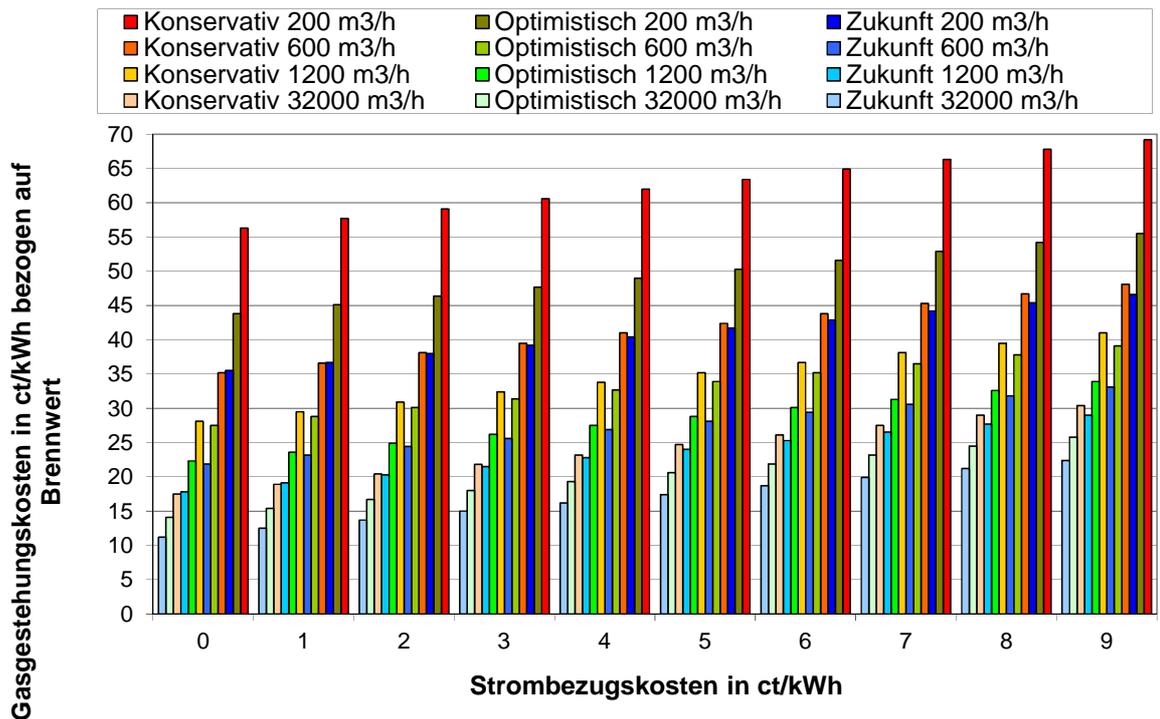


Abbildung 59: Spezifische Gestehungskosten für den Pfad H₂-Einspeisung; 1.200 VLS; wälzbare Kosten enthalten

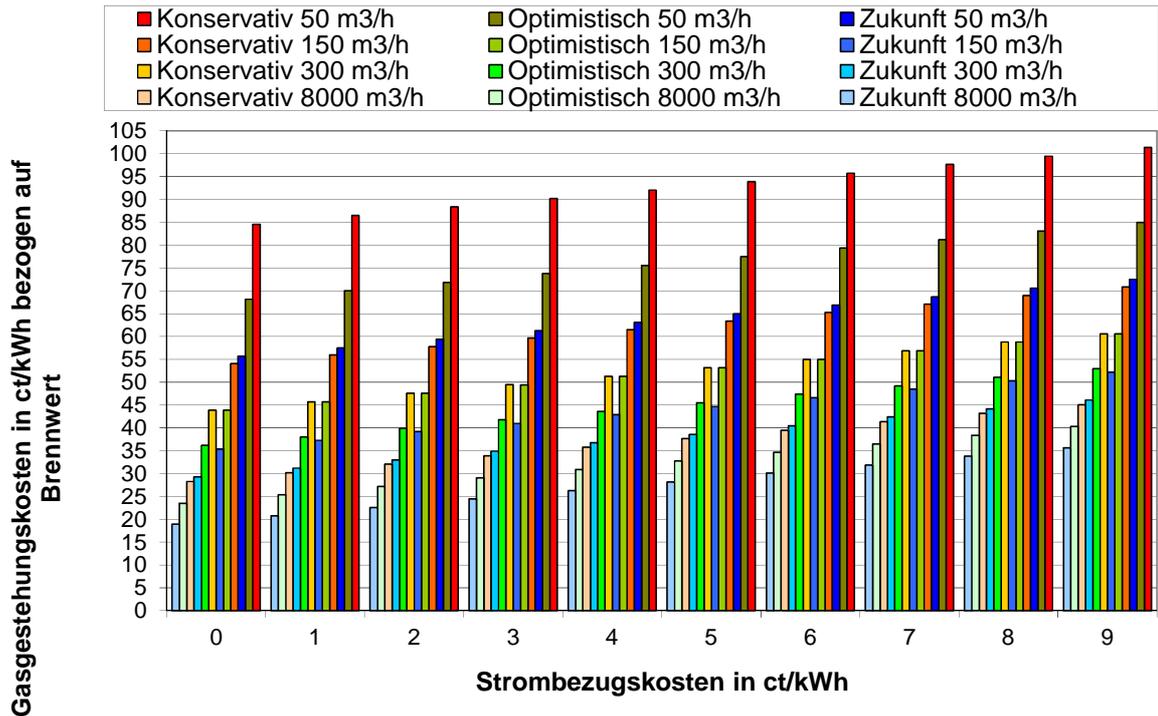


Abbildung 60: Spezifische Gesteungskosten für den Pfad Methaneinspeisung: 1.200 VLS; wälzbare Kosten enthalten

Tabelle 101: Spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	28,4	22,9	21	18,1	41,2	32,5	29,7	25,3
8	27	21,4	19,5	16,6	39,3	30,6	27,8	23,4
7	25,6	20	18,1	15,2	37,5	28,8	25,9	21,6
6	24,1	18,5	16,7	13,9	35,6	26,9	24,1	19,7
5	22,7	17,2	15,2	12,4	33,7	25,2	22,2	17,9
4	21,3	15,8	13,9	11	31,9	23,3	20,3	16
3	19,9	14,3	12,5	9,6	30,1	21,4	18,5	14,1
2	18,5	12,9	11	8,1	28,2	19,6	16,6	12,3
1	17	11,4	9,6	6,7	26,4	17,7	14,8	10,4
0	15,6	10	8,2	5,3	24,5	15,8	12,9	8,6

Tabelle 102: Spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	23,6	19,4	18	15,8	36,6	29,6	27,4	23,8
8	22,3	18,2	16,8	14,5	34,7	27,8	25,6	22
7	21,1	16,9	15,5	13,2	32,8	25,9	23,7	20,1
6	19,8	15,6	14,2	12	31,1	24	21,9	18,3
5	18,5	14,3	12,9	10,7	29,2	22,2	20	16,4
4	17,2	13	11,6	9,4	27,3	20,3	18,1	14,5
3	15,9	11,7	10,4	8,1	25,5	18,5	16,3	12,7
2	14,7	10,5	9,1	6,8	23,6	16,6	14,4	10,9
1	13,4	9,2	7,8	5,5	21,7	14,7	12,5	9
0	12,2	7,9	6,5	4,4	19,9	12,9	10,7	7,2

Tabelle 103: Spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	20,6	17,2	16,1	14,4	32,8	27,1	25,3	22,5
8	19,4	16	15	13,2	30,9	25,2	23,5	20,6
7	18,2	14,8	13,8	11,9	29,1	23,4	21,7	18,7
6	17	13,6	12,5	10,8	27,3	21,5	19,8	16,9
5	15,8	12,3	11,3	9,6	25,4	19,7	17,9	15
4	14,5	11,1	10	8,3	23,6	17,8	16,1	13,2
3	13,3	9,8	8,9	7,1	21,7	15,9	14,2	11,3
2	12,1	8,7	7,7	5,9	19,8	14,1	12,3	9,5
1	10,9	7,5	6,4	4,6	18	12,2	10,5	7,7
0	9,7	6,2	5,2	3,5	16,1	10,3	8,6	5,8

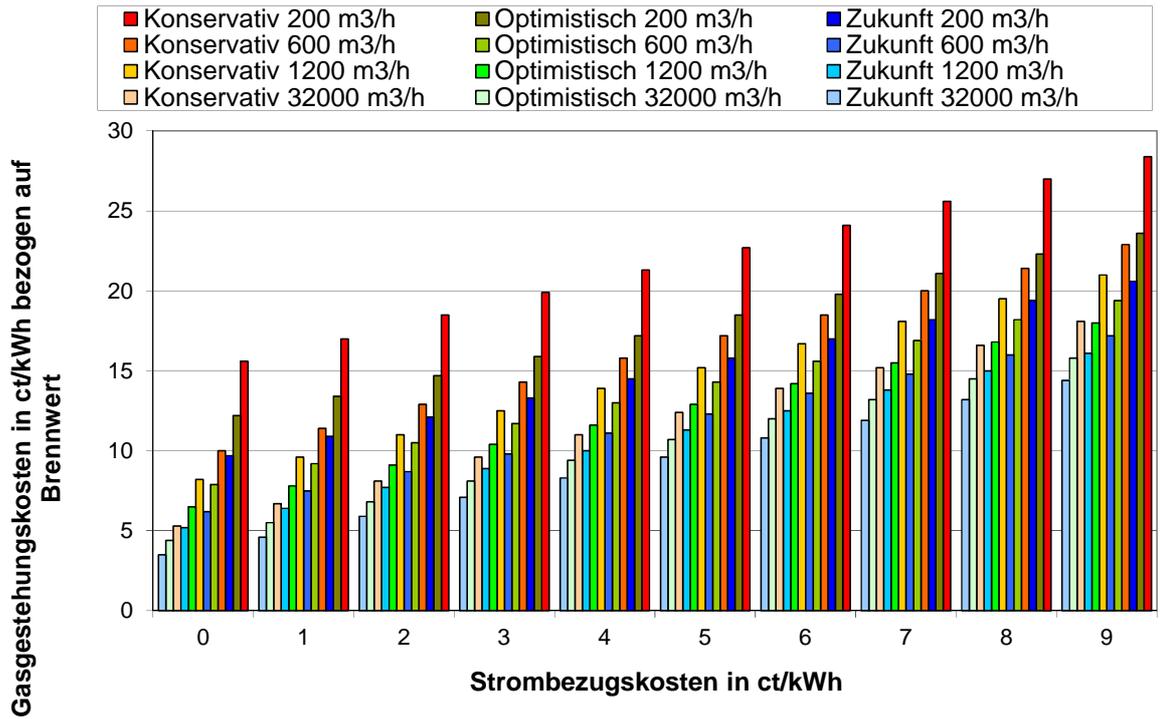


Abbildung 61: Spezifische Gestehungskosten für den Pfad H₂-Einspeisung; 4.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten

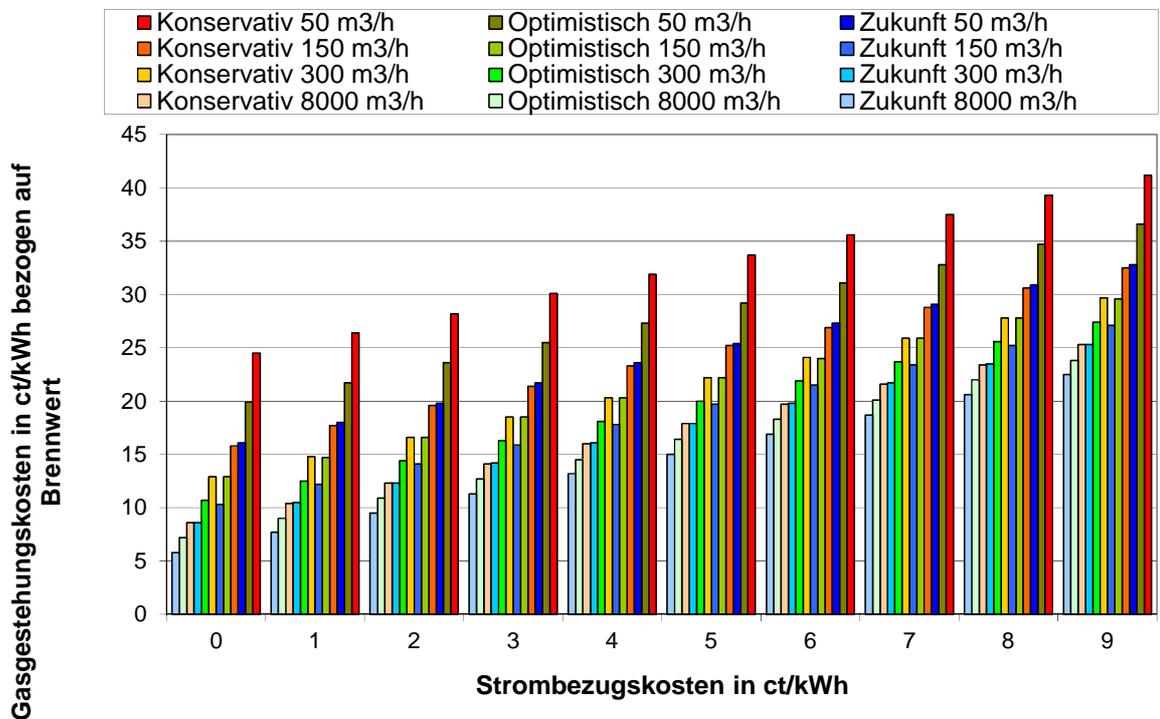


Abbildung 62: Spezifische Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 4.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten

Tabelle 104: Spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	24,3	19,6	18,1	16,0	33,4	26,9	24,8	21,8
8	22,8	18,2	16,7	14,6	31,6	25,0	22,9	19,9
7	21,4	16,8	15,3	13,2	29,7	23,2	21,1	18,1
6	19,9	15,3	13,8	11,7	27,8	21,3	19,2	16,2
5	18,5	13,9	12,4	10,3	26,0	19,4	17,3	14,3
4	17,1	12,4	11,0	8,9	24,1	17,6	15,5	12,5
3	15,6	11,0	9,5	7,4	22,2	15,7	13,6	10,6
2	14,2	9,6	8,1	6,0	20,4	13,8	11,8	8,7
1	12,8	8,1	6,6	4,6	18,5	12,0	9,9	6,9
0	11,3	6,7	5,2	3,1	16,7	10,1	8,0	5,0

Tabelle 105: Spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	20,9	17,0	15,9	14,2	30,6	25,1	23,5	21,0
8	19,6	15,7	14,6	12,9	28,8	23,3	21,6	19,1
7	18,3	14,4	13,3	11,6	26,9	21,4	19,8	17,2
6	17,0	13,1	12,0	10,3	25,0	19,5	17,9	15,4
5	15,7	11,8	10,7	9,0	23,2	17,7	16,0	13,5
4	14,4	10,5	9,4	7,7	21,3	15,8	14,2	11,6
3	13,1	9,3	8,1	6,4	19,4	13,9	12,3	9,8
2	11,8	8,0	6,8	5,1	17,6	12,1	10,4	7,9
1	10,5	6,7	5,5	3,8	15,7	10,2	8,6	6,1
0	9,2	5,4	4,2	2,6	13,8	8,4	6,7	4,2

Tabelle 106: Spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h; wälzbare Kosten enthalten

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	18,9	15,6	14,6	13,2	28,5	23,7	22,3	20,2
8	17,7	14,3	13,4	12,0	26,6	21,8	20,4	18,3
7	16,4	13,1	12,1	10,7	24,7	20,0	18,6	16,4
6	15,2	11,9	10,9	9,5	22,9	18,1	16,7	14,6
5	14,0	10,6	9,6	8,2	21,0	16,2	14,9	12,7
4	12,7	9,4	8,4	7,0	19,2	14,4	13,0	10,9
3	11,5	8,1	7,2	5,8	17,3	12,5	11,1	9,0
2	10,2	6,9	5,9	4,5	15,4	10,6	9,3	7,1
1	9,0	5,7	4,7	3,3	13,6	8,8	7,4	5,3
0	7,8	4,4	3,5	2,1	11,7	6,9	5,5	3,4

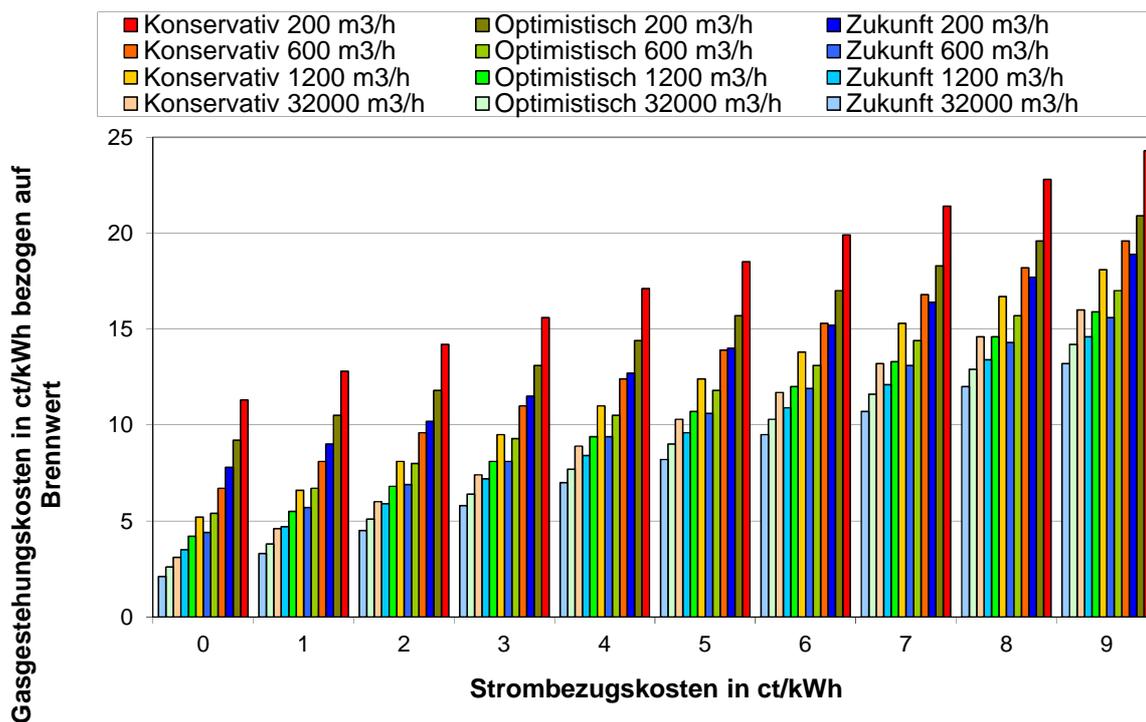


Abbildung 63: Spezifische Gestehungskosten für den Pfad H₂-Einspeisung; 7.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten

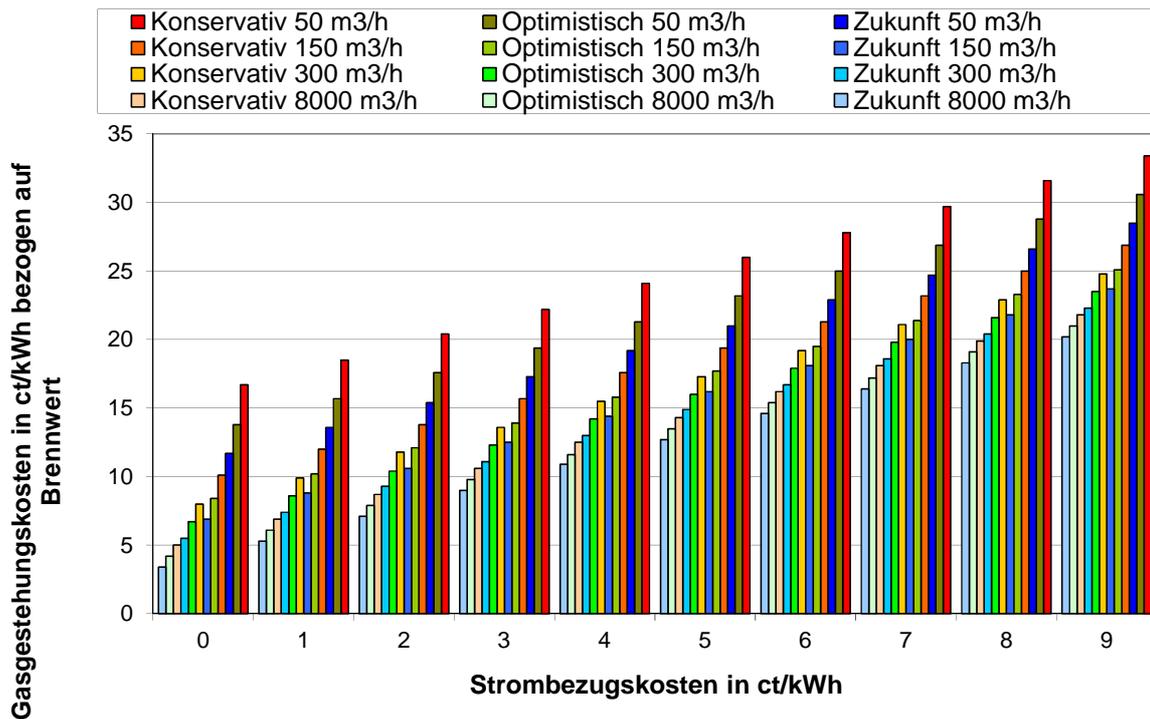


Abbildung 64: Spezifische Gesteungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 7.000 VLS; wälzbare Kosten enthalten

Um nun die realen Gesteungskosten betrachten zu können wurden die wälzbaren Investitionen und die dazugehörigen Betriebskosten (Einspeisung, Endkompression, Odorierung) entsprechend der GasNZV berechnet. Sie sind in Tabelle 107 bis Tabelle 109 für 1.200 VLS, in Tabelle 110 bis Tabelle 112 für 4.000 VLS und in Tabelle 113 bis Tabelle 115 für 7.000 VLS ausgewiesen. Zu erkennen ist, dass die wälzbaren Kosten nur gering von den Strombezugskosten abhängig sind. Die Anlagengröße und insbesondere die VLS-Anzahl sind als wesentliche Einflussfaktoren für die spezifischen wälzbaren Kosten identifiziert worden, da ein großer Anteil an den jährlichen Kosten die kapitalgebundenen Kosten sind und diese unabhängig von den Stromkosten und den VLS sind. Auch ist feststellbar, dass die absolute Höhe der Kosten bei den Varianten 1-3 nur geringe Unterschiede aufgrund unterschiedlicher Abschreibezeiten aufweisen. Dies bedeutet, dass bei niedrigen Strombezugskosten, die nur einen sehr geringen Einfluss auf die wälzbaren Kosten haben, die wälzbaren Kosten zu spezifisch höheren Reduktionen der Gasgestehungskosten führen. Abbildung 65 bis Abbildung 70 zeigen, dass je größer die Anlage, desto geringer die Einsparung aufgrund der wälzbaren Anteile. Auch ist zu erkennen, dass die Methanisierung aufgrund höherer Investitionen für den nicht wälzbaren Anteil bei geringeren Investitionen für den wälzbaren Anteil geringere Einsparungen zu erwarten sind.

Tabelle 107: Wälzbare spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	9,0	3,7	2,1	0,3	9,1	3,8	2,4	0,2
8	9,0	3,7	2,1	0,3	9,1	3,8	2,4	0,2
7	9,0	3,6	2,0	0,3	9,1	3,8	2,4	0,2
6	9,0	3,6	2,0	0,3	9,1	3,8	2,3	0,2
5	9,0	3,6	2,0	0,2	9,1	3,8	2,3	0,2
4	9,0	3,6	2,0	0,2	9,1	3,8	2,3	0,2
3	8,9	3,6	2,0	0,2	9,1	3,7	2,3	0,2
2	8,9	3,5	2,0	0,2	9,1	3,7	2,3	0,2
1	8,9	3,5	1,9	0,2	9,1	3,7	2,3	0,2
0	8,9	3,5	1,9	0,2	9,1	3,7	2,3	0,1

Tabelle 108: Wälzbare spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	8,2	3,2	1,8	0,3	8,1	3,3	2,0	0,2
8	8,2	3,1	1,8	0,3	8,1	3,3	2,0	0,2
7	8,2	3,1	1,8	0,3	8,1	3,3	2,0	0,2
6	8,1	3,1	1,7	0,2	8,1	3,3	2,0	0,2
5	8,1	3,1	1,7	0,2	8,1	3,3	2,0	0,2
4	8,1	3,1	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
3	8,1	3,1	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
2	8,1	3,0	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
1	8,1	3,0	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
0	8,0	3,0	1,6	0,1	8,0	3,2	2,0	0,1

Tabelle 109: Wälzbare spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 1.200 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	8,2	3,2	1,8	0,3	8,1	3,3	2,0	0,2
8	8,2	3,1	1,8	0,3	8,1	3,3	2,0	0,2
7	8,2	3,1	1,8	0,3	8,1	3,3	2,0	0,2
6	8,1	3,1	1,7	0,2	8,1	3,3	2,0	0,2
5	8,1	3,1	1,7	0,2	8,1	3,3	2,0	0,2
4	8,1	3,1	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
3	8,1	3,1	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
2	8,1	3,0	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
1	8,1	3,0	1,7	0,2	8,0	3,3	2,0	0,1
0	8,0	3,0	1,6	0,1	8,0	3,2	2,0	0,1

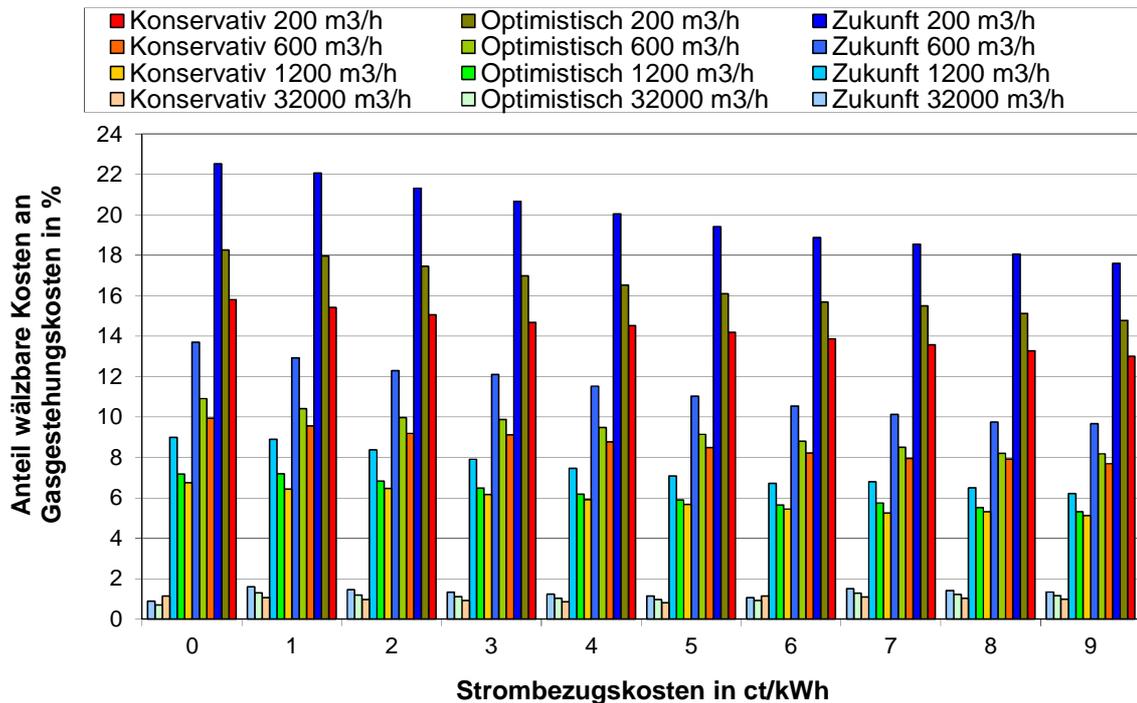


Abbildung 65: Anteil der wälzbaren Kosten an den Gesteuerungskosten für den Pfad H₂-Einspeisung; 1.200 VLS

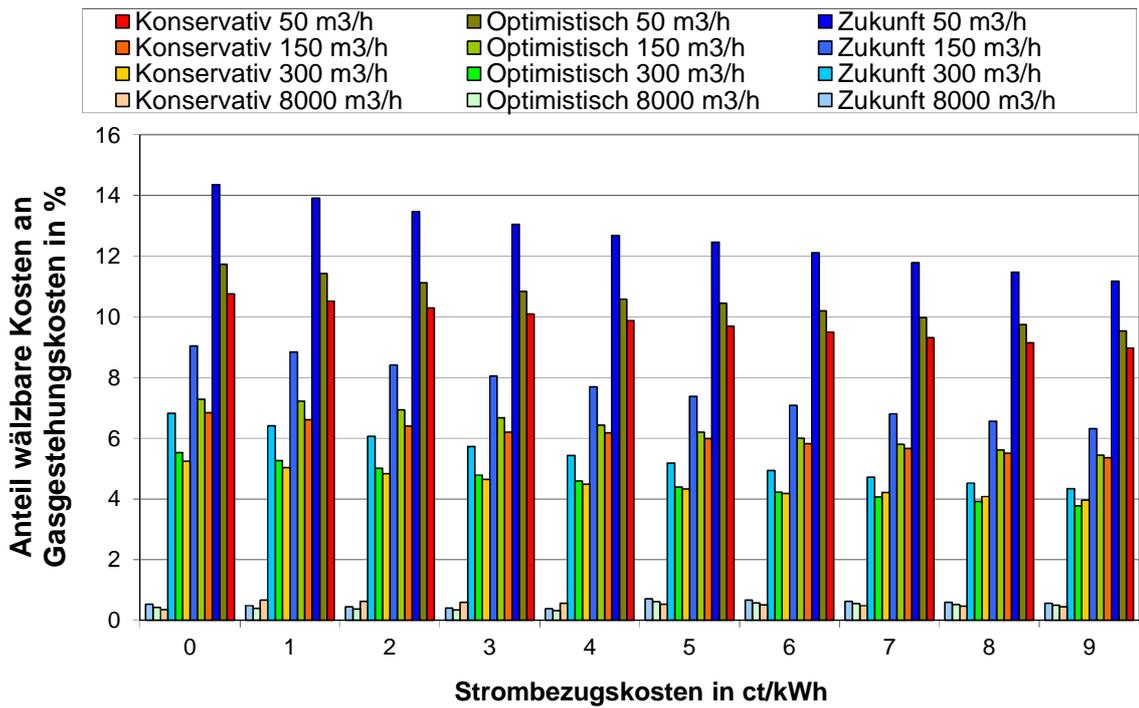


Abbildung 66: Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 1.200 VLS

Tabelle 110: wälzbare spezifische Kosten Variante „Konservativ“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	2,8	1,2	0,7	0,2	2,8	1,2	0,7	0,1
8	2,8	1,2	0,7	0,2	2,8	1,2	0,7	0,1
7	2,8	1,2	0,7	0,2	2,8	1,2	0,7	0,1
6	2,8	1,2	0,7	0,1	2,8	1,2	0,7	0,1
5	2,8	1,1	0,7	0,1	2,8	1,1	0,7	0,1
4	2,7	1,1	0,6	0,1	2,8	1,1	0,7	0,1
3	2,7	1,1	0,6	0,1	2,7	1,1	0,7	0,1
2	2,7	1,1	0,6	0,1	2,7	1,1	0,7	0,1
1	2,7	1,1	0,6	0,1	2,7	1,1	0,7	0,1
0	2,7	1,1	0,6	0,1	2,7	1,1	0,7	0,0

Tabelle 111: wälzbare spezifische Kosten Variante „Optimistisch“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	2,6	1,1	0,7	0,2	2,5	1,0	0,7	0,1
8	2,6	1,0	0,6	0,2	2,5	1,0	0,6	0,1
7	2,5	1,0	0,6	0,2	2,5	1,0	0,6	0,1
6	2,5	1,0	0,6	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
5	2,5	1,0	0,6	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
4	2,5	1,0	0,6	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
3	2,5	1,0	0,5	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
2	2,4	0,9	0,5	0,1	2,4	1,0	0,6	0,0
1	2,4	0,9	0,5	0,1	2,4	1,0	0,6	0,0
0	2,4	0,9	0,5	0,0	2,4	1,0	0,6	0,0

Tabelle 112: wälzbare spezifische Kosten Variante „Zukunft“ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 4.000 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	2,6	1,1	0,7	0,2	2,5	1,0	0,7	0,1
8	2,6	1,0	0,6	0,2	2,5	1,0	0,6	0,1
7	2,5	1,0	0,6	0,2	2,5	1,0	0,6	0,1
6	2,5	1,0	0,6	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
5	2,5	1,0	0,6	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
4	2,5	1,0	0,6	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
3	2,5	1,0	0,5	0,1	2,4	1,0	0,6	0,1
2	2,4	0,9	0,5	0,1	2,4	1,0	0,6	0,0
1	2,4	0,9	0,5	0,1	2,4	1,0	0,6	0,0
0	2,4	0,9	0,5	0,0	2,4	1,0	0,6	0,0

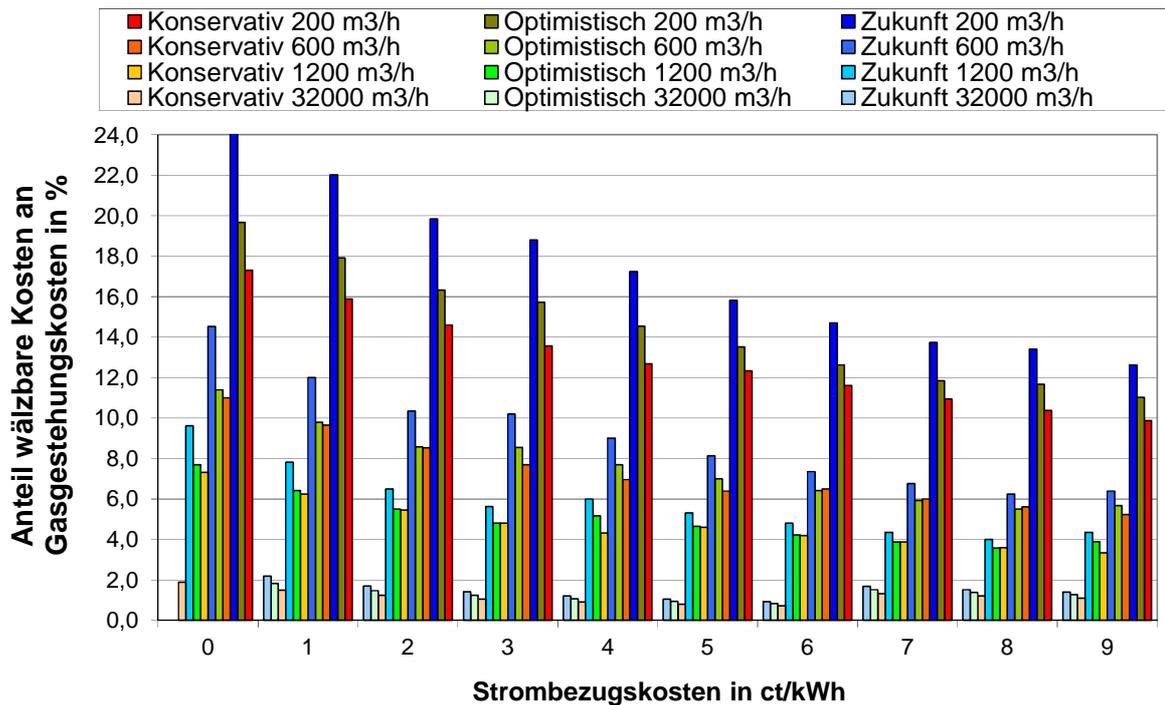


Abbildung 67: Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad H₂-Einspeisung; 4.000 VLS

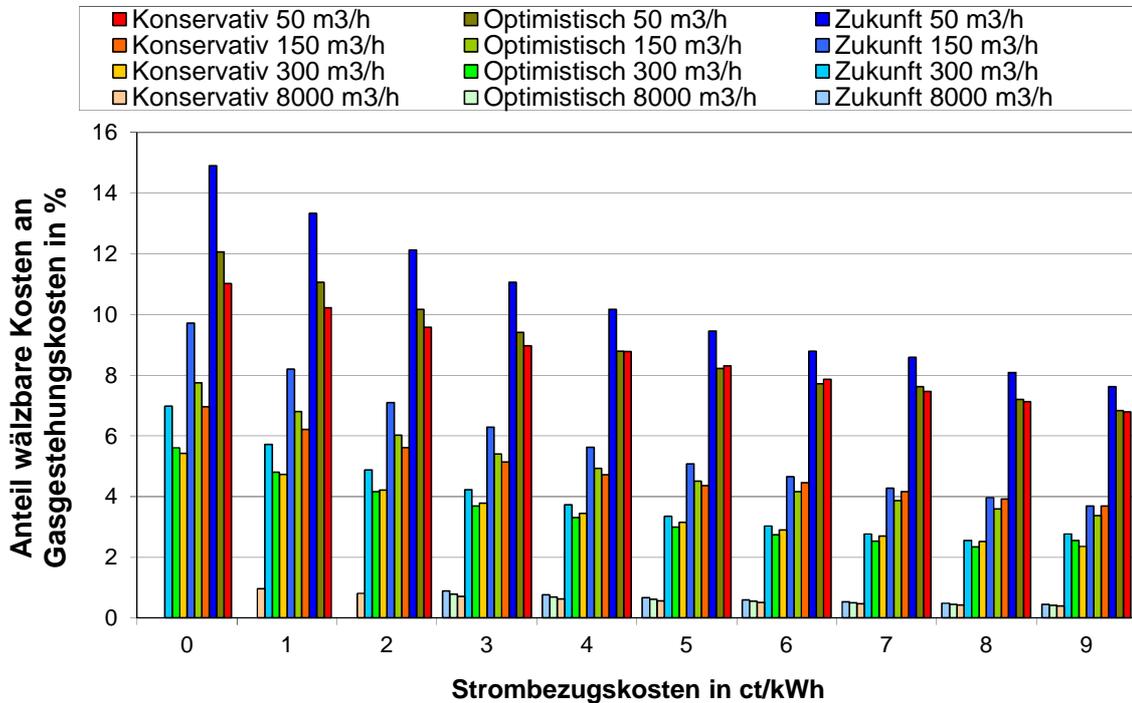


Abbildung 68: Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 4.000 VLS

Tabelle 113: wälzbare spezifische Kosten Variante Konservativ bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	1,7	0,8	0,5	0,2	1,6	0,7	0,5	0,1
8	1,7	0,7	0,5	0,2	1,6	0,7	0,4	0,1
7	1,7	0,7	0,5	0,1	1,6	0,7	0,4	0,1
6	1,6	0,7	0,4	0,1	1,6	0,7	0,4	0,1
5	1,6	0,7	0,4	0,1	1,6	0,7	0,4	0,1
4	1,6	0,7	0,4	0,1	1,6	0,7	0,4	< 0,1
3	1,6	0,7	0,4	0,1	1,6	0,7	0,4	< 0,1
2	1,6	0,6	0,4	0,1	1,6	0,7	0,4	< 0,1
1	1,5	0,6	0,3	0,0	1,6	0,6	0,4	< 0,1
0	1,5	0,6	0,3	0,0	1,6	0,6	0,4	< 0,1

Tabelle 114: wälzbare spezifische Kosten Variante Optimistisch bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	1,5	0,7	0,4	0,2	1,4	0,6	0,4	0,1
8	1,5	0,7	0,4	0,2	1,4	0,6	0,4	0,1
7	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	0,1
6	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	0,1
5	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	0,1
4	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	< 0,1
3	1,4	0,6	0,3	0,1	1,4	0,6	0,4	< 0,1
2	1,4	0,6	0,3	0,1	1,4	0,6	0,4	< 0,1
1	1,4	0,5	0,3	0,0	1,4	0,6	0,3	< 0,1
0	1,4	0,5	0,3	0,0	1,4	0,6	0,3	< 0,1

Tabelle 115: wälzbare spezifische Kosten Variante Zukunft bezogen auf Brennwert; Stromkosten Bezug = Stromkosten ELY; VLS = 7.000 h

Strom	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄	EE-CH ₄
	200 m ³ /h	600 m ³ /h	1.200 m ³ /h	32.000 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	8.000 m ³ /h
Cent/kWh								
9	1,5	0,7	0,4	0,2	1,4	0,6	0,4	0,1
8	1,5	0,7	0,4	0,2	1,4	0,6	0,4	0,1
7	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	0,1
6	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	0,1
5	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	0,1
4	1,5	0,6	0,4	0,1	1,4	0,6	0,4	< 0,1
3	1,4	0,6	0,3	0,1	1,4	0,6	0,4	< 0,1
2	1,4	0,6	0,3	0,1	1,4	0,6	0,4	< 0,1
1	1,4	0,5	0,3	0,0	1,4	0,6	0,3	< 0,1
0	1,4	0,5	0,3	0,0	1,4	0,6	0,3	< 0,1

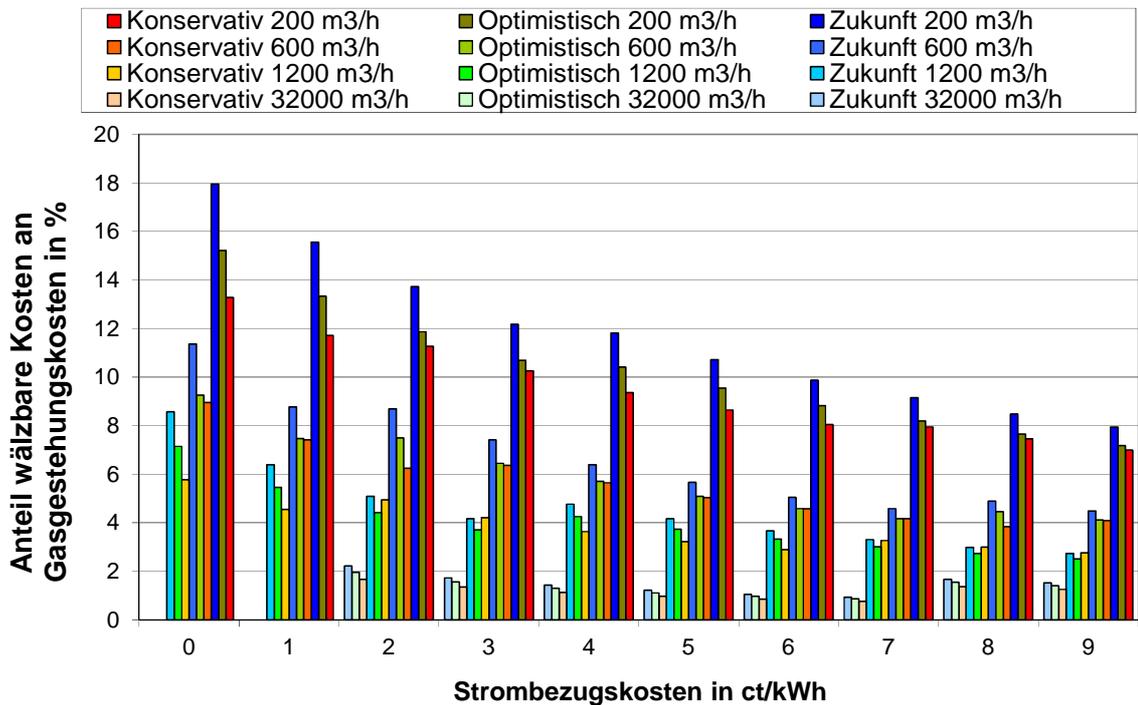


Abbildung 69: Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad H₂ Einspeisung; 7.000 VLS

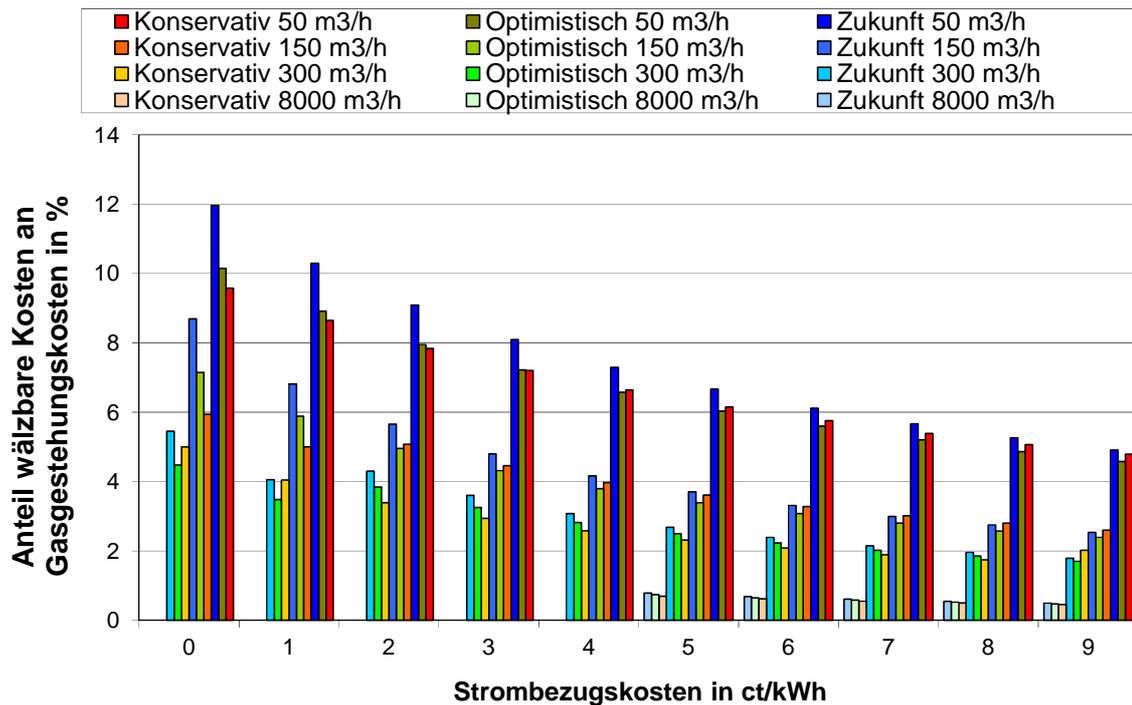


Abbildung 70: Anteil der wälzbaren Kosten an den Gestehungskosten für den Pfad Methaneinspeisung; 7.000 VLS

Im Rahmen dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurden darüber hinaus zusätzlichen Erlösquellen untersucht und bewertet:

- Wärmeauskopplung aus ELY und Methanisierung
- O₂-Verkauf z.B. als technisches / medizinisches Gas
- Teilnahme am negativen Regelenergiemarkt

Die Wärmeauskopplung aus ELY und Methanisierung und deren Einbindung z.B. in ein Fernwärmenetz oder in Biogasanlagen kann Zusatzerlöse erzielen. Voraussetzung bei der ELY hierfür ist die Möglichkeit die Wärme regional einbinden und nutzen zu können. Die Anhebung der ELY-Betriebstemperaturen, welche unter Einsatz von wärmeresistenten Materialien erfolgen kann, wirkt sich dabei wärmeertragsfördernd aus. Gleichzeitig können dadurch die potenzielle Nutzungsspannweite vergrößert werden. Bei der Methanisierung ist einer Wärmeauskopplung durchaus eher interessant, da die Prozesstemperaturen mit bis zu 600 °C bessere Wärmenutzungsmöglichkeiten zulassen.

Beim ELY-Prozess fallen pro 1 m³ H₂ (NTP) etwa 0,5 m³ O₂ (NTP) an. Dieser O₂ kann durch Verkauf als technisches oder medizinisches (grünes) Gas ebenfalls zum Erreichen einer Wirtschaftlichkeit beitragen. Darüber hinaus kann der O₂ auch für biologische und chemische Prozesse eingebunden werden.

Die Teilnahme am Regelenergiemarkt kann die Erlössituation durchaus weiterhin deutlich verbessern. Eine Teilnahme an der Sekundärregelleistung (SRL) ist jedoch nur ab einer Leistung ab 5 MW (auch Kombinationen aus PtG und anderen Verbrauchern) sowie weiteren Präqualifikationen, z.B. Betriebsbereitschaft, Leistungsänderung möglich. Diese können durch PtG-Anlagen erfüllt werden. Hier sind die zum Zeitpunkt entsprechenden Strombezugskosten (Arbeitspreis) anzusetzen. Diese können auch positiv sein, so dass

der Übertragungsnetzbetreiber dem Anbieter (PtG-Anlage) den Arbeitspreis für die gelieferte Energie erstattet. Darüber hinaus erhalten Anbieter bei Zuschlag der Teilnahme am SRL-Markt einen Grundpreis. Für ein solches Betriebskonzept zur Vermarktung der Produkte ist jedoch eine Feinabstimmung erforderlich, welches nur in Abstimmung mit den potenziellen Nutzungsmöglichkeiten / Partnern (ungebundene Lieferverträge) erstellt werden kann.

Weitere Nutzungsmöglichkeiten, die eine Wirtschaftlichkeit durch z.B. Dienstleistungen im Strom- und Gasnetz erwirken können, sind im folgendem Kapitel 7.3 beschrieben. Dazu sind jedoch noch regulatorische Rahmenbedingungen über die Erlösgrößen zu schaffen.

7.2.5 Beispiel mit Strombezugskosten 2011

Am Beispiel der mittleren Strombezugskosten aus dem Jahr 2011 werden Kosten für die H₂- und CH₄-Erzeugung und Einspeisung dargestellt. Zu beachten ist, dass die Strombezugskosten in der Zukunft mit diesem Beispiel nicht wiedergegeben werden. Diese wurden in dieser Arbeit nicht abgeschätzt bzw. untersucht. Dieses Beispiel dient nur als Vergleich zur heutigen Zeit.

Die mittleren Strombezugskosten wurden aus Daten der EPEX-SPOT-Marktes aus dem Jahr 2011 ermittelt. Im Jahr 2011 konnten ca. 10 mal ein Preis von 20 – 30 Euro/MWh identifiziert werden. Ansonsten lag der Preis üblicherweise zwischen 40 – 60 Euro/MWh. Der Jahresdurchschnitt lag bei 50,72 Euro/MWh. Allerdings zeigten die Quartale teilweise deutliche Preisunterschiede (siehe Tabelle 116). Insbesondere das 2. Und 3. Quartal wichen ab.

Tabelle 116: Durchschnittliche Strombezugskosten EPEX-SPOT-Markt 2011

Quartal	Einheit	Durchschnittspreis
1	Euro/MWh	51,00
2	Euro/MWh	53,90
3	Euro/MWh	47,99
4	Euro/MWh	50,09

Aus den Daten des EPEX-SPOT-Marktes für das Jahr 2011 wurden somit der Preisbereich 4 Cent/kWh für Anlagen mit geringer VLS und 5 Cent/kWh für Anlagen mit hohen VLS identifiziert.

Für die Berechnung der Gestehungskosten wurden die in Kapitel 7.2 angenommenen Rahmenbedingungen, Berechnungsgrundlagen und Varianten herangezogen. Wie oben erwähnt wurden 4 und 5 Cent/kWh Strombezugskosten für die H₂- und EE-CH₄-Gestehung angesetzt. Betrachtet wurde die heutige Technologie entsprechend Abbildung 55 und eine zukünftige Technologie entsprechend Abbildung 57. Dieser Vergleich zeigt auf, dass erhebliche Kosteneinsparungen aufgrund zukünftiger Technologien möglich sind (siehe Abbildung 71 bis Abbildung 74). Dennoch zeigt sich auch bei diesem Beispiel, dass nur große Anlagen bei einer hohen VLS geringe Gestehungskosten bedingen. So können z.B. nur große Anlagen bei hohen VLS in Kostenbereiche vordringen, die wirtschaftlich darstellbar sind, wenn zusätzlich der bei der Elektrolyse entstandene O₂ und beim Prozess entstandene Wärme verkauft sowie Gutschriften für in dieser Arbeit nicht näher spezifizierte vermiedene Kosten für Stromnetzausbau, für vermiedenen Ausgleich von

sonst abgeschalteten Stromerzeugern und für vermiedene CO₂-Emissionen erfolgen. Bei der H₂-Einspeisung ist zu beachten, dass bei großen Anlagen entsprechen große saisonale Speichermöglichkeiten installiert werden müssen, die eine Wirtschaftlichkeit in Richtung Methanisierung verlagern können.

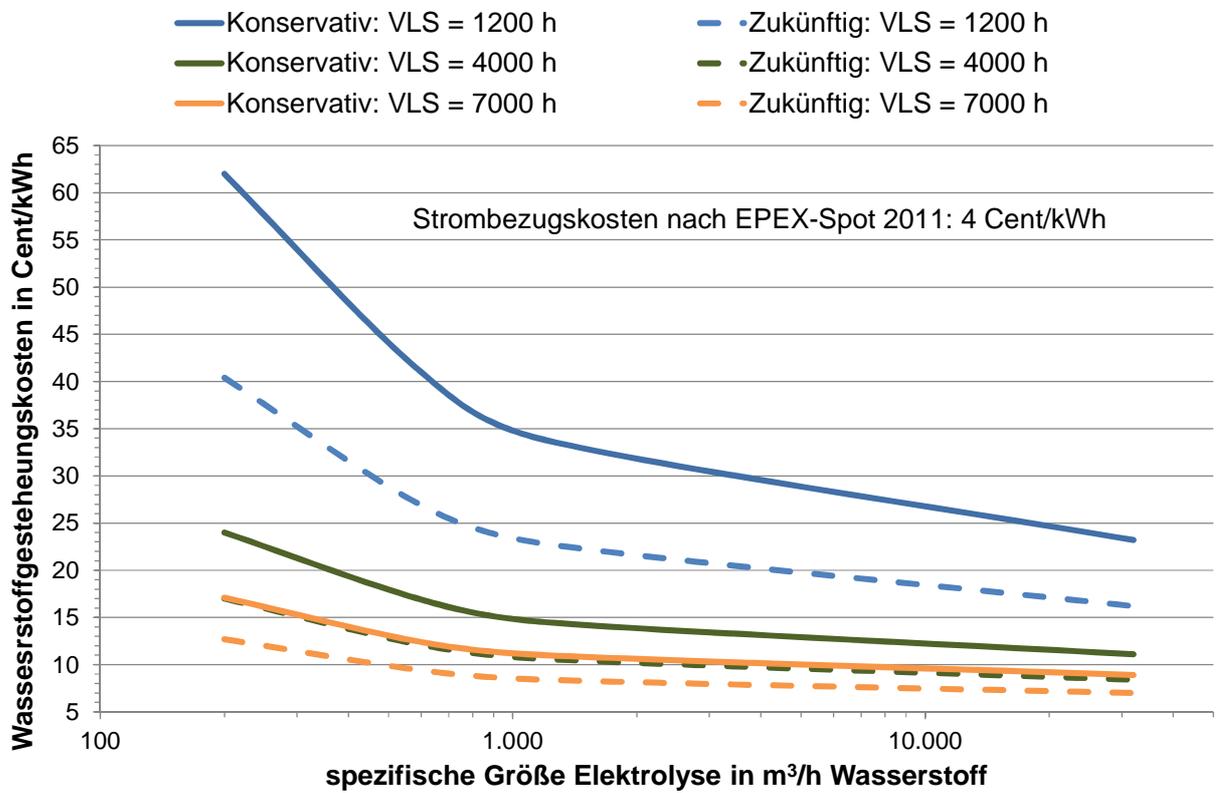


Abbildung 71: H₂-Gestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 4 Cent/kWh

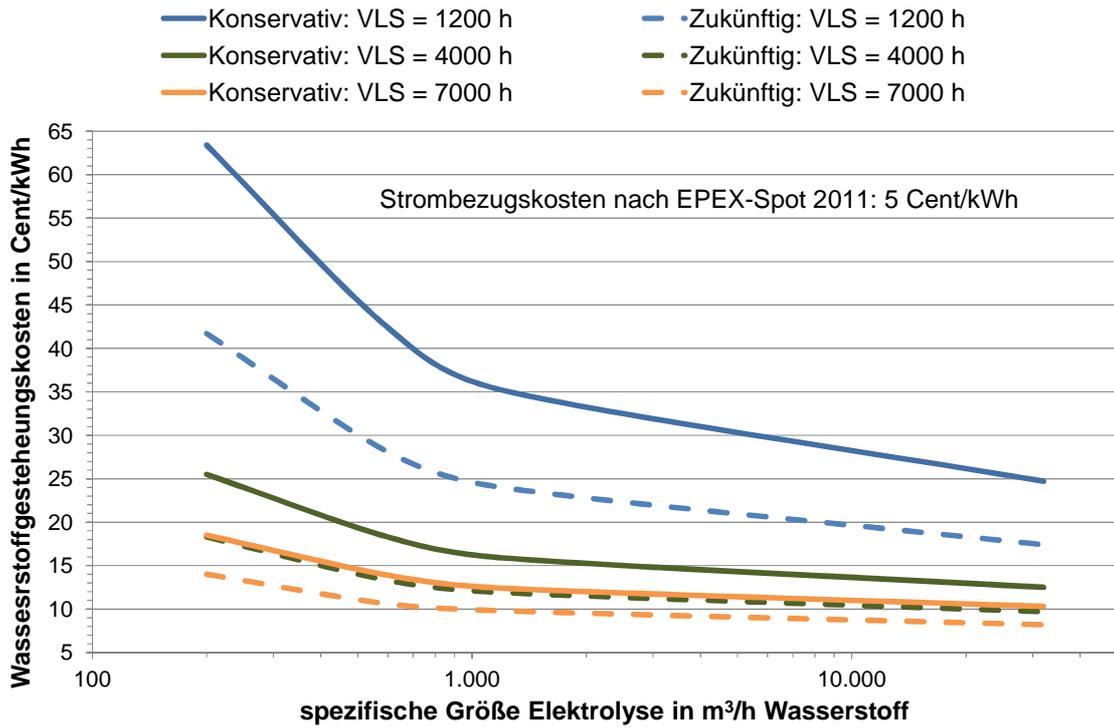


Abbildung 72: H₂-Gestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 5 Cent/kWh

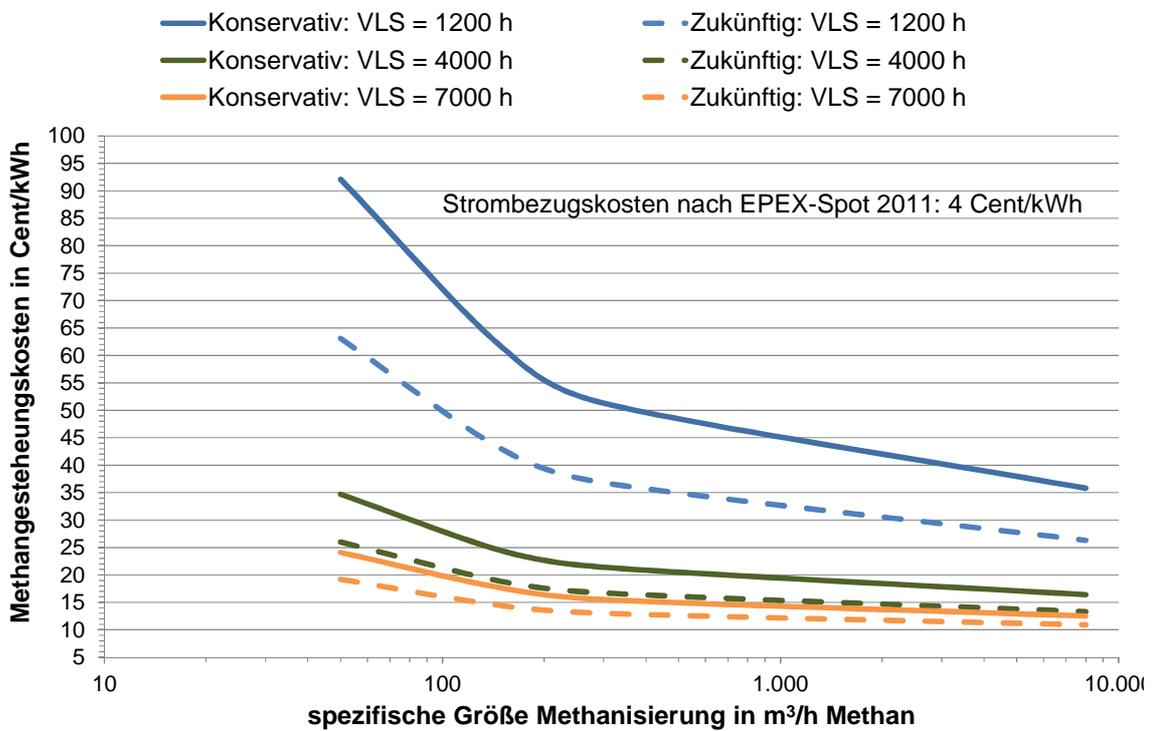


Abbildung 73: EE-CH₄-Gestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 4 Cent/kWh

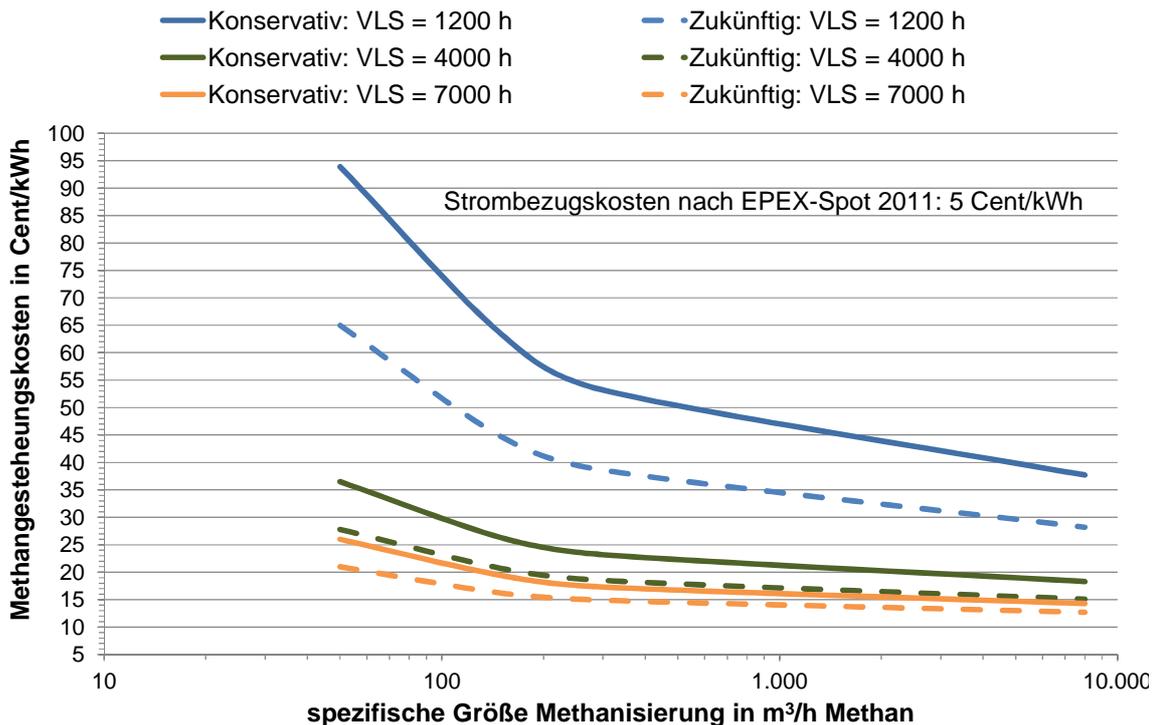


Abbildung 74: Methangestehungskosten für das Beispieljahr 2011 mit einem Strombezugspreis von 5 Cent/kWh

7.3 Diskussion von Geschäftsmodellen

Im folgenden Kapitel werden mögliche Geschäftsmodelle für PtG-Anlagen diskutiert. Damit sollen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeits- und Kostenanalyse für die im Kapitel 7.2 untersuchten AK ergänzt und eine Bewertung dieser unterstützt werden. Die folgenden Ausführungen stellen erste Überlegungen dar, die Basis von Geschäftsmodellen sein könnten, sowie die hierfür erforderlichen Rahmenbedingungen. Es werden verschiedene Möglichkeiten für den Einsatz von PtG-Anlagen und potenzielle Vermarktungspfade der Produkte skizziert. Eine detaillierte Entwicklung von Geschäftsmodellen ist nicht Gegenstand des Projekts.

Die aktuellen energiewirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen (mit Ausnahme des novellierten EnWG) sind nicht auf die Errichtung bzw. den Betrieb von PtG-Anlagen ausgerichtet. Daher sind aus jetziger Sicht (ohne Änderung der Rahmenbedingungen) nur wenige Geschäftsmodelle vorstellbar. Hierzu gehören die Versorgung des Kraftstoffmarktes mit Erneuerbaren Energien Methan (EE-CH₄) – auch bezeichnet als Synthetic Natural Gas (SNG) – für die bereits massentauglichen Erdgasfahrzeuge und perspektivisch auch mit H₂ sowie die Entwicklung von erneuerbaren Premiumprodukten wie „Windgas“ (Produkt von Greenpeace Energy), für welche die Kunden bereit sind höhere Preise zu bezahlen und einen ideellen Mehrwert zu investieren. Setzt man voraus, dass die derzeit geltenden Rahmenbedingungen entsprechend verändert werden, ist eine Vielzahl von potenziellen Einsatzfeldern für PtG-Anlagen vorstellbar. Die technische Grenze zwischen PtG-Anlagen und den vor- bzw. nachgelagerten Energienetzen ist dabei nur eine von vielen Möglichkeiten, um einen Ansatz für ein Geschäftsmodell zu identifizieren.

Im Folgenden sind erste Ideen dargestellt, die eine Basis für potentielle Geschäftsmodelle darstellen: Eine Anpassung von regulatorischen Rahmenbedingungen im Sinne von z.B. Mindestvergütungen für die erzeugten EE-Gase oder Strom aus H₂ bzw. EE-CH₄ sowie die Entwicklung von Marktplätzen müssen der Umsetzung dieser Geschäftsmodelle vorausgehen. Aufgrund der absehbaren geringen Benutzungsdauer der PtG- und der Rückverstromungsanlagen (z.B. GuD-Kraftwerke), ist die Etablierung von Vorhalteentgelten (i.S.d. Etablierung eines Kapazitätsmarktes) ein entscheidender Faktor, um dieses Geschäftsfeld für Investoren attraktiv zu machen.

Die möglichen Geschäftsmodelle müssen auf unterschiedlicher Technik-, Netz- und Zuständigkeitsebene betrachtet werden.

- a) Erweiterung der Geschäftstätigkeit für Gasnetzbetreiber
 - Bereitstellung von Regenergie für Stromnetzbetreiber (positiv / negativ)
 - Energietransport und damit Reduzierung des Stromnetzausbaus

- b) Erweiterung der Geschäftstätigkeit für Gasspeichergesellschaften
 - Vergleichmäßigung des Energiedangebotes für Windgasbetreiber
 - Vermeidung der Abschaltung von Windkraftanlagen (vor dem Hintergrund einer möglichen Reduzierung der Entschädigungvergütung bei Lastabwurf in der Zukunft)
 - Langzeitspeicherung für Erneuerbare Energien
 - kurz- und mittelfristige Energiespeicherung und damit Reduzierung bzw. Vermeidung des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken

- c) Kraftstoffversorgung
 - Bereitstellung von Kraftstoffen (SNG, H₂-Tankstellen) und damit Unterstützung der Erreichung der CO₂-Ziele im Verkehrssektor

- d) Sonstiges
 - Weiternutzung von in anderen Anlagen anfallendem CO₂ bei der Methanisierung (z.B. Verringerung des CO₂-Ausstoßes bei Braunkohlekraftwerken)
 - EE-Gase als „grüne“ Speicherenergie und Vermarktung als „grünes“ Produkt
 - Bereitstellung von Gasen zur Erfüllung der Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)
 - Anpassung der Gasbeschaffenheiten durch EE-CH₄ (z.B. Biogasanlagen)
 - Vermarktung von Wärme aus der PtG-EE-CH₄-Erzeugung
 - Vermarktung von technischen Gasen (z.B. O₂)

Die identifizierten Ansätze werden in der Tabelle 117 qualitativ bewertet. Weiterhin wurde von den Autoren eine Einschätzung vorgenommen, in welchem Zeithorizont eine Marktfähigkeit erreicht werden könnte und welche Voraussetzungen hierzu erfüllt werden müssen.

Tabelle 117: Überblick und Bewertung der betrachteten Geschäftsmodelle

Geschäftsmodelle	Komplexität	Langzeitrentabilität	Erwarteter Zeithorizont bis zur Einführung	Bedarf für die Dienstleistung / das Produkt	Voraussetzung
+	gering	sehr wahrscheinl.	heute	hoch	
Legende	o	wahrscheinlich	kurzfristig	mittel	Text
-	hoch	wenig wahrscheinl.	mittelfristig	gering	
Dienstleistungen für Stromnetzbetreiber					
Regelenergiebereitstellung (positiv / negativ)	o	o	-	o	Unvollständiger Netzausbau
Entlastung des Stromnetzes in strukturell schwächeren Bereichen / Langstreckentransport (Reduzierung von Netzausbau)	+	+	o	+	Unvollständiger Netzausbau
Dienstleistungen für Windparkbetreiber					
Vergleichmäßigung des Energiedargebotes	o	o	o	+	Anhaltender Ausbau an EE
Vermeidung von Abschaltungen (vor dem Hintergrund möglicher Reduzierung der Entschädigungsvergütung bei Lastabwurf in der Zukunft)	+	+	o	+	Energietransport- und Speicherlösungen
Geschäftsmodelle für Gasnetzbetreiber					
Zusatzgase zur Einspeisung in das Gasnetz	o	+	+	+	Nachfrage nach EE-Gas
Sonstige Geschäftsmodelle /					

Dienstleistungen bzw. Vorteile					
Langzeitenergiespeicherung	○	+	-	+	Netzausbau gemäß Bundesregierung
Bereitstellung und Vermarktung von Speicherkapazitäten	○	+	-	+	Netzausbau gemäß Bundesregierung
Reduzierung Stromnetzausbau	+	○	-	○	Übernahme Energietransport durch PtG
Weiternutzung von in anderen Anlagen anfallendem CO ₂ bei der Methanisierung	+	○	○	-	Ausbau Ziele CO ₂ -Minderung
EE-Gase als „grüne“ Speicherenergie und Vermarktung als „grünes“ Produkt	○	+	○	+	Steigerung ökologischer Denkweise
Bereitstellung von Gasen zur Erfüllung der Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)	○	+	○	+	Steigerung ökologischer Denkweise / Gesetzliche Vorgaben
Anpassung der Gasbeschaffenheiten durch EE-CH ₄ (z.B. Biogasanlagen)	○	+	○	+	Gesetzliche Vorgaben
Unterstützung bei der Erreichung der CO ₂ -Ziele im Verkehrssektor	+	+	+	+	Gesetzliche Vorgaben
Vermarktung von Produkten					
Wärmeproduktion (Wärmeentkopplungsanlagen)	○	○	-	-	Standort-abhängige Konzepte
Kraftstoffe (H ₂ -Tankstellen, SNG)	+	+	○	+	Ökologisches Interesse

Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von regenerativen Gasen

Technische Gase (Sauerstoff)	+	+	o	+	Ökologisches Interesse
------------------------------	---	---	---	---	------------------------

Derzeit kann eine Integration von PtG-Anlagen nur mit existierenden Regularien realisiert werden. Die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen ist für eine erfolgreiche Markteinführung und hinreichende Wirtschaftlichkeit essentiell. Eine Anlehnung an die Integration von Bio(erd)gas kann dabei ein erster Schritt sein. Dazu müssen auch Fragen über Strombezugspreise, Vergütungspreise für die Stromspeicherung, „grüne“ Rückverstromung und nicht zuletzt die Wälzung der Kosten geklärt werden. Zusammenfassend müssen hier Ansätze für Vergütungssysteme im EEG und KWK-Gesetz erlassen werden. Dabei muss eine mögliche Orientierung und Einflussnahme an den zukünftigen Marktpreisen von Strom und Gas, soweit dies möglich ist, berücksichtigt werden. Beispielhaft sei hier erwähnt, dass in den aktuellen Berechnungen oft davon ausgegangen wird, dass der Überschussstrom für PtG-Anlagen kostenfrei zur Verfügung steht, was in Zukunft nicht mehr der Fall sein muss.

Die wesentliche Aufgabe besteht also darin, die notwendigen regulatorischen Maßnahmen für eine Einführung auf dem Markt zu identifizieren und hinreichende Marktmechanismen für potenzielle Investoren von PtG-Anlagen zu gestalten. Wobei für eine Marktetablierung der PtG-Technik die Schaffung von marktwirtschaftlichen Modellen ohne überwiegenden Förderanteil vorteilhafter ist. Regulatorische Maßnahmen oder marktwirtschaftliche Ansätze sollten zur schnellen Markteinführung dienen und ggf. nur bei einer Nichtbewältigung der zukünftigen Speicherprobleme eingreifen.

Erdgas steht als Energieträger und als Rohstoff in Konkurrenz zu Kohle und Erdöl, sowie zu Strom. Eine Anpassung der Regularien darf die Konkurrenzfähigkeit von (Erd-)Gas nicht beeinträchtigen. Die Anpassung der Regularien muss außerdem so erfolgen, dass die Kosten nicht auf einzelne Netz- bzw. Marktgebiete, sondern deutschlandweit verteilt werden. Des Weiteren ist darauf zu achten, dass die Kosten nicht insbesondere die Gasseite zu tragen hat, sondern vielmehr die Stromseite maßgeblich daran beteiligt wird.

8 Handlungsoptionen und –empfehlungen

Die Integration von Erneuerbarer Energie erfordert zunehmende Speicherkapazitäten, um die nicht bedarfsgerechte regenerative Erzeugung weitgehend dem Bedarf anpassen zu können. Bereits 2010 lag die nicht einspeisbare, damit nicht genutzte aber entschädigte regenerativ erzeugte Energie, bei 127 GWh (97 GWh in 2009) [151].

Gemessen an der Stromdarbietung in 2011 von ca. 580 TWh, wovon etwa 104 TWh rein regenerative Energie sind [152], geht es hier um vernachlässigbare Größen. Betrachtet man die Prognosen verschiedenster Institute der vergangenen Monate, wird dieser Anteil aber im Laufe der nächsten Jahre signifikant ansteigen. Z.B. prognostiziert die SRU Studie 50 TWh Strom, für den Speicherbedarf benötigt wird, um ihn nicht „wegwerfen“ zu müssen. Der erwartete Ausbau der Erneuerbaren prognostiziert deren Anteil in Deutschland an der gesamten Stromdarbietung auf 35 % in 2020 und auf 80 % in 2050 [153]. Erwartete nicht verwertbare Stromüberschüsse in 2050 liegen bei 91 TWh_{el.} bzw. bis zu 272 TWh_{el.} sofern keine Speichermöglichkeiten zur Verfügung stehen [153], [154].

Stromspeicherkapazitäten führen nicht nur zur Nutzung von regenerativen Überschüssen sondern auch zur Glättung von wind- und wetterabhängigen Fluktuationen. Des Weiteren macht sie die Regenerativen grundlastfähig.

Hierzu bieten sich verschiedene Technologien der Energiespeicherung an. Neben den in der Studie beschriebenen Speichertechnologien zur Langzeitspeicherung gesellen sich auch noch die Kurzzeitspeicher wie z.B. Batterien. All diese Technologien besitzen unterschiedliche Verfügbarkeiten und Effizienzen und offerierendes Weiteren, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, unterschiedliche Kapazitäten und Reichweiten bzw. Entladezeiten.

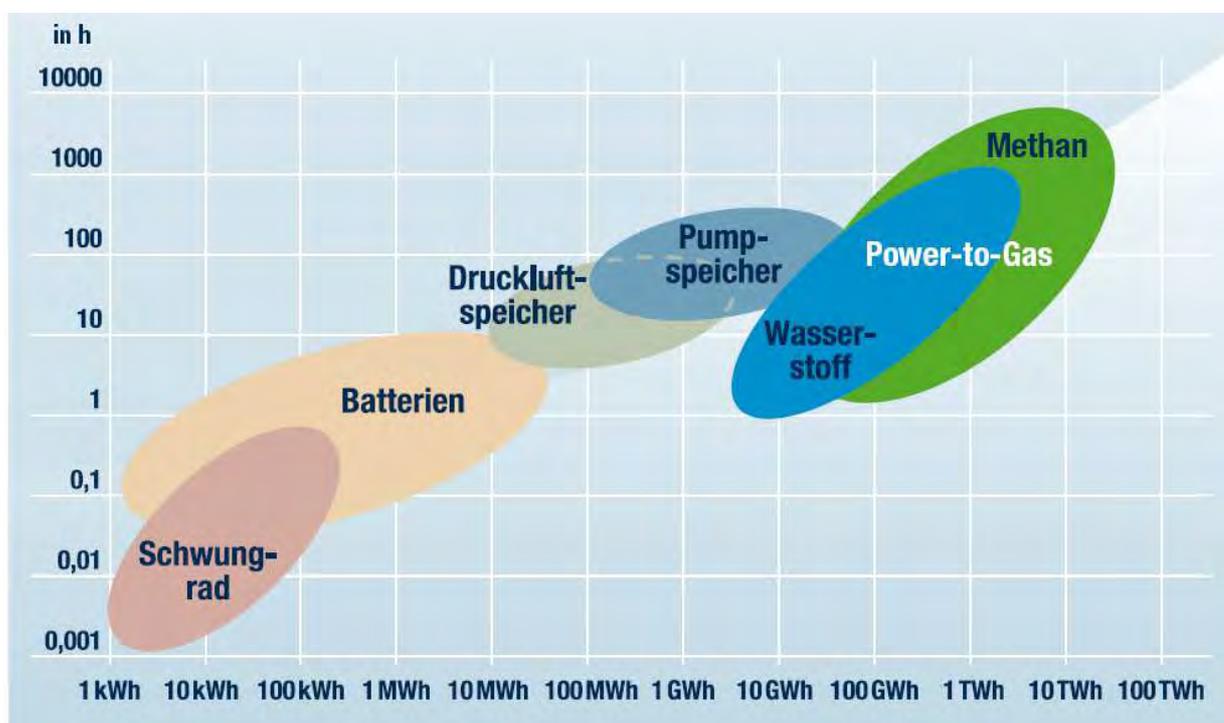


Abbildung 75: Entladungszeit und Speicherkapazität verschiedener Stromspeichersysteme [155]

Allein das Erdgasnetz, welches in Deutschland im Jahr 2010 ein jährliches Leistungsvermögen für Erdgas Energietransport und -speicherung von fast 1.000 TWh besitzt, kann über die PtG-Technologie (Speichergaserzeugung mit oder ohne Methanisierung) eine signifikante Speicher- und Transportkapazität darstellen. Wie in der Studie diskutiert worden ist, wird der Beitrag von PtG in Verbindung mit dem Erdgasnetz, geprägt durch die Qualitätsmerkmale „Langfristspeicher großer Mengen Energie“ und „Energietransport“ unter Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur (siehe Abbildung 76). Darüber hinaus lassen sich Energiemengen nicht nur „im Rohr“ bzw. der Pipeline sondern auch in klassischen Erdgasspeichern wie Erdgaskavernen speichern. Ihr Potenzial liegt in Deutschland derzeit bei einem Arbeitsgasvolumen von 20,9 Mrd. m³ ($\approx 215,27$ TWh bei einem Brennwert von 10,3 kWh/m³) verteilt auf betriebene 47 Erdgasspeicher. Weitere 25 Speicher mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von 13,9 Mrd. m³ ($\approx 143,17$ TWh bei einem Brennwert von 10,3 kWh/m³) befindet sich in der Planung bzw. im Bau [156].

Die deutsche Gasinfrastruktur

		Erdgas
Verbrauch	TWh/a	930
Mittlere Leistung	GW	106
Speicherkapazität	TWh	217
Speicherreichweite	h	2.000

Abbildung 76: Kenndaten des deutschen Erdgasnetzes [9]

Die Schaffung von Speicher- und Transportkapazität über die PtG-Technologie wird den Stromnetzausbau zwar ergänzen aber nicht ersetzen können. Die treibende Kraft zur Entwicklung dieser Technologie ist das Potenzial zur zeitlich entkoppelten und örtlich bedarfsgerechten Verwendung des regenerativen Gases in den vorhandenen Erdgasabsatzmärkten.

Bis zu einer fließend größer werdenden Grenze werden H₂-Anteile im Erdgasnetz tolerierbar sein, darüber hinaus wird die Methanisierung zur Erzeugung von SNG ihr Potential finden. Heute wird ein 1%iger H₂-Volumenanteil im Erdgas unter Beachtung der nachfolgend genannten Ausnahmen für tolerabel gehalten (siehe Entwurf des DVGW-AB G 260, Januar 2012). In obigen Kapiteln aufgeführte Ergebnisse der Untersuchungen der Gasverwendungskette in Bezug auf die H₂-Verträglichkeit müssen unter kontinuierlicher Erforschung der festzulegenden bzw. zu erhöhenden Größen bei Untertagespeichern, Maschineneinheiten und CNG-Autotanks weiter voran getrieben werden. Eine Erhöhung der Speicher- und Transportkapazität durchs Erdgasnetz bei zukünftig weiter stark ausgebauten Erneuerbaren Energieerzeugern wird hierdurch ermöglicht.

Stellt sich zu dem technischen Forschungsbedarf letztlich noch die Frage der Wirtschaftlichkeit der zukünftigen Speichertechnologien. Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass alle neuen Ideen für Energiespeicherung grenzwertig sind. Z.Zt. wird

sogar die Wirtschaftlichkeit des Neubaus und der Betrieb von technisch ausgereiften Pumpspeicherkraftwerken in Frage gestellt (siehe z.B. Energate messenger vom 29.03.2012 mit dem Artikel „Schluchseewerke: Pumpspeicher derzeit nicht wirtschaftlich“). Dies zeigt, dass der Markt für die Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom sich noch nicht ausreichend entwickelt hat. Nachfolgende Handlungsempfehlungen dieser DVGW-Studie können insbesondere zur technischen Weiterentwicklung der PtG-Technik beitragen und damit die Chancen der Marktentwicklung und Wirtschaftlichkeit erhöhen.

In einer nahezu 100%igen regenerativen Zukunft im Jahr 2050 werden die erneuerbaren Energieerzeuger die Grundlastbereitstellung in der Stromerzeugung übernehmen müssen. Aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren und der Notwendigkeit von Grundlastdarbietung entwickelt sich im Stromsektor ein Markt für Speicherkapazitäten. Hier wird es eine Anzahl unterschiedlichster Speichermöglichkeiten geben, jede davon speziell für Ihren Einsatzbedarf und Einsatzort ausgelegt. Durch die erforderliche Darbietung von Speicherkapazitäten wird die Integration der Erneuerbaren unterstützt und der weitere Ausbau gesichert. Hier bietet sich den Marktteilnehmern die Chance durch frühzeitig erarbeitete Betriebs- und Technologieerfahrungen von der Marktentwicklung zu profitieren.

Die Versorgungssicherheit erfordert einen Anstoß zur Marktfindung und Marktentwicklung sowie der Rollenfindung potentieller Marktteilnehmer. Welche Märkte und Rollen es geben wird und wie sich diese weiter entwickeln werden ist im Einzelnen zu verfolgen. Die Marktteilnehmer können spezialisierte Dienstleister, regenerative Erzeuger aber auch die klassische Energiebranche sein. Sie sind zusammen mit der Politik aufgerufen, diese Märkte bei absehbaren Expansionsmöglichkeiten auch weiter ausbauen. Selbstverständlich müssen die Dienstleister für die Bereitstellung der Dienstleistung entsprechend entgolten werden.

8.1 Regulatorische Empfehlungen

Bei der Schaffung der technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für PtG muss vermieden werden Anreize zu schaffen, die der Erdgasbranche schaden könnten. Im Falle von PtG dürfen die Kosten nicht zu Lasten des Erdgasmarktes gehen, die dann den Erdgasabsatz verteuern.

Im Hinblick auf die Förderungen und Vergünstigungen wird appelliert, die Verwendung von regenerativ erzeugtem Gas offen zu lassen und nicht an Bedingungen wie z.B. Rückverstromung zu koppeln.

Regenerativ erzeugter H_2 gilt nach EnWG als Biogas. Damit könnte das DVGW-Regelwerk auf die Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung des H_2 angewendet werden. Dies wird bei Zulassungs- und Überwachungsbehörden derzeit als problematisch angesehen, da das DVGW-Regelwerk reinen H_2 derzeit nicht abdeckt. Für den DVGW bietet sich hier die Chance der Erweiterung des technischen DVGW-Regelwerkes um reinen H_2 . Den Anwendern des DVGW-Regelwerkes wird die Umsetzung der PtG-Technologie somit erleichtert.

Als zukünftige Anreize müssen Einspeiseverfügbarkeiten / -regelungen insbesondere wenn mehreren PtG-Anlagen in eine Erdgasleitung einspeisen (Ausschöpfung der H_2 -Zumischkonzentration) erstellt werden.

8.2 Technische Empfehlungen

Die Erweiterung des DVGW-Regelwerkes bietet der Innovationsoffensive des DVGW weitreichende Chancen zur Zukunftssicherung der Branche durch die Aufnahme weiterer regenerativer Gase (Handel, Speicherung, Transport usw.).

Hierzu zählen die Unterstützung bei der Erarbeitung technischer Mindestanforderungen, thermische Gasabrechnung, Messtechnik, Einspeiseanlagen, Sachverständige/ Sachkundige, Anlagenüberwachung, Anlagenbetrieb, Integrität etc. sowie die Entwicklung von Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und Anschlussuchende mit dem Blick auf Abrechnungsmechanismen. Technisches Know-how bei Einspeiseanlagen für H₂ ist zu schaffen, Richtlinien und Verfahrensanweisungen zum Umgang mit H₂-reichen Brenngasen und SNG sind zu generieren und zu pflegen.

Um die Verträglichkeit von Anwendungen und Infrastruktur mit limitierter H₂-Verträglichkeit zu erhöhen, sind Folgeuntersuchungen und Weiterentwicklung entsprechend dem identifizierten Forschungsbedarf durchzuführen. Hierzu sind vom DVGW weitere relevante Forschungsprojekte zu initiieren, z.B. ist die Auswirkung einer H₂-Einspeisung in der Praxis zu erproben und ggf. nötige Maßnahmen für bestimmte Gerätetypen aufzuzeigen.

Eine weitere wesentliche Aufgabe des DVGW sollte die Unterstützung von Herstellern bei der Entwicklung und Zulassung von Geräten und Komponenten für H₂-angereicherte Erdgase bzw. SNG sein.

Besondere Aufmerksamkeit ist den Bestandanlagen zu widmen. Nicht nur für zukünftige H₂-Zumischung, sondern auch schon für die bereits heute zunehmenden Gasbeschaffenheitsschwankungen gilt, dass Gasgeräte grundsätzlich in der G20 Einstellung des Herstellers verbleiben bzw. vor Ort wieder in die Grundeinstellung gebracht werden sollen. Nur so besteht die in den Normen geprüfte große Flexibilität gegenüber verschiedenen Gasen. Für Installateure ist dabei ein Kenntnis über den Wobbe-Index des aktuellen Gases notwendig.

Netzbetreiber brauchen Handlungsempfehlungen bei der Überwachung und Betrieb der Bestandsanlagen. Weiterhin sollte der DVGW die lokalen Gasversorger dazu ermutigen (ertüchtigen) die momentanen Wobbe-Index für Anfragen bei Geräteinstallation und Wartung bereit zu halten.

Der DVGW sollte ebenfalls Handlungsempfehlungen für die Gasanwendung entwickeln. Eine regelmäßige Wartung erhöht die Robustheit der Geräte. Dabei ist auch auf die richtige Grundeinstellung zu achten. Häufig fehlen jedoch genaue Anleitungen in den Geräteunterlagen über eine Rückführung in die Grundeinstellung auf G20 bei aktuell fließenden Gasen. Hier kann der DVGW auf die Hersteller zugehen und ggf. mit Forschungsarbeiten unterstützen (siehe Arbeiten zu DVGW-AB G 680).

Darüber hinaus ist die Beratung von Behörden, von europäischen technischen Verbänden und Forschungseinrichtungen bezüglich H₂-angereicherten Erdgasen bzw. SNG eine wichtige Aufgabe um die Thematik in Fachkreisen zu vertiefen.

Eine Etablierung von Kontakten zu normengebenden europäischen Einrichtungen ist voranzutreiben und es ist anzustreben, neue Gasbeschaffenheiten in europäische Regelwerke einzubringen.

Industrie, Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen wird empfohlen, die neuen Chancen die regenerative Gase bieten, zu nutzen um z.B. den Carbon Footprint zu verringern, neue Marketing-Strategien umzusetzen, neue Produkte gestalten und somit Zugewinne im Ansehen zu erlangen und auch neue Märkte zu generieren.

Grundvoraussetzung hierfür ist die offensive Nutzung des regulatorischen Rahmens und der Potentiale die regenerativer Gase zur nachhaltigen Gestaltung der eigenen Zukunft bieten.

Daraus resultierend sollte eine Steuerung und Unterstützung des DVGW zu dem begleitenden und erforderlichen technischem Regelwerk einhergehen.

9 Literaturverzeichnis

- [1] DVGW-Arbeitsblatt G 262, Weißdruck, „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung,“ September 2011.
- [2] Dieter Hentze, Heiko Zingrefe und Uwe Klaas, „gwf-Gas Erdgas, Jubiläumsausgabe 2009 „100 Jahre Gasqualität – Die Geschichte des DVGW-Arbeitsblattes G 260“,“ 2009.
- [3] DVGW-Arbeitsblatt G 260, *Technische Regel Gasbeschaffenheit*, Mai 2008.
- [4] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- [5] DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Entwurf), „Technische Regeln - Gasbeschaffenheit,“ Januar 2012.
- [6] DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge, *Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren*, Februar 2008.
- [7] Graz, TU; Graz, HyCentA Research GmbH, „Synergiepotenzial eines Fahrzeugs mit variablem Erdgas/Wasserstoff-Mischbetrieb“.
- [8] European Association for Streamlining of Energy Exchange - Gas, *European Association for Streamlining of Energy Exchange - Gas (EASEE-Gas)*.
- [9] E.ON Ruhrgas AG.
- [10] Dr. J. Larfeldt, Siemens Industrial Turbomachinery AB, Sweden, „Kommunikation mit Dr. Altfeld, E.ON Ruhrgas AG,“ 2011.
- [11] D. (. Kuron, Wasserstoff und Korrosion, 2. Vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Bonn: Verlag Irene Kuron, 2000.
- [12] NATURALHY, „www.naturalhy.net,“ [Online]. Available: www.naturalhy.net. [Zugriff am 2009].
- [13] G. Studie, „Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks,“ 2001.
- [14] Fasold, H. G., „Wasserstoffgas – ein potentieller Energieträger des 21. Jahrhunderts ? Möglichkeiten von Transport, Verteilung und Speicherung. Gwf-Gas/Erdgas 129, S. 281-291.,“ 1988.
- [15] Fasold, H. G., „Wasserstoffgas – eine Perspektive für die Zukunft ? Sonderdruck aus ndz Neue DELIWA-Zeitschrift, Heft 2/90, DELIWA-Verein e. V.,“ Hannover, 1990.
- [16] Mischner, J., „Notizen zur hydraulischen Berechnung von Gasleitungen. Gwf-Gas/Erdgas, S. 258-272,“ Ausgabe 4/2012.
- [17] ISO 12213: Natural Gas - Calculation of Compression Factor, „Part1: Introduction and Guidelines; Part 2: Calculation Using a Molar Composition Analysis. International Standard ISO 12213, second edition,“ 2006.
- [18] Schley. P; Jaeschke, M.; Küchenmeister, C. and Vogel, E., „Viscosity Measurement and Predictions for Natural Gas. International Journal of

- Thermophysics, Vol. 25, No. 6, p. 1623-1652.,“ 2004.
- [19] Tharumalingam, K., „Berechnung der Viskosität von Erdgasgemischen. Bachelorarbeit, Lehrstuhl für Thermodynamik, Ruhr-Universität Bochum,“ Juni 2012.
- [20] VNG - Verbundnetz Gas AG, 2011.
- [21] Open Grid Europe GmbH, 2011.
- [22] Elster GmbH, „Elster-Instromet Journal 3/2008,“ 2008.
- [23] P. Schley, J. Schenk und A. Hielscher, „Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 1: Entwicklung und Validierung des Verfahrens. gwf-Gas/Erdgas, 152, S. 552-556,“ 2011.
- [24] J. Schenk, P. Schley, A. Hielscher, C. Fernandez und S. Mäurer, „Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 2: Auswertung Feldversuch und Implementierung. gwf-Gas/Erdgas, 153, S. 676-683,“ 2011.
- [25] W. Wolf, „Abschätzung der Wasserstoff-Diffusion durch Gasleitungen aus Gusseisen“.
- [26] G. G. Juilfs, „Diffusionsverhalten von Wasserstoff bei einem niedriglegierten Stahl unter Berücksichtigung des Verformungsgrades und der Deckschichtbildung in alkalischen Medien,“ <http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/dissertation-juilfs.pdf>, Flensburg, 2000.
- [27] Air Liquide Deutschland GmbH, 1x1 der Gase; Physikalische Daten für Wissenschaft und Praxis, Mönchengladbach: Karten Druck und Medien GmbH & Co. KG, 2007.
- [28] BASELL, „Technisches Handbuch für Rohrwerkstoffe; Verarbeitung und Anwendung; Hostalen, Lupolen“.
- [29] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, „Interim front page; Permeation properties of Polymers - Comparison of natural gas with hydrogen services,“ Leipzig, August 2008.
- [30] I. Alliat, „Abschlusspräsentation Projekt Naturalhy Arbeitspaket Durability“.
- [31] G. Cerbe, Grundlagen der Gastechnik, München Wien: Carl Hanser Verlag, 2008.
- [32] L. Joos, Praxis der Gasanwendungstechnik in Haushalt und Gewerbe, 2002.
- [33] „http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/GF_21_Biogas/Stricker.pdf,“ [Online].
- [34] *DIN 51624*, 2008.
- [35] TU Graz, „HYTHANE „Synergiepotenzial eines Fahrzeugs mit variablem Erdgas/Wasserstoff-Mischbetrieb““.
- [36] U. M. DaimlerChrysler.
- [37] B. Lowesmith, *Abschlussmeeting NATURALHY*, Groningen, 19. November 2009.

- [38] DVGW Arbeitsblatt, „G 685, Gasabrechnung,“ November 2008.
- [39] ÖVGW, „G 31, Erdgas in Österreich, Gasbeschaffenheit Richtlinie,“ Mai 2001.
- [40] ÖVGW, „G 177, Gasabrechnung, Richtlinie,“ November 2002.
- [41] ÖVGW, „G 33, regenerative Gase - Biogas, Richtlinie,“ Juni 2006.
- [42] EIGA - EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION, „HYDROGEN TRANSPORTATION PIPELINES, IGC Doc 121/04/E, GLOBALLY HARMONISED DOCUMENT,“ 2004.
- [43] www.netinform.de,
„http://www.netinform.de/H2/Wegweiser/Guide2.aspx?Ebene1_ID=48&Ebene2_ID=3975,“ TÜV Süd, 24.03.2011. [Online].
- [44] Neumann, B, „Herstellung von Wasserstoff, Kapitel 6, Vorlesung Regenerative Energiequellen WS,“ TU Hamburg / TU Clausthal, 2007-2008.
- [45] Dr.-Ing. Thomas Jordan, Institut für Kern- und Energietechnik Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, „Skript zur Vorlesung über Wasserstofftechnologie,“ Karlsruhe, 2007.
- [46] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, „Strategiepapier zum Forschungsbedarf in der Wasserstoff-Energietechnologie, Forschungsbericht Nr. 546,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2005.
- [47] J. Nitsch, M. Pehnt und M. e. a. Fishedick, Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit FKZ 901 41 803, 2004.
- [48] ELT Elektrolyse Technik GmbH, *Informationsgespräch*, Butzbach, 2011.
- [49] Hydrogenics, „<http://www.hydrogenics.com/>,“ 31. März 2011. [Online].
- [50] T. & W. U. Dreier, „Perspektiven einer Wasserstoffwirtschaft. Teile 1 bis 3, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 52 (2000), Nr. 12 und Bd. 53 (2001), Nr. 3, Nr. 6,“ 2000/2001.
- [51] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Thomas Pregger, Daniela Graf, Wolfram Krewitt, Christian Sattler, Stephan Möller, „Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung,“ Stuttgart, 2008.
- [52] Dipl. Ing. Michael Wenske, ENERTRAG, Stand Elektrolyse und zukünftige Entwicklungen, DBI FF-H2, Berlin, 2001.
- [53] Norsk Hydro, Hydro Electrolysers, 2002. [Online].
- [54] „<http://www.referate10.com/referate/Chemie/2/Wasserstoff-reon.php>“.
- [55] CET H2, „Informationsgespräch,“ Hannover Messe, 2011.
- [56] Siemens AG HydrogenTechnology, 2012.
- [57] h-tec Wasserstoff-Energie-Systeme GmbH, „Informationsgespräch,“ Hannover Messe, 2011.

- [58] R. Tamme, C. Sattler und L. Jörissen, Solarer Wasserstoff – Innovative Techniken zur Erzeugung, In FVS Themenheft: Solare Kraftwerke (www.fv-sonnenenergie.de), 2002.
- [59] DVGW EBI - Systemanalyse Wolfgang Köppel.
- [60] BMU, „Erneuerbare Energien in Zahlen; Internet-Update ausgewählter Daten,“ Dezember 2010.
- [61] BMU, „Leitstudie 2010,“ 2011.
- [62] Schüwer, D., Arnold, K., Dienst, C., Lechtenböhmer, S., Merten, F, Fishedick, M, , „ Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter – Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit,“ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie im Auftrag von Greenpeace Deutschland e. V., 25. August 2010.
- [63] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), „ Das GEMS Modell; MEX V Arbeitstreffen 5-3; Oldenburg Juni (2004),“ Oldenburg, Juni 2004.
- [64] Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissle, S., Voß, A., „Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergien im Erzeugungsportfolio; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung; Auftraggeber E.ON Energie AG,“ München , 2009.
- [65] ZfK, „Großkraftwerke und Erneuerbare – passt das ?; Ausgabe 3 März,“ 2010.
- [66] Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Voß, A., „Kernkraftwerke und erneuerbare Energien – die Mär vom „Systemkonflikt“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen et 60 Jg Heft 10,“ 2010.
- [67] DIN V 18599-100, „Beitrag in EnEV aktuell Heft 1/2010,“ Oktober 2009.
- [68] Herstellerangaben, 2011.
- [69] C.A.R.M.E.N., DBU, „Biomasseheizwerke auf dem Prüfstand - gekürzte Fassung des Endberichts,“ Oktober 2000.
- [70] Schneider, M., „„Special Gas Utilisation with Gas Engines“, Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste Expert Meeting,“ Strasbourg, 2002.
- [71] Boerrigter, H., den Uil, H., Lalis, H.P., „„Green Diesel from Biomass Fischer-Tropsch-Synthesis“, Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste Expert Meeting,“ Strasbourg, 2002.
- [72] Spliethoff, H., „IFRF Combustion Journal, ISSN 1562-479x,“ 2001 .
- [73] Altmann, H., Jentsch, N., „Das Oxyfuel-Verfahren in Braunkohlekraftwerken; Kooperationsforum Innovation konventionelle Kraftwerke; Nürnberg; 27. Oktober,“ Nürnberg, 27. Oktober 2005.
- [74] Göttlicher, G., „ CO2 Transport and Storage; MVV,“ 11. März 2003.
- [75] Aspelund, A., Jordal, K., „Gas conditioning - The interface between CO2 capture and transport; International Journal of Greenhpuse Gas Control I; S. 343 - 354,“ 2007.
- [76] Seevam, P. N., Downie, M. J., Race, J. M., „The Next Generation of CO2

- Pipelines; IEA Summer School Newcastle University,“ Newcastle , 2008.
- [77] Köppel, W., Ortloff, F., Erler, R., Petzold, S., Vermeidung und Entfernung von Sauerstoff der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, DVGW-Forschungsprojekt G 1/05/10 Abschlussbericht, 2011.
- [78] Eisenlohr et al., „Fuels ACS. Div Preprints 1-9,“ 1974.
- [79] Yoshida, T., Tsuji, M., Tamaura, T., Hayashida, T., Ogawa, K., „Carbon recycling system through methanation of CO₂ in flue gas in LNG power plant; Energy Conversion and Management Vol. 38; S. 443 - 448,“ 1997.
- [80] Harms et al., „Methanisierung kohlenmonoxidreicher Gase beim Energietransport Chem. Ing. Tech., 52, 6, S. 504 – 515,“ 1980.
- [81] N.N., „TREMPE methanation“, Hydr. Proc., 61, 156, S. 156,“ 1982.
- [82] Kopyscinski J et al., „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009,“ Fuel, 2010.
- [83] www.zsw-bw.de, 28.04.2010.
- [84] Lommerzheim et al., „Die Comflux-Pilotanlage zur Umwandlung von Kohlevergasungsgasen in SNG, GWI, 31, 6 ,S. 261 - 264,“ 1982.
- [85] www.eee-info.net, 28.04.2010 .
- [86] Frank, „Liquid Phase Methanation“, Pilot Plant Results,“ 1977.
- [87] ZSW, Fraunhofer IWES, SolarFuel, „Verbundprojekt „Power-to-Gas“ Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kWel-Maßstab, Projektinformation,“ 19.10.2011.
- [88] Nitsch, J.; Sterner, M.; Wenzel, B. et al., „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2010,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php, 2010.
- [89] Wikipedia - Energiespeicher, „<http://de.wikipedia.org/wiki/Energiespeicher>,“ 2012.
- [90] VDE-Studie, „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,“ 2009.
- [91] E.ON Hanse AG, „Rücksprache mit Hr. Lutz Hagner,“ Juni 2011.
- [92] Dr. Michael Specht, Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), „Impulsvortrag: Aktueller Stand der Power-to-Gas – Technologie, Power-to-Gas Erdgasinfrastruktur als Energiespeicher Bundesnetzagentur / Fraunhofer IWES,“ Auditorium Friedrichstraße, Berlin, 2011.
- [93] Gasnetzbetreiber, 2011.
- [94] E.ON edis AG , 2011.
- [95] ONTRAS - VNG Gastransport GmbH, 2011.

- [96] Stadtwerke Schwäbisch Hall, 2011.
- [97] WEMAG Netz GmbH, „Standardlastprofile Verfahrensbeschreibung, www.wemag-netz.de,“ Oktober 2009 .
- [98] Fraunhofer-Institut für. Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2011.
- [99] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland – Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Herausgegeben vom BMU,“ http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee_zeitreihe.xls, Berlin, 2011.
- [100] dena II - Netzstudie, „ Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, Herausgegeben von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena),“ http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, Berlin, 2010.
- [101] Dena und Consentec, „Positionspapier zum Netzausbau. Oberste Priorität für den Ausbau der Stromnetze. Fachgespräch Netze, 1. Juni 2011,“ http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Pressemitteilungen/2011/Positionspapier.pdf, Berlin, 2011.
- [102] Consentec und r2b, „ Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi),“ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-intergration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Aachen/Köln, 2010.
- [103] Brakelmann, H. und I. Erlich, „Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus. Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050,“ http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT41_Brakelmann_Erlich_Optionen_eletrische_Energie%C3%BCbertragung_Netzausbau.pdf?__blob=publicationFile, 2010.
- [104] Schweizer-Ries, P., Universität Magdeburg, „Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle – Mecklar (Niedersachsen und Hessen),“ Online verfügbar unter http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Abschlussbericht_Akzeptanz_Netzausbau_Juni2010.pdf, 2010.
- [105] Dörnemann, C. et al., „ Stromübertragung für den Klimaschutz. Potentiale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen. Studieder Energetischen Gesellschaft im VDE (ETG). Herausgegeben von VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.,“ Online verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=23c801c9-bb9e-47bf-9a69-cd5c0563d28b>, 2011.
- [106] E-Bridge, „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen

- aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020 Gutachten im Auftrag des BDEW,“ 2011.
- [107] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Monitoringbericht 2010 – Entwicklung des Strom- und Gasmarktes. Herausgegeben von der Bundesnetzagentur (BNetzA),“ http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf;jsessionid=A7EE83B55B8EFDAC741E9516B2423C30?__blob=publicationFile, 2010.
- [108] Bömer, J.; Burges, K. und C. Nabe, „Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009. Ergebnisse einer Kurzstudie im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V. 2011. Herausgegeben von Ecofys,“ http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2011/04/BWE_Ecofys_Kurzstudie_zum_EinsMan_Januar_2011.pdf, 2011.
- [109] Jarass L. und G. M. Obermair, „Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung? . Herausgegeben von Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 55. Jg. (2005) Heft 6. Online,“ <http://www.jarass.com/Energie/B/Netzeinbindung%20Tagesfragen.pdf>, 2005.
- [110] Oswald, B. R., „Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Wahle-Mecklar in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem,“ Universität Hannover, 2007.
- [111] Westermann, D., „ Hochleistungsenergieübertragung – Chancen, Möglichkeiten und Stand der Technik. Vortrag,“ Technische Universität Ilmenau, 2010.
- [112] Siemens (Hg.), „Erste 800-kV-HGÜ-Leitung in China im Vollbetrieb,“ http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2010/power_transmission/EPT201006090.htm, 2010.
- [113] May, N., „Ökobilanz eines Stromtransfers von Nordafrika nach Europa. Diplomarbeit,“ Technische Universität Braunschweig, 2005.
- [114] Kreusel, J., ABB, „ HGÜ – eine Technologie zur Lösung der Herausforderungen im europäischen Verbundnetz. Vortrag. ETG Fachtagung „Freileitungen und Kabel“,“ http://www.electrosuisse.ch/g3.cms/s_page/87990, Zürich, 2009.
- [115] Siemens, „Einbindung von On- und Offshore Windparks in das Stromnetz,“ http://www.offshore-wind.de/fileadmin/offshore/documents/StAOWind_Workshops/Kabel_in_Schutzgebieten/Kabel_in_Schutzgebieten_Vortrag_Poehler.pdf, 2006.
- [116] ABB, „Technologien für die Hochleistungsübertragung mit Gleichstrom. Herausgegeben von ABB,“ <http://www.vde.com/de/Verband/Partnerorganisationen/DK-CIGRE/Veranstaltungen/Seiten/VeranstaltungsDetails.aspx?vdeEventID=4f93e31c-2635-47bb-b097-0d01ad3f1bee&guidDownload=d3a29f86-683c-4d9d-9a9d-dca77108850c>, 2011.
- [117] AG Energiebilanz e.V., „Tabelle zur Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2010. AG Energiebilanz e.V.,“ 2011.
- [118] Bundesverband Erneuerbare Energien, „Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Abschlussbericht Fraunhofer Institut für Windenergie und

- Energiesystemtechnik (IWES),“ Kassel, 2009.
- [119] Hundt, M. et al, „Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag der E.ON Energie AG,“ http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf , Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2010.
- [120] Grimm, V., „Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast,“ <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/netahtml/HSS/Diss/GrimmVanessa/diss.pdf> , Dissertation an der Universität Bochum, 2007.
- [121] Kehlhofer R.; Hannemann F.; Strinimann F. und B. Rukes, „Combined-cycle gas & steam turbine power plants. 3rd Edition. Pennwel,“ Pennwel Corp Vorlag, 2009.
- [122] Klobasa, M., „ Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation,“ ETH Zürich, 2007.
- [123] Klaus T. et al., „2050 - 100%. Energieziel 2050 - 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Herausgegeben von Umweltbundesamt (UBA),“ <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf> , 2010.
- [124] Faulstich, M. et al., „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Herausgegeben von SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen,“ http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare_HD.pdf;jsessionid=628C0258D328A5DBB575D6C2B77D80F5.1_cid135?__blob=publicationFile, 2011.
- [125] Wiedemann K., „Einmal Fjord und zurück. Herausgegeben von Neue Energie (07/2010),“ http://www.neueenergie.net/fileadmin/ne/ne_inhalte/dokumente/NE_07_10_Titel_geschichte_S32-38.pdf, 2010.
- [126] NorGer, „Webseite „NorGer in Zahlen“,“ http://www.norger.biz/norger/deutsch/das_projekt/article45629.ece, 2011.
- [127] VDE , „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Herausgegeben von VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.,“ <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx>, 2009.
- [128] ABB, „NorNed – a sustainability showcase for Europe. Herausgegeben von ABB,“ <http://www.abb.com/cawp/seitp202/96936aa69fe1b456c1256ff20043ec79.aspx>, 2011.
- [129] Sterner, M. und M. Jentsch, „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung

- eines Windgas-Angebotes. Herausgegeben von Fraunhofer IWES,“
http://energiewende-jetzt.de/fileadmin/templates/gpe_atomausstieg/content/Fraunhofer_IWES_Gutachten_Greenpeace_Energy_Windgas_Sterner_2011.pdf, 2011.
- [130] Sedlacek R., „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Underground Gas Storage in Germany. In: Erdöl Erdgas Kohle 125. Jg. 2009, Heft 11, S. 412–426,“
http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_oelspeicher_kavernen/untergrundspeich_09.pdf, 2009.
- [131] Crotagino, F. und R. Hamelmann, „Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots. Herausgegeben von KBB Underground Technologies GmbH,“
http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200802/bilder/wasserstoff_speicher.pdf, 2008.
- [132] Hoffeins, N.; Romeyke, D. und F. Hebel, „Die Inbetriebnahme der ersten Luftspeicher-Gasturbinengruppe. Herausgegeben von BBC Brown Bover,“
[http://www.kraftwerk-wilhelmshaven.com/pages/ekw_de/Kraftwerk_Wilhelmshaven/Mediencenter/_documents/BC_Inbetriebnahme_Huntorf_dt.pdf](http://www.kraftwerk-wilhelmshaven.com/pages/ekw_de/Kraftwerk_Wilhelmshaven/Mediencenter/_documents/BBC_Inbetriebnahme_Huntorf_dt.pdf), 1980.
- [133] BINE Informationsdienst, „Erfahrungen mit CAES-Kraftwerken. Herausgegeben von BINE Informationsdienst,“
<http://www.bine.info/hauptnavigation/publikationen/publikation/druckluftspeicher-kraftwerke/erfahrungen-mit-caes-kraftwerken/>, 2011.
- [134] RWE Power Aktiengesellschaft (Hg.), „ADELE – ein Speicher für grünen Strom. Sechs Fragen zum Projekt in Staßfurt,“
<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/513840/data/364260/2/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/Flyer-ADELE-Sechs-Fragen-zum-Projekt-in-Stassfurt.pdf>, 2010.
- [135] Crotagino, F. und B. Kleinfeld, „Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Herausgegeben von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) und KBB Underground Technologies,“
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Veranstaltungen/2005/09/03_Crotogino.pdf, 2005.
- [136] Sterner, M., „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel University, Dissertation Kassel,“
<http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>, Kassel University, 2009.
- [137] Saur, G., „Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study. Techn. Ber. NREL/TP-550-44103. National Renewable Energy Laboratory (NREL),“ 2008.
- [138] Nakhamkin, M.; Chiruvolu, M und C. Daniel, „Available Compressed Air Energy Storage (CAES) Plant Concepts. Power-Gen Conference 2007,“ 2007.
- [139] Giesecke J. und E. Mosonyi, „Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 5., aktualisierte und erweiterte Auflage,“ Springer Verlag, 2009.

- [140] Emele, L., „Techno-Ökonomischer Vergleich von Erneuerbarem Methan mit anderen Stromspeichertechnologien. Masterarbeit. Institut für Elektrische Energietechnik. Universität Kassel,“ Kassel, 2011.
- [141] Agricola, A.-C. et al., „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. (Kurz: PSW-Integration EE). Auftraggeber Schluchseewerk AG,“ 2010.
- [142] Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV, „Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV; Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen; v. 3. September 2010, geändert 30. April 2012 BGBl. I S. 1002,“ 2012.
- [143] Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV, „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen; v. 25. Juli 2005, geändert 28. Juli 2011 BGBl. I S. 1690,“ 2011.
- [144] Bundesministerium der Finanzen, „AfA-Tabellen – chronologisch sortiert; <http://www.bundesfinanzministerium.de>,“ 2012.
- [145] VDI 2067, „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung; Blatt 1 Entwurf September 2010,“ 2010.
- [146] Statoil Norwegen - NEL Hydrogen, „Informationsgespräch Hannover Messe,“ 2011.
- [147] Dreher Moritz, Diplomarbeit TU Hamburg, „Anlagen zur Methan-, Strom- und wärmeerzeugung aus fester Biomasse - Konzeption und Bewertung,“ Hamburg, 2007.
- [148] Krause, H., Köppel, W., Fischer, M., Hansen, P., Markewitz, P., Kuckshinrich, W., Hake, J.-F., „Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern; DVGW Forschungsprojekt G5 04 09 TP2,“ 2011.
- [149] Schlesinger, M et. Al., „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung; Studie von ewi/gws/prognos im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Abschlussbericht; Projekt Nr. 12/10,“ Berlin, 2010.
- [150] Projektinterne Recherche, Mai 2008.
- [151] Bundesnetzagentur (BNetzA), Monitoring Bericht 2011, 2011.
- [152] Internetauftritt BMU EE, www.erneuerbare-energien.de, 2012.
- [153] Umweltbundesamt UBA, Energy target 2050: 100% renewable electricity supply, 2012.
- [154] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Leitstudie 2010, 2012.
- [155] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), „Innovationsoffensive Infobroschüre: Mit Gas-Innovationen in die Zukunft,“ Bonn, 2011.
- [156] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“, veröffentlicht in: Untertage

Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 126. Jg. 2010, Heft 11, Hannover, 2010.

[157] NextHydrogen - Informationsgespräch Hannovermesse, 2012.

Anhang

Anlage 1	Gasbeschaffenheitskennwerte bei Zumischung von H ₂ Erdgas Holland L und Nordsee H	288
Anlage 2	Gasbeschaffenheitskennwerte bei Zumischung von H ₂ Russ. Erdgas H.....	289
Anlage 3	Transportkapazität bei Zumischung von H ₂ zu Erdgas Holland-L (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt).....	290
Anlage 4	Transportkapazität bei Zumischung von H ₂ zu Erdgas Nordsee-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt)	291
Anlage 5	Transportkapazität bei Zumischung von H ₂ zu Erdgas Russland-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt).....	292
Anlage 6	Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H ₂ zu Erdgas Holland-L (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt)	293
Anlage 7	Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H ₂ zu Erdgas Nordsee-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt)	294
Anlage 8	Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H ₂ zu Erdgas Russland-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt)	295
Anlage 9	K-Zahlen (GERG2004) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H mit Zumischungen von H ₂ in Abh. des Druckes (t = 10 °C)	296
Anlage 10	Einfluss des H ₂ auf die K-Zahl (t = 10°C) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H. (Die rel. Abw. entspricht einem Fehler in der K-Zahl der sich ergibt, wenn H ₂ nicht berücksichtigt wird)	297
Anlage 11	Vergleich berechneter K-Zahlen nach der AGA8- und der GERG2004 Zustandsgleichung (Basislinie) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H.....	298
Anlage 12	Vergleich berechneter K-Zahlen nach der SGERG- und der GERG2004 Zustandsgleichung (Basislinie) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H.....	299
Anlage 13	Kenndaten ausgewählter alkalischer ELY-Hersteller	300
Anlage 14	Kenndaten ausgewählter PEM-ELY-Hersteller	302

Anlage 15	Erdgaslastfluss Standort I Jahr 2010	304
Anlage 16	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	305
Anlage 17	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (3 MW elektr. ELY-Leistung, 600 m ³ /h H ₂ , 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)	306
Anlage 18	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 10 Vol.-%, NTP)	307
Anlage 19	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EB (3 MW elektr. ELY-Leistung, 600 m ³ /h H ₂ , 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)	308
Anlage 20	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP)	309
Anlage 21	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 160 MW, EÜ (NTP)	310
Anlage 22	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (10 - 200 MW, NTP)	311
Anlage 23	Erdgaslastfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 160 MW (Beispiel), EB (NTP)	312
Anlage 24	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	313
Anlage 25	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	314
Anlage 26	Erdgaslastfluss am Standort II Januar 2010 bis Mai 2011 ohne Berücksichtigung von Fließrichtungswechsel (NTP)	315
Anlage 27	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ aus Standort I (Beispiel 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)	316
Anlage 28	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (70 MW elektr. ELY-Leistung, 14.000 m ³ /h H ₂ , 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	317
Anlage 29	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB aus Standort I (Beispiel für Zumischgrenze 1 Vol.-%, NTP).....	318
Anlage 30	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EB (99,2 MW elektr. ELY-Leistung, 19.840 m ³ /h H ₂ , 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	319
Anlage 31	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 160 MW, EÜ (NTP).....	320

Anlage 32	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 160 MW, EB (NTP).....	321
Anlage 33	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	322
Anlage 34	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	323
Anlage 35	Erdgaslastfluss Jahr 2011 Standort III, ohne Fließrichtungsumkehrung.....	324
Anlage 36	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	325
Anlage 37	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (10 MW elektr. ELY-Leistung, 2.000 m ³ /h H ₂ , 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	326
Anlage 38	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 1 Vol.-%, NTP)	327
Anlage 39	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EB (28,8 MW elektr. ELY-Leistung, 5.760 m ³ /h H ₂ , 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	328
Anlage 40	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP)	329
Anlage 41	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 51 MW, EÜ (NTP).....	330
Anlage 42	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (10 - 160 MW, NTP).....	331
Anlage 43	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ und zusätzlicher Aufnahme des erzeugten EE-CH ₄ -Überschusses, elektrische ELY-Leistung 121 MW, EB (NTP)	332
Anlage 44	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	333
Anlage 45	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	334
Anlage 46	Erdgaslastfluss Standort IV (generiert)	335
Anlage 47	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	336

Anlage 48	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (0,9 MW elektr. ELY-Leistung, 180 m ³ /h H ₂ , 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	337
Anlage 49	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)	338
Anlage 50	AK H ₂ -Direkteinspeisung / Nutzung EB (1,5 MW elektr. ELY-Leistung, 300 m ³ /h H ₂ , 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP).....	339
Anlage 51	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP)	340
Anlage 52	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 2,5 MW, EÜ (NTP).....	341
Anlage 53	Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (0,5 - 4 MW, NTP).....	342
Anlage 54	Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH ₄ , elektrische ELY-Leistung 3,8 MW, EB (NTP).....	343
Anlage 55	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I.....	344
Anlage 56	Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H ₂ - Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II.....	345

Anlage 1 Gasbeschaffenheitskennwerte bei Zumischung von H₂ Erdgas Holland L und Nordsee H

a) Erdgas Holland-L + H₂

Methan	CH ₄	83,16	82,33	81,50	79,00	74,84	70,69	66,53	58,21	49,90	41,58
Stickstoff	N ₂	10,08	9,98	9,88	9,58	9,07	8,57	8,06	7,06	6,05	5,04
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,57	1,55	1,54	1,49	1,41	1,33	1,26	1,10	0,94	0,79
Ethan	C ₂ H ₆	4,04	4,00	3,96	3,84	3,64	3,43	3,23	2,83	2,42	2,02
Propan	C ₃ H ₈	0,81	0,80	0,79	0,77	0,73	0,69	0,65	0,57	0,49	0,41
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,23	0,23	0,23	0,22	0,21	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Wasserstoff	H₂		1	2	5	10	15	20	30	40	50
Summe		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	10,34	10,28	10,21	10,00	9,66	9,32	8,98	8,29	7,61	6,93
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,834	0,827	0,819	0,797	0,759	0,722	0,685	0,610	0,536	0,461
Relative Dichte	d [-]	0,645	0,639	0,634	0,616	0,587	0,558	0,530	0,472	0,414	0,357
Wobbeindex	W _s [kWh/m ³]	12,88	12,85	12,82	12,74	12,60	12,47	12,34	12,07	11,83	11,61
Methanzahl	Mz [-]	86,0	85,3	84,6	82,6	79,2	75,7	71,9	-	-	-

b) Erdgas Nordsee-H + H₂

Methan	CH ₄	86,25	85,39	84,53	81,94	77,63	73,31	69,00	60,38	51,75	43,13
Stickstoff	N ₂	0,93	0,92	0,91	0,88	0,84	0,79	0,74	0,65	0,56	0,47
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,91	1,89	1,87	1,81	1,72	1,62	1,53	1,34	1,15	0,96
Ethan	C ₂ H ₆	8,56	8,47	8,39	8,13	7,70	7,28	6,85	5,99	5,14	4,28
Propan	C ₃ H ₈	1,89	1,87	1,85	1,80	1,70	1,61	1,51	1,32	1,13	0,95
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,39	0,39	0,38	0,37	0,35	0,33	0,31	0,27	0,23	0,20
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
Wasserstoff	H₂		1	2	5	10	15	20	30	40	50
Summe		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	11,90	11,82	11,74	11,48	11,06	10,64	10,22	9,38	8,55	7,71
Relative Dichte	d [-]	0,645	0,639	0,633	0,616	0,587	0,558	0,529	0,471	0,414	0,356
Wobbeindex	W _s [kWh/m ³]	14,83	14,79	14,75	14,63	14,44	14,25	14,05	13,67	13,28	12,91
Methanzahl	Mz [-]	75,3	74,8	74,4	73,0	70,6	67,9	-	-	-	-

Anlage 2 Gasbeschaffenheitskennwerte bei Zumischung von H₂ Russ. Erdgas H

c) Russ. Erdgas-H + H₂

Methan	CH ₄	97,79	96,81	95,83	92,90	88,01	83,12	78,23	68,45	58,67	48,90
Stickstoff	N ₂	0,82	0,81	0,80	0,78	0,74	0,70	0,66	0,57	0,49	0,41
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05
Ethan	C ₂ H ₆	0,88	0,87	0,86	0,84	0,79	0,75	0,70	0,62	0,53	0,44
Propan	C ₃ H ₈	0,29	0,29	0,28	0,28	0,26	0,25	0,23	0,20	0,17	0,15
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,1	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Wasserstoff	H₂		1	2	5	10	15	20	30	40	50
Summe		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	11,12	11,04	10,97	10,74	10,36	9,98	9,60	8,84	8,08	7,32
Relative Dichte	d [-]	0,568	0,563	0,558	0,543	0,518	0,493	0,468	0,418	0,368	0,318
Wobbeindex	W _s [kWh/m ³]	14,75	14,71	14,68	14,57	14,39	14,21	14,03	13,67	13,31	12,97
Methanzahl	Mz [-]	94,5	93,6	92,7	89,9	85,5	81,0	-	-	-	-

Anlage 3 Transportkapazität bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Holland-L (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt)



Gasanalyse/Gaskennwerte

Gaskomponenten	Symbol						
Methan	CH ₄	83,16	79,00	74,84	66,53	58,21	0,00
Stickstoff	N ₂	10,08	9,58	9,07	8,06	7,06	0,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,57	1,49	1,41	1,26	1,10	0,00
Ethan	C ₂ H ₆	4,04	3,84	3,64	3,23	2,83	0,00
Propan	C ₃ H ₈	0,81	0,77	0,73	0,65	0,57	0,00
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,23	0,22	0,21	0,18	0,16	0,00
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,00
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,00
Wasserstoff	H ₂		5,00	10,00	20,00	30,00	100,00
	Summe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	10,344	10,001	9,659	8,976	8,294	3,542
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,834	0,797	0,759	0,685	0,610	0,090
Wobbe-Index	W _s [kWh/m ³]	12,878	12,741	12,604	12,335	12,075	13,431
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔW _s [%]		-1,1	-2,1	-4,2	-6,2	-4,3

Bedingungen Transportleitung

Größe	Symbol						
Druck (Rohranfang)	p _a [bar]	80	80	80	80	80	80
Temperatur (Mittel)	T [°C]	10	10	10	10	10	10
Rohrdurchmesser	D [mm]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rauigkeitswerte	k [mm]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Länge der Leitung	l [km]	250	250	250	250	250	250
Normvolumenstrom	V _n [m ³ /h]	1.000.000	1.009.624	1.021.725	1.053.460	1.096.098	2.628.798
Normvolumenstrom H ₂	V _{n,H₂} [m ³ /h]	0	50.481	102.172	210.692	328.829	2.628.798
Normvolumenstrom Erdg.	V _{n,Erdg} [m ³ /h]	1.000.000	959.143	919.552	842.768	767.268	0
Transportierte Leistung H ₂	P _{H₂} [MW]	0	179	362	746	1.165	9.312
Transportierte Leistung Erdg.	P _{Erdg} [MW]	10.344	9.921	9.511	8.717	7.936	0
Transportierte Leistung	P [MW]	10.344	10.097	9.869	9.456	9.091	9.312
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP [%]		-2,4	-4,6	-8,6	-12,1	-10,0

Berechnung Druckverlust

Größe	Symbol						
Betriebsvolumenstrom	V _b [m ³ /h]	11.029	11.417	11.816	12.660	13.595	36.224
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	3,90	4,04	4,18	4,48	4,81	12,81
Dichte	ρ [kg/m ³]	75,63	70,45	65,66	56,97	49,19	6,53
K-Zahl	K [-]	0,840	0,86	0,881	0,92	0,94	1,05
Dynamische Viskosität	η [μPa·s]	13,57	13,39	13,23	12,96	12,72	8,74
Reynoldszahl	Re [-]	2,17E+07	2,12E+07	2,07E+07	1,97E+07	1,86E+07	9,56E+06
Rohrreibungszahl (Zanke)	λ	8,08E-03	8,09E-03	8,11E-03	8,14E-03	8,18E-03	8,69E-03
Druck (Rohrende)	p _e [bar]	67,38	67,38	67,38	67,38	67,38	67,38
Druckverlust	Δp [bar]	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	Δp [%]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Anlage 4 Transportkapazität bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Nordsee-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt)



Gasanalyse/Gaskennwerte

Gaskomponenten	Symbol						
Methan	CH ₄	86,25	81,94	77,63	69,00	60,38	0,00
Stickstoff	N ₂	0,93	0,88	0,84	0,74	0,65	0,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,91	1,81	1,72	1,53	1,34	0,00
Ethan	C ₂ H ₆	8,56	8,13	7,70	6,85	5,99	0,00
Propan	C ₃ H ₈	1,89	1,80	1,70	1,51	1,32	0,00
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,39	0,37	0,35	0,31	0,27	0,00
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,00
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00
Wasserstoff	H ₂		5,00	10,00	20,00	30,00	100,00
	Summe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	11,905	11,483	11,062	10,222	9,383	3,542
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,834	0,796	0,759	0,684	0,610	0,090
Wobbe-Index	W _s [kWh/m ³]	14,826	14,633	14,440	14,052	13,666	13,431
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔWs [%]		-1,3	-2,6	-5,2	-7,8	-9,4

Bedingungen Transportleitung

Größe	Symbol						
Druck (Rohranfang)	P _a [bar]	80	80	80	80	80	80
Temperatur (Mittel)	T [°C]	10	10	10	10	10	10
Rohrdurchmesser	D [mm]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rauigkeitswerte	k [mm]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Länge der Leitung	l [km]	250	250	250	250	250	250
Normvolumenstrom	V _n [m ³ /h]	1.000.000	1.004.303	1.011.997	1.036.660	1.073.569	2.536.319
Normvolumenstrom H ₂	V _{n,H₂} [m ³ /h]	0	50.215	101.200	207.332	322.071	2.536.319
Normvolumenstrom Erdg.	V _{n,Erdg} [m ³ /h]	1.000.000	954.088	910.797	829.328	751.498	0
Transportierte Leistung H ₂	P _{H₂} [MW]	0	178	358	734	1.141	8.985
Transportierte Leistung Erdg.	P _{Erdg} [MW]	11.905	11.358	10.843	9.873	8.946	0
Transportierte Leistung	P [MW]	11.905	11.533	11.195	10.597	10.073	8.985
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP [%]		-3,1	-6,0	-11,0	-15,4	-24,5

Berechnung Druckverlust

Größe	Symbol						
Betriebsvolumenstrom	V _b [m ³ /h]	10.331	10.752	11.176	12.054	13.004	34.949
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	3,65	3,80	3,95	4,26	4,60	12,36
Dichte	ρ [kg/m ³]	80,70	74,37	68,71	58,84	50,32	6,53
K-Zahl	K [-]	0,787	0,82	0,841	0,89	0,92	1,05
Dynamische Viskosität	η [μPa·s]	13,21	12,96	12,75	12,42	12,15	8,74
Reynoldszahl	Re [-]	2,23E+07	2,18E+07	2,13E+07	2,02E+07	1,90E+07	9,23E+06
Rohrreibungszahl (Zanke)	λ	8,07E-03	8,08E-03	8,09E-03	8,13E-03	8,16E-03	8,72E-03
Druck (Rohrende)	p _e [bar]	68,28	68,28	68,28	68,28	68,28	68,28
Druckverlust	Δp [bar]	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	Δp [%]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Anlage 5 Transportkapazität bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Russland-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass der Druckverlust konstant bleibt)



Gasanalyse/Gaskennwerte

Gaskomponenten	Symbol						
Methan	CH ₄	97,79	92,90	88,01	78,23	68,45	0,00
Stickstoff	N ₂	0,82	0,78	0,74	0,66	0,57	0,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06	0,00
Ethan	C ₂ H ₆	0,88	0,84	0,79	0,70	0,62	0,00
Propan	C ₃ H ₈	0,29	0,28	0,26	0,23	0,20	0,00
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,00
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00
Wasserstoff	H ₂		5,00	10,00	20,00	30,00	100,00
	Summe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	11,121	10,739	10,359	9,598	8,838	3,542
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,735	0,702	0,670	0,605	0,541	0,090
Wobbe-Index	W _s [kWh/m ³]	14,750	14,570	14,389	14,026	13,666	13,431
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔWs [%]		-1,2	-2,5	-4,9	-7,4	-8,9

Bedingungen Transportleitung

Größe	Symbol						
Druck (Rohranfang)	p _a [bar]	80	80	80	80	80	80
Temperatur (Mittel)	T [°C]	10	10	10	10	10	10
Rohrdurchmesser	D [mm]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rauigkeitswerte	k [mm]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Länge der Leitung	l [km]	250	250	250	250	250	250
Normvolumenstrom	V _n [m ³ /h]	1.000.000	1.009.310	1.021.042	1.051.827	1.093.136	2.467.573
Normvolumenstrom H ₂	V _{n,H₂} [m ³ /h]	0	50.466	102.104	210.365	327.941	2.467.573
Normvolumenstrom Erdg.	V _{n,Erdg} [m ³ /h]	1.000.000	958.845	918.938	841.462	765.195	0
Transportierte Leistung H ₂	P _{H₂} [MW]	0	179	362	745	1.162	8.741
Transportierte Leistung Erdg.	P _{Erdg} [MW]	11.121	10.663	10.219	9.358	8.510	0
Transportierte Leistung	P [MW]	11.121	10.839	10.577	10.095	9.661	8.741
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP [%]		-2,5	-4,9	-9,2	-13,1	-21,4

Berechnung Druckverlust

Größe	Symbol						
Betriebsvolumenstrom	V _b [m ³ /h]	11.047	11.429	11.822	12.651	13.565	34.002
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	3,91	4,04	4,18	4,47	4,80	12,03
Dichte	ρ [kg/m ³]	66,53	62,04	57,88	50,33	43,58	6,53
K-Zahl	K [-]	0,841	0,86	0,882	0,92	0,95	1,05
Dynamische Viskosität	η [μPa·s]	12,79	12,63	12,49	12,25	12,05	8,74
Reynoldszahl	Re [-]	2,03E+07	1,99E+07	1,94E+07	1,84E+07	1,74E+07	8,98E+06
Rohrreibungszahl (Zanke)	λ	8,12E-03	8,14E-03	8,15E-03	8,19E-03	8,22E-03	8,74E-03
Druck (Rohrende)	p _e [bar]	68,92	68,92	68,92	68,92	68,92	68,92
Druckverlust	Δp [bar]	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	Δp [%]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Anlage 6 Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Holland-L (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt)



Gasanalyse/Gaskennwerte

Gaskomponenten	Symbol						
Methan	CH ₄	83,16	79,00	74,84	66,53	58,21	0,00
Stickstoff	N ₂	10,08	9,58	9,07	8,06	7,06	0,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,57	1,49	1,41	1,26	1,10	0,00
Ethan	C ₂ H ₆	4,04	3,84	3,64	3,23	2,83	0,00
Propan	C ₃ H ₈	0,81	0,77	0,73	0,65	0,57	0,00
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,23	0,22	0,21	0,18	0,16	0,00
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,00
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,00
Wasserstoff	H ₂		5,00	10,00	20,00	30,00	100,00
	Summe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	10,344	10,001	9,659	8,976	8,294	3,542
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,834	0,797	0,759	0,685	0,610	0,090
Wobbe-Index	W _s [kWh/m ³]	12,878	12,741	12,604	12,335	12,075	13,431
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔWs [%]		-1,1	-2,1	-4,2	-6,2	4,3

Bedingungen Transportleitung

Größe	Symbol						
Druck (Rohranfang)	p _a [bar]	80	80	80	80	80	80
Temperatur (Mittel)	T [°C]	10	10	10	10	10	10
Rohrdurchmesser	D [mm]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rauigkeitswerte	k [mm]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Länge der Leitung	l [km]	250	250	250	250	250	250
Normvolumenstrom	V _n [m ³ /h]	1.000.000	1.034.224	1.070.837	1.152.315	1.247.046	2.919.960
Normvolumenstrom H ₂	V _{n,H₂} [m ³ /h]	0	51.711	107.084	230.463	374.114	2.919.960
Normvolumenstrom Erdg.	V _{n,Erdg} [m ³ /h]	1.000.000	982.512	963.753	921.852	872.932	0
Transportierte Leistung H ₂	ḢP _{H₂} [MW]	0	183	379	816	1.325	10.344
Transportierte Leistung Erdg.	P _{Erdg} [MW]	10.344	10.163	9.969	9.535	9.029	0
Transportierte Leistung	P [MW]	10.344	10.344	10.344	10.344	10.344	10.344
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP [%]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Berechnung Druckverlust

Größe	Symbol						
Betriebsvolumenstrom	V _b [m ³ /h]	11.029	11.696	12.384	13.848	15.467	40.236
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	3,90	4,14	4,38	4,90	5,47	14,23
Dichte	ρ [kg/m ³]	75,63	70,45	65,66	56,97	49,19	6,53
K-Zahl	K [-]	0,840	0,86	0,881	0,92	0,94	1,05
Dynamische Viskosität	η [μPa·s]	13,57	13,39	13,23	12,96	12,72	8,74
Reynoldszahl	Re [-]	2,17E+07	2,18E+07	2,17E+07	2,15E+07	2,12E+07	1,06E+07
Rohrreibungszahl (Zanke)	λ	8,08E-03	8,08E-03	8,08E-03	8,09E-03	8,10E-03	8,59E-03
Druck (Rohrende)	p _e [bar]	67,38	66,72	66,06	64,73	63,37	64,26
Druckverlust	Δp [bar]	12,62	13,28	13,94	15,27	16,63	15,74
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	Δp [%]		5,2	10,5	21,0	31,8	24,7

Berechnung Verdichterleistung

Größe	Symbol	0	10			
Isentr. Verdichterwirkungsgra	η _s [%]	72	72	72	72	72
Verdichterleistung	P _V [MW]	6,149	6,880	7,672	9,470	11,613
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP _V [%]		11,9	24,8	54,0	88,9
Verhältnis Verdichterleist. / transportierte Leistung	P _V /P [%]	0,059	0,067	0,074	0,09	0,11
zus. Verdichterleistung H ₂ / transportierte Leistung H ₂	ΔP _V /P _{H₂} [%]		0,40	0,40	0,41	0,41

Anlage 7 Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Nordsee-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt)



Gasanalyse/Gaskennwerte

Gaskomponenten	Symbol						
Methan	CH ₄	86,25	81,94	77,63	69,00	60,38	0,00
Stickstoff	N ₂	0,93	0,88	0,84	0,74	0,65	0,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1,91	1,81	1,72	1,53	1,34	0,00
Ethan	C ₂ H ₆	8,56	8,13	7,70	6,85	5,99	0,00
Propan	C ₃ H ₈	1,89	1,80	1,70	1,51	1,32	0,00
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,39	0,37	0,35	0,31	0,27	0,00
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,00
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00
Wasserstoff	H ₂		5,00	10,00	20,00	30,00	100,00
	Summe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	11,905	11,483	11,062	10,222	9,383	3,542
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,834	0,796	0,759	0,684	0,610	0,090
Wobbe-Index	W _s [kWh/m ³]	14,826	14,633	14,440	14,052	13,666	13,431
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔWs [%]		-1,3	-2,6	-5,2	-7,8	-8,4

Bedingungen Transportleitung

Größe	Symbol						
Druck (Rohranfang)	p _a [bar]	80	80	80	80	80	80
Temperatur (Mittel)	T [°C]	10	10	10	10	10	10
Rohrdurchmesser	D [mm]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rauigkeitswerte	k [mm]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Länge der Leitung	l [km]	250	250	250	250	250	250
Normvolumenstrom	V _n [m ³ /h]	1.000.000	1.036.694	1.076.136	1.164.612	1.268.718	3.360.634
Normvolumenstrom H ₂	V _{n,H₂} [m ³ /h]	0	51.835	107.614	232.922	380.615	3.360.634
Normvolumenstrom Erdg.	V _{n,Erdg} [m ³ /h]	1.000.000	984.859	968.523	931.690	888.102	0
Transportierte Leistung H ₂	P _{H₂} [MW]	0	184	381	825	1.348	11.905
Transportierte Leistung Erdg.	P _{Erdg} [MW]	11.905	11.724	11.530	11.091	10.572	0
Transportierte Leistung	P [MW]	11.905	11.905	11.905	11.905	11.905	11.905
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP [%]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Berechnung Druckverlust

Größe	Symbol						
Betriebsvolumenstrom	V _b [m ³ /h]	10.331	11.099	11.884	13.541	15.368	46.308
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	3,65	3,93	4,20	4,79	5,44	16,38
Dichte	ρ [kg/m ³]	80,70	74,37	68,71	58,84	50,32	6,53
K-Zahl	K [-]	0,787	0,82	0,841	0,89	0,92	1,05
Dynamische Viskosität	η [μPa·s]	13,21	12,96	12,75	12,42	12,15	8,74
Reynoldszahl	Re [-]	2,23E+07	2,25E+07	2,26E+07	2,27E+07	2,25E+07	1,22E+07
Rohrreibungszahl (Zanke)	λ	8,07E-03	8,06E-03	8,06E-03	8,06E-03	8,06E-03	8,48E-03
Druck (Rohrende)	p _e [bar]	68,28	67,47	66,66	65,00	63,27	58,59
Druckverlust	Δp [bar]	11,72	12,53	13,34	15,00	16,73	21,41
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	Δp [%]		6,9	13,8	28,0	42,8	82,7

Berechnung Verdichterleistung

Größe	Symbol						
Isentr. Verdichterwirkungsgra	η _s [%]	72	72	72	72	72	72
Verdichterleistung	P _v [MW]	5,352	6,164	7,052	9,113	11,665	46,188
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP _v [%]		15,2	31,8	70,3	117,9	763,0
Verhältnis Verdichterleist./ transportierte Leistung	P _v /P [%]	0,04	0,05	0,06	0,08	0,10	0,39
zus. Verdichterleistung H ₂ / transportierte Leistung H ₂	ΔP _v / P _{H₂} [%]		0,44	0,45	0,46	0,47	0,34

Anlage 8 Leistungsverluste (Druckverlust / Verdichterleistung) bei Zumischung von H₂ zu Erdgas Russland-H (der Volumenstrom wird so angepasst, dass die transportierte Leistung konstant bleibt)



Gasanalyse/Gaskennwerte

Gaskomponenten	Symbol						
Methan	CH ₄	97,79	92,90	88,01	78,23	68,45	0,00
Stickstoff	N ₂	0,82	0,78	0,74	0,66	0,57	0,00
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06	0,00
Ethan	C ₂ H ₆	0,88	0,84	0,79	0,70	0,62	0,00
Propan	C ₃ H ₈	0,29	0,28	0,26	0,23	0,20	0,00
n-Butan	n-C ₄ H ₁₀	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,00
n-Pentan	n-C ₅ H ₁₂	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00
n-Hexan	n-C ₆ H ₁₄	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00
Wasserstoff	H ₂		5,00	10,00	20,00	30,00	100,00
	Summe	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Brennwert	H _{sv} [kWh/m ³]	11,121	10,739	10,359	9,598	8,838	3,542
Normdichte	ρ _n [kg/m ³]	0,735	0,702	0,670	0,605	0,541	0,090
Wobbe-Index	W _s [kWh/m ³]	14,750	14,570	14,389	14,026	13,666	13,431
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔWs [%]		-1,2	-2,5	-4,9	-7,4	-9,9

Bedingungen Transportleitung

Größe	Symbol						
Druck (Rohranfang)	p _a [bar]	80	80	80	80	80	80
Temperatur (Mittel)	T [°C]	10	10	10	10	10	10
Rohrdurchmesser	D [mm]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rauigkeitswerte	k [mm]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Länge der Leitung	l [km]	250	250	250	250	250	250
Normvolumenstrom	V _n [m ³ /h]	1.000.000	1.035.503	1.073.584	1.158.698	1.258.299	3.139.382
Normvolumenstrom H ₂	V _{n,H₂} [m ³ /h]	0	51.775	107.358	231.740	377.490	3.139.382
Normvolumenstrom Erdg.	V _{n,Erdg} [m ³ /h]	1.000.000	983.728	966.226	926.958	880.809	0
Transportierte Leistung H ₂	P _{H₂} [MW]	0	183	380	821	1.337	11.121
Transportierte Leistung Erdg.	P _{Erdg} [MW]	11.121	10.940	10.745	10.308	9.795	0
Transportierte Leistung	P [MW]	11.121	11.121	11.121	11.121	11.121	11.121
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP [%]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

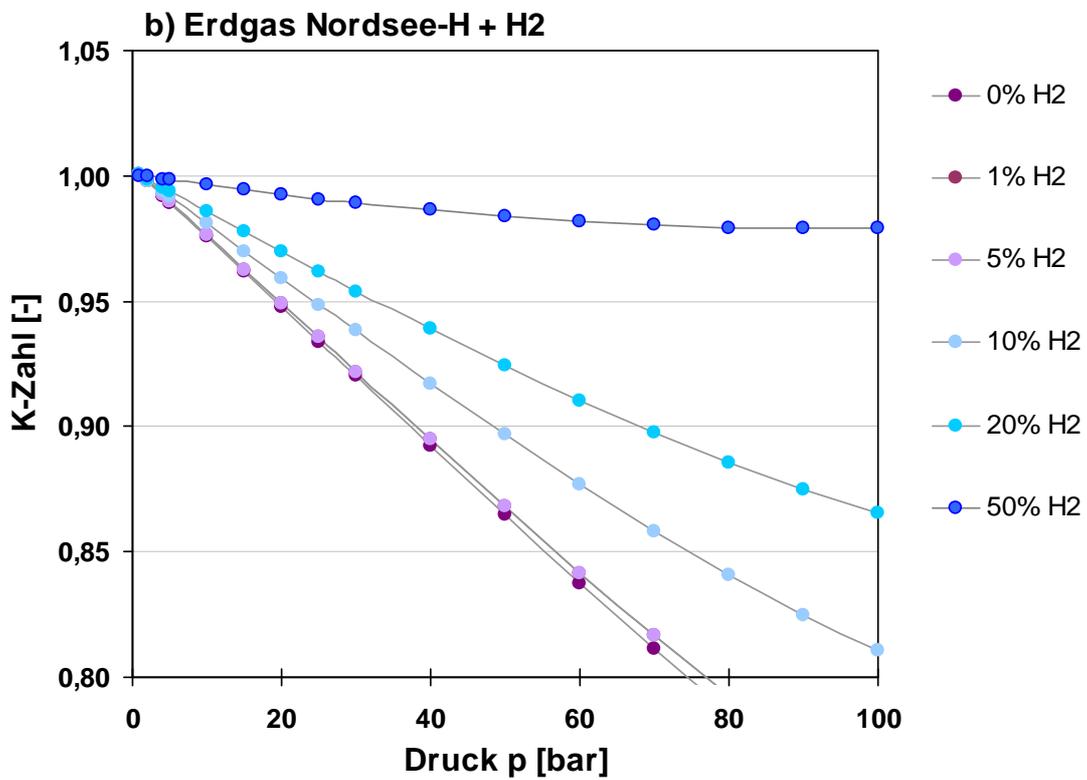
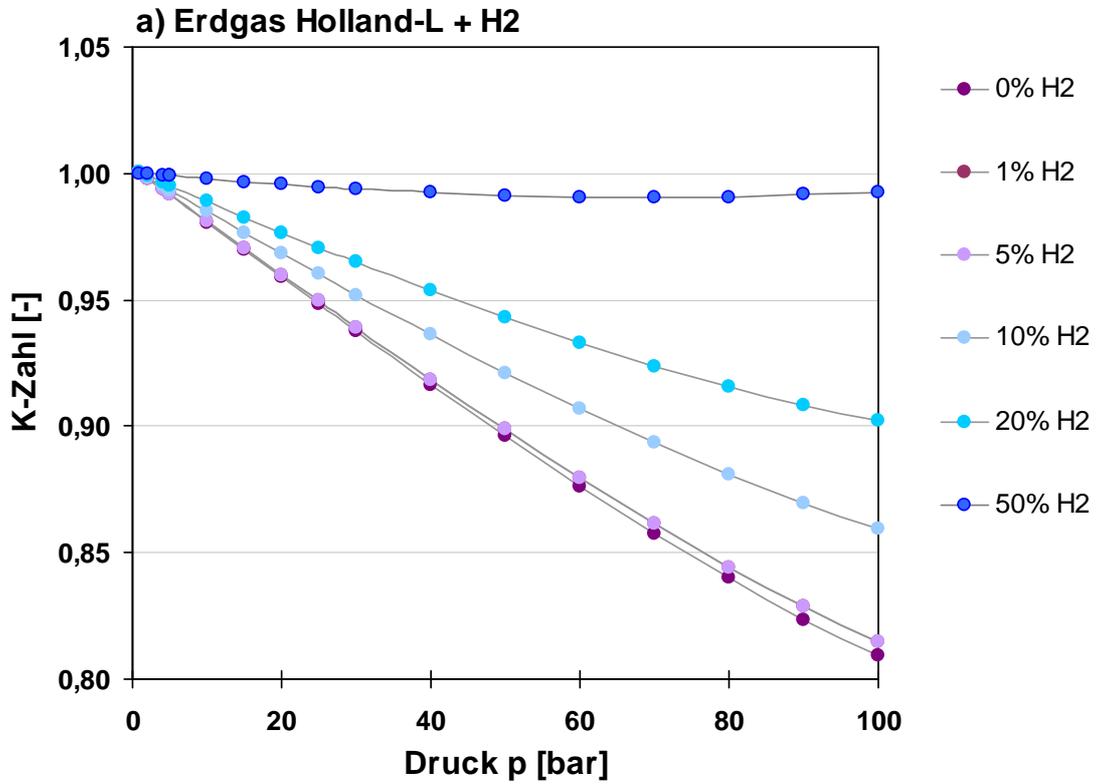
Berechnung Druckverlust

Größe	Symbol						
Betriebsvolumenstrom	V _b [m ³ /h]	11.047	11.726	12.430	13.936	15.615	43.259
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	3,91	4,15	4,40	4,93	5,52	15,30
Dichte	ρ [kg/m ³]	66,53	62,04	57,88	50,33	43,58	6,53
K-Zahl	K [-]	0,841	0,86	0,882	0,92	0,95	1,05
Dynamische Viskosität	η [μPa·s]	12,79	12,63	12,49	12,25	12,05	8,74
Reynoldszahl	Re [-]	2,03E+07	2,04E+07	2,04E+07	2,02E+07	2,00E+07	1,14E+07
Rohrreibungszahl (Zanke)	λ	8,12E-03	8,12E-03	8,12E-03	8,12E-03	8,13E-03	8,53E-03
Druck (Rohrende)	p _e [bar]	68,92	68,32	67,70	66,43	65,10	61,60
Druckverlust	Δp [bar]	11,08	11,68	12,30	13,57	14,90	18,40
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	Δp [%]		5,5	11,0	22,5	34,5	66,2

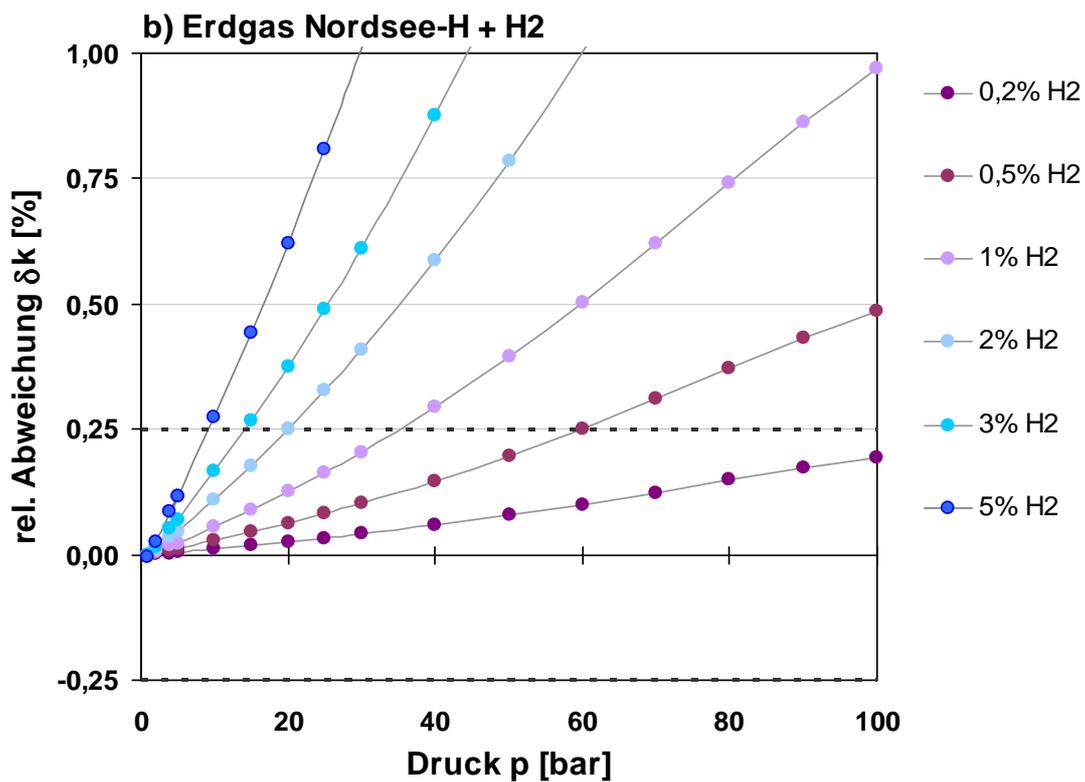
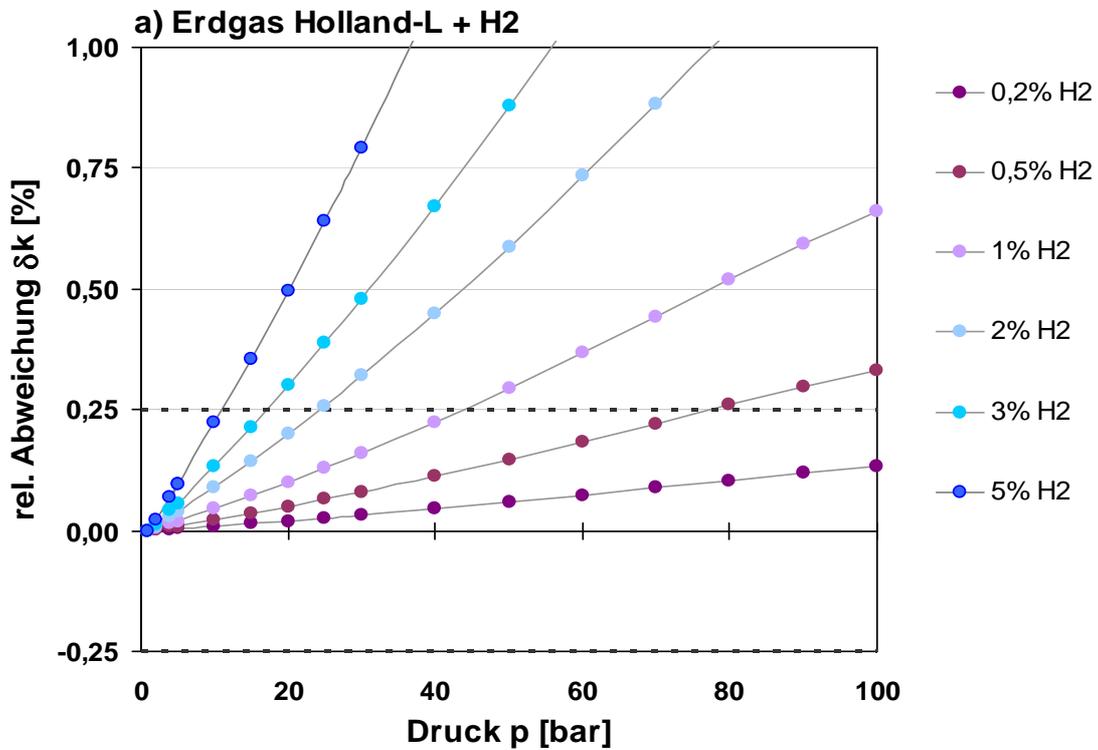
Berechnung Verdichterleistung

Größe	Symbol						
Isentr. Verdichtenwirkungsgra	η _s [%]	72	72	72	72	72	72
Verdichterleistung	P _V [MW]	5,313	5,965	6,677	8,317	10,320	35,997
Proz. Änderung im Vergleich zu reinem Erdgas	ΔP _V [%]		12,3	25,7	56,6	94,2	577,6
Verhältnis Verdichterleist./ transportierte Leistung	P _V /P [%]	0,05	0,05	0,06	0,07	0,09	0,32
zus. Verdichterleistung H ₂ / transportierte Leistung H ₂	ΔP _V /P _{H₂} [%]		0,36	0,36	0,37	0,37	0,28

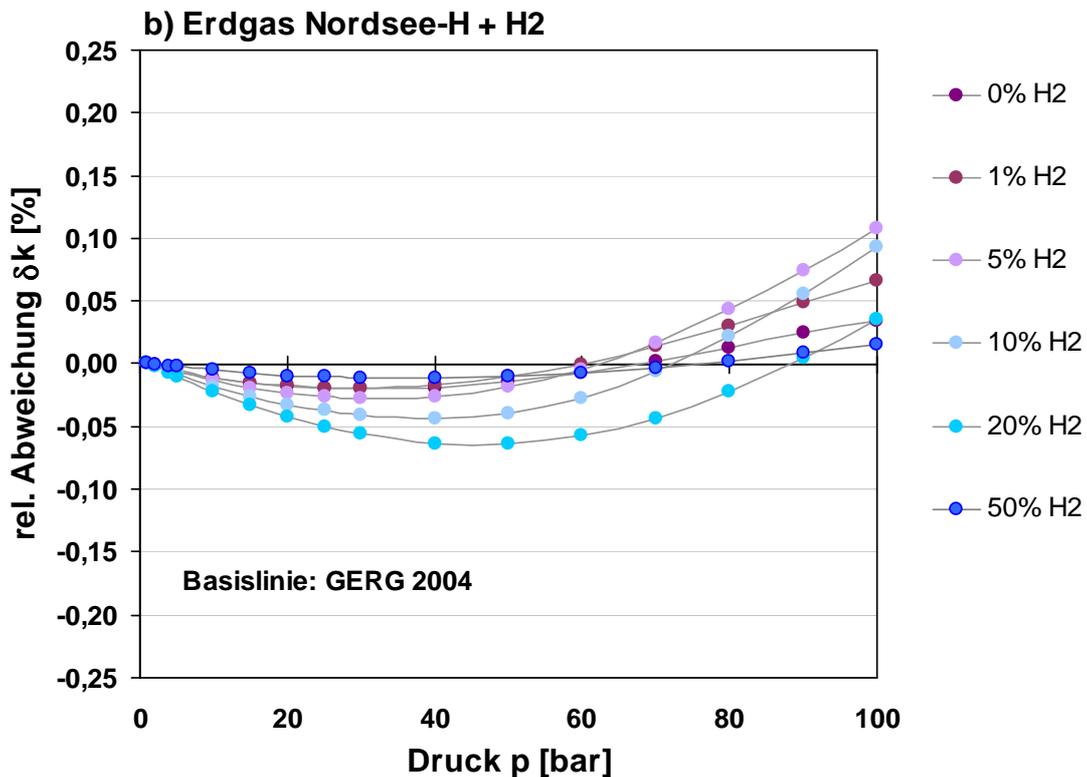
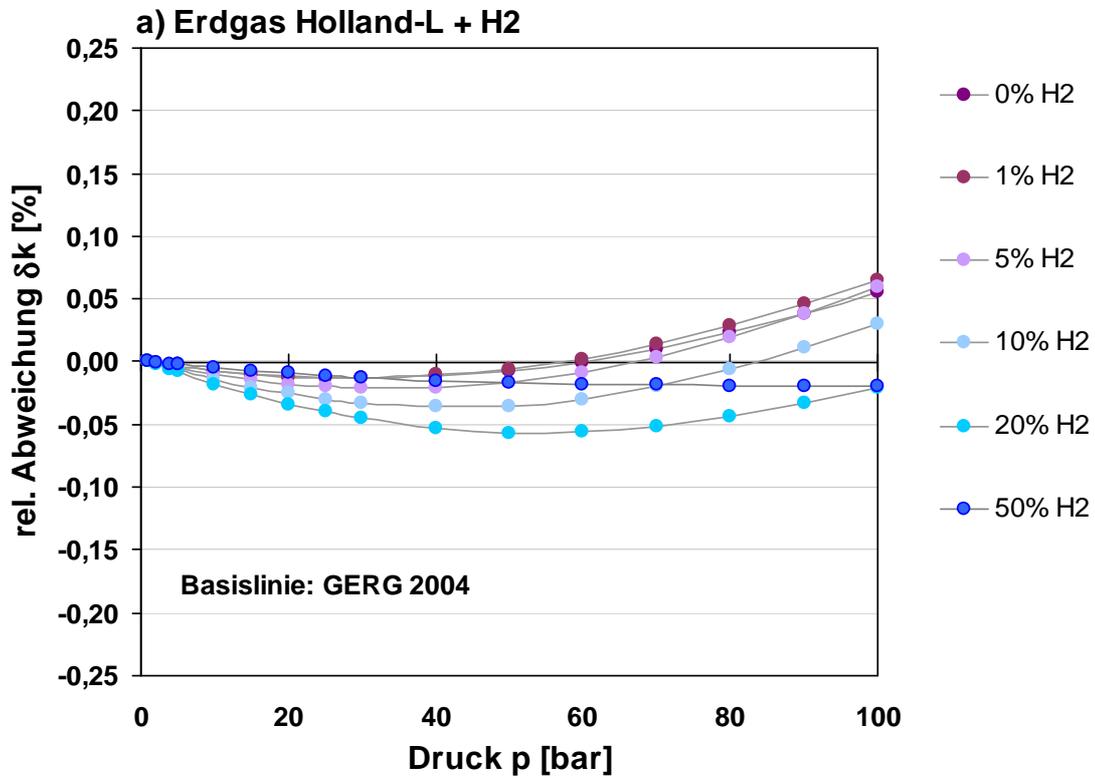
Anlage 9 K-Zahlen (GERG2004) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H mit Zumischungen von H₂ in Abh. des Druckes (t = 10 °C)



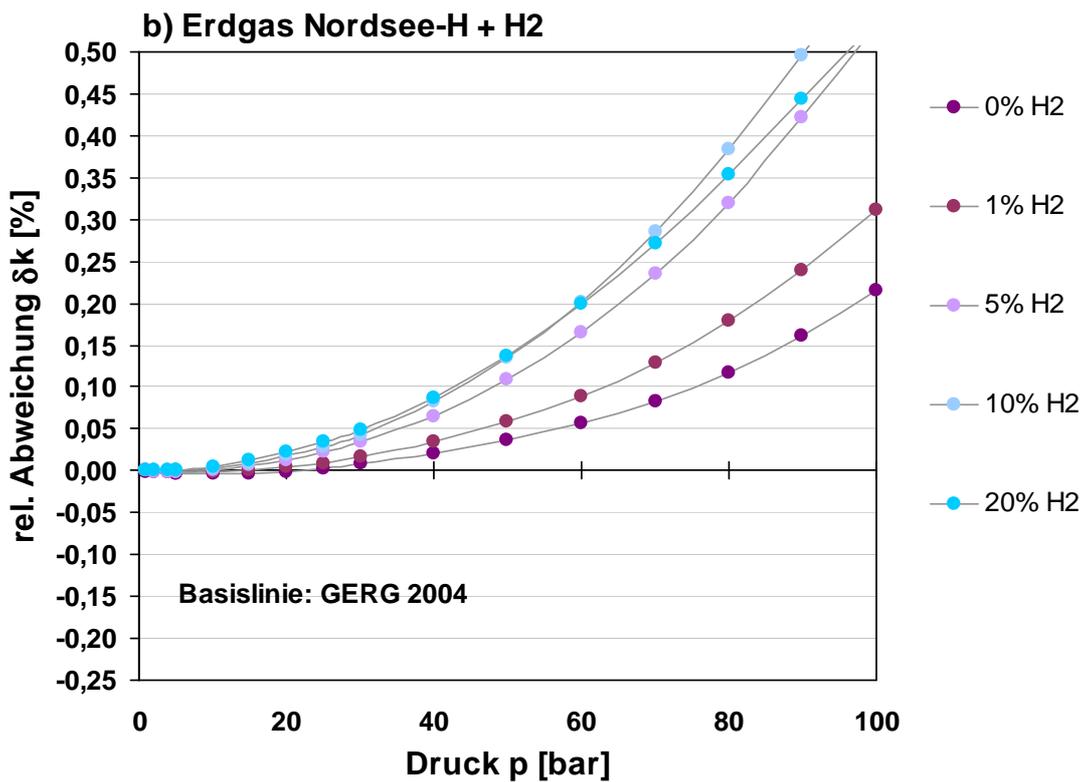
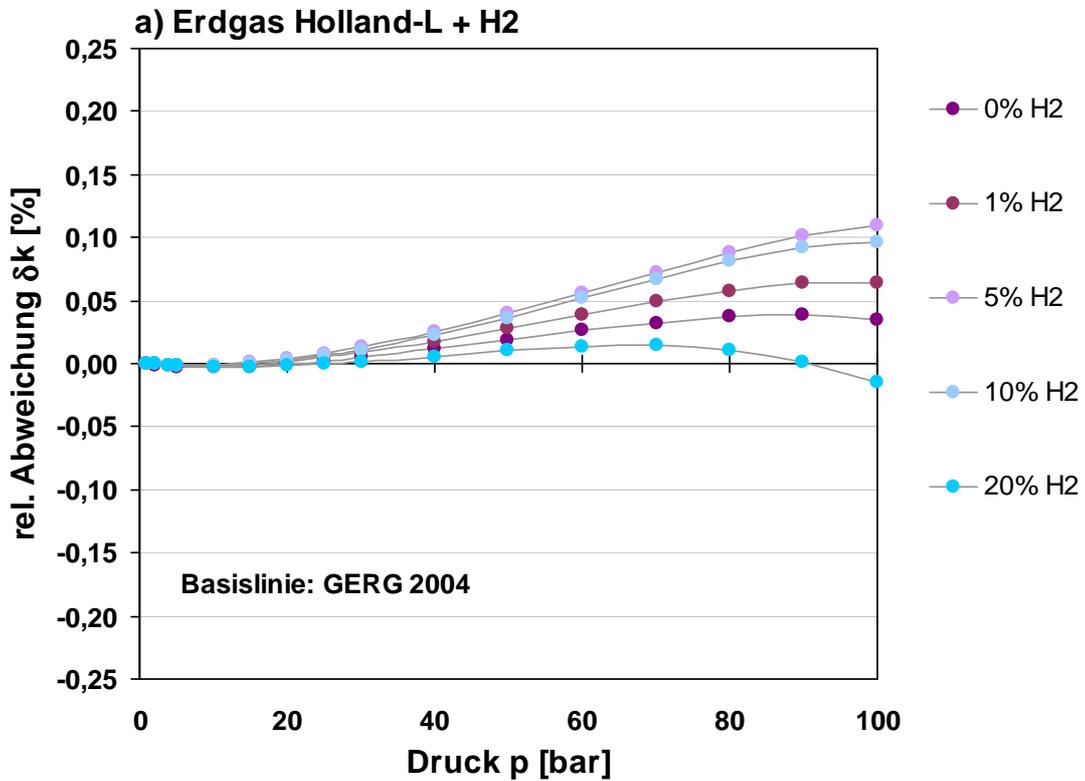
Anlage 10 Einfluss des H₂ auf die K-Zahl (t = 10°C) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H. (Die rel. Abw. entspricht einem Fehler in der K-Zahl der sich ergibt, wenn H₂ nicht berücksichtigt wird)



Anlage 11 Vergleich berechneter K-Zahlen nach der AGA8- und der GERG2004 Zustandsgleichung (Basislinie) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H



Anlage 12 Vergleich berechneter K-Zahlen nach der SGERG- und der GERG2004 Zustandsgleichung (Basislinie) für a) Erdgas Holland-L und b) Erdgas Nordsee-H



Anlage 13 Kenndaten ausgewählter alkalischer ELY-Hersteller

Hersteller	[48] (DE)	[48] (DE) DruckELY (ab 2013)	[52] (DE) (2012)	[52] (DE) (2013 - 2016)	[49](DE)	[146](N)
Nennleistung	~ 2 MW	~ 2 – 3 MW	~ 1 MW (DruckELY 150 kW)	~ 2 MW (DruckELY 500 kW ab 2013 / 2 MW ab 2014 / 6 MW ab 2016)	100 – 500 kW (2 MW möglich)	~ 2 MW
H₂- Produktion	422 Nm ³ /h (3,9 – 4,22 kWh/m ³)	422 – 720 Nm ³ /h (4,5 – 4,6 kWh/m ³)	185 Nm ³ /h (30 Nm ³ /h) 5,4 kWh/m ³ (5,0 kWh/m ³) Standby: ~ 30kW	450 Nm ³ (100 / 400 / 1.200 Nm ³ /h) 4,5 kWh/m ³ (5,0 kWh/m ³)	10 – 60 Nm ³ /h (5,4 kWh/m ³)	10 - 500 Nm ³ /h (4,1 – 4,3 kWh/m ³)
Wasser- versorgung	Speisewasser Leitfähigkeit < 1µs (keine Chloride und Sulfide)	Speisewasser Leitfähigkeit < 1µs (keine Chloride und Sulfide)	Trinkwasser	Trinkwasser	Speisewasser	k. A.
Strom- anschluss	~ 400 V AC	~ 400 V AC	Mittelspannung 20 kV ist zwingend; Anschlussleistung ca.17 MVA	Mittelspannung 20 kV ist zwingend; Anschlussleistung ca.17 MVA	3 x 400 AC (optional 3 x 480 oder 575 VAC)	k. A.
Anfahrzeiten 0 – 100%	k. A.	k. A.	Standby auf Nennlast: < 300 s	Standby auf Nennlast: < 300 s	k. A.	k. A.

Ausgangsdruck	Atmosphärischer Druck	30 bar	1 bar (58 bar)	1 bar (30 – 58 bar)	10 – 25 bar (bis 60 bar)	20 – 50 bar
Wirkungsgrad*	~ 80 % ohne Nebenanlagen	~ 75 % ohne Nebenanlagen	~ 65 % (~ 70 %) 10 % Überlast dauerhaft (Druck 150 %)	~ 78 % (~ 70 %) 10 % Überlast dauerhaft (Druck 150 %)	65 %	~ 80 %
Lebensdauer	~ 20 a	k. A.	> 30 a Anlage Stack 8 – 10 a	> 30 a Anlage Stack 8 – 10 a	50.000 h	k. A.
Kosten	~ 900 EUR/kW	k. A.	800 – 1.000 EUR/kW 960 – 1.200 EUR/kW (Druck-ELY)	800 – 1.000 EUR/kW 960 – 1.200 EUR/kW (Druck-ELY)	1.800 – 2.400 EUR/kW	~ 700 EUR/kW
Lieferzeit	k. A.	k. A.	10 Monate 4 Monate Montage	10 Monate 4 Monate Montage	k. A.	k. A.

* Derzeitiger technischer Wirkungsgradstand (elektrische Leistungsaufnahme bezogen auf Brennwert H₂)

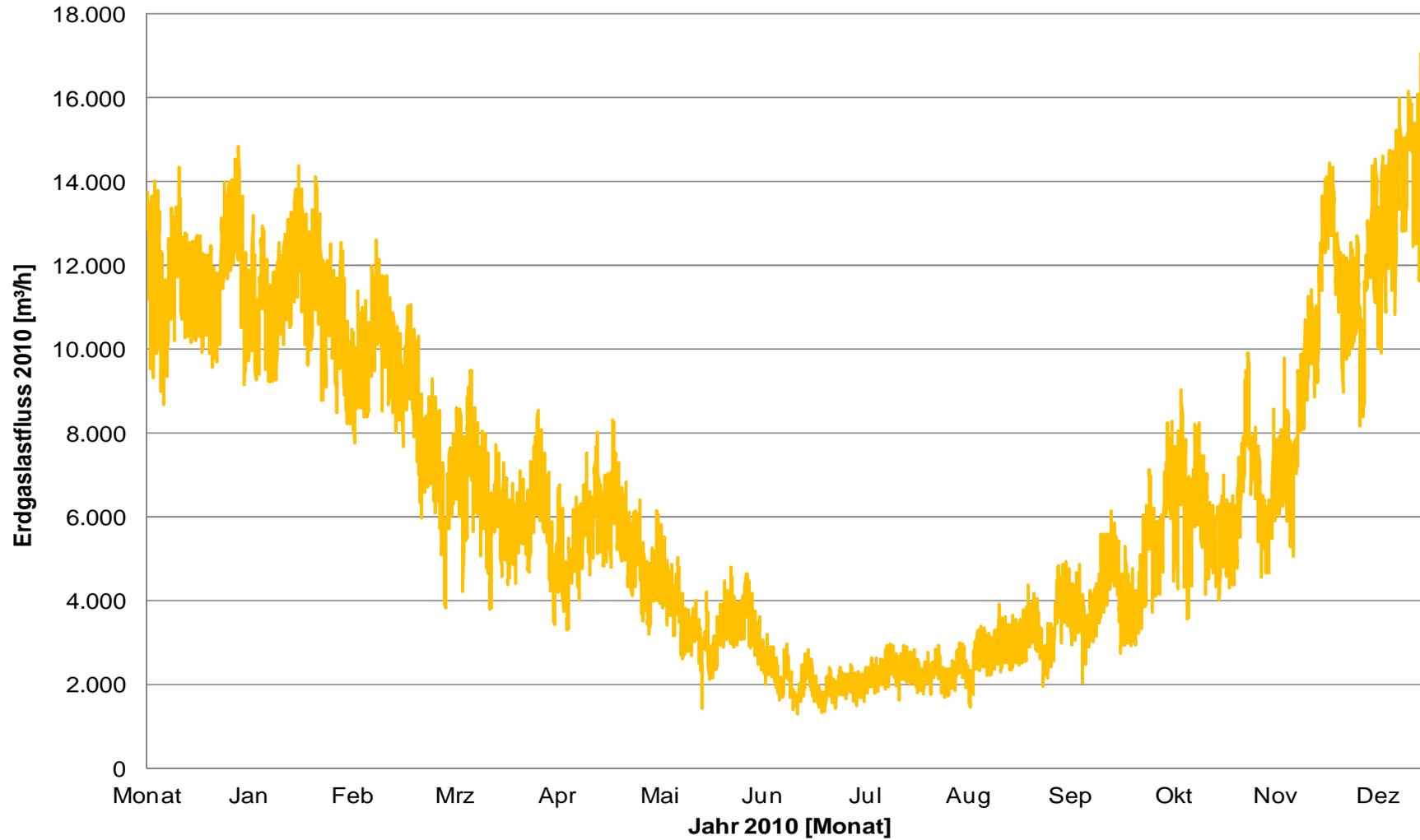
Anlage 14 Kenndaten ausgewählter PEM-ELY-Hersteller

Hersteller	[55] (FR)	[57] (DE)	[157] (CAN)	[146](N)	[56] (DE) Produktlinie 1 (heute bis 2014)	[56] (DE) Produktlinie 2 (2015)	[56] (DE) Produktlinie 3 (ab 2018)
Nennleistung	25 – 200 kW	18 kW	2,5 MW (modularer Aufbau)	~ 50 kW	100 – 300 kW	0,7 – 7 MW	5 MW
H₂-Produktion	40 Nm ³ /h (5 kWh/m ³)	3,6 Nm ³ /h (5 - 5,45 kWh/m ³)	500 Nm ³ /h	10 Nm ³ /h (4,4 kWh/m ³)	ca. 20 – 60 Nm ³ /h	ca.140 – 1.400 Nm ³ /h	ca. 1.000 Nm ³ /h
Wasser-versorgung	Trinkwasser	Trinkwasser	Trinkwasser	Trinkwasser	Deionat Leitfähigkeit ca. 1µS	Deionat Leitfähigkeit ca. 1µS	Deionat Leitfähigkeit ca. 1µS
Stromanschluss	400 V AC 50/60 Hz, 320 kVA	300 - 440 V AV 360 – 560 V DC	400/480/575 V AC 50/60 Hz	k. A.	20 kV AC	20 kV AC DC Spitzenleistung + 20 %	20 kV AC
Anfahrzeiten0 – 100%	ca. 40 s	5 – 10 min.	k. A.	wenige Sekunden	< 10 min. < 10 s (Stand bay)	< 10 min. < 10 s (Standby)	< 10 min. < 10 s (Standby)
Ausgangsdruck	14 bar	30 bar	10 bar	30 bar	50 bar	20 – 50 bar	>50 bar
Wirkungsgrad*	~ 70 %	~ 60 – 70 %	k. A.	~ 80 %	projektspezifisch, Stack ~ 75 %	projektspezifisch, Stack ~ 75 % 200 % Last: 65 % 300 % Last: 60 %	projektspezifisch, Stack ~ 75 %

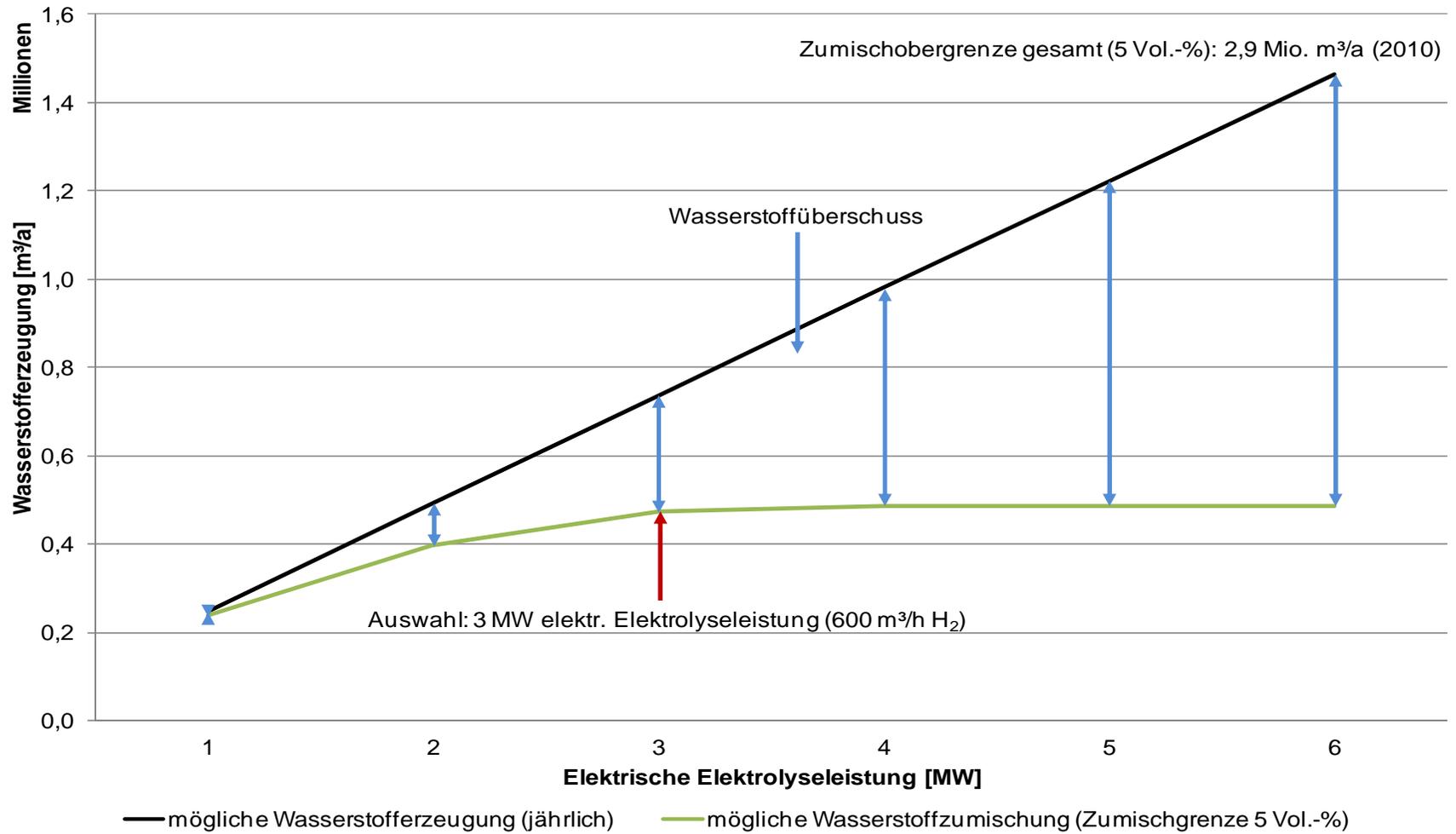
Lebensdauer	35.000 h	20.000 h	k. A.	k. A.	k. A.	> 20 a	> 20 a
Kosten	~ 500.000 EUR (2.400 EUR/kW)	~ 116.000 EUR (6.000 EUR/kW)	400.000 – 600.000 USD (300 USD/kW)	k. A.	k. A.	2.400 EUR/kW (Orientierung)	700 EUR/kW (Orientierung)
Lieferzeit	6 bis 8 Monate	10 Wochen	k. A.	k. A.	k. A.	12 Monate (ab 2016)	k. A.

* Derzeitig technischer Wirkungsgradstand (elektrische Leistungsaufnahme bezogen auf Brennwert H₂)

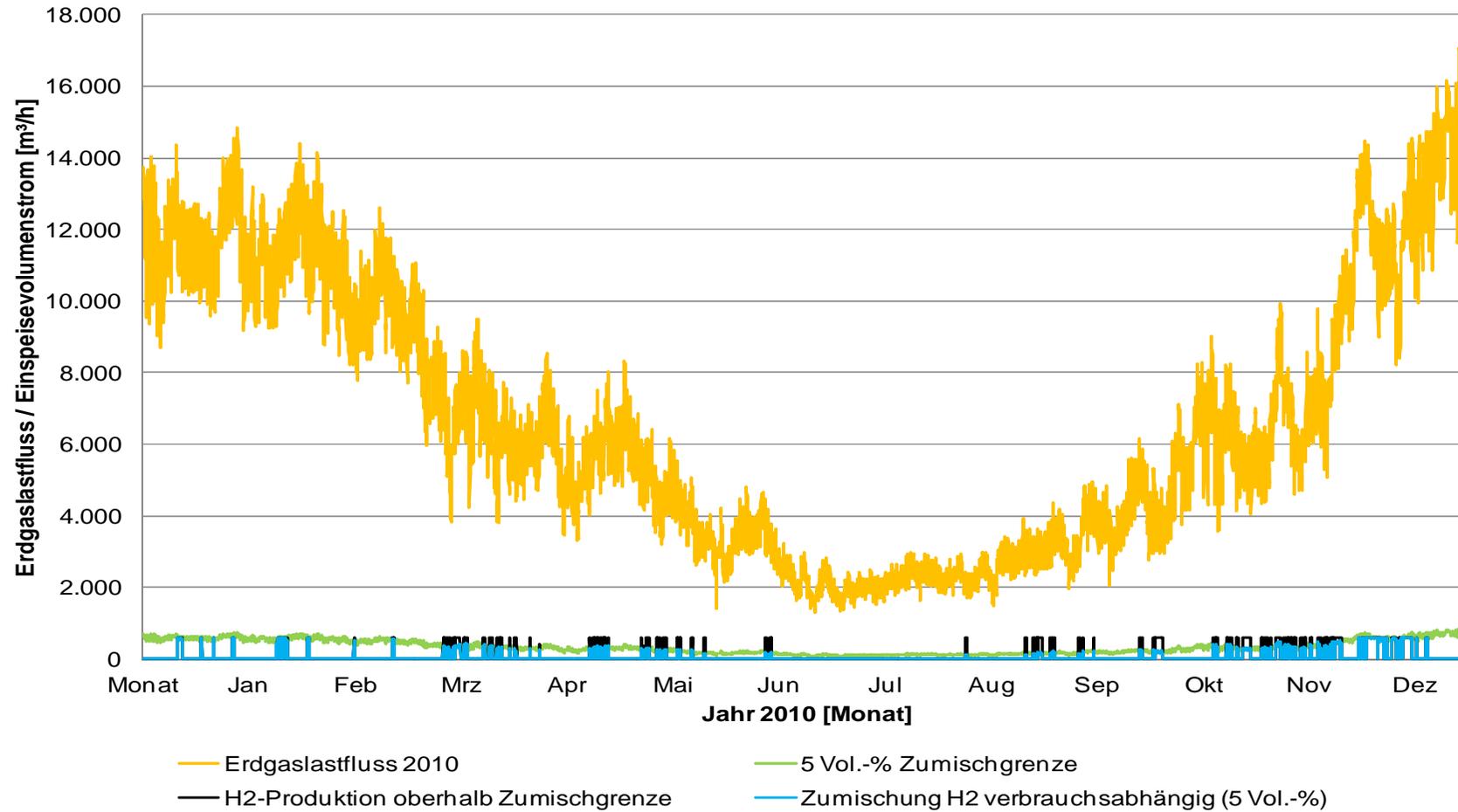
Anlage 15 Erdgaslastfluss Standort I Jahr 2010



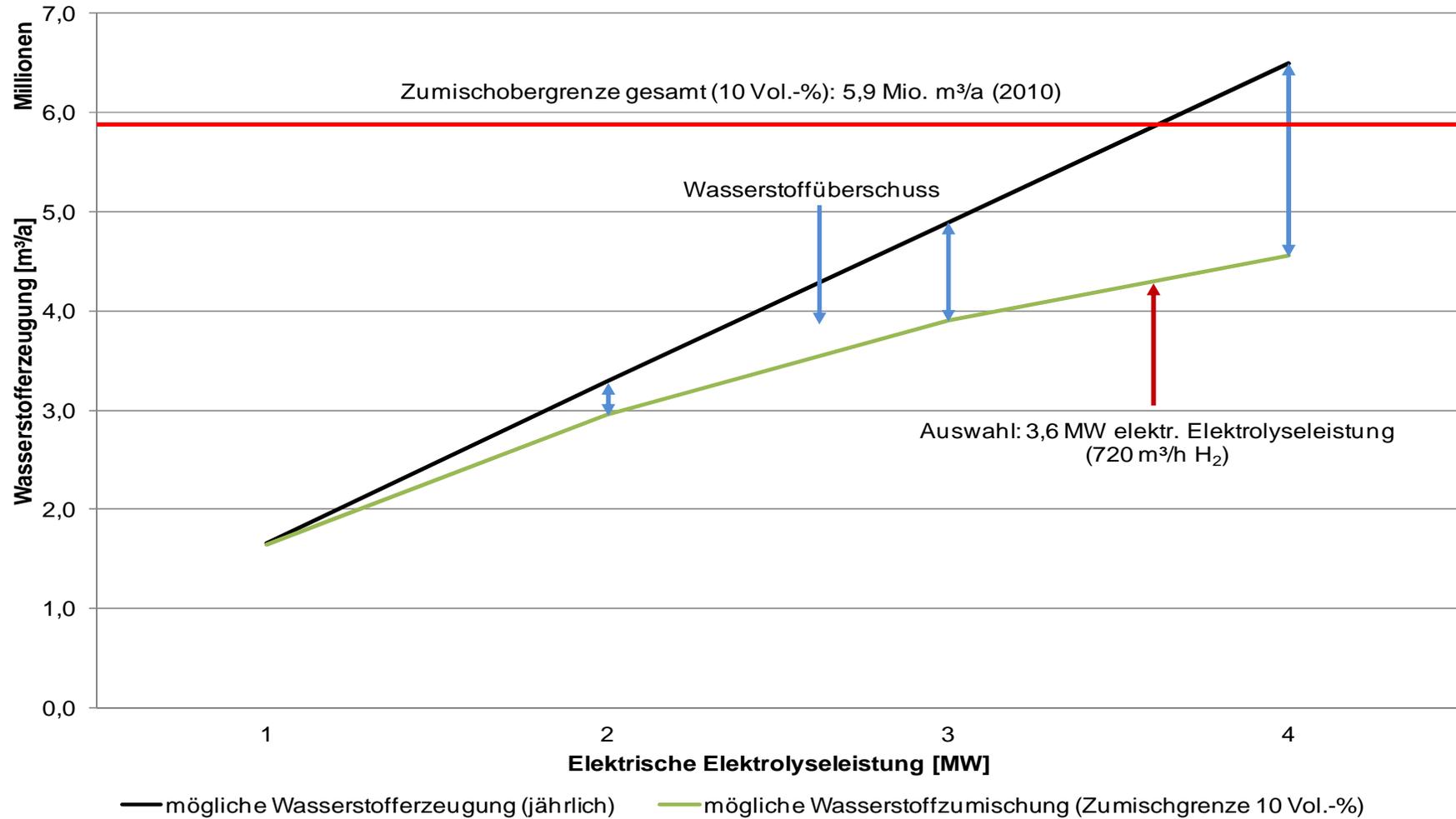
Anlage 16 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)



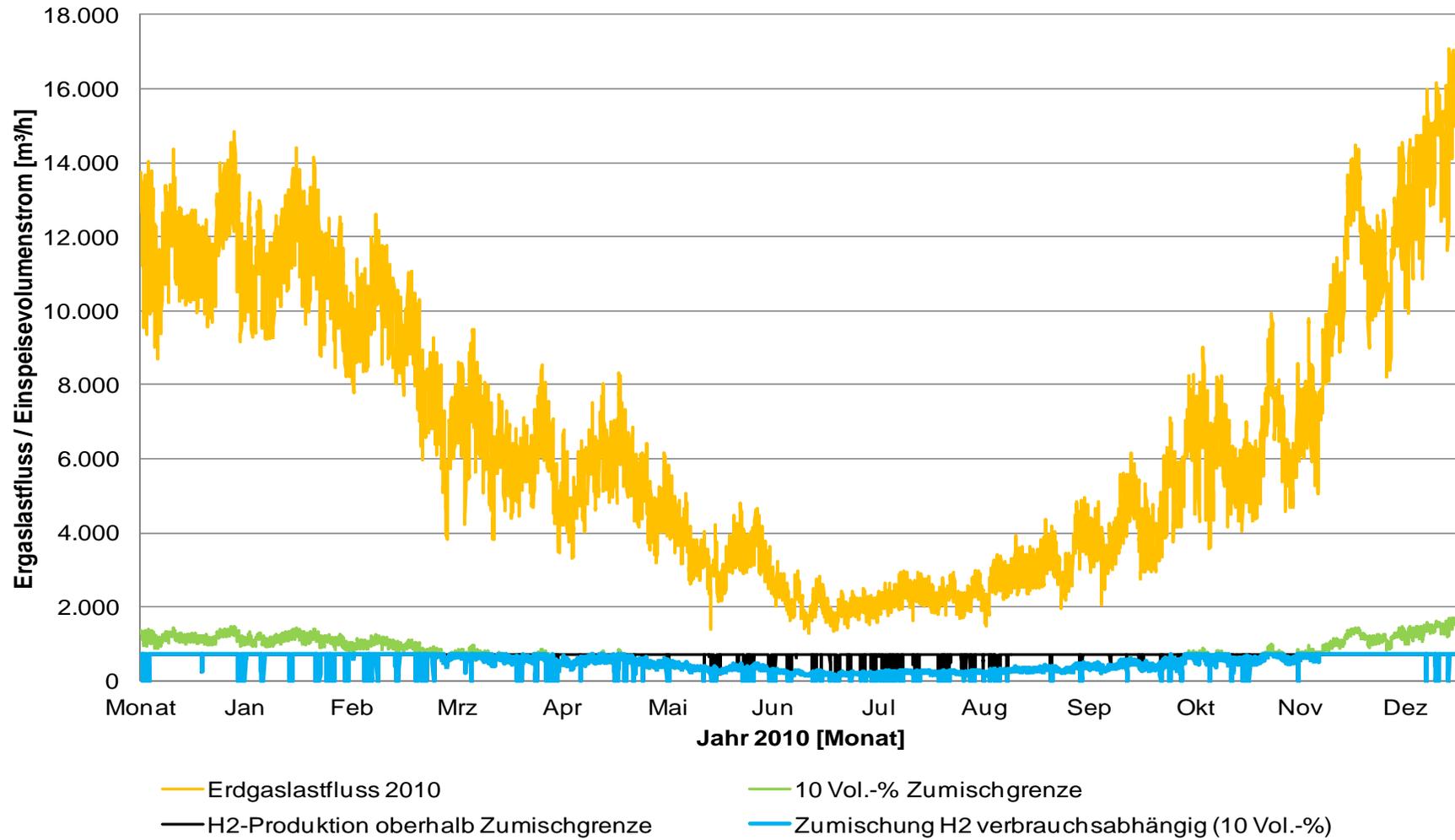
**Anlage 17 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (3 MW elektr. ELY-Leistung, 600 m³/h H₂, 5 Vol.-%
Zumischgrenze, NTP)**



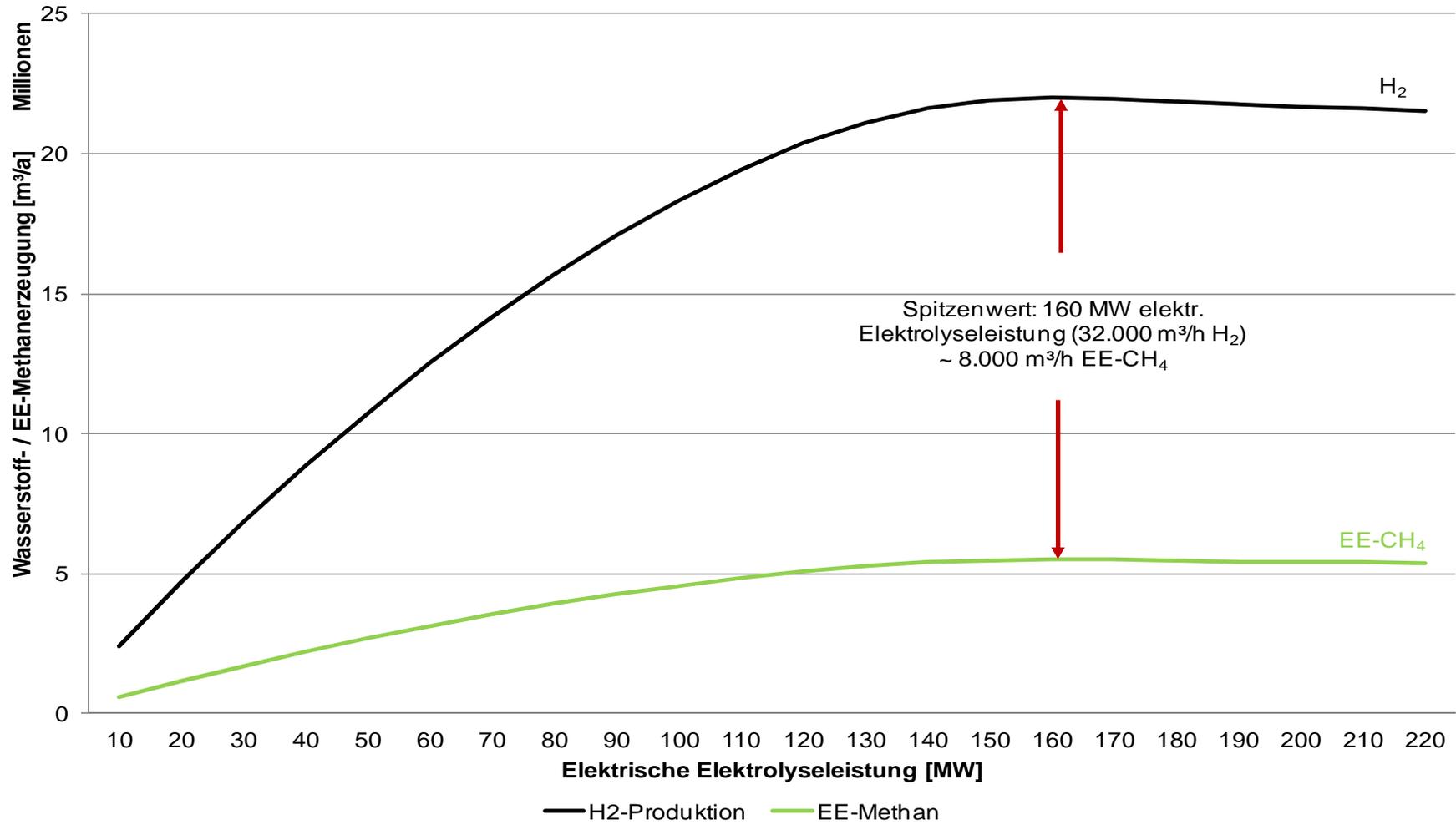
Anlage 18 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 10 Vol.-%, NTP)



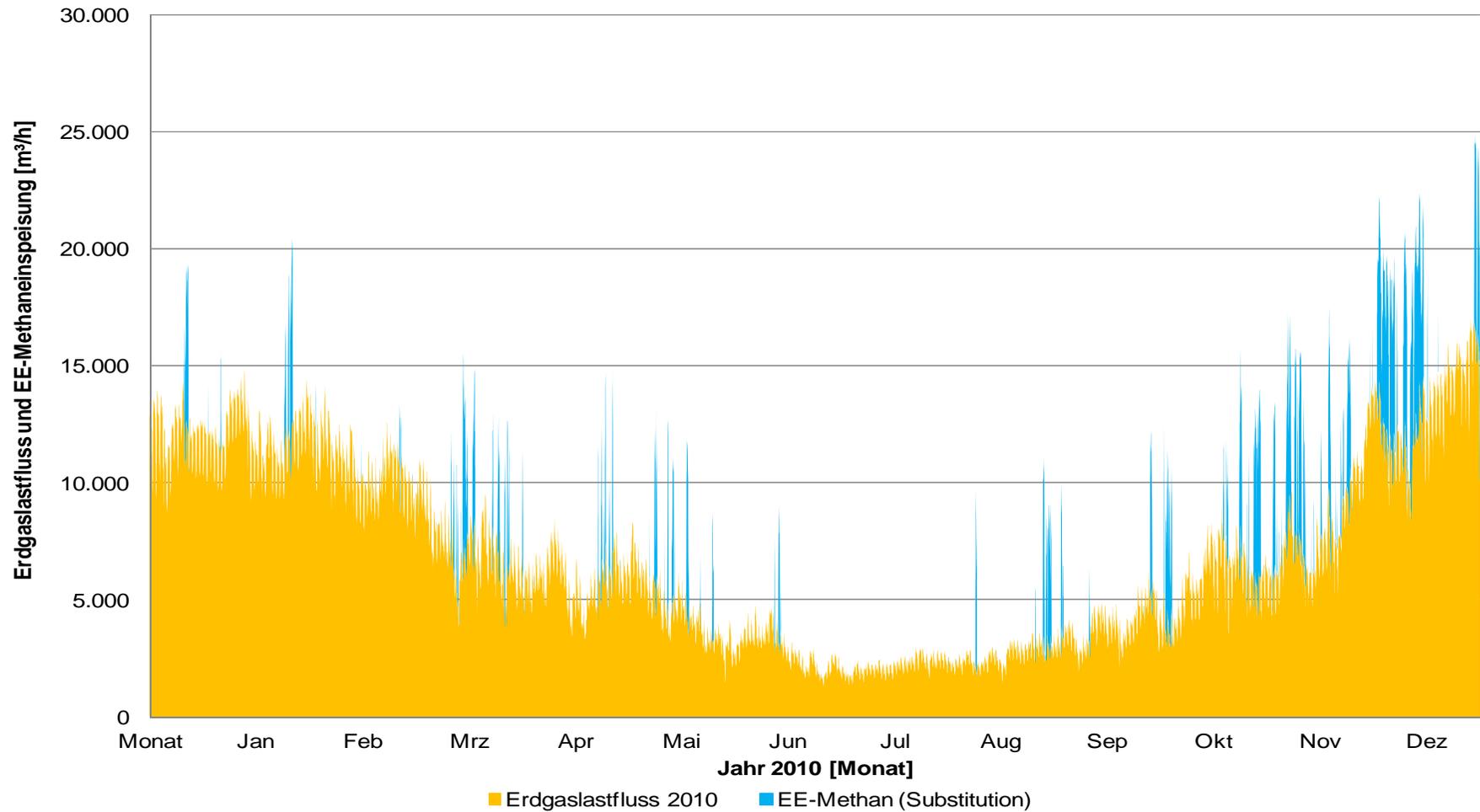
Anlage 19 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (3 MW elektr. ELY-Leistung, 600 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



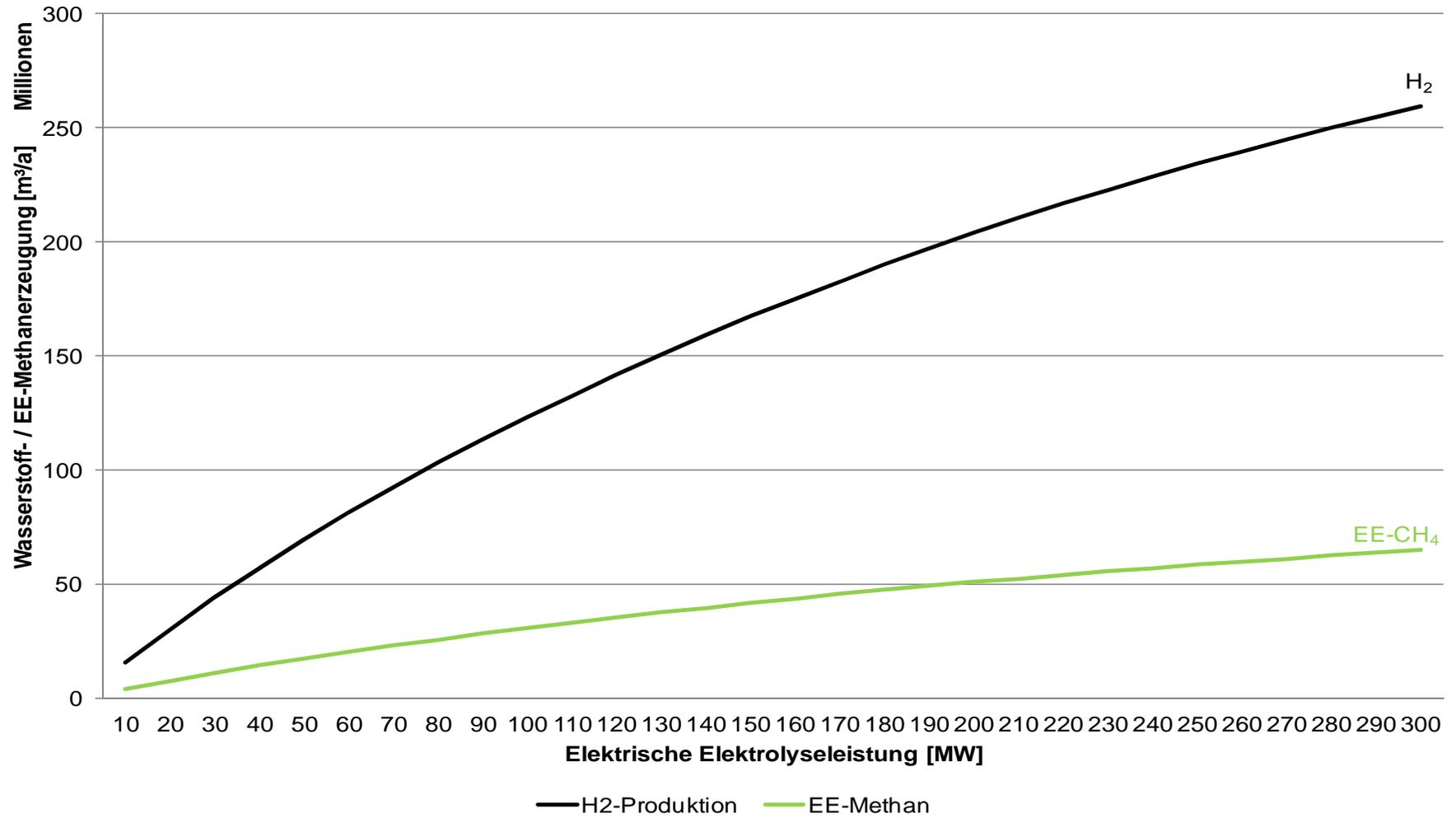
Anlage 20 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP)



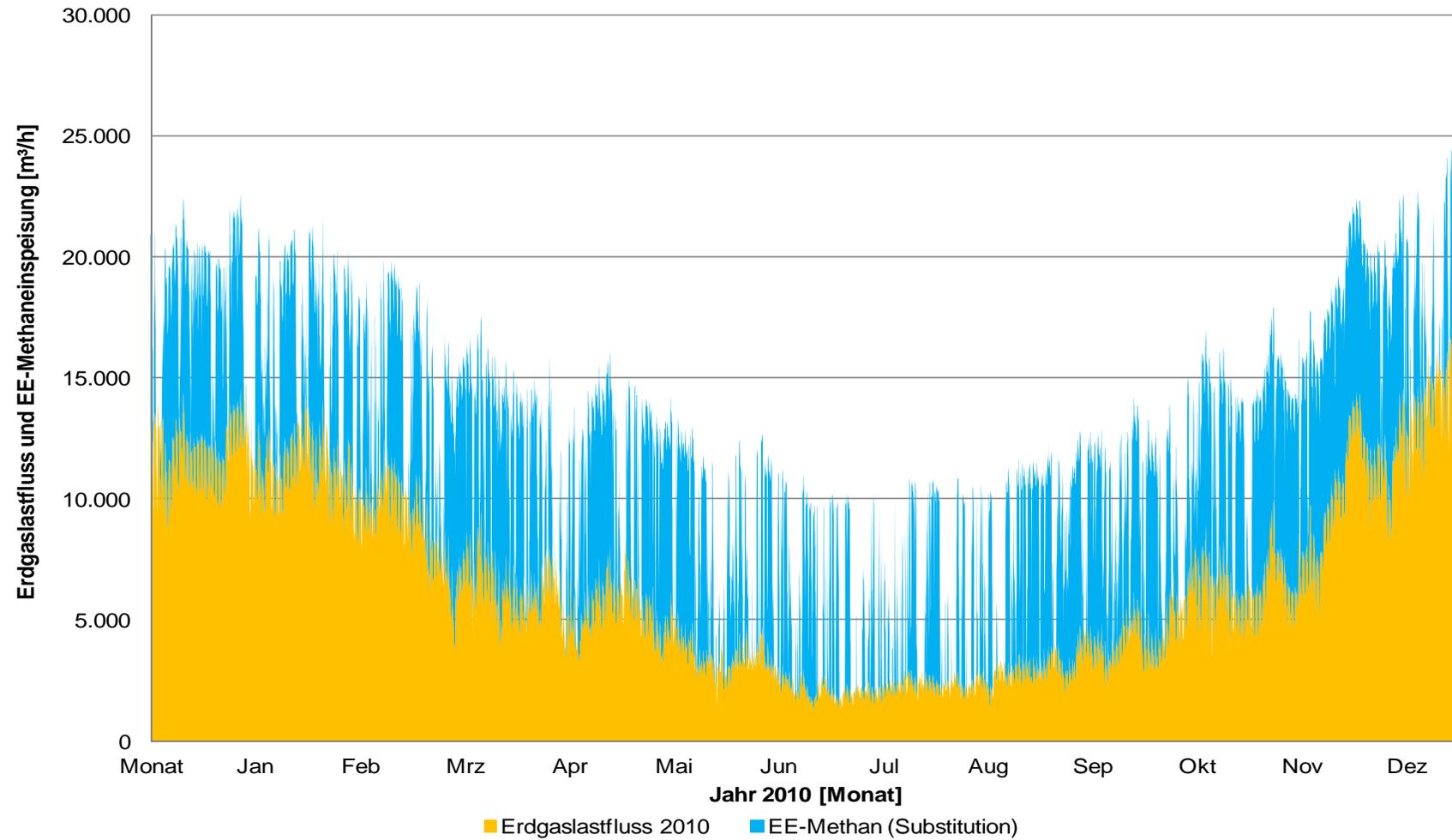
Anlage 21 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW, EÜ (NTP)



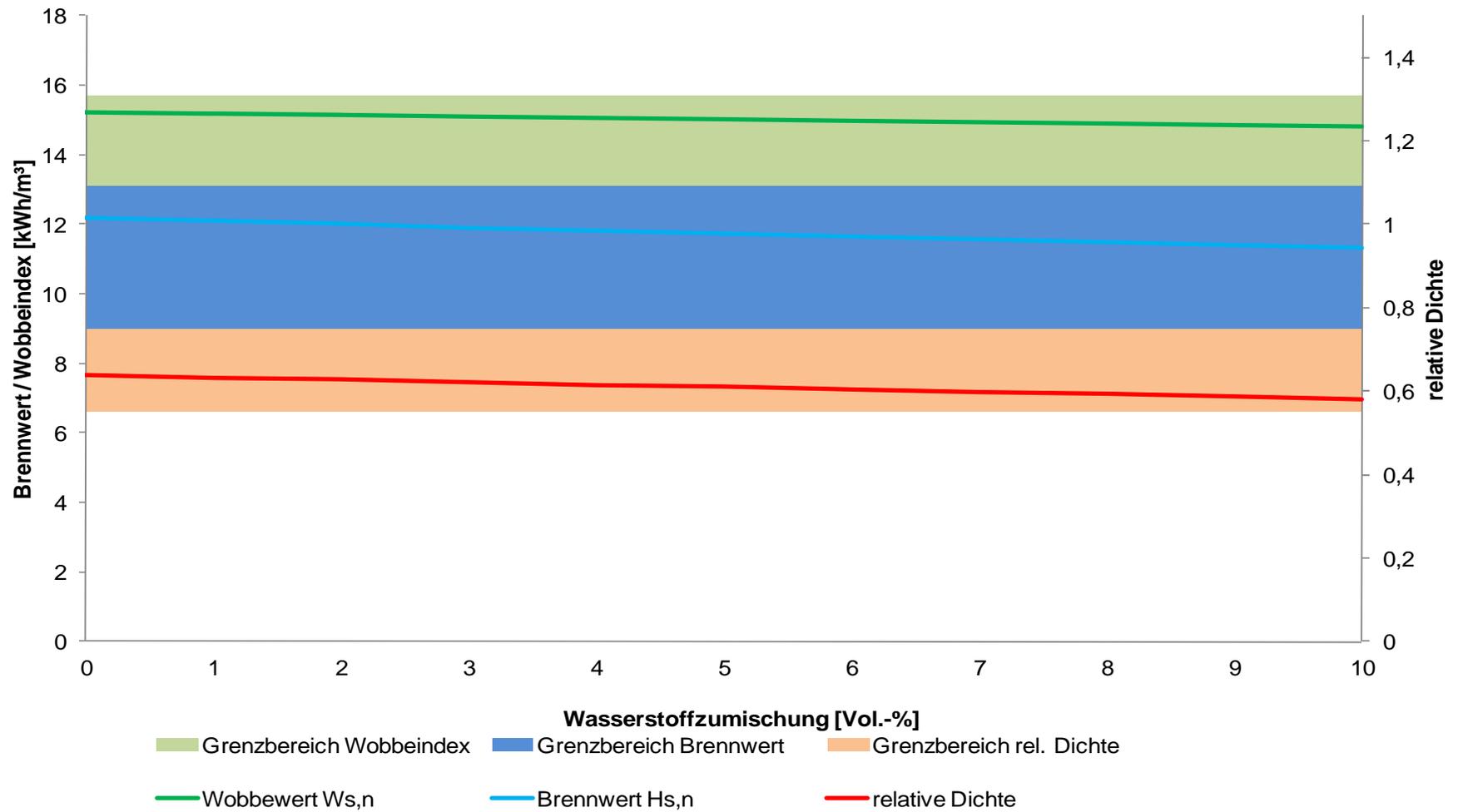
Anlage 22 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (10 - 200 MW, NTP)



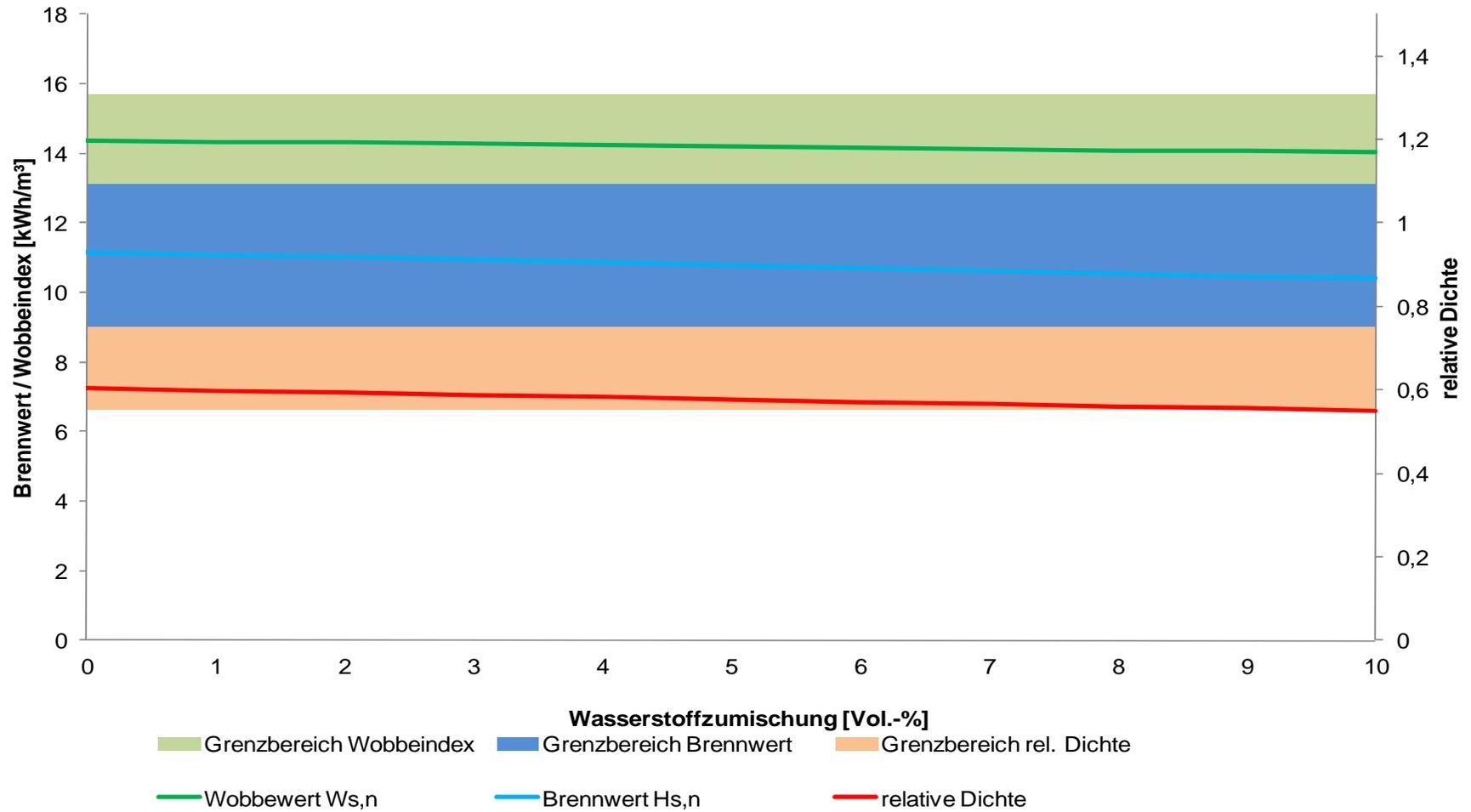
Anlage 23 Erdgaslastfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW (Beispiel), EB (NTP)



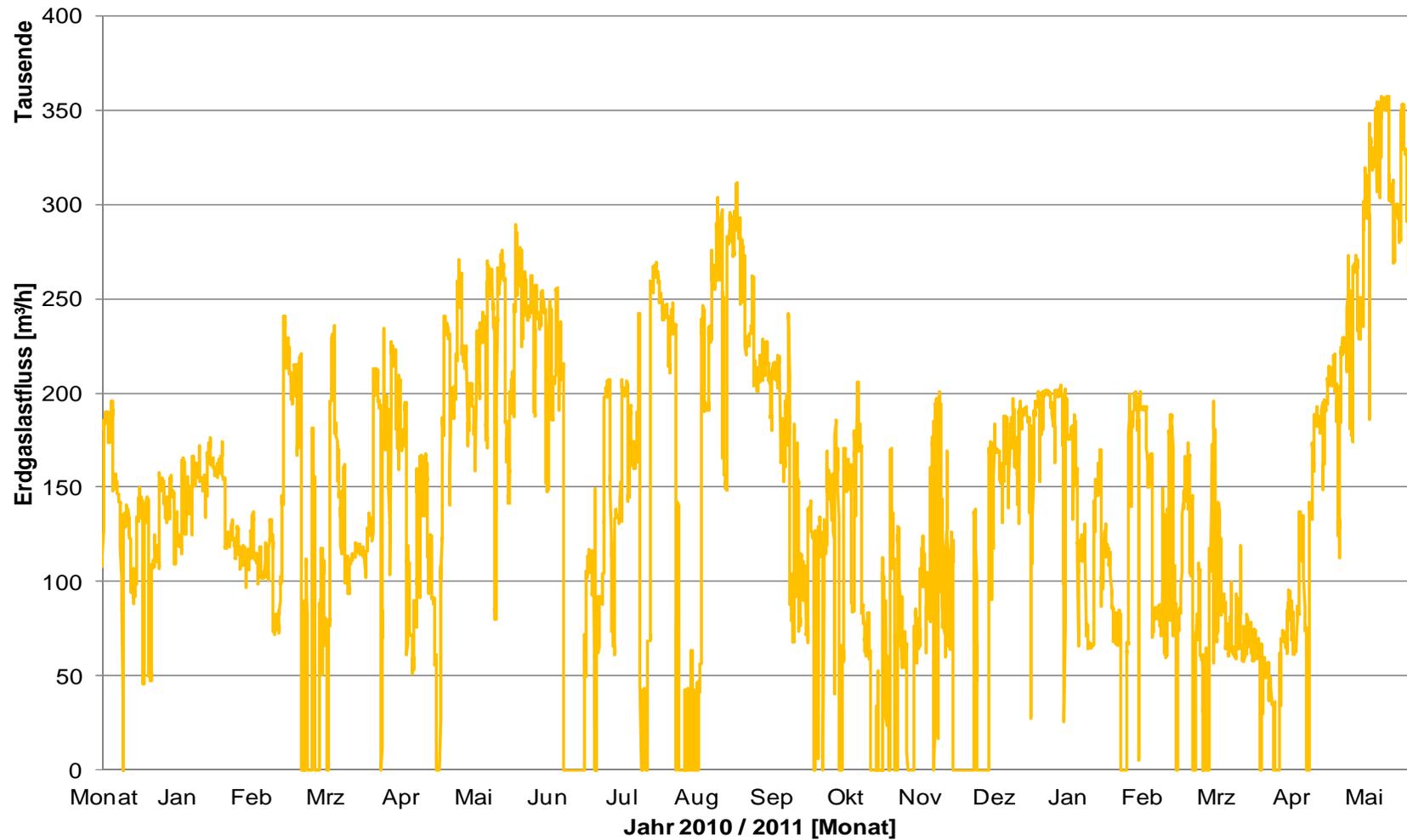
Anlage 24 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I



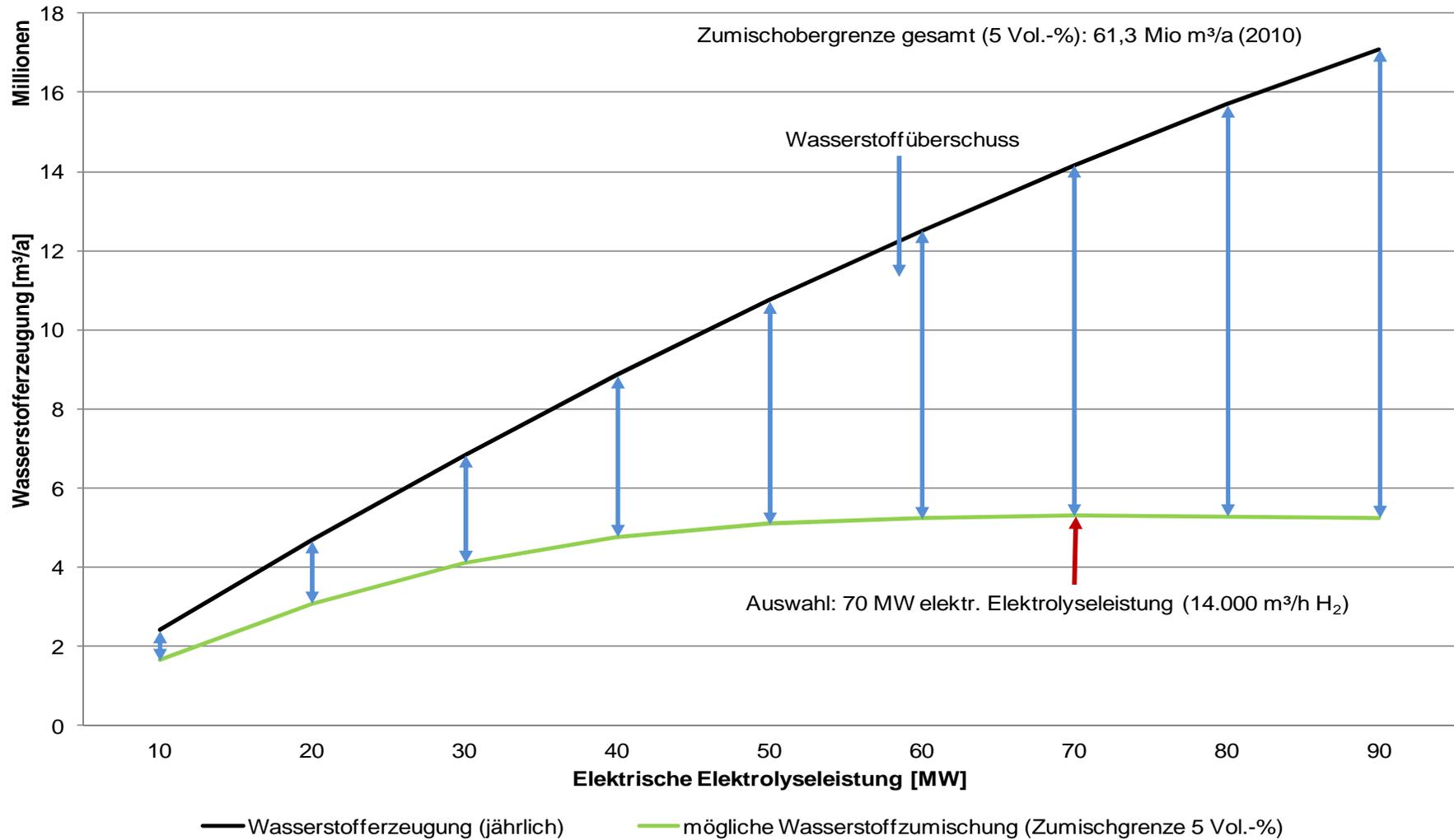
Anlage 25 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II



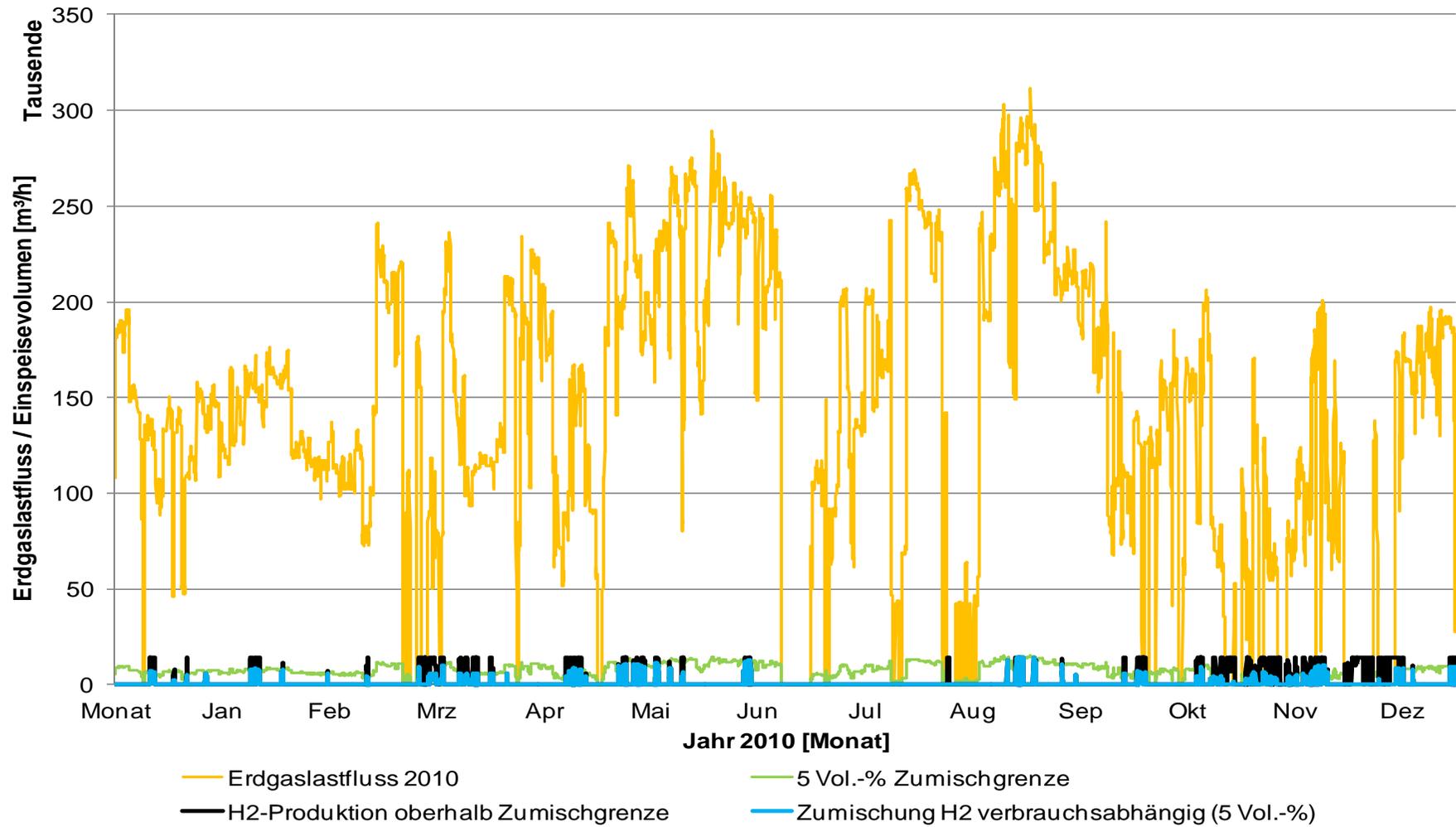
Anlage 26 Erdgaslastfluss am Standort II Januar 2010 bis Mai 2011 ohne Berücksichtigung von Fließrichtungswechsel (NTP)



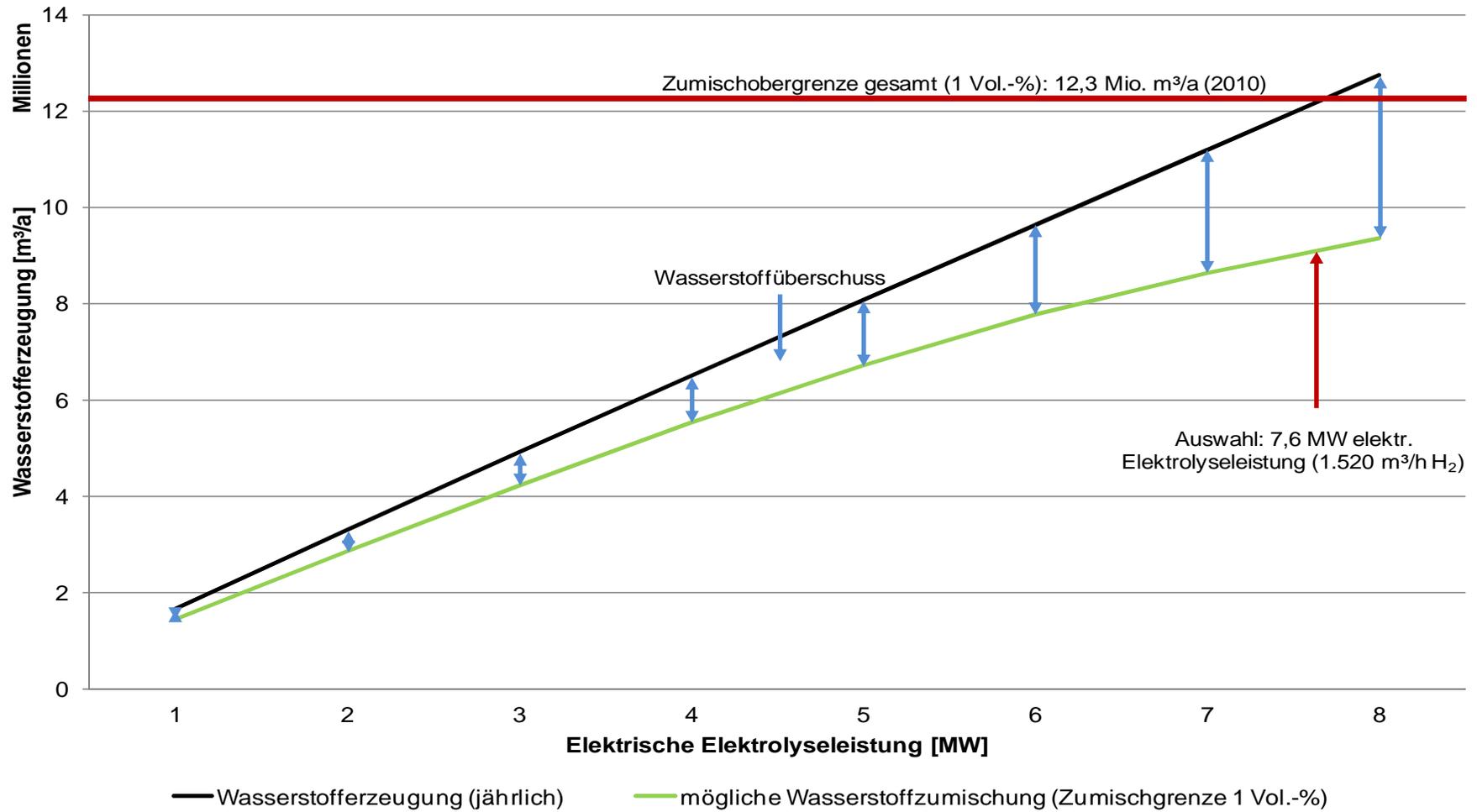
Anlage 27 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ aus Standort I (Beispiel 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



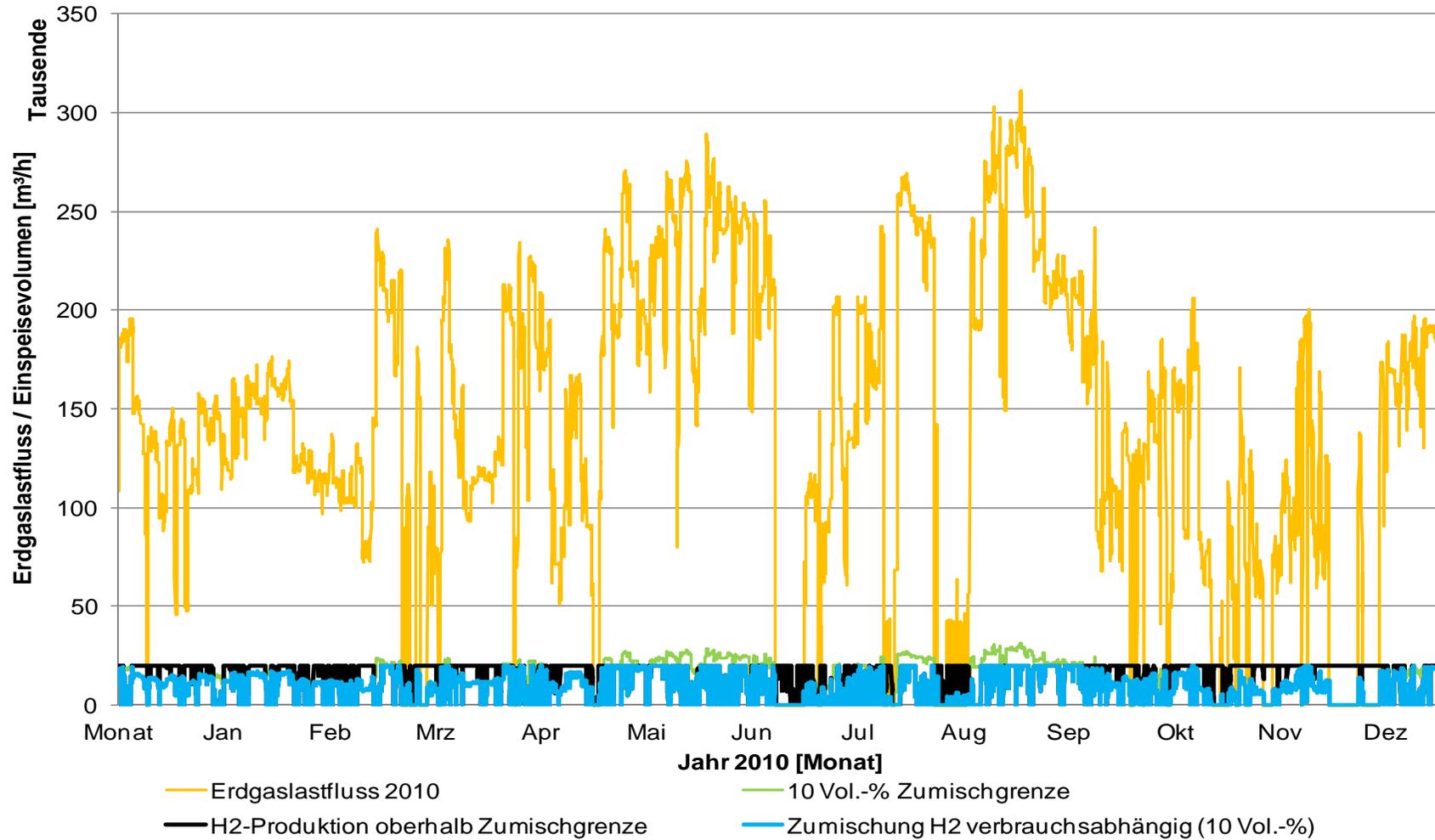
Anlage 28 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (70 MW elektr. ELY-Leistung, 14.000 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



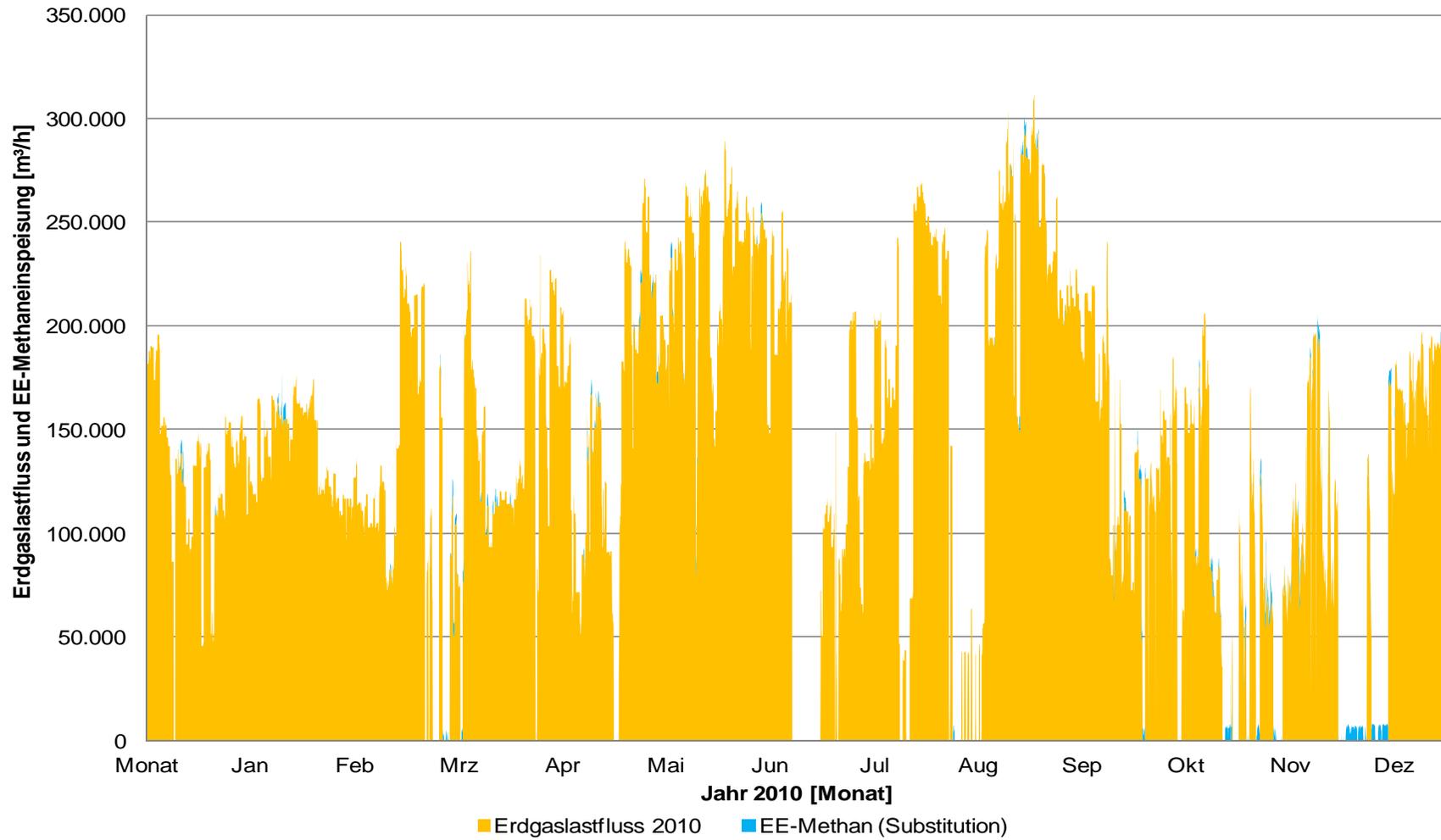
Anlage 29 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB aus Standort I (Beispiel für Zumischgrenze 1 Vol.-%, NTP)



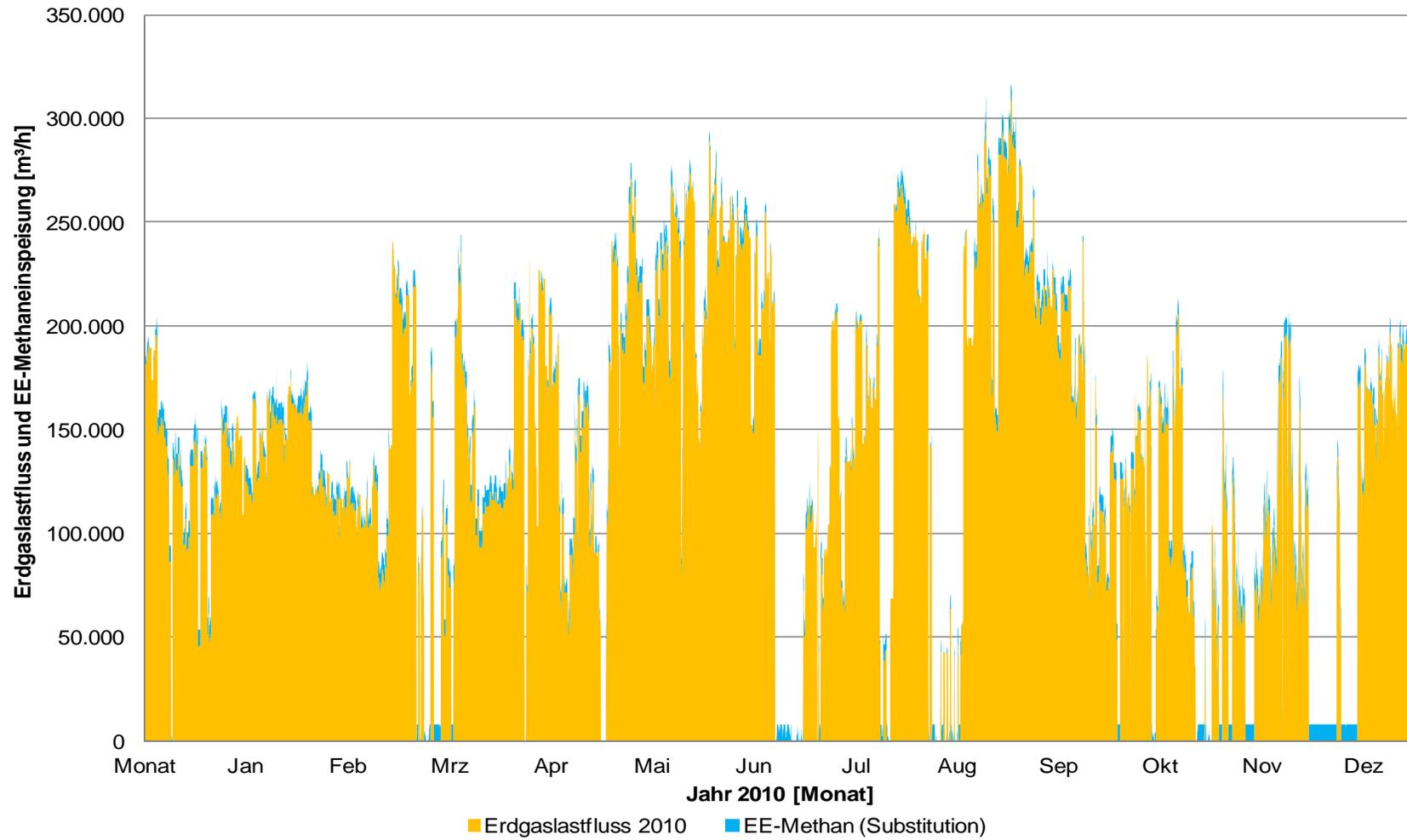
Anlage 30 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (99,2 MW elektr. ELY-Leistung, 19.840 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



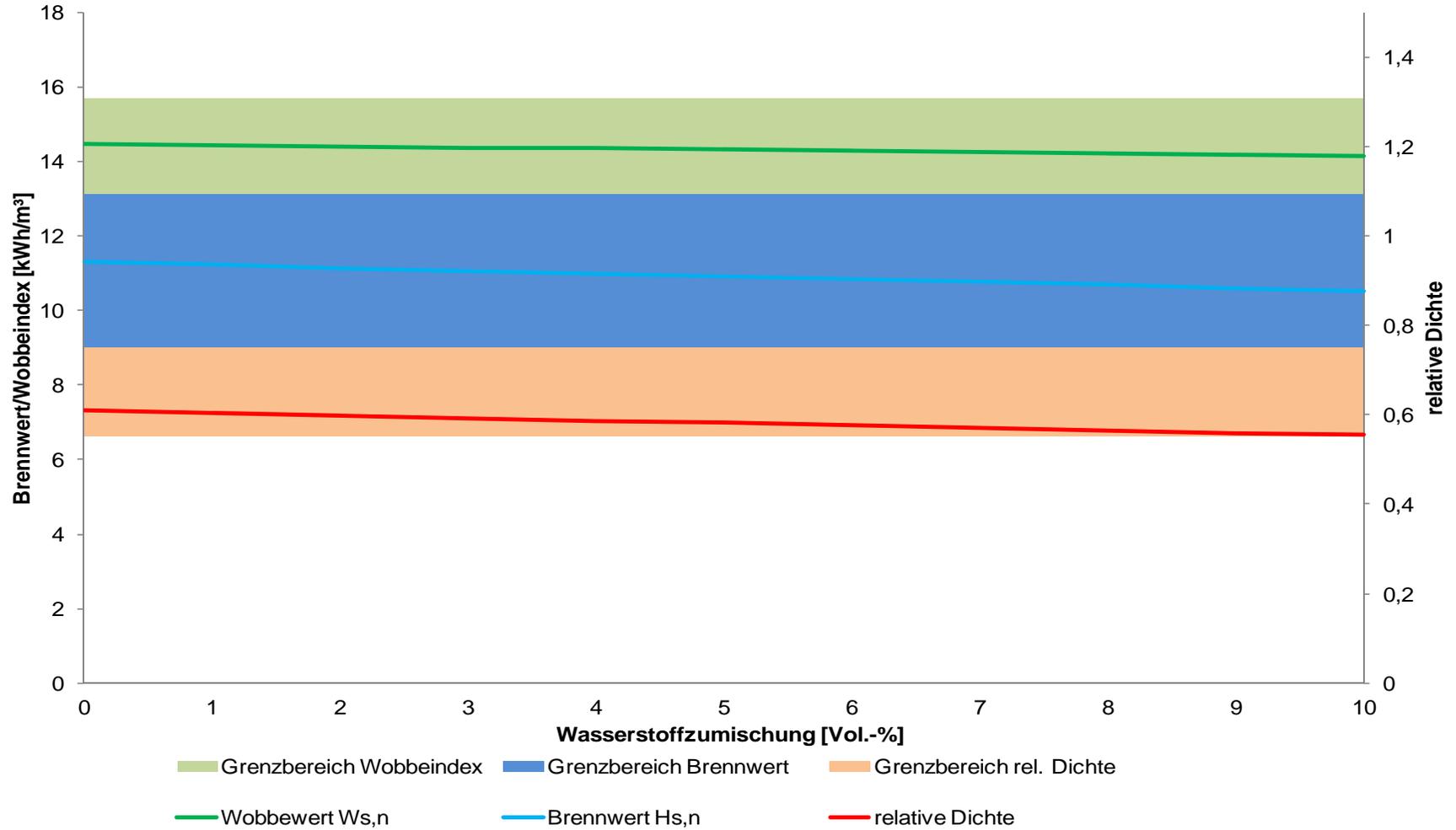
Anlage 31 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW, EÜ (NTP)



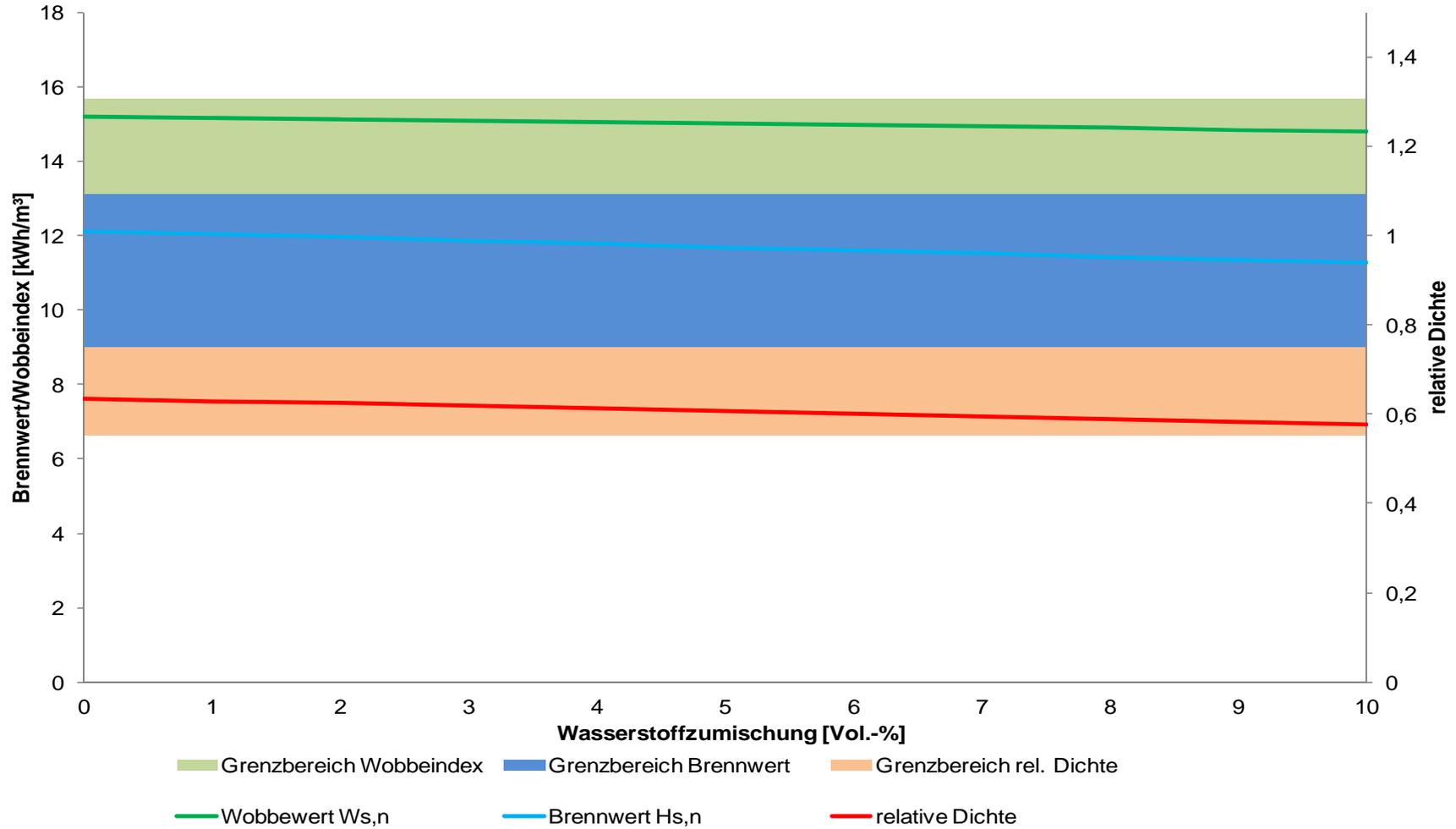
Anlage 32 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 160 MW, EB (NTP)



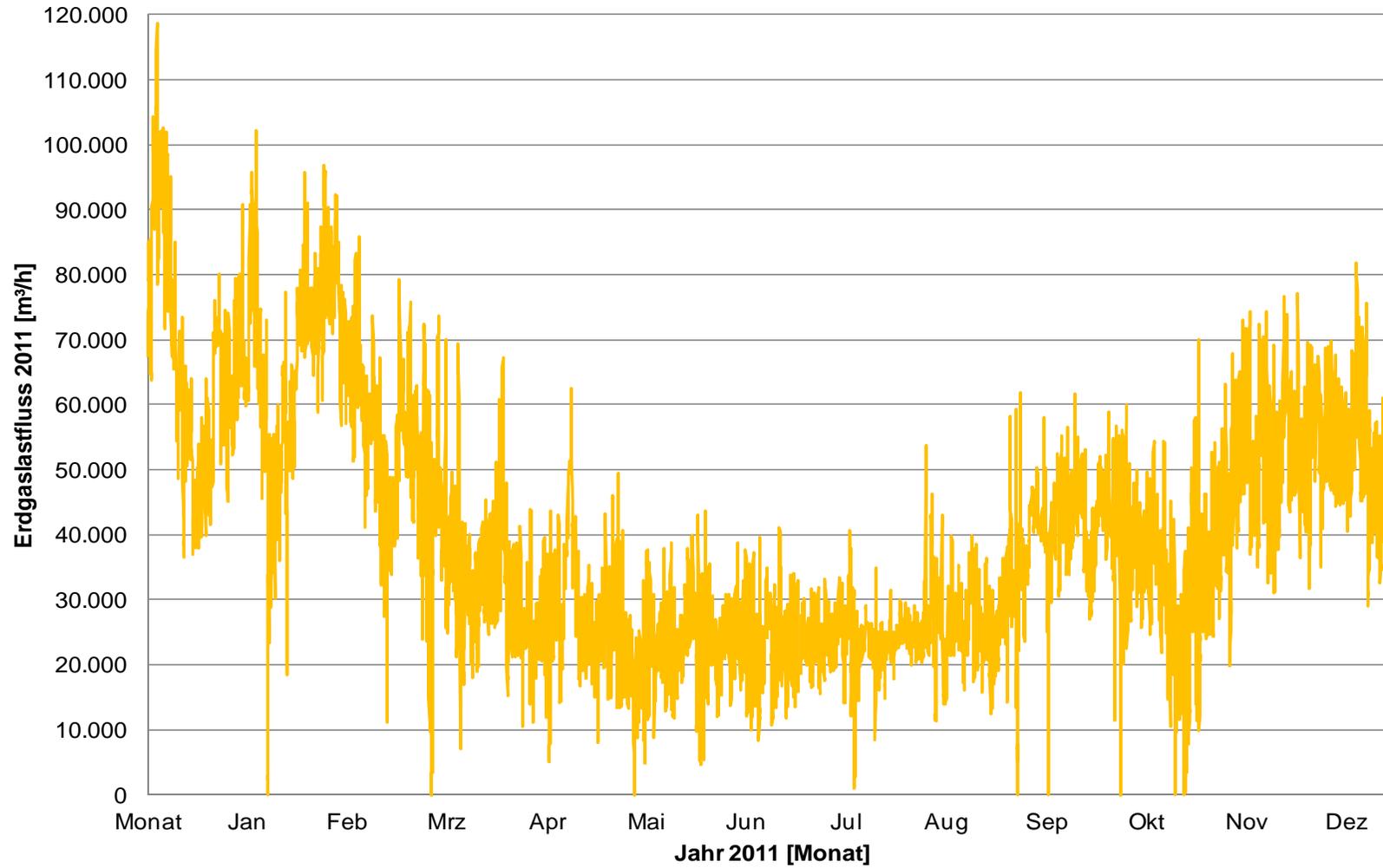
Anlage 33 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I



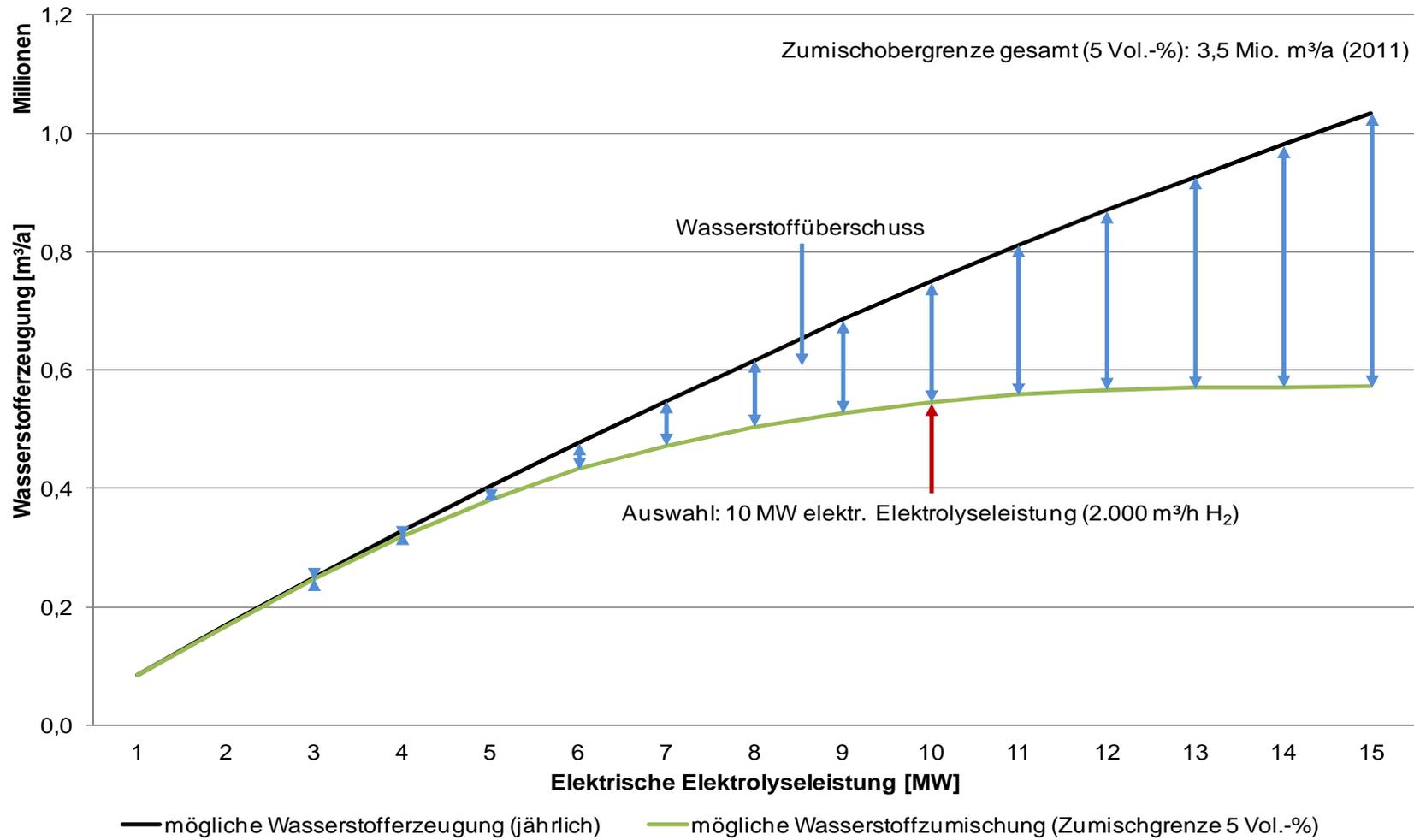
Anlage 34 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II



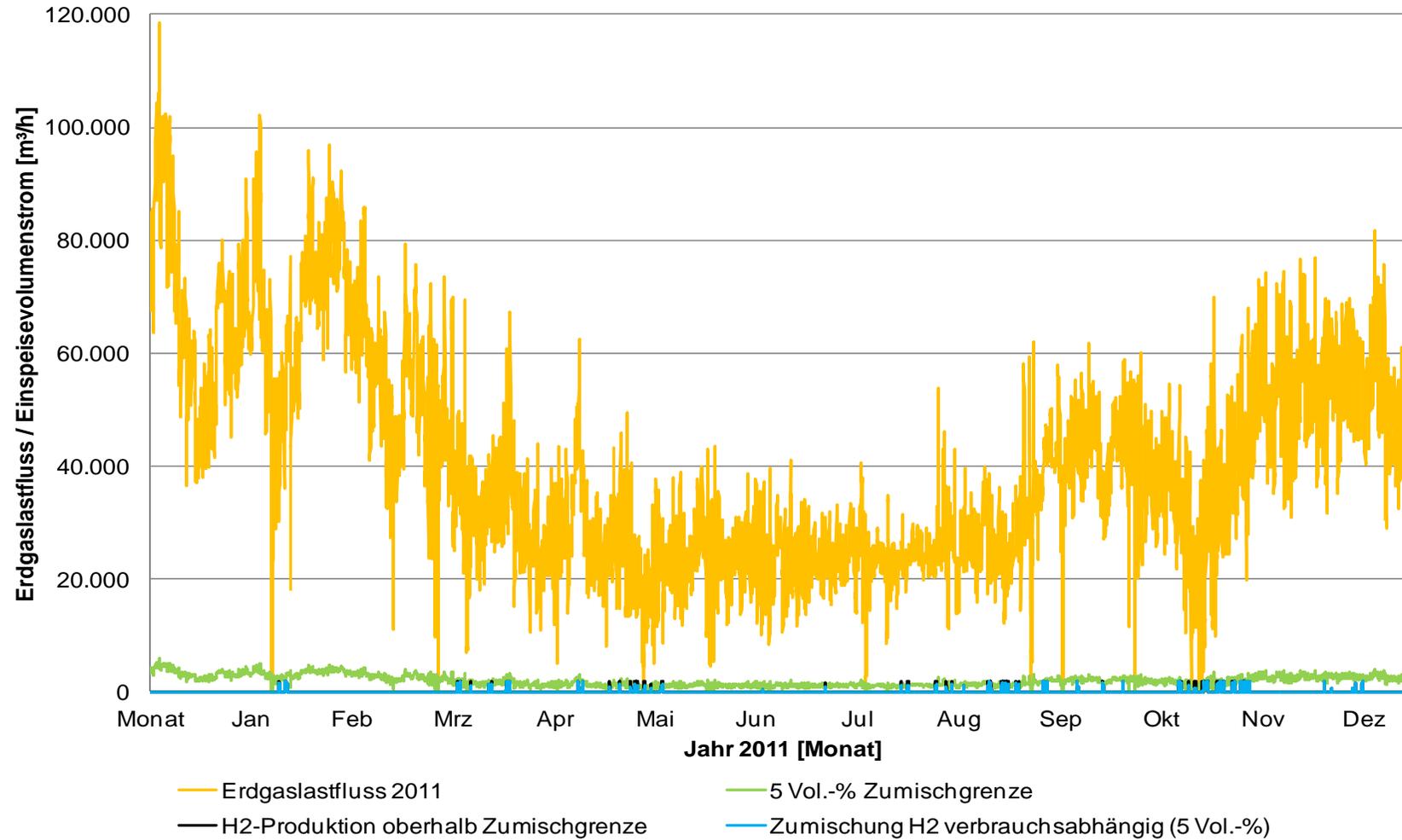
Anlage 35 Erdgaslastfluss Jahr 2011 Standort III, ohne Fließrichtungsumkehrung



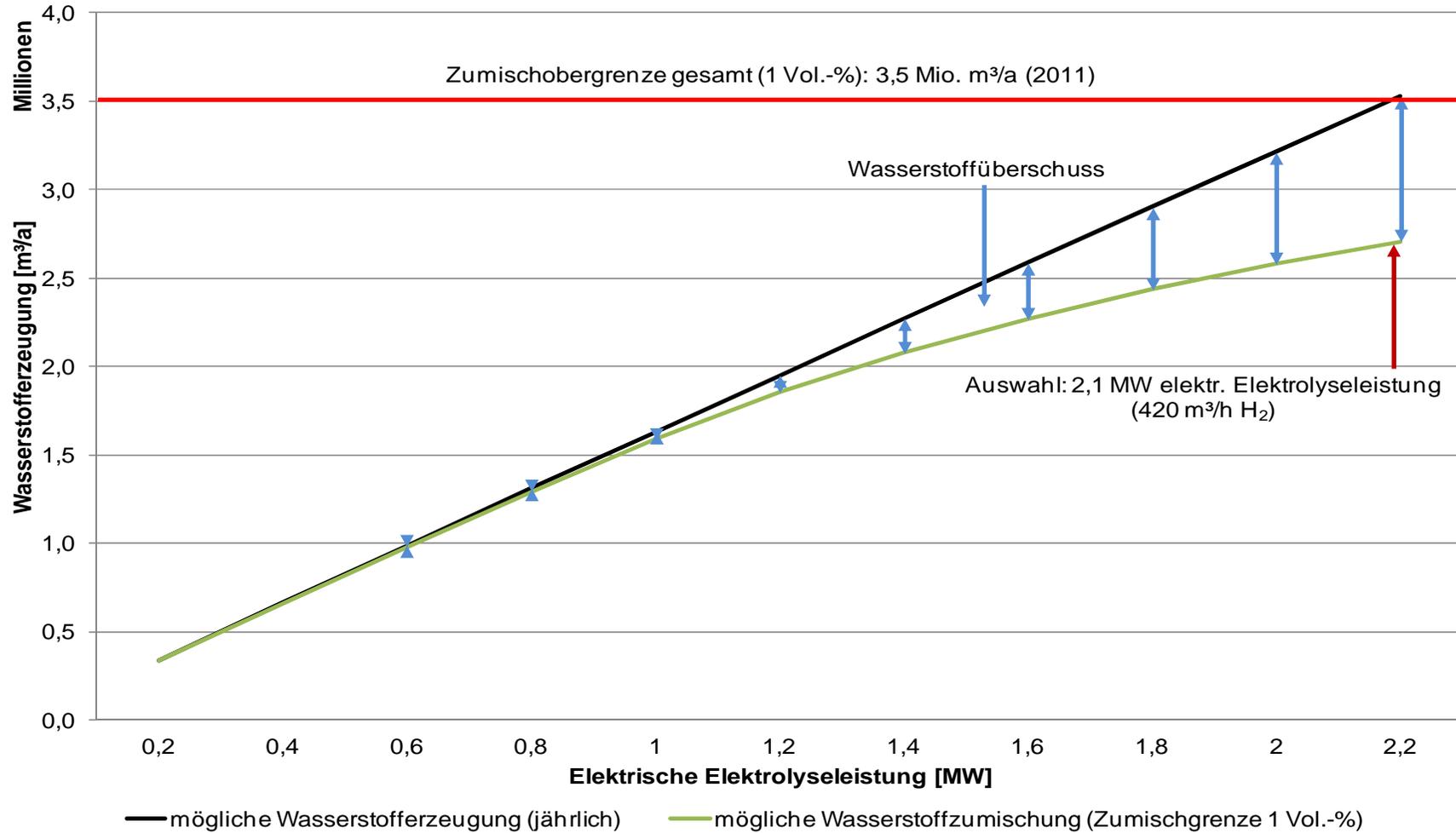
Anlage 36 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)



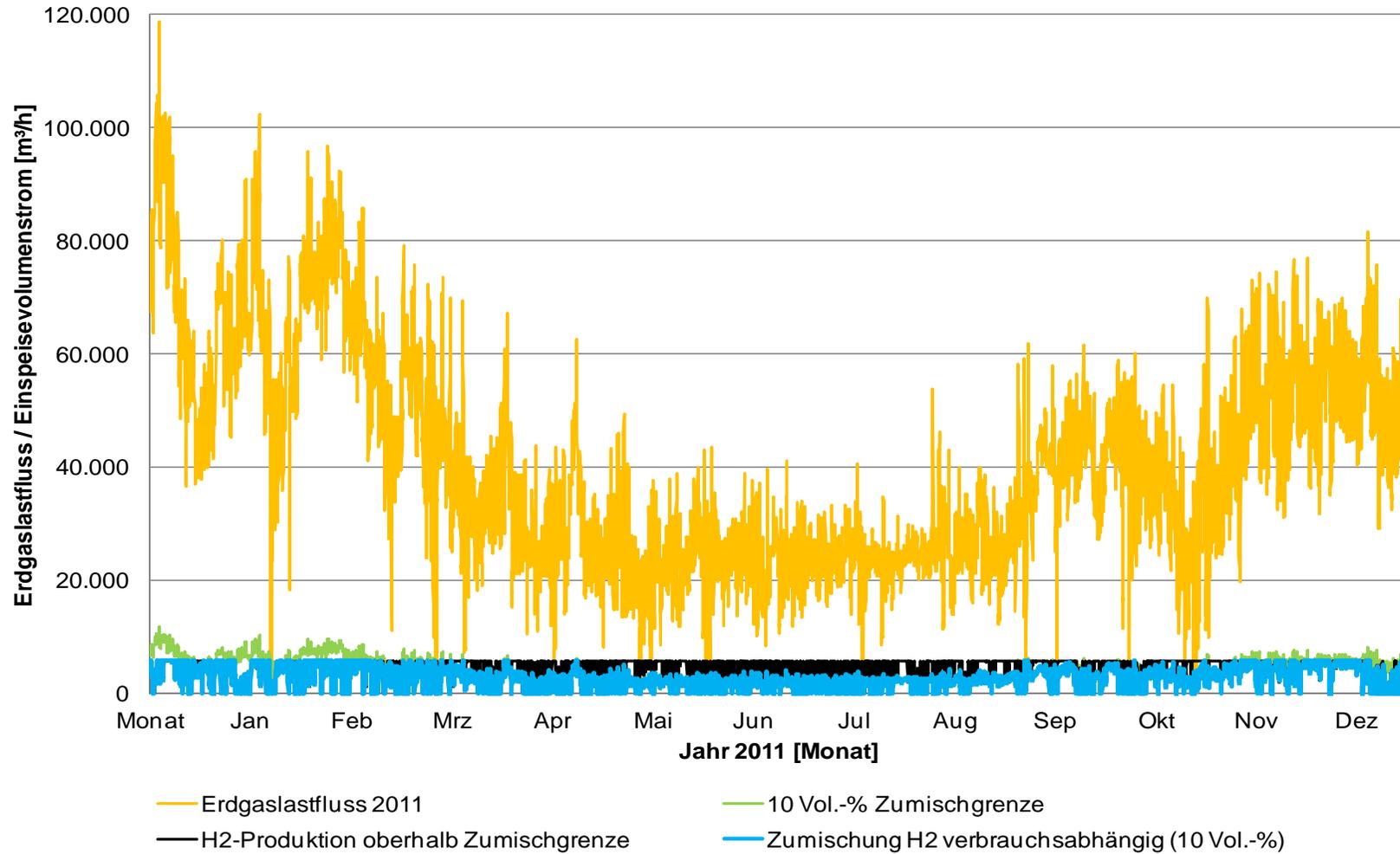
Anlage 37 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (10 MW elektr. ELY-Leistung, 2.000 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



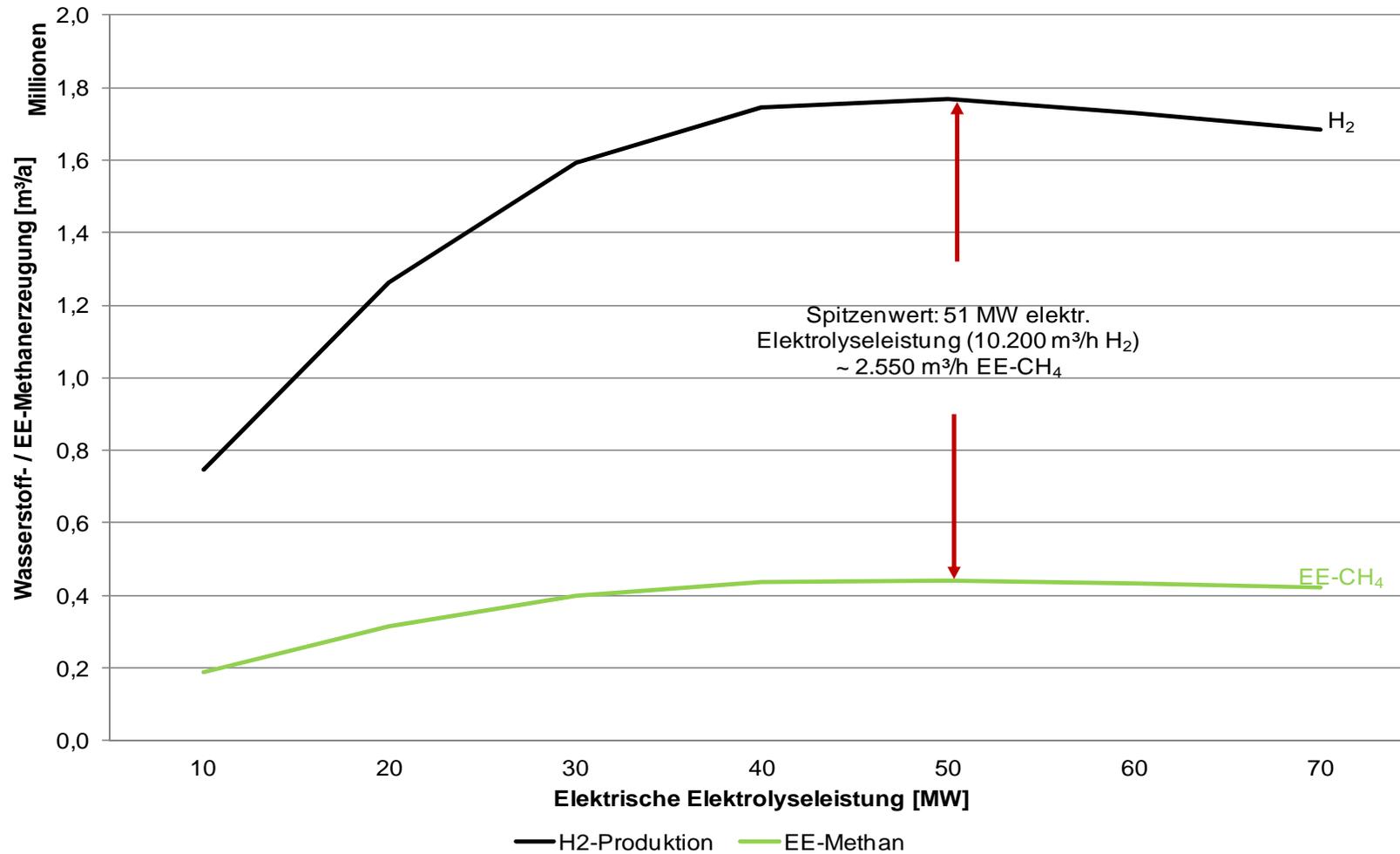
Anlage 38 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 1 Vol.-%, NTP)



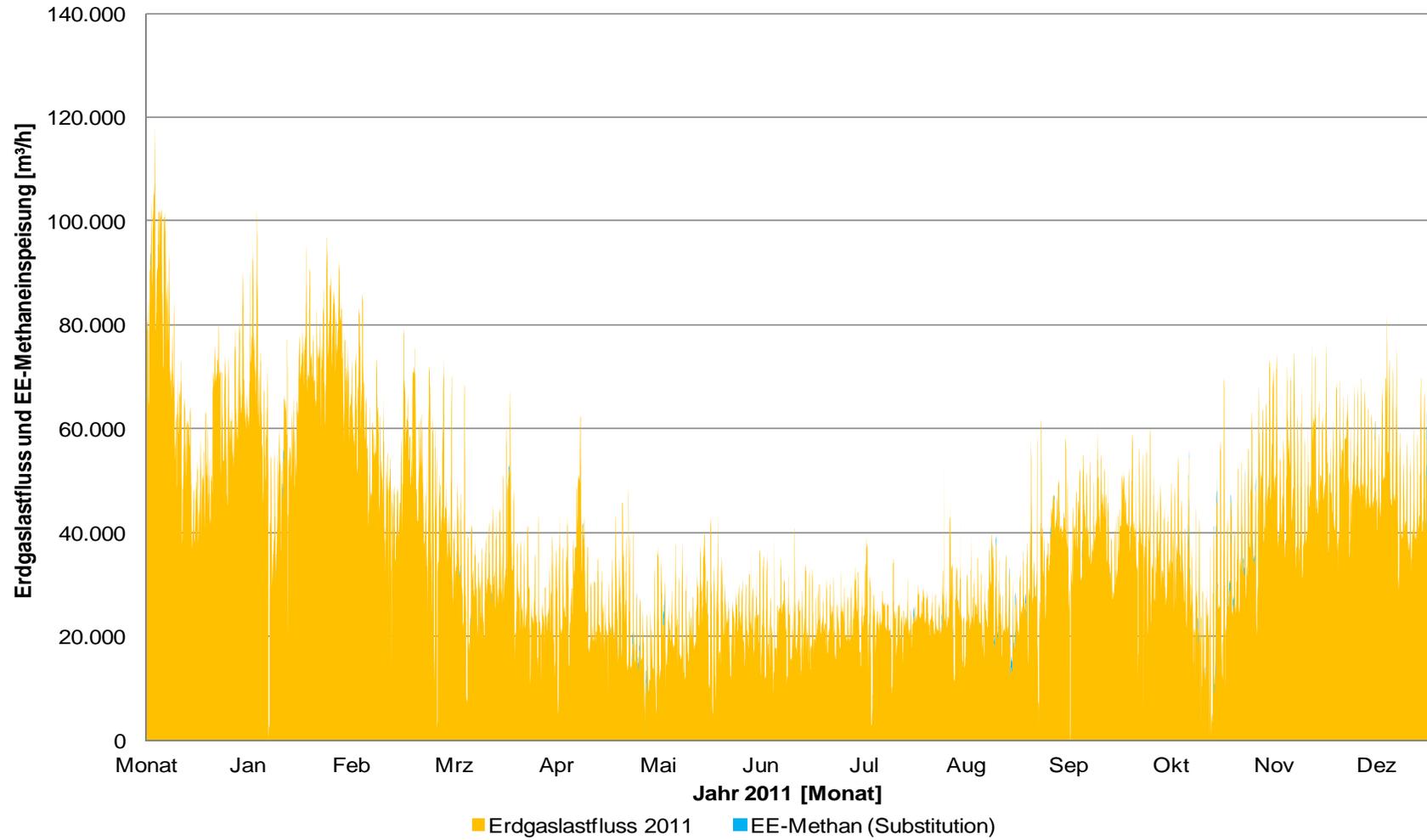
Anlage 39 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (28,8 MW elektr. ELY-Leistung, 5.760 m³/h H₂, 10 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



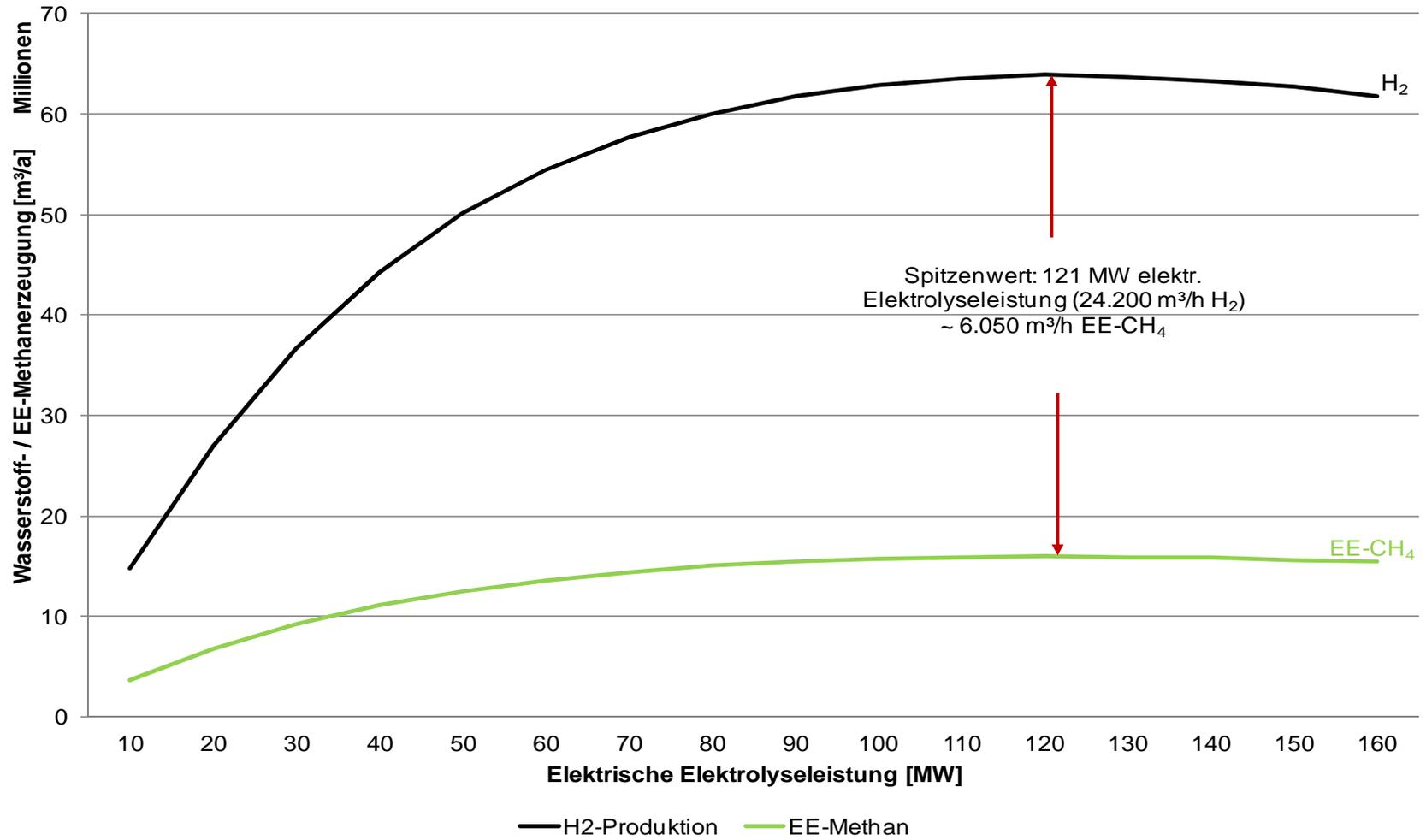
Anlage 40 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP)



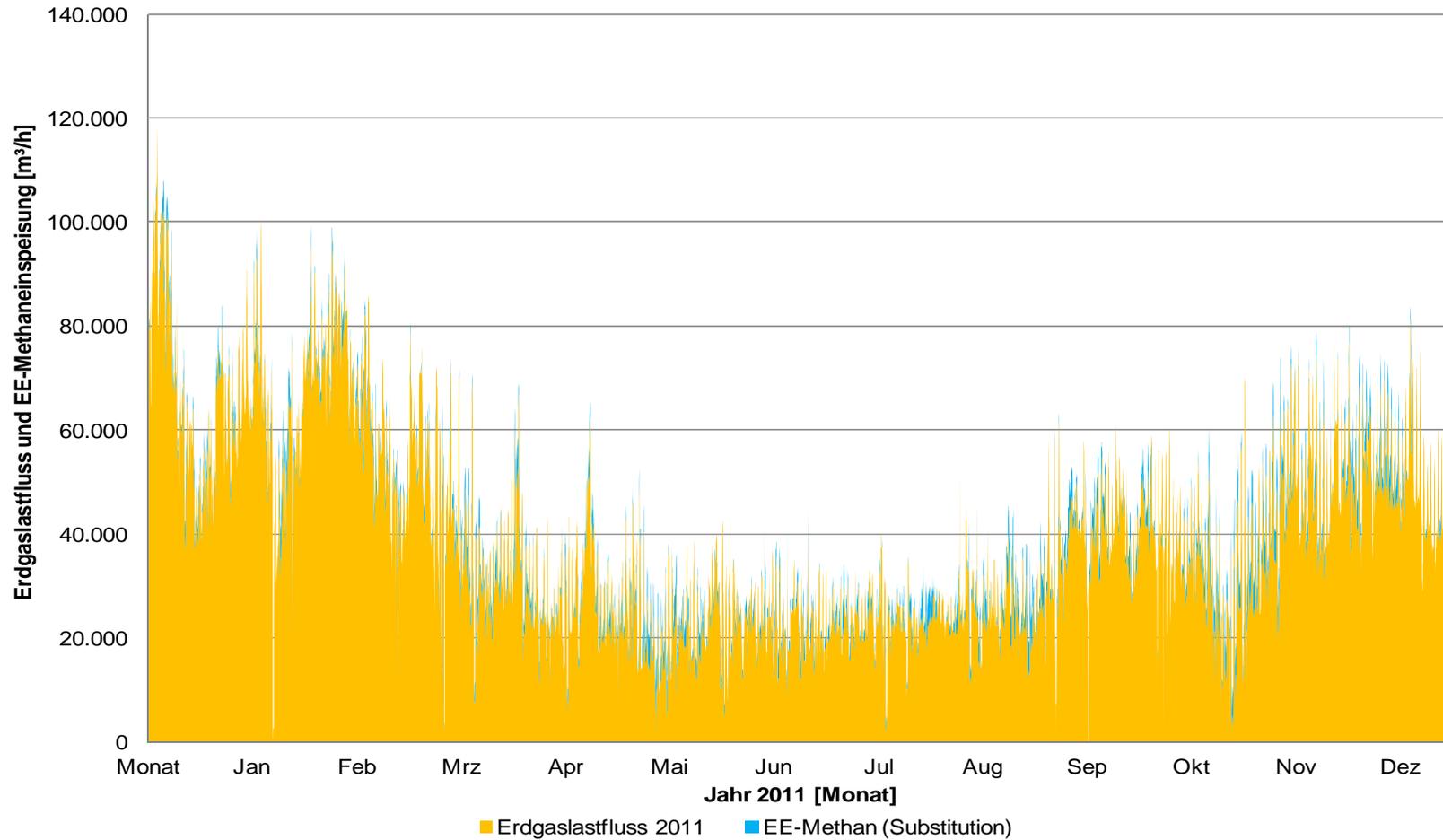
Anlage 41 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 51 MW, EÜ (NTP)



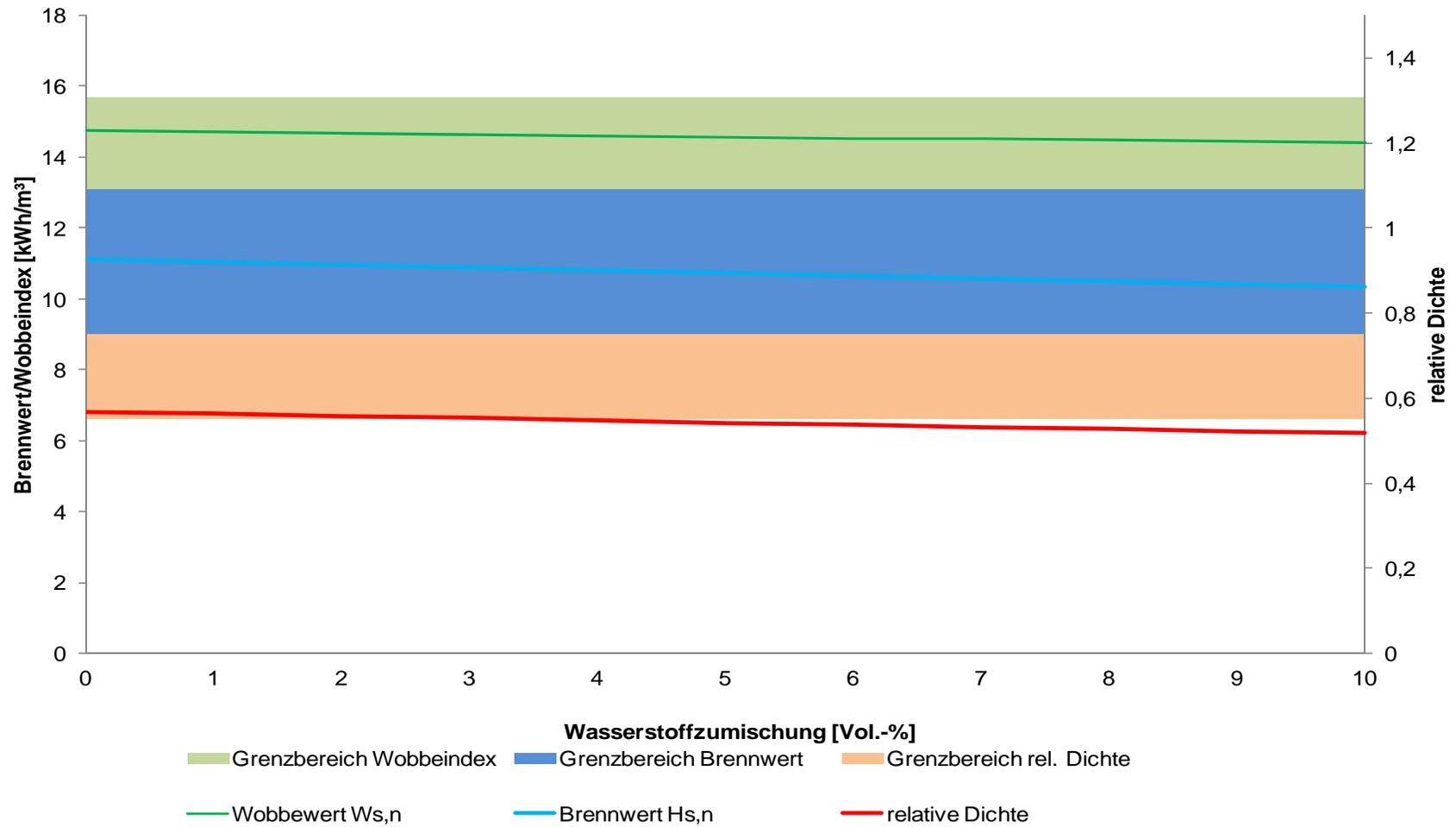
Anlage 42 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (10 - 160 MW, NTP)



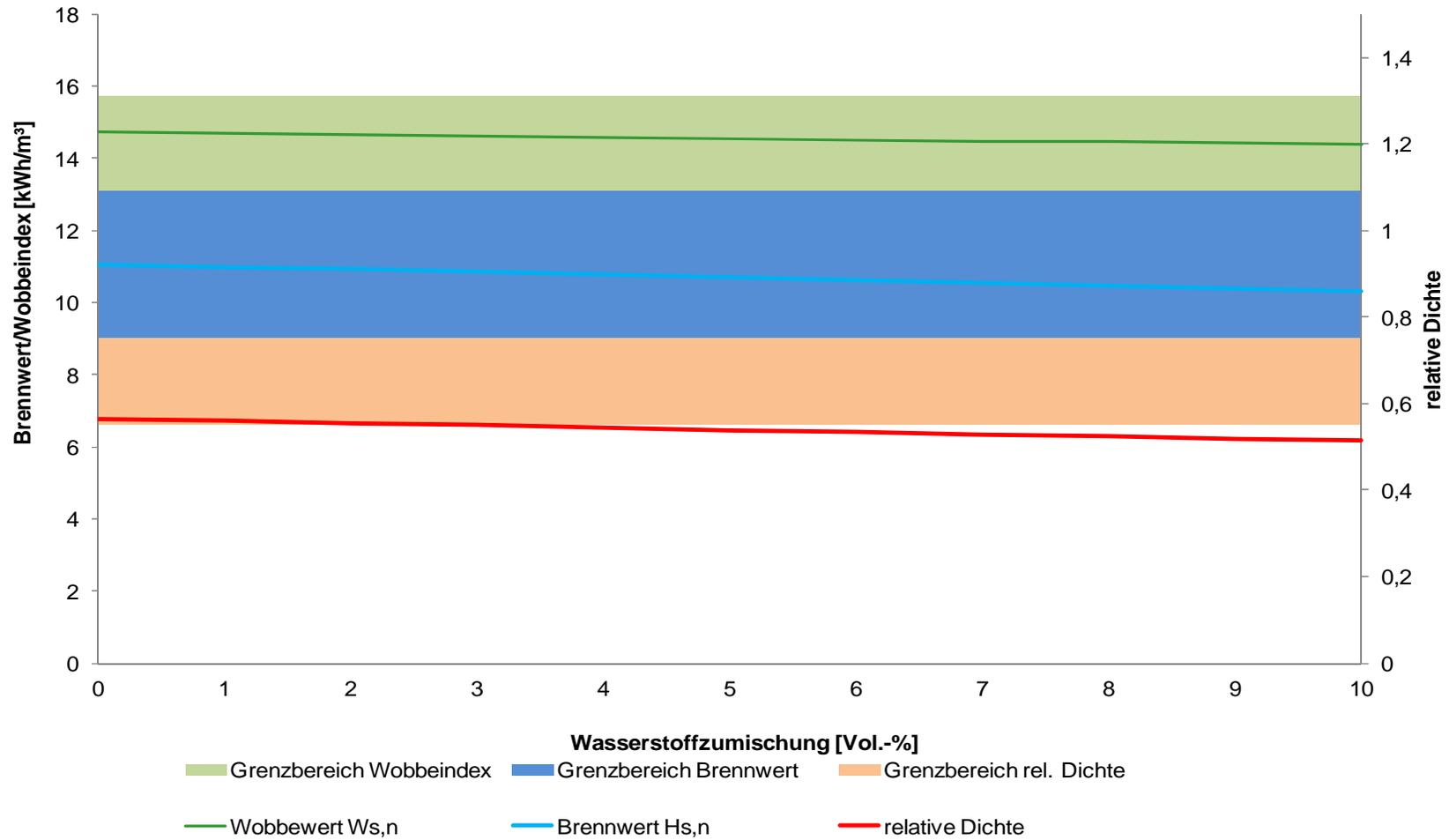
Anlage 43 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄ und zusätzlicher Aufnahme des erzeugten EE-CH₄-Überschusses, elektrische ELY-Leistung 121 MW, EB (NTP)



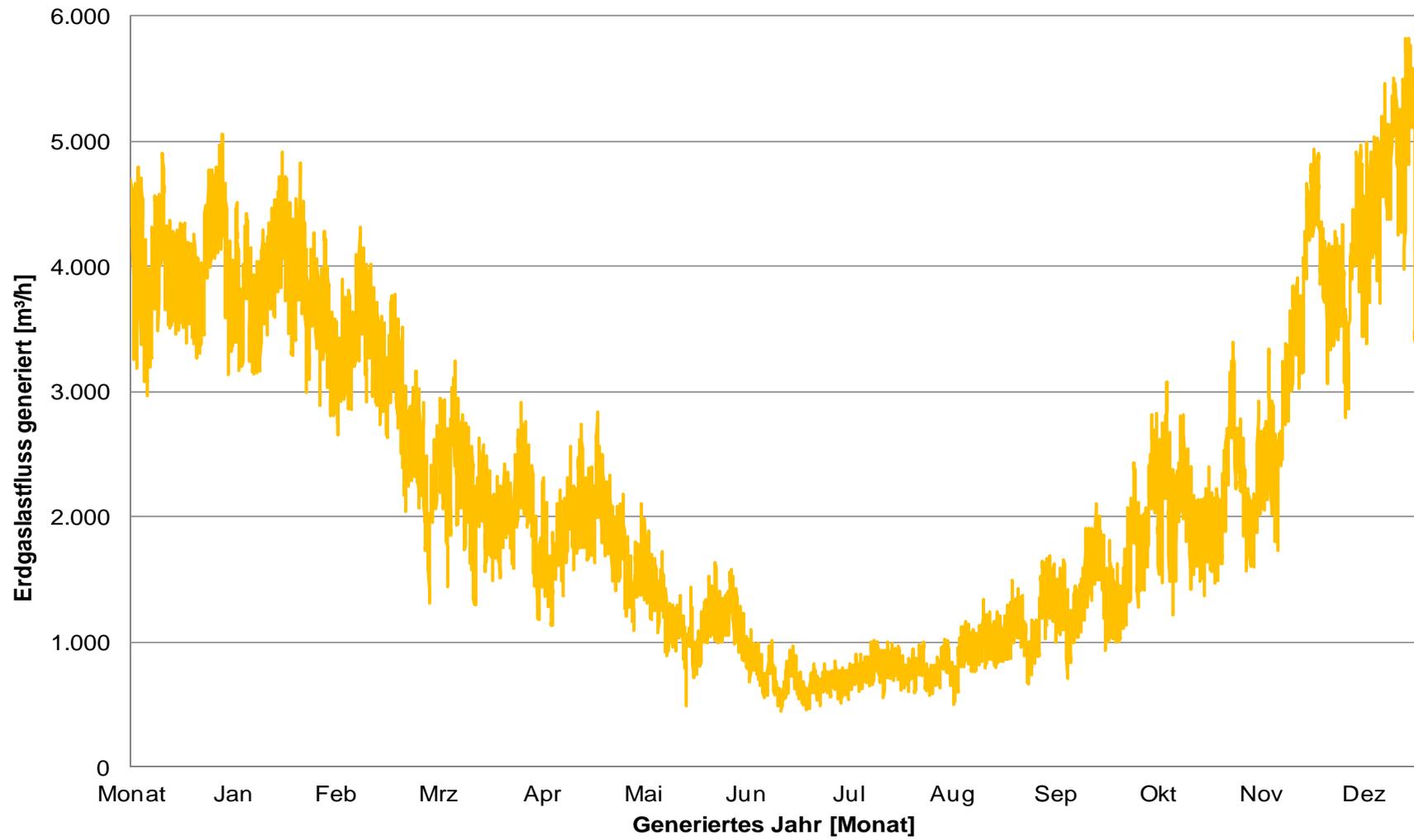
Anlage 44 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I



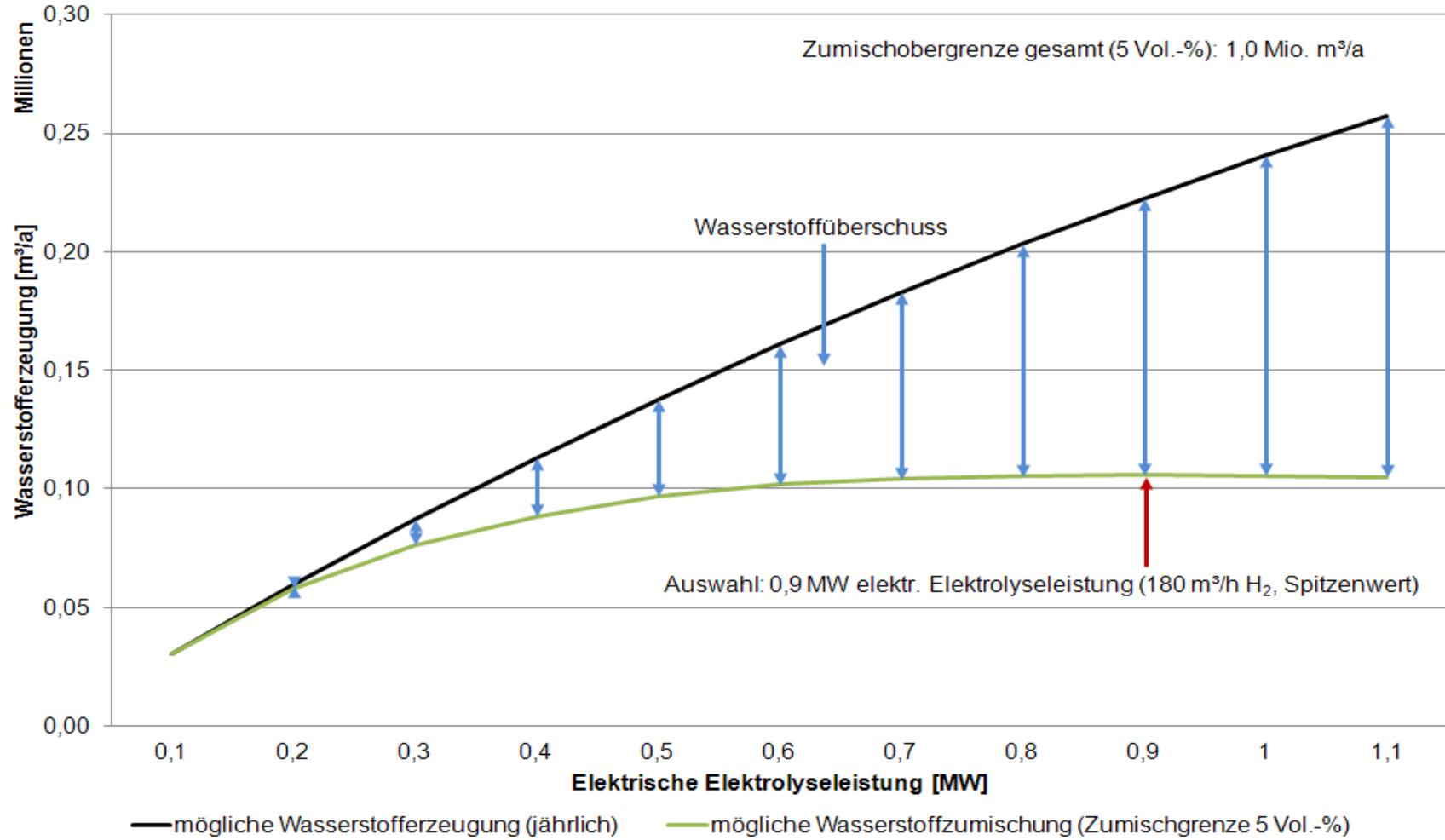
Anlage 45 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II



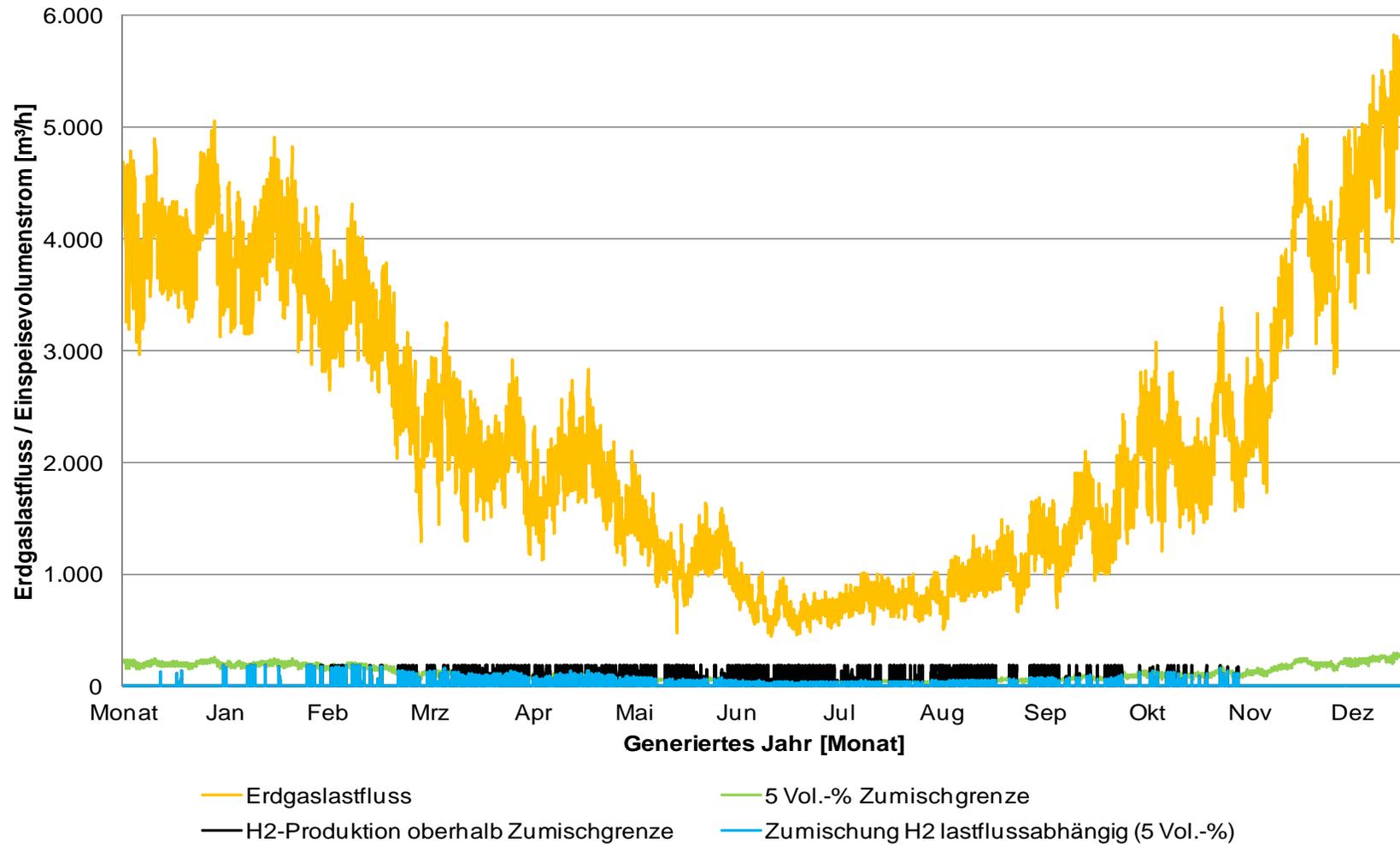
Anlage 46 Erdgaslastfluss Standort IV (generiert)



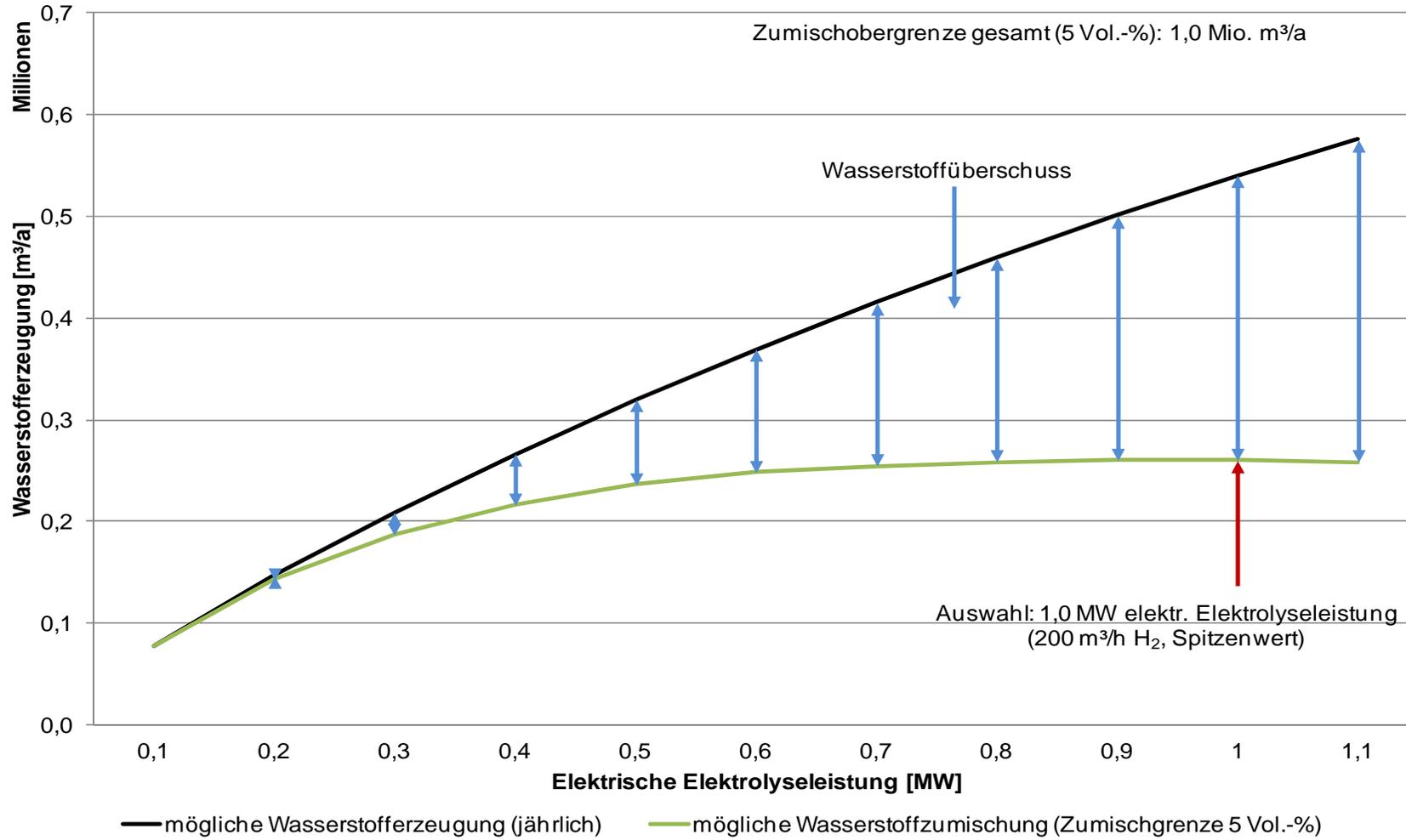
Anlage 47 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund der vorhandenen EÜ (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)



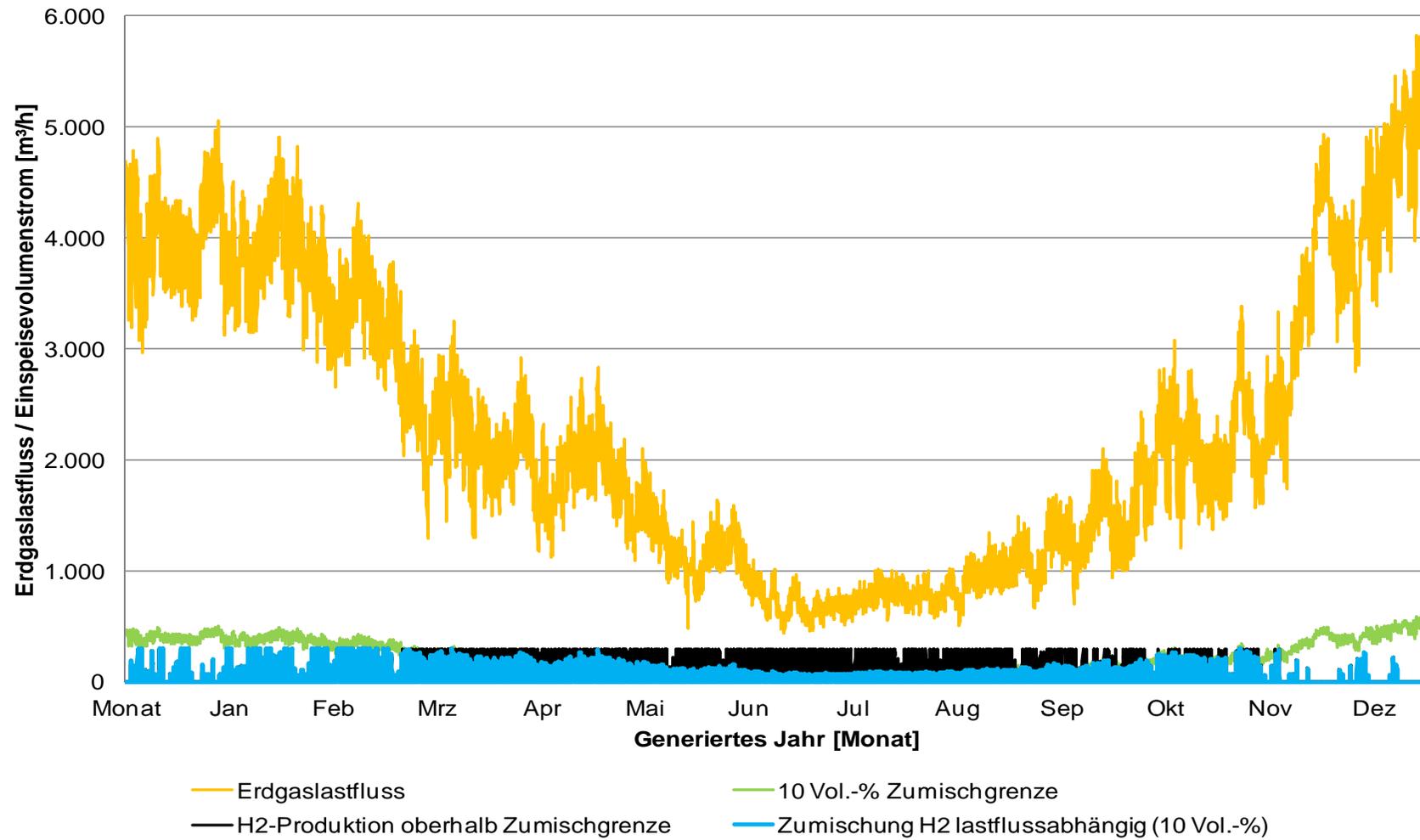
Anlage 48 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EÜ (0,9 MW elektr. ELY-Leistung, 180 m³/h H₂, 5 Vol.-% Zumischgrenze, NTP)



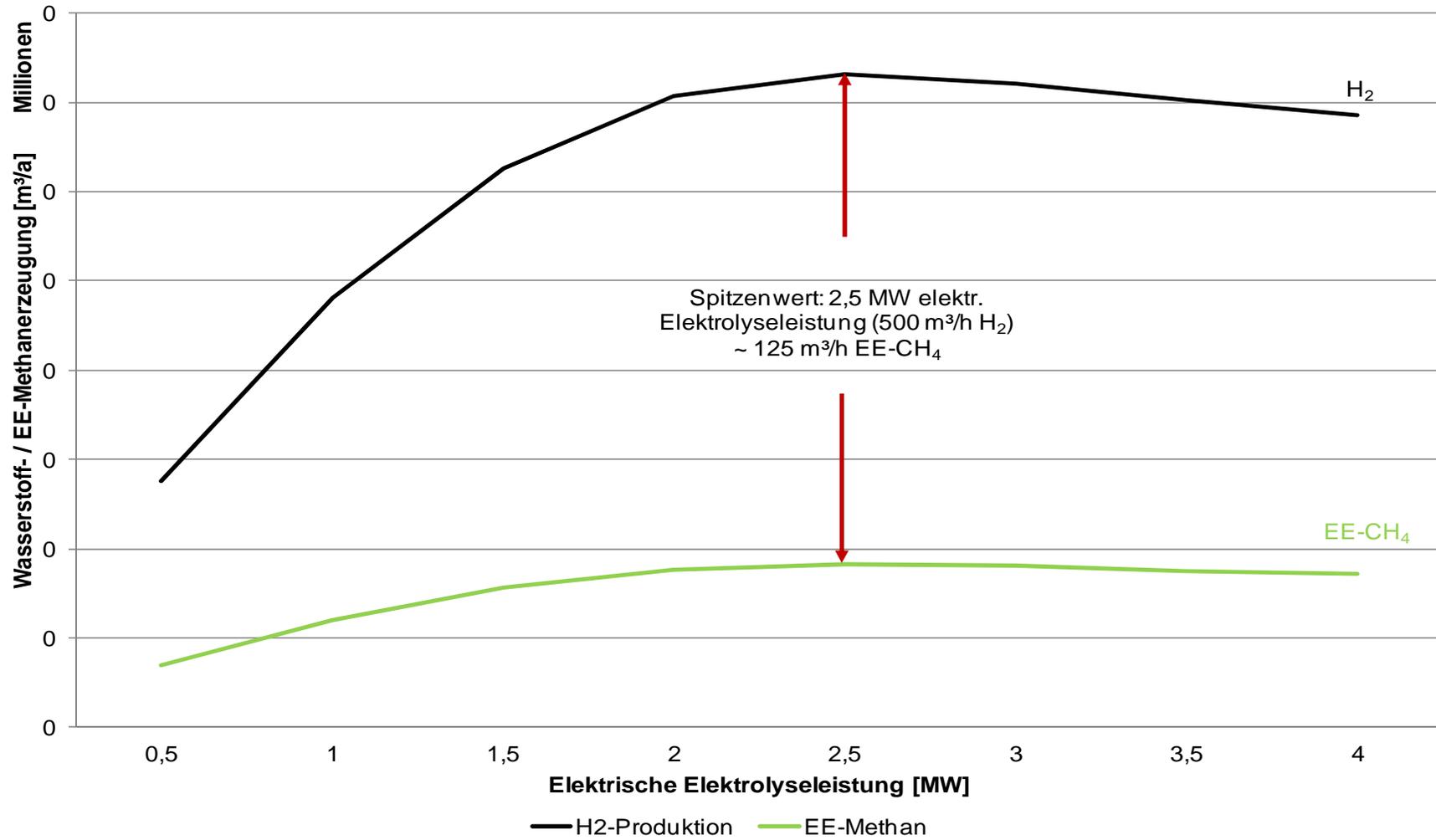
Anlage 49 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung aufgrund des vorhandenen EB (Beispiel für Zumischgrenze 5 Vol.-%, NTP)



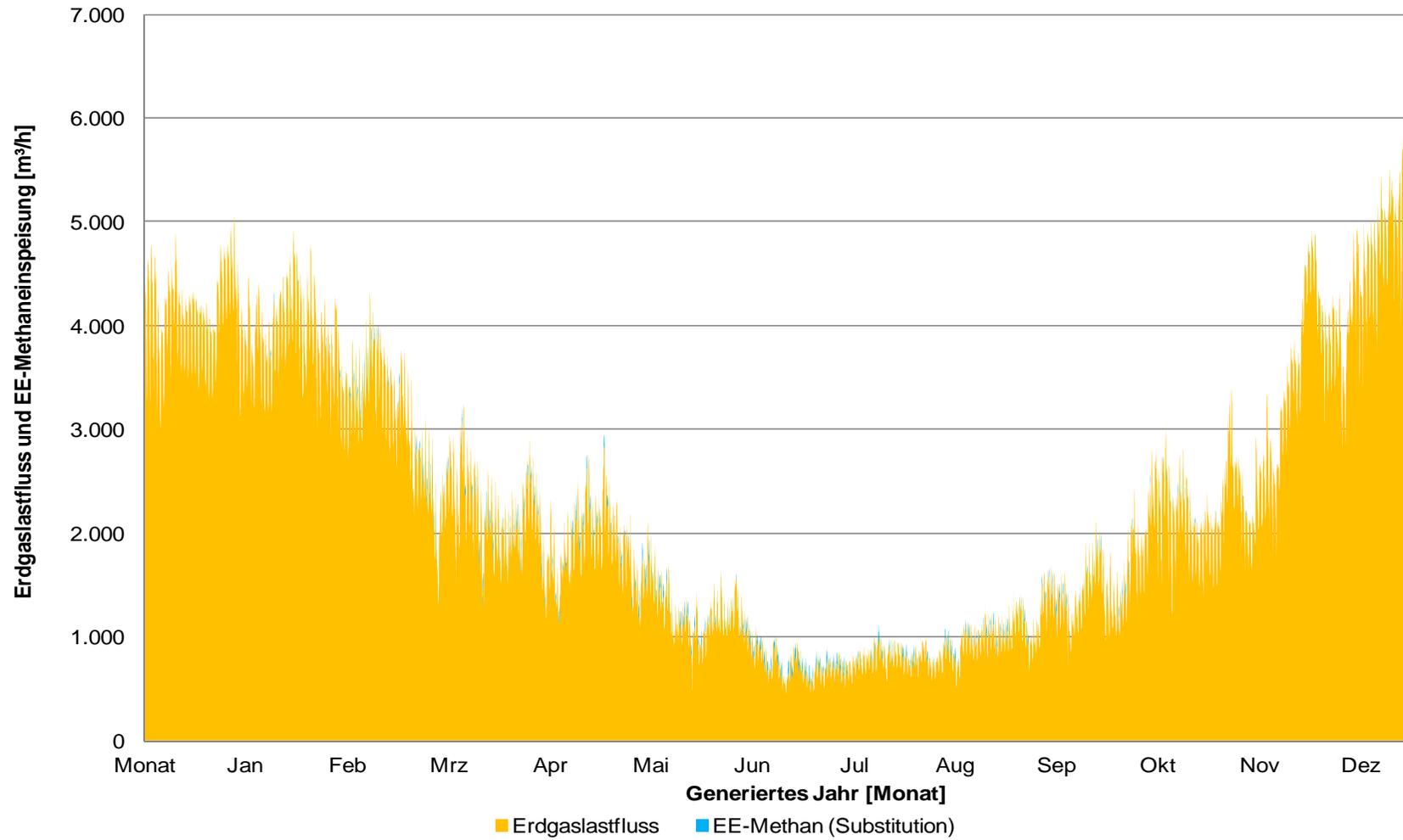
**Anlage 50 AK H₂-Direkteinspeisung / Nutzung EB (1,5 MW elektr. ELY-Leistung, 300 m³/h H₂, 10 Vol.-%
Zumischgrenze, NTP)**



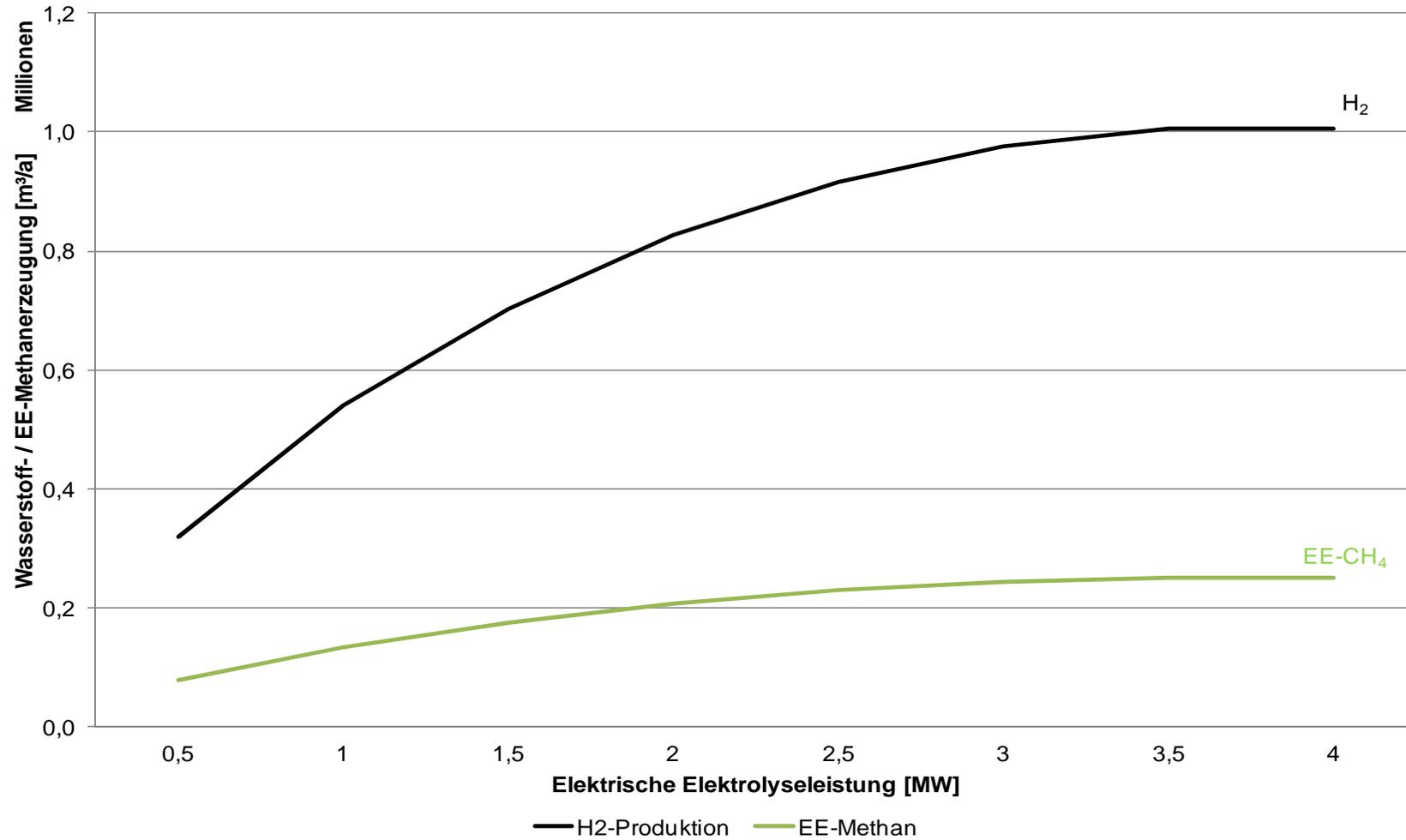
Anlage 51 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung von EÜ (NTP)



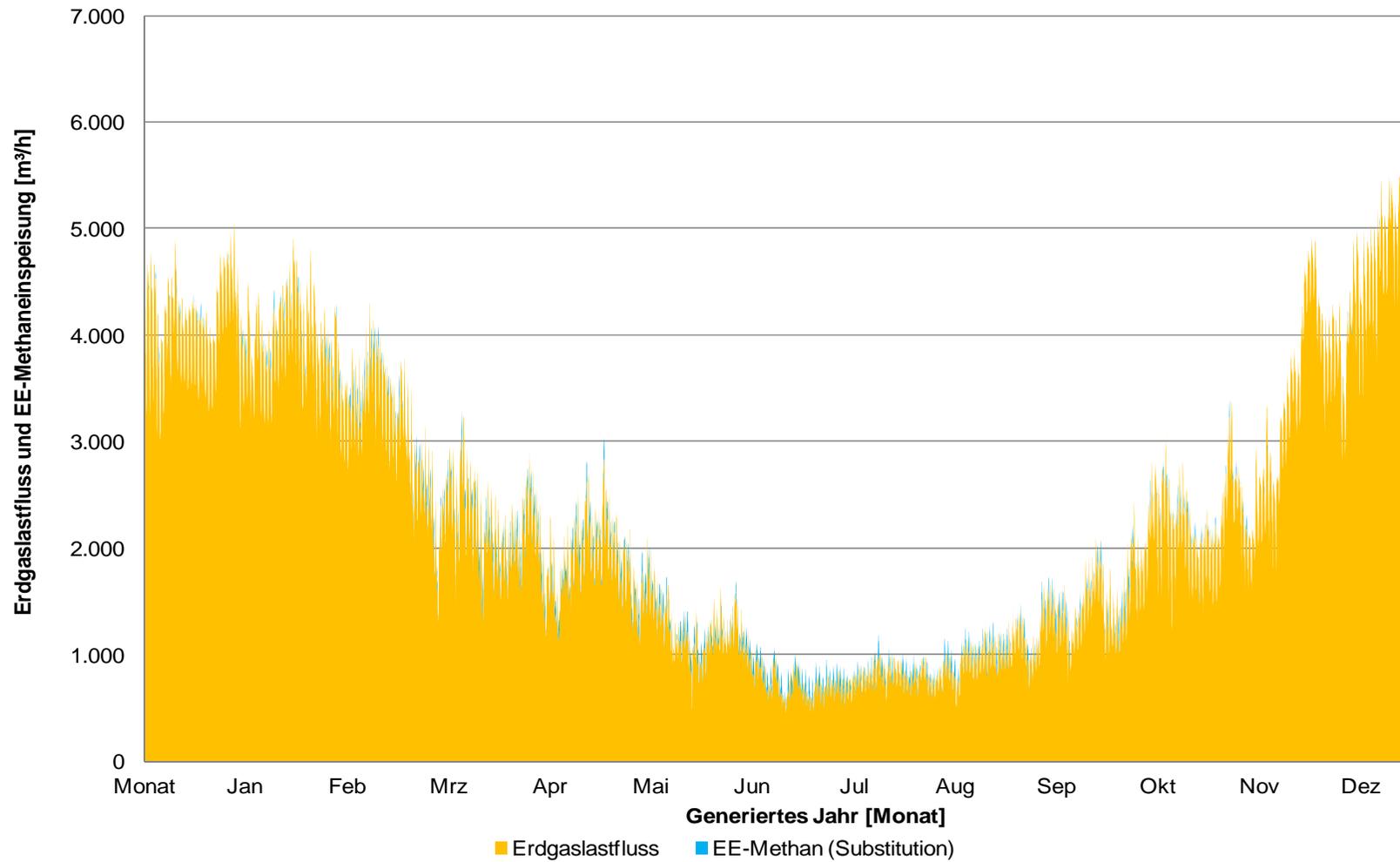
Anlage 52 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 2,5 MW, EÜ (NTP)



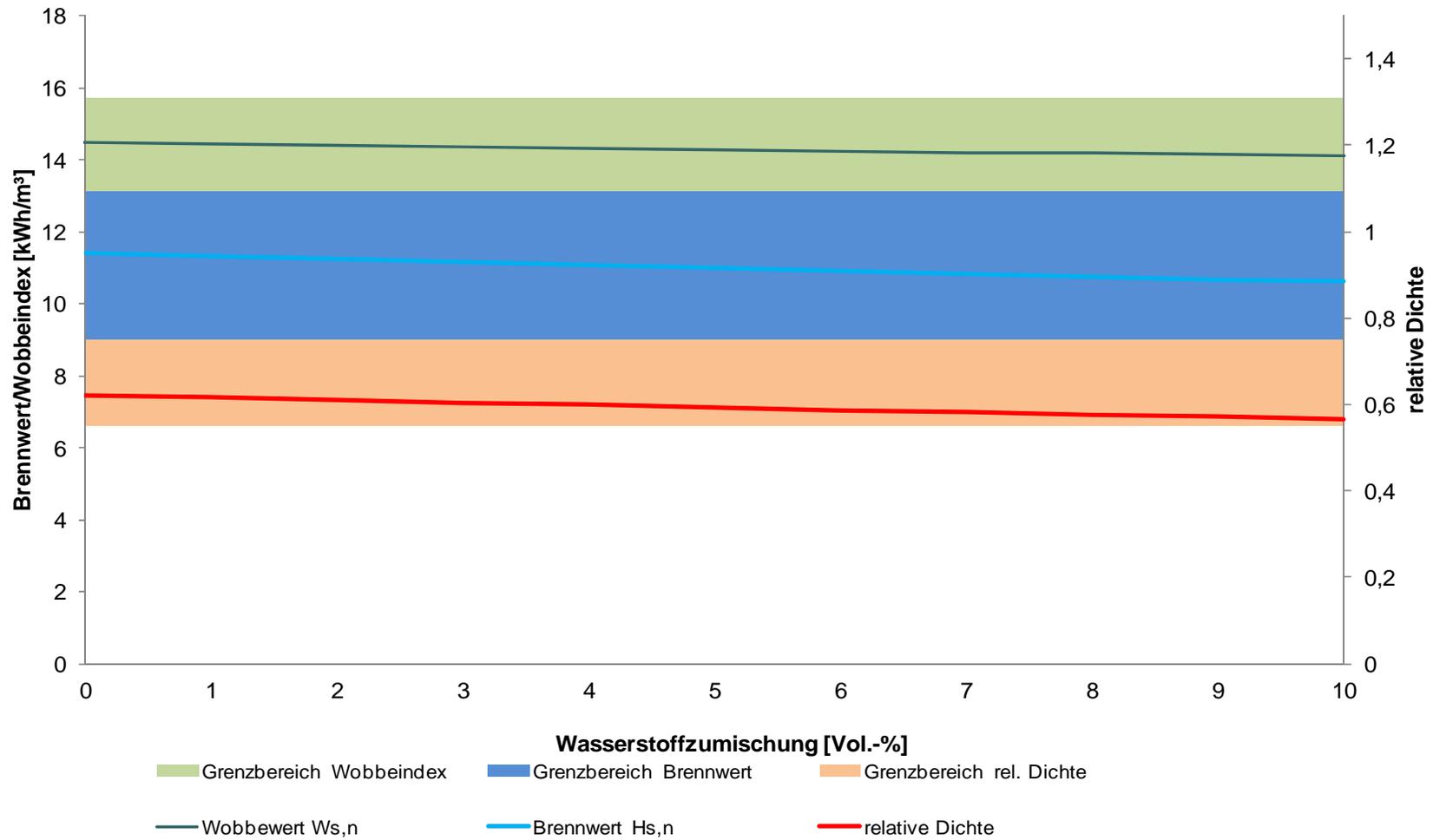
Anlage 53 Dimensionierung der elektrischen ELY-Leistung für die Methanisierung bei Nutzung des EB (0,5 - 4 MW, NTP)



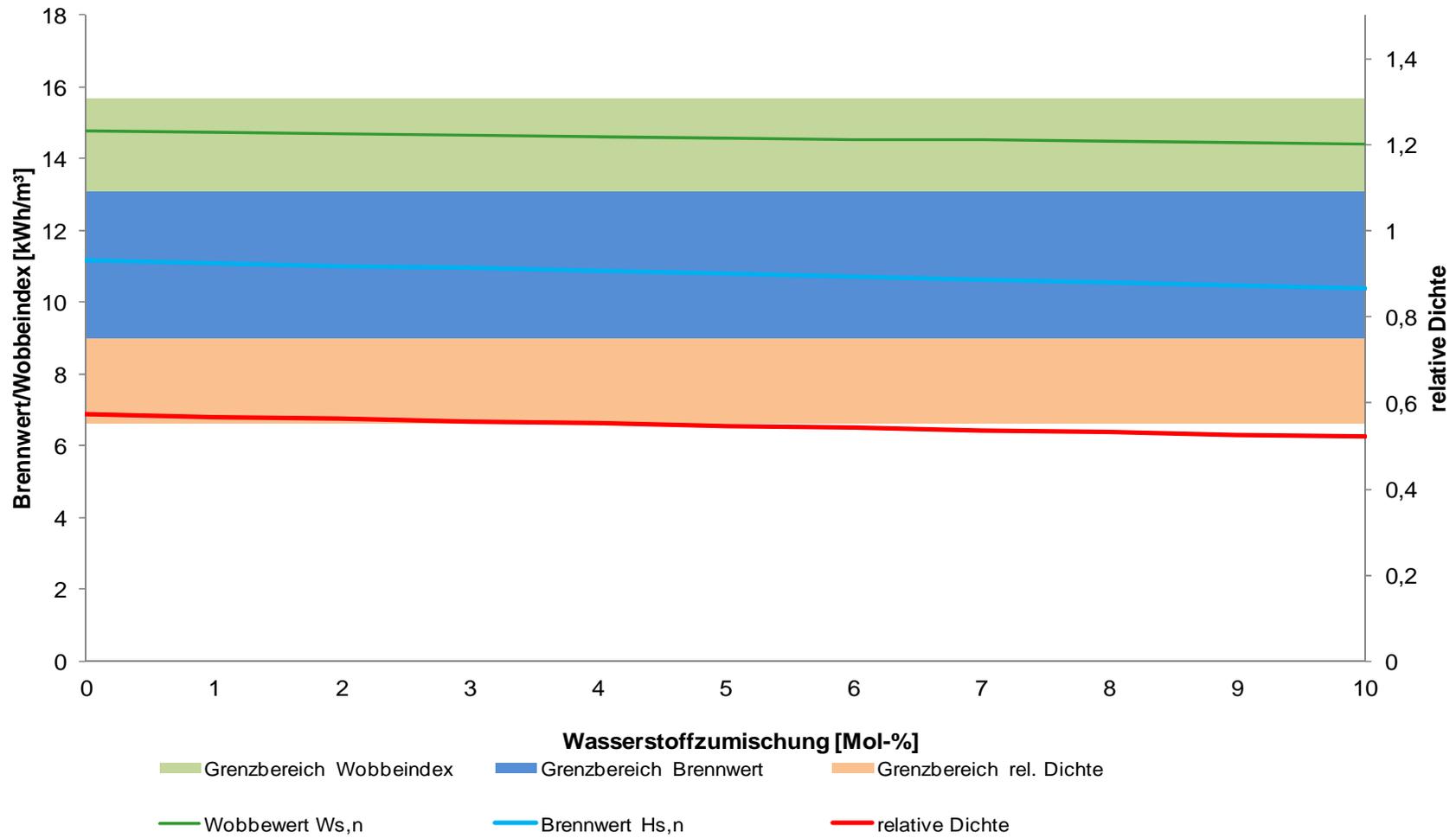
Anlage 54 Erdgasdurchfluss mit der Substitution von EE-CH₄, elektrische ELY-Leistung 3,8 MW, EB (NTP)



Anlage 55 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse I



Anlage 56 Darstellung relevanter Gaskennwerte und deren Grenzen (nach DVGW-AB G 260) bei einer H₂-Zumischung 1 - 10 Vol.-%, Gasanalyse II



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