

Abschlussbericht Smart Gas Grids

7. März 2013

Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig (DBI GUT)

M.Eng. Jens Hüttenrauch

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig (DBI GUT)

Dipl.-Ing. (FH) Stefan Schütz

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig (DBI GUT)

Dipl.-Ing. (FH) Kerstin Kröger

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

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@dvwg.de
www.dvgw.de

Abschlussbericht Smart Gas Grids

Teil 1:

Grundsätze für die Entwicklung von intelligenten Gasnetzen

DVGW-Förderkennzeichen G3/02/10

Teil 2:

Entwicklung von Planungsgrundsätzen für die Einspeisung und den Transport regenerativer Energieträger

DVGW-Förderkennzeichen G3/01/10

Autorenverzeichnis

Jens Hüttenrauch	(DBI Gas-und Umwelttechnik GmbH)
Kerstin Kröger	(DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) Gastechnologie)
Gert Müller-Syring	(DBI Gas-und Umwelttechnik GmbH)
Dr. Peter Schley	(E.ON Ruhrgas AG)
Stefan Schütz	(DBI Gas-und Umwelttechnik GmbH)

Inhaltsverzeichnis

Autorenverzeichnis.....	2
Inhaltsverzeichnis.....	3
Abbildungsverzeichnis.....	5
Diagrammverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	8
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	9
Glossar	10
 Zusammenfassung	 11
 1 Einleitung	 15
 2 Politische Rahmenbedingungen und Einflüsse auf die Energieinfrastrukturen	 16
 3 Anforderungen an „Smart Gas Grids“	 22
 4 Vergleich der Anforderungen mit bestehender Infrastruktur	 25
4.1 Darstellung der Netzebenen im Ist-Zustand	25
4.1.1 Struktur des Gasnetzes.....	25
4.1.2 Odorierung – Stand der Technik	26
4.1.3 Bewertung der bestehenden Infrastruktur.....	29
 5 Übersicht zu Smart Grids.....	 31
5.1 Allgemeines	31
5.2 Smarte Energienetze – Aktueller Stand und Demoprojekte	32
5.2.1 Smart Grid in Malta	32
5.2.2 Smart Grid in Irland	32
5.2.3 E-Energy und die AG Smart Grids in Deutschland	32
5.2.4 Projektübersicht Smart Grids.....	33
5.3 Einschätzung der Übertragbarkeit von Technologien und Methoden	34
 6 Smarte Elemente als Teillösungen von SGG.....	 35
6.1 Übersicht Smarte Elemente	36
6.2 Smarte Elemente Netzbetrieb	38
6.2.1 Smart Meter	38

6.2.2	Gasbeschaffenheitsverfolgung	39
6.2.3	Smarte Elemente zur Verbesserung der Integration von EE-Gasen	43
6.2.4	Gasexpansionsturbinen zur Druckreduzierung	55
6.2.5	Smarte De-/Odorierung	58
6.2.6	Zusammenfassung Smarte Elemente Netzbetrieb	63
6.3	Smarte Elemente Lastverschiebung	65
6.3.1	Betriebskonzepte für Smarte Elemente zur Lastverschiebung	65
6.3.2	Bivalenter Verdichter	67
6.3.3	Bivalente Vorwärmung	72
6.3.4	Mikro-KWK	80
6.3.5	Erdgastankstellen	83
6.3.6	Zusammenfassung der Smarten Elemente zur Lastverschiebung	84
6.4	Smarte Elemente Energiespeicherung	86
6.4.1	Biogaseinspeisung	86
6.4.2	Power-to-Gas (PTG)	91
6.4.3	Zusammenfassung der Smarten Elemente zur Energiespeicherung	97
7	Bewertung der Smarten Elemente	98
8	Bewertung vorhandener Messtechnik hinsichtlich SGG	103
8.1	Stand der Technik, verfügbare Messgeräte	104
8.1.1	Prozessgaschromatographen (PGC)	104
8.1.2	Weitere Geräte	106
8.2	Untersuchungsprogramm	109
8.2.1	Ergebnisse der Laborversuche	109
8.2.2	Ergebnisse aus Feldversuchen	115
8.3	Fazit der Untersuchungen	117
9	Handlungsempfehlungen	120
9.1	Road Map	120
9.2	Handlungsempfehlungen bezüglich des DVGW-Regelwerkes	121
9.2.1	Bewertung des Bedarfes der Regelwerksanpassung	121
9.3	Forschungs- und Demonstrationsbedarf	123
9.4	Anforderungen an Pilotprojekte	124
	Literaturverzeichnis	125
	Anhang	129

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Klimaziele der EU 20-20-20 bis 2020.....	16
Abbildung 2:	Schema - Smart Gas Grid inkl. Smarte Elemente	35
Abbildung 3:	Vereinfachte Darstellung einer Erdgas-/Bioerdgaseinspeisung in ein Regionalnetz mit nachgeschalteten Ortsnetzen	40
Abbildung 4:	Schematische Darstellung der Topologie „Lüchow-Dannenberg“ (E.ON Avacon)	42
Abbildung 5:	Vereinfachte Darstellung für zwei Stadt-/Ortsnetze (ON) einem regionalen Verteilnetz (VN) und der Anbindung an das Transportnetz (TN)	43
Abbildung 6:	Beschreibung der einzelnen Netzelemente.....	44
Abbildung 7:	Beschreibung der einzelnen Netzelemente.....	45
Abbildung 8:	Vereinfachte Darstellung zur Kopplung von zwei Orts-/Teilnetzen	45
Abbildung 9:	Vereinfachte Darstellung zur Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene	47
Abbildung 10:	Vereinfachte Darstellung zur Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene mittels bidirektionaler GDR(M)A	49
Abbildung 11:	R&I-Schema einer bidirektionalen GDR(M)A (● bestehende Schienen, ▲ ggf. weitere Betriebsschiene im bestehenden Gebäude) ...	51
Abbildung 12:	Vereinfachte Darstellung zur bidirektionalen Einspeisung	52
Abbildung 13:	Vereinfachte Darstellung zur Integration von Speichern	54
Abbildung 14:	Vereinfachte Darstellung zur Betriebsfahrweise einer Gasexpansionsturbine	56
Abbildung 15:	R&I-Schema einer Deodorierungsanlage	63
Abbildung 16:	Eine Auswahl an Transport- und Speicherverdichtern in Deutschland	67
Abbildung 17:	Vereinfachte Darstellung zum parallelen Verdichterbetrieb in einer Verdichterstation.....	68
Abbildung 18:	Exemplarische Darstellung eines realen Lastgangs 2011 für einen Transportverdichter	69
Abbildung 19:	Aufstellung der spezifischen Investitionskosten für eine elektrische Verdichtereinheit ($y=3,1201e0,0584x$)	70
Abbildung 20:	Bivalente Verdichtung - Marktplatzanbindung.....	71
Abbildung 21:	Vereinfachte Darstellung der bivalenten Vorwärmung	73
Abbildung 22:	Schematische Darstellungen zur Leistungsverteilung zwischen dem konv. Wärmeerzeuger und der E-Patrone.....	74
Abbildung 23:	Entwicklung der Grenzkosten in [EUR/MWh] in Abhängigkeit von den Volllaststunden pro Jahr	74
Abbildung 24:	Schematische Darstellung zur Leistungsverteilung zwischen dem konv. Wärmeerzeuger und dem BHKW	75

Abbildung 25:	Bivalente Vorwärmung - Marktplatzanbindung.....	76
Abbildung 26:	Beispielhafte grafische Darstellung der notwendigen Vorwärmeleistung in einer GDRA über den Zeitraum von einem Jahr	77
Abbildung 27:	Grafische Darstellung der max. bereitstellbaren negativen Systemdienstleistung für das Stromnetz, beispielhaft für einen Zeitraum von einer Woche für eine E-Patrone	78
Abbildung 28:	Grafische Darstellung der max. bereitstellbaren negativen und positiven Systemdienstleistung für das Stromnetz, beispielhaft für einen Zeitraum von einer Woche für eine BHKW	78
Abbildung 29:	Mikro-KWK – Schema Einzelanlage	81
Abbildung 30:	Mikro-KWK–Schema Verbund	82
Abbildung 31:	Schema–PTG	92
Abbildung 32:	Bewertung der Smarten Elemente - Punktevergabe	100
Abbildung 33:	Beispiele für PGC	106
Abbildung 34:	gas-lab Q1	110
Abbildung 35:	Messreihe des Brennwertes. Referenzmessungen PGC, gas-lab Q1 [47]	116
Abbildung 36:	Messreihe des Brennwertes während des Feldversuches	117
Abbildung 37:	Road Map für Smart Gas Grids	121
Abbildung 38:	Skizzenhafte Darstellung zu den Verknüpfungen innerhalb des DVGW-Regelwerkes	122

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (nach Quellen).....	17
Diagramm 2:	Anteil EE an der Stromerzeugung in Deutschland [8]	18
Diagramm 3:	Entwicklung Biogaseinspeisung [17].....	20
Diagramm 4:	Erdgastankstelle - Verlauf der Verdichterleistung (Montag)	83
Diagramm 5:	Erdgastankstelle - Verlauf der Verdichterleistung (Sonntag)	84
Diagramm 6:	Häufigkeitsverteilung der Drosselung eines Windparks (Beispiel 1).....	94
Diagramm 7:	Häufigkeitsverteilung der Drosselung eines Windparks (Beispiel 2).....	94
Diagramm 8:	Effekte von SE zur Energiespeicherung auf den Energiemix der Zukunft	96
Diagramm 9:	Bewertung Smarter Elemente – Ergebnisdiagramm	101
Diagramm 10:	Negative Sekundärregelleistung - Aktuelle Preise	I
Diagramm 11:	Ergebnisdiagramm - Bivalente Vorwärmung.....	III
Diagramm 12:	Ergebnisdiagramm - PtG - Methan im Transportnetz.....	V

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In Deutschland eingesetzte Odoriermittel	28
Tabelle 2:	Projektübersicht Smart Grids	33
Tabelle 3:	Einordnung der Smarten Elemente hinsichtlich ihrer Aufgaben	37
Tabelle 4:	Benötigte Eingangsinformationen für die Brennwertverfolgung	41
Tabelle 5:	Vergütung und Boni für Strom aus Biomasse nach EEG 2012	57
Tabelle 6:	PTG - Prognose-Szenarien für 2020	95
Tabelle 7:	PTG - Prognose-Szenarien für 2030	95
Tabelle 8:	Kriterien für die Bewertung Smarter Elemente	98
Tabelle 9:	Auswahl markttypischer PGC zur Bestimmung der Gaszusammensetzung	105
Tabelle 10:	Typische PGC zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Herstellerangaben)	105
Tabelle 11:	Auswahl markttypischer Messgeräte zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten	107
Tabelle 12:	Typische Messgeräte zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten (Herstellerangaben)	108
Tabelle 13:	Zusammensetzung der eingesetzten Grundgase	109
Tabelle 14:	Ergebnisse der Prüfgasmessungen Erdgas H und Biogas	111
Tabelle 15:	Ergebnisse der Prüfgasmessungen Erdgas L und Methan	111
Tabelle 16:	Ergebnisse der Messungen (1. Messzyklus)	112
Tabelle 17:	Ergebnisse der Messungen (2. Messzyklus)	113
Tabelle 18:	Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse	119
Tabelle 19:	Beispielbewertung - Bivalente Vorwärmung	II
Tabelle 20:	Beispielbewertung - PtG (Methan) im Verteilnetz	IV

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogas-Anlage
BGEA	Biogas-Einspeise-Anlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSO	Verteilnetzbetreiber (Distribution System Operator)
EE	Erneuerbare Energie
EEX	European Energy Exchange
ES	Energiespeicherung
GDR(M)A	Gas-Druckregel-(Mess)anlage
GuD	Gas- und Dampf (-Kraftwerk)
IR	Infrarot
H ₂	Wasserstoff
i.N.	Im Normzustand
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LV	Lastverschiebung
MSR	Messen, Steuern, Regeln
NB	Netzbetrieb
PtG	Power-to-Gas
PTB	Physikalisch Technische Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierte Leistungs-Messung
SGG	Smart Gas Grid – Intelligentes Gasnetz
SLP	Standardlastprofil
SNG	Synthetic Natural Gas
SPG	Smart Power Grid – Intelligentes Stromnetz
SRL	Sekundärregelleistung
TSO	Transportnetzbetreiber (Transportation System Operator)
VLS	Volllaststunden
WLD	Wärmeleitfähigkeitsdetektor

Glossar

Agent	Steuer-/Regeleinheiten an strategischen Schnittstellen im Netz. Mit, je nach Position, unterschiedlichen Funktionen und angepasstem Informationsbedarf.				
Aggregator	Dienstleister, der mehrere (kleine) Anlagen zur Energieerzeugung oder –verbrauch zusammenfasst und mit diesen dann z.B. an einem Marktplatz agiert.				
Biogas	<p>Gas aus fermentativen Prozessen einer Biogasanlage [1].</p> <p>Wird unterschieden nach:</p> <table><tr><td>Biogas H/L</td><td>Aufbereitetes Biogas zur Einspeisung in das Gasnetz. Das Gas entspricht den Anforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 für H- bzw. L-Gas. [1], [2]</td></tr><tr><td>Rohbiogas</td><td>Unaufbereitetes Biogas, Gasbeschaffenheit nach DVGW-Arbeitsblatt G 262. [1], [3]</td></tr></table>	Biogas H/L	Aufbereitetes Biogas zur Einspeisung in das Gasnetz. Das Gas entspricht den Anforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 für H- bzw. L-Gas. [1], [2]	Rohbiogas	Unaufbereitetes Biogas, Gasbeschaffenheit nach DVGW-Arbeitsblatt G 262. [1], [3]
Biogas H/L	Aufbereitetes Biogas zur Einspeisung in das Gasnetz. Das Gas entspricht den Anforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 für H- bzw. L-Gas. [1], [2]				
Rohbiogas	Unaufbereitetes Biogas, Gasbeschaffenheit nach DVGW-Arbeitsblatt G 262. [1], [3]				
Marktplatz	Plattform zum Handeln von Strom sowie positiven und negativen Leistungen (z.B. www.regelleistung.net , EEX, lokale Lösungen)				
PtG/Power-to-Gas	Anlagen zur Produktion von Wasserstoff aus Erneuerbarem Strom, ggf. mit nachgeschalteter Methanisierung.				
Speichergas	„Jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.“ [4]				
Prosumer	Gleichzeitig Energie-Produzent und –Konsument. Ein Beispiel dafür ist eine Mikro-KWK-Anlage, welche Gas bezieht und dabei Strom und Wärme produziert.				

Zusammenfassung

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien sowohl in das Gas- als auch das Stromnetz haben in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Aufgrund der europäischen und nationalen Klimaziele wird auch weiterhin ein anhaltender Ausbau der Erneuerbaren Energien erwartet.

Die Ziele der Bundesregierung zur Biogaseinspeisung sind ambitioniert, so sollen ab 2020 jährlich 6 Mrd. m³ Biogas in das Gasnetz eingespeist werden, ab 2030 sogar 10 Mrd. m³. Auch wenn diese Zahlen nach aktuellen Schätzungen nicht erreicht werden, stellt die zunehmende Biogaseinspeisung einige Netzbetreiber bereits heute vor zusätzliche Herausforderungen. Da die Biogaspotenziale eher im ländlichen Raum vorhanden sind, wo der Gasabsatz tendenziell geringer ist als in urbanen Gebieten, führt die Biogaseinspeisung, neben erhöhten Kosten für die Konditionierung mit Flüssiggas, auch zunehmend zu einem Bedarf an Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung bis hin zur Rückspeisung in die vorgelagerten Netze.

Auf der Stromseite führt die volatile Einspeisung von Strom vor allem aus Windenergieanlagen dazu, dass neben dem Ausbau der Stromnetze auch zunehmend flexible Kraftwerke, Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistung und mittel- bis langfristig auch Langzeitspeicher benötigt werden.

Im Rahmen dieses Projekts wurde untersucht, welche Anforderungen sich für die Gasnetze aus der sich verändernden Energielandschaft ergeben. Darüber hinaus wurde betrachtet, auf welche Weise das Gasnetz zu einem *Smart Gas Grid* werden kann, um den Anforderungen zu begegnen und gleichzeitig seine Kernaufgaben, die sichere, effiziente und kostengünstige Versorgung mit Gas, zu erfüllen.

Die Anforderungen an ein Gasnetz der Zukunft lassen sich auf vier Kernpunkte konzentrieren:

1. Spartenübergreifende Netzführung: Die effiziente Integration Erneuerbarer Energien in die Energienetze und Ausnutzung der jeweiligen Vorteile der Netze.
2. Einspeise-, Transport- und Speicherfähigkeit: Die Verringerung des Aufwands für die Integration Erneuerbarer Gase in das Gasnetz bei gleichzeitiger Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs.
3. Einzelgerechte Gasabrechnung: Die Gewährleistung einer korrekten Abrechnung trotz vermehrter Einspeisung alternativer Gase mit aus technischer und wirtschaftlicher Sicht minimiertem Aufwand.
4. Informationsmanagement: Die Gewährleistung eines effizienten Netzverbundes, durch schnelle und zuverlässige Bereitstellung sowie Auswertung von spartenübergreifenden Informationen.

Große Teile dieser Anforderungen lassen sich bereits mit der bestehenden Gasinfrastruktur erfüllen. Für die darüber hinaus gehenden Herausforderungen wurden sogenannte *Smarte Elemente* entwickelt, die Teillösungen für das Smart Gas Grid darstellen.

Die Smarten Elemente werden, je nach ihrer generellen Aufgabe, in drei Gruppen eingeteilt:

1. Netzbetrieb: Aufrechterhaltung und Verbesserung des Netzbetriebs unter den Einflüssen der zunehmenden Einspeisung alternativer Gase.
2. Lastverschiebung: Verschiebung von positiven und negativen Lasten zwischen den Energienetzen zur verbesserten Nutzung der Erneuerbaren Energien.
3. Energiespeicherung: Erzeugung und Einspeisung von Gas aus Erneuerbaren Energien zur Speicherung und effizienten Nutzung.

Beispiele für Smarte Elemente im Bereich Netzbetrieb sind Systeme zur Gasbeschaffungsverfolgung, die auch für Verteilnetze von großer Bedeutung sind, sowie eine Vielzahl von Konzepten zur Kapazitätserhöhung und optimierter Rückspeisung. Dazu gehören u.a. die Verbindung von geeigneten Teilnetzen, Nutzung des Netzpuffers und Optimierung der Druckfahrweise von Teilnetzen. Alle diese Ansätze zielen darauf ab, die Integration alternativer Gase in die bestehenden Infrastrukturen mittel- und langfristig effizienter zu gestalten.

Im Bereich der Lastverschiebung sind u.a. bivalente Verdichter, also Verdichterstationen mit sowohl gas- als auch strombetriebenen Arbeitsmaschinen einzuordnen. Diese ermöglichen die Bereitstellung von Systemdienstleistung für das Stromnetz, indem die Verdichter statt wie bisher mit Erdgas, bei Bedarf ganz oder teilweise elektrisch angetrieben werden. Ein ähnlicher Ansatz funktioniert bei Vorwärmanlagen, dort lässt sich die benötigte Wärme bei Bedarf auch elektrisch bereitstellen. Beide Konzepte ermöglichen die Nutzung von überschüssigem Strom aus Erneuerbaren Energien, was einerseits die Integration von erneuerbarem volatilen Strom verbessert und darüber hinaus zu Einsparungen bei der betrieblichen Verwendung von Erdgas und somit zu einer Reduzierung der Betriebskosten der Netze führt.

Die Auswertung verschiedener Szenarien zeigt, dass deutschlandweit langfristig über 350 MW elektrische Verdichterleistung und über 150 MW Vorwärmleistung als Abnehmer für überschüssigen EE-Strom bereitgestellt werden können, das entspricht ca. 2 % der installierten Windleistung in 2010, was im Bereich der Lastverschiebung eine beachtliche Größenordnung darstellt.

Bei der Energiespeicherung stehen die PtG-Anlagen (PtG) und die Biogaseinspeisung im Fokus. Die Integration von PtG-Anlagen, welche im Projekt „Energiespeicherkonzepte“ detailliert betrachtet werden, schafft die Grundlagen zur Bewertung dieser Technologie, welche eine wichtige Grundlage zur Zusammenführung von Strom- und Gasnetzen zu Hybridnetzen ist. Mit dem Konzept PtG lässt sich Wasserstoff und/oder Methan aus

(vorranging) grünem Strom erzeugen, in das Gasnetz einspeisen und bei Bedarf auf vielfältige Weise nutzen – sowohl zur Wärme- und Strombereitstellung als auch im mobilen Bereich.

Mit dem Gasnetz und den angeschlossenen Speichern steht eine Infrastruktur zur Verfügung, die ein Vielfaches der Energie aus dem Stromnetz aufnehmen und langfristig speichern kann. Die Gasspeicher sind in der Lage, über 200 TWh erneuerbare Gase (Methan und in deutlich geringerem Maße Wasserstoff) aus erneuerbarem Strom zu speichern, dies entspricht in etwa der 23.000-fachen Kapazität des z. Z. größten deutschen Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal in Thüringen. Die Gasinfrastruktur ist derzeit der einzige verfügbare Langfristspeicher mit sehr hohen Kapazitäten.

Die Biogaseinspeisung, als weitere Form der Energiespeicherung, erlaubt die effiziente Nutzung des Biogases an Orten mit entsprechendem Wärmebedarf, was den Nutzungsgrad gegenüber einer Vorort-Verstromung erheblich erhöhen kann. Mittel- bis langfristig werden „smartere“ Konzepte zur Einspeisung benötigt als die bisher überwiegend angewandte Konditionierung mit Flüssiggas, um die Kosten für die Brennwertanpassung zu reduzieren. Möglichkeiten dafür sind z.B. die Einspeisung als Zusatzgas, Bildung von ganz- oder unterjährigen Teilnetzen mit Biogas als Grundgas oder optimierte Sollwertvorgaben bei der Konditionierung.

Neben der Definition der Smarten Elemente wurde ein Bewertungstool entwickelt, welches den Planer dabei unterstützt das optimale Smarte Element für die jeweilige Problemstellung zu identifizieren. Der entwickelte Ansatz funktioniert projektübergreifend, so dass auch die Lösungen zur Energiespeicherung oder Lastverschiebung aus z.B. den E-Energy-Projekten auf der Stromseite mit den Smarten Elementen verglichen werden können.

Zur Bewertung der Smarten Elemente werden eine Vielzahl von Bewertungskriterien abgefragt, als Ergebnis liegt jeweils eine Aussage zu den Auswirkungen des Smarten Elements auf die Kernaufgaben des Gasnetzes vor. Darüber hinaus aber auch für die Bereiche Potenzial und Aufwand für das Gas- und das Stromnetz, Wirtschaftlichkeit, Ökologische Bewertung, Bewertung hinsichtlich Regelwerken und in Bezug auf den Kunden. Dem Bericht liegt das Bewertungstool inkl. einiger Beispielbewertungen bei, was die Bewertung der Smarten Elemente in den jeweiligen Unternehmen ermöglicht.

Smart Gas Grids bieten erhebliche Lastverschiebungs-, Speicher- und Transportkapazitäten und sind somit ein wichtiger Beitrag für die Konvergenz der Energienetze Gas und Strom zu einem Hybridnetz, welches die Vorteile beider Netze vereint und die effiziente Integration Erneuerbarer Energien ermöglicht.

Unter aktuellen Marktbedingungen sind die meisten Smarten Elemente nicht oder nur bedingt wirtschaftlich, sie bieten aber mittel- bis langfristig hohe Potenziale zur Kostenreduzierung. Zur Erschließung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale sind noch verschiedene Schritte notwendig.

Es werden Erfahrungen mit Planung, Errichtung und Betrieb der Smarten Elemente benötigt, dies lässt sich durch Demonstrationsanlagen realisieren. Des Weiteren sind Marktanreize und die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen zur weiteren Entwicklung der Technologien notwendig, um den Unternehmen auch im regulierten Umfeld die Möglichkeit zum Betrieb Smarter Elemente, einerseits zur Optimierung des Gasnetzbetriebs, aber auch zur Lastverschiebung und Energiespeicherung zu ermöglichen.

1 Einleitung

Die Energielandschaft in Deutschland und vielen anderen Ländern weltweit unterliegt umfassenden Veränderungen. Demographische Effekte, strukturelle Verschiebungen sowie steigende Energieeffizienz führen zu Veränderungen beim Energieverbrauch. Vor allem der Wärmebedarf geht aufgrund von verbesserter Wärmedämmung in Neubau und sanierten Gebäuden kontinuierlich zurück. Auf der Erzeugungsseite ist eine deutliche Zunahme von dezentraler, volatiler Einspeisung zu verzeichnen. Vor allem die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen spielt hier eine wesentliche Rolle, die Anteile von Biogas, sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Einspeisung in das Gasnetz, und Photovoltaik nehmen deutlich zu. Neben Biogas gewinnen auch andere gasförmige Energieträger, wie z.B. Wasserstoff, Klärgas oder SNG an Bedeutung.

Diese sowohl zeitlich als auch räumlich bedarfsunabhängige Energieeinspeisung führt zu einer Veränderung der Anforderungen an die Energienetze. Auf der Gasseite steigt durch die Einspeisung alternativer Gase, vor allem zu Zeiten geringer Gasabnahme, der Bedarf an Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung oder Rückspeisung in das vorgelagerte Netz. Des Weiteren wird mit jeder zusätzlichen Einspeiseanlage entweder LPG zur Konditionierung des Biogases benötigt oder alternative Konzepte für den Umgang mit Biogas und die Gewährleistung einer korrekten Gasabrechnung umgesetzt.

Auf der Stromseite wird aufgrund der Erneuerbaren Energien einerseits der Ausbau der bestehenden Netze erforderlich, darüber hinaus aber auch Speichermöglichkeiten, flexible Kraftwerke und Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistung (z.B., Lastverschiebung), um Zeiten mit vom Energiebedarf abweichenden -angebot zu überbrücken.

Für die Energienetze, sowohl auf der Gas- als auch auf der Stromseite, ändert sich damit die klassische „gerichtete“ Energiedarbietung. Künftig wird ein deutlich differenzierteres Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten das System bestimmen. Daraus resultieren erhöhte Anforderungen an die Möglichkeiten des Lastmanagements, um auch weiterhin die Aufgabe der Energienetze, die sichere und kostengünstige Versorgung mit Gas oder Strom, bewältigen zu können.

Im Rahmen dieses Projekts wurde untersucht, welche Herausforderungen auf das Gasnetz, aber auch auf das Stromnetz, zukommen und welche effizienten Optionen bestehen, diesen zu begegnen. Darüber hinaus wurde betrachtet, in welcher Weise das Gasnetz die Stromseite unterstützen kann um eine effiziente Integration Erneuerbarer Energien sowohl in das Gas- als auch das Stromnetz - in den Verbund der Energienetze – zu ermöglichen.

2 Politische Rahmenbedingungen und Einflüsse auf die Energieinfrastrukturen

In den letzten Jahren hat die Einspeisung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen deutlich zugenommen (Diagramm 1). Möglich wurde dies durch die erfolgreiche Gestaltung des nationalen gesetzlichen Rahmens. Dieser dient zur Umsetzung der von der EU-vorgegebenen Ziele, welche bis 2020 europaweit zu erreichen sind. Die dabei für den sparsamen Umgang mit Energie in der Wirtschaft sowie eine gesicherte, wettbewerbsfähige und nachhaltige Energieversorgung konkret umzusetzenden Ziele sind:

- ein funktionierender Energiebinnenmarkt,
- die strategische Versorgungssicherheit (z.B. Entflechtung der EVU) und
- die Reduzierung der Treibhausgasemissionen

im Rahmen eines geschlossenen Auftretens der EU. [5]

Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen stellt einen Teil des Energie- und Klimaplanes „20-20-20 bis 2020“ dar und soll um mindestens 20 % gegenüber 1990 reduziert werden. Abbildung 1 verdeutlicht, dass dieses Ziel durch die Umsetzung zweier damit verbundener Teilziele erreicht werden soll.

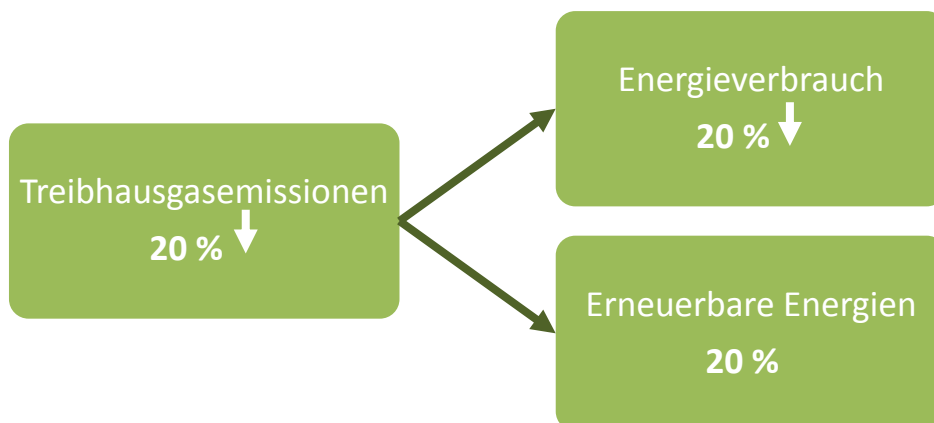


Abbildung 1: Klimaziele der EU 20-20-20 bis 2020

Zum einen durch die Vermeidung/ Verminderung der Nutzung von Energie, z.B. durch den Einsatz von effizienteren Technologien oder verbesserter Gebäudedämmung, und zum anderen durch den Einsatz Erneuerbarer Energien, welche im Vergleich zu fossilen Energieträgern positive CO₂-Bilanzen aufweisen. [5]

Der Anteil *Erneuerbarer Energien* am europäischen Energiemix soll bis 2020 auf 20 % steigen. Die Europäische Union verabschiedete dazu die EU-Richtlinie 2009/28/EG

(Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen), welche für jedes europäische Mitgliedsland einen Anteil an EE am Bruttoendenergieverbrauch für das Jahr 2020 festlegt. [6]

Die Umsetzung der europäischen Ziele in nationales Recht erfolgte in Deutschland vor allem mit dem EEG [4], welches erheblich zum Ausbau der Erneuerbaren Energien auf der Stromseite beigetragen hat. Auf der Gasseite zeigt die GasNZV [7] und die darin enthaltenen Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas in die Gasnetze Wirkung.

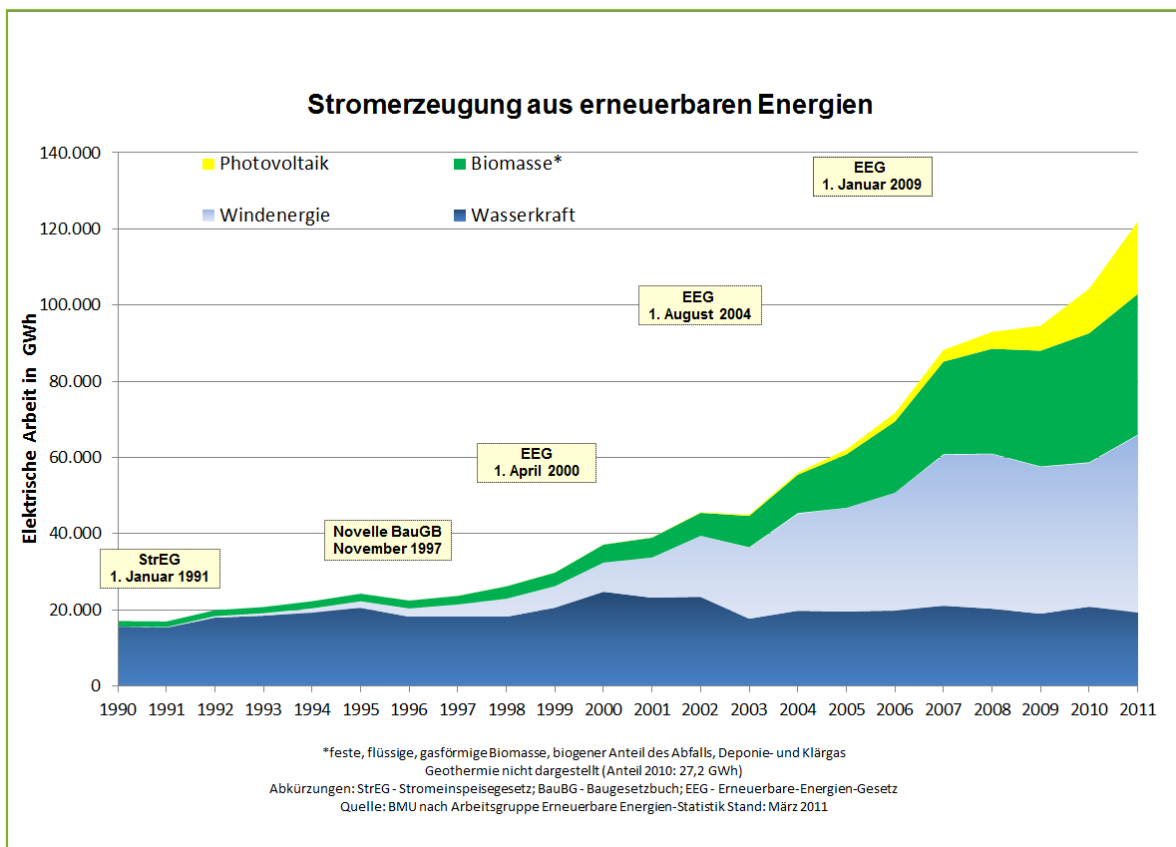


Diagramm 1: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (nach Quellen)

Die Stromerzeugung aus Windenergie und Biomasse, aber auch Photovoltaik und Wasserkraft, trägt mittlerweile mit einem Anteil von 20 % [8] an der Stromerzeugung signifikant zur Deckung des Energiebedarfs bei (Diagramm 2).

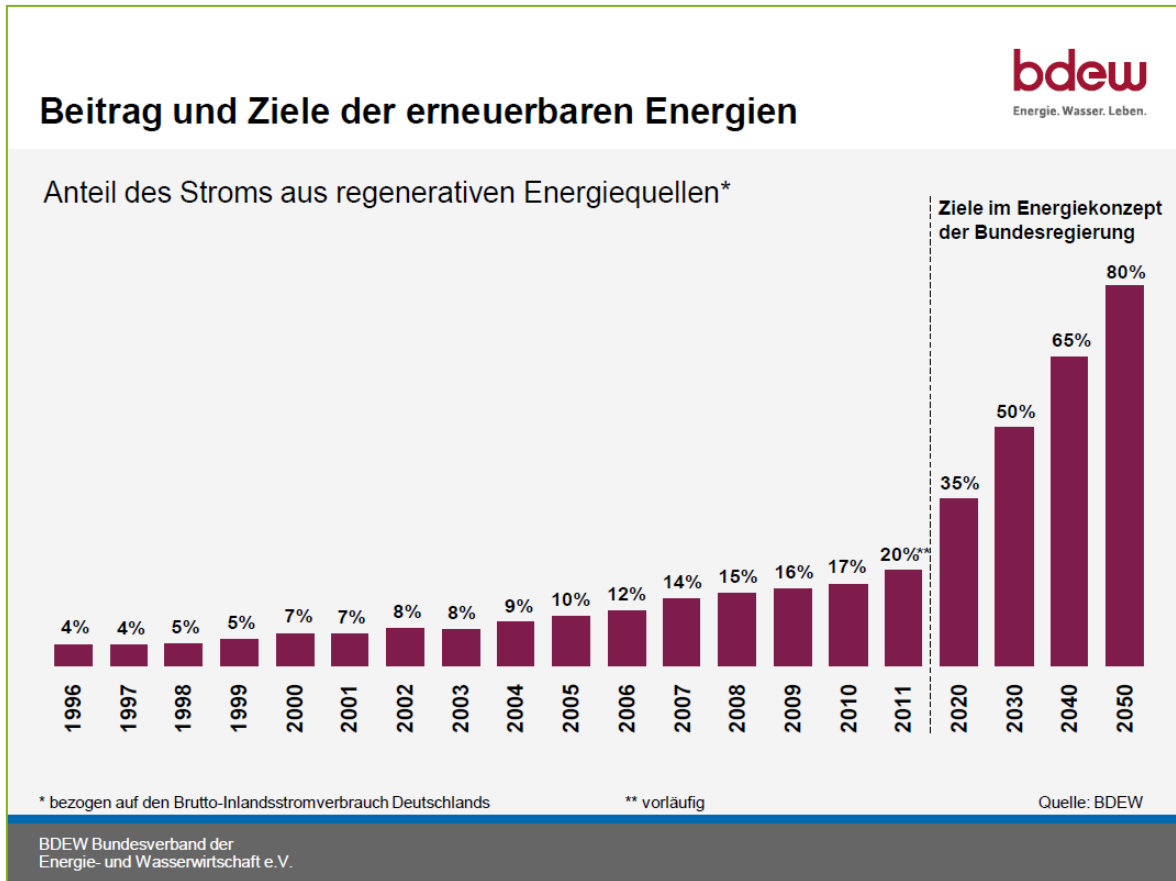


Diagramm 2: Anteil EE an der Stromerzeugung in Deutschland [8]

Die Ziele der Bundesregierung wurden 2007 im „integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung IEKP“ [9] zum Auftakt der Welt-Klimakonferenz in Bali definiert. Damit wurden die vorherigen Klimaschutzziele durch CO₂-Einsparung von -18 % auf -36 % gegenüber 1990 verdoppelt.

Im IEKP [9] sind grundlegende Klimaschutzziele für das Jahr 2020 definiert. So sollen u.a.

- die deutschen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 % reduziert werden (36 % können mit den Maßnahmen aus dem IEKP erreicht werden),
- der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf mindestens 30 % und an der Wärmeerzeugung auf 14 % erhöht werden,
- die Verwendung von Biokraftstoffen ausgebaut werden, ohne die Ökosysteme und die Ernährungssicherheit zu gefährden und
- im Rahmen einer Nachhaltigkeitsstrategie die Energieproduktivität zu verdoppeln.

Die für die Gaswirtschaft relevanten Ziele sind im Folgenden dargestellt:

- Bis 2020 soll ein Anteil von ca. 6 % Biogas H/L im Erdgasnetz erreicht werden, bis 2030 sogar 10 %. Das sind, bezogen auf den Erdgasverbrauch in 2007/2008, ca. 6 Mrd. m³ (2020) bzw. 10 Mrd. m³ (2030) [10].
- Aktuelle Studien gehen von realistisch erreichbaren 4 Mrd. m³ (2020) bzw. 7 Mrd. m³ (2030) eingespeistem Biogas H/L aus, so dass das angestrebte Ziel aus heutiger Sicht und unter den derzeitigen Rahmenbedingungen für die Biogaseinspeisung nicht erreicht wird [11] aber dennoch relevante Biogas H/L Volumina in den Netzen verteilt werden.
- Bei gleichbleibender durchschnittlicher Anlagengröße (ca. 640 m³/h) werden noch ca. 1.000 Biogas-Einspeise-Anlagen bis 2020 bzw. ca. 1.800 Anlagen bis 2030 benötigt.
- Derzeit werden in Deutschland etwa 480 Mio. m³ Biogas H/L pro Jahr von 87 Biogasanlagen produziert, aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, das entspricht 8 % des Ziels für 2020 (siehe Diagramm 3). [12], [13], [14]
- Der Einsatz von Smart Metern und die Einführung last- oder zeitabhängiger Tarife soll auch in der Gasversorgung etabliert werden [15], [16].
- Als konkrete Maßnahmen zum Erreichen der o.g. Ziele sind u.a. geplant, den Anteil von KWK-Anlagen an der Stromproduktion auf 25 % zu verdoppeln und die energetische Effizienz von Gebäuden durch Steigerung der Anforderungen hinsichtlich Dämmung und Einsatz erneuerbarer Energien um 30 % zu erhöhen.

Seit in Kraft treten der an die Biogaseinspeisung angepassten GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung, [7]) ist die Anzahl der in das Erdgasnetz einspeisenden Anlagen nahezu exponentiell gestiegen. Die GasNZV verpflichtet die Gasnetzbetreiber aller Druckstufen in ihrer aktuellsten Fassung unter anderem zu vorrangigem Netzanschluss und –zugang von Biogas-Einspeiseanlagen sowie zu einem erweiterten Bilanzausgleich. Mit diesen Maßnahmen, welche die Betreiber von Biomethan-Einspeiseanlagen finanziell und organisatorisch erheblich entlasten, sollen die Ziele der Bundesregierung zur Biogaseinspeisung unterstützt werden.

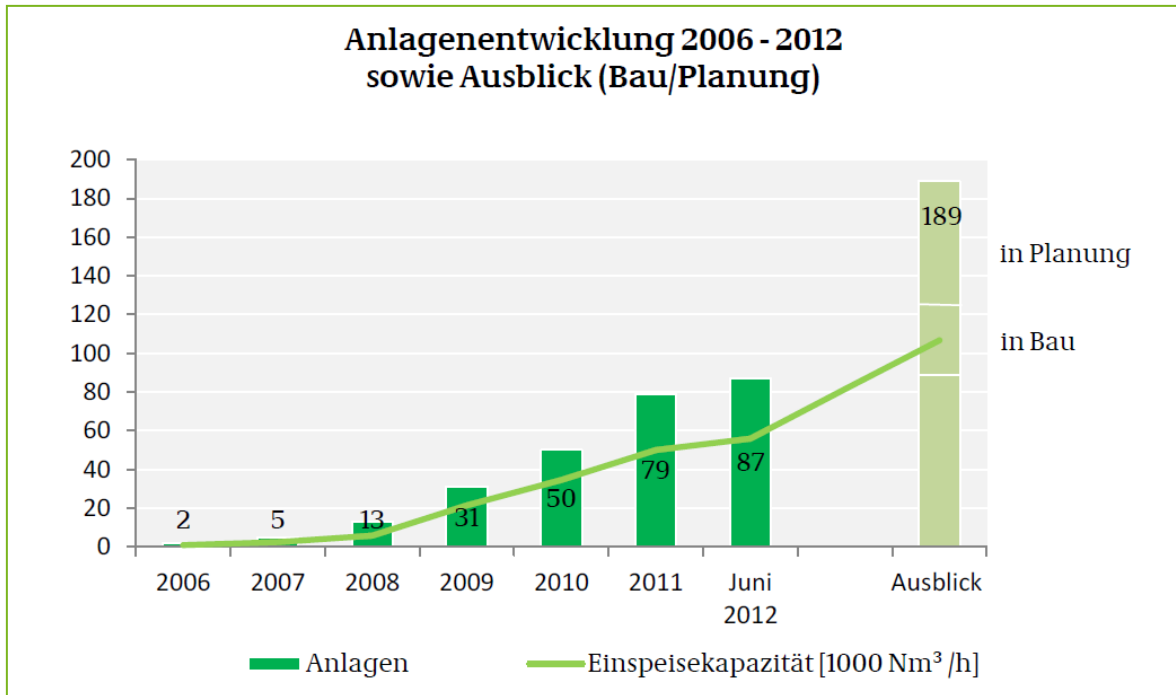


Diagramm 3: Entwicklung Biogaseinspeisung [17]

Anforderungen aus dem IEKP, welche entsprechende Maßnahmen bei den Stromnetzen erfordern, sind im Folgenden aufgeführt:

- Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung soll bis 2020 auf mindestens 30 % steigen. Dies soll vor allem durch den Ausbau von Offshore-Windparks erreicht werden, indem die entsprechenden Vergütungen angehoben werden [18], [19]. Der massive Ausbau von Windenergie führt zu einem erhöhten Regelenergiebedarf im Stromnetz bzw. zu erhöhter Vorhaltung von Ausgleichsenergie (konventionelle Kraftwerke) um in windschwachen Zeiten die benötigte elektrische Energie bereitstellen zu können.
- Um den Strom aus EE zu den Verbrauchern transportieren zu können ist der Ausbau der Stromnetze auf allen Spannungsebenen notwendig, um die Versorgungssicherheit und den reibungslosen Ausbau erneuerbarer Energien zu gewährleisten [20].
- Ab 2010 müssen im Neubau, im Rahmen umfangreicher Sanierungen, bei Endkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh und bei Anlagenbetreibern nach EEG [18] oder KWKG [21] bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung ab 7 kW ein Smart Meter eingebaut, sowie last- oder tageszeitvariable Tarife angeboten werden. Ziel dieser Maßnahme ist den Verbraucher bei der Reduzierung der Energiekosten zu unterstützen sowie die Möglichkeiten des Lastmanagements im Stromnetz zu verbessern [22], [16].

Die intelligenten Zähler bzw. „Smart Meter“ sind die Verknüpfung zwischen der Energieerzeugungs- und Transportseite mit der Verbraucherseite. Durch Übertragung und Auswertung von aktuellen Verbräuchen können Energieerzeugung und Netzsteuerung optimiert werden. Ein weiterer Fokus liegt auf der Elektromobilität. Hier sollen mit einem Entwicklungsplan verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen und die Anstrengungen in den Bereichen Batterietechnik und Fahrzeugtechnologie gebündelt werden [23]. Elektroautos können in einem Smart Grid, bei entsprechender Marktdurchdringung, als Stromspeicher zur Glättung von Erzeugungsspitzen und zum Abbau von Kapazitätsengpässen des Netzes dienen.

Damit sind sowohl auf der Gas- als auch der Stromseite erhebliche Veränderungen, vor allem auf der Erzeugungs- und Einspeiseseite zu erwarten. Dies geht einher mit einer zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung (z.B. Biogas, siehe Diagramm 3) und, u.a. aufgrund der Volatilität von Windenergie und Photovoltaik sowie deren stetigem Zubau (Diagramm 1), der Zunahme einer bedarfsunabhängigen Erzeugung, welche neue und erhöhte Anforderungen an die Netzstrukturen stellen und zu einem erhöhten Bedarf an Maßnahmen zur Lastverschiebung und Energiespeicherung führen.

Diese Anforderungen lassen sich durch die Anpassung der Netze, sowohl auf der Gas-als auch der Stromseite, zu Smart Grids, sowie die Verbindung der Energienetze zu einem Hybridnetz, welches die Vorteile beider Netze vereint, erfüllen.

3 Anforderungen an „Smart Gas Grids“

In diesem Kapitel sind die technischen Anforderungen definiert, welche an ein Smart Gas Grid, vor allem aufgrund der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien, sowohl auf der Strom- als auch auf der Gasseite gestellt werden. Diese Anforderungen können, insoweit sie die Fähigkeiten der vorhandenen Netze überschreiten, durch Smarte Elemente erfüllt werden. Diese werden in Kapitel 6 ausführlich erläutert.

Folgende Hauptanforderungen an zukünftige Gasnetz stellen sich aus heutiger Sicht unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen:

- 1. Spartenübergreifende Netzführung**
- 2. Einspeise-, Transport- und Speicherfähigkeit**
- 3. Einzelgerechte Gasabrechnung**
- 4. Informationsmanagement**

Spartenübergreifende Netzführung

Die Anforderung zur spartenübergreifenden Netzführung ist sowohl für das Gas- als auch das Stromnetz eine neue Herausforderung. Derzeit wird Gas in z.B. Mikro-KWK-Anlagen primär zur Wärmeerzeugung verbraucht, zusätzlich wird noch Strom erzeugt. Zukünftig müssen diese Anlagen bedarfsgeführt gefahren werden und dabei sowohl den Wärmebedarf als auch die Bedürfnisse des Stromnetzes berücksichtigen.

Des Weiteren ist die Etablierung einer weiteren spartenübergreifenden Technologie (PTG-Anlagen) zu erwarten (siehe Kapitel 5.5.2). Diese Anlagen werden Strom für die Erzeugung von Gas (Wasserstoff oder Methan) nutzen und somit eine Verbindung von der Strom zur Gasseite in einem zukünftigen Hybridnetz darstellen. Darüber hinaus könnten bisher gasbetriebene Komponenten (z.B. Antriebsmaschinen für Verdichter) zukünftig im Bedarfsfall elektrisch betrieben werden, um Systemdienstleistung für das Stromnetz bereitzustellen (siehe Kapitel 5.4.2 und 5.4.3).

Das Ziel der spartenübergreifenden Netzführung ist die effiziente Integration Erneuerbarer Energien in die Energienetze und Ausnutzung der jeweiligen Vorteile der Netze.

Diese neuen Aufgaben erfordern den Austausch von Informationen hinsichtlich Lastgänge und Kapazitäten, sowie zur möglichen kurzfristigen Bereitstellung von Lasten und Erzeugungskapazitäten. Die Kommunikation und Umsetzung kann teilweise über bereits bestehende Lösungen erfolgen (siehe Marktplätze, Kapitel 5.4.1), erfordert aber auch neue Elemente bzw. Marktteilnehmer.

Einspeise-, Transport- und Speicherkapazität

Die Anforderung zur Einspeise-, Transport- und Speicherkapazität resultiert aus der angestrebten zunehmenden Einspeisung von Biogas in das Gasnetz sowie der erwarteten Einspeisung von Wasserstoff und Methan aus PTG-Anlagen. Es sollen zukünftig verschiedene Gase (Erdgas, Biogas, (methanisierter) Wasserstoff, SNG, ...) mit möglichst geringem technischen und wirtschaftlichem Aufwand hinsichtlich Konditionierung und Verdichtung aufgenommen, transportiert und ggf. gespeichert werden können.

Neben den Unterschieden bei der Gasbeschaffenheit spielt auch das Ungleichgewicht zwischen kontinuierlicher Biogaseinspeisung, stromnetzabhängiger Wasserstoffeinspeisung und den untertägigen sowie saisonalen Schwankungen unterliegenden Gasabsatz eine wesentliche Rolle für den Netzbetrieb und die Kapazitäten des Gasnetzes.

Diese zeitlich und räumlich flexible Aufnahme von Gasen mit unterschiedlichen Zusammensetzungen erfordert Konzepte zum Umgang mit von Erdgas abweichenden Gasen, sowohl auf der Netzmanagementebene als auch z.B. bei der Anpassung der Topologie zur Erhöhung der Kapazität des Netzes. Des Weiteren werden Ansätze zur Erhöhung der Flexibilität und der Dynamik benötigt, um angemessen auf sich verändernde Parameter (Mengen, Gasbeschaffenheit) zu reagieren.

Das Ziel dieser Anforderung ist die Verringerung des Aufwands für die Integration Erneuerbarer Gase in das Gasnetz bei gleichzeitiger Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs.

In Kapitel 5.3 werden Smarte Elemente vorgestellt, welche zur Umsetzung der formulierten Anforderung beitragen können.

Gasabrechnung

Die Gewährleistung einer sicheren und genauen Abrechnung sowohl für den Endkunden als auch Netzkunden ist eine wesentliche Anforderung, basierend auf den rechtlichen Rahmenbedingungen wie dem Eichrecht und dem DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“. Neben der Ermittlung des Abrechnungsvolumens beim Gaskunden spielt die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes eine wesentliche Rolle. Der Abrechnungsbrennwert kann entweder messtechnisch mittels Messung an den Ausspeisepunkten oder durch Einsatz eines geeichten Rekonstruktionssystems, bzw. rechnerisch durch Anwendung von Ersatzverfahren bestimmt werden. Die Ersatzwertverfahren bedingen, dass die Mittelwerte der Einspeisebrennwerte in einem (Teil-)Netz während des Abrechnungszeitraums nicht mehr als 2 % vom mengengewichteten Brennwert abweichen. Dies erfordert, vor allem bei Einspeisung verschiedener Erd- und Biogase, Maßnahmen zur Anpassung der Brennwerte (i.d.R. Konditionierung des Biogases mit LPG), was zu steigenden Kosten für die Biogaseinspeisung und damit auch für den Gaskunden führt.

Das Ziel dieser Anforderung ist die Gewährleistung einer korrekten Abrechnung trotz vermehrter Einspeisung alternativer Gase mit aus technischer und wirtschaftlicher Sicht minimiertem Aufwand.

Ein wesentliches Element zur Umsetzung dieser Anforderung ist eine an die jeweilige Netzsituation angepasste Brennwert- bzw. Gasbeschaffenheitsverfolgung. Aktuelle Konzepte sind in Kapitel 6.2.2 dargestellt.

Informations-Management

Eine wesentliche Grundlage für die Umsetzung der oben genannten Anforderungen ist ein erweitertes Informationsmanagement. Vor allem für den Betrieb spartenübergreifender Smarter Elemente müssen die bestehenden Systeme zur Informationserfassung und -Verarbeitung dahingehend erweitert werden, dass die benötigten Informationen (z.B. Kapazitäten des Gasnetzes, verfügbare Leistung zur Lastverschiebung) erhoben, übermittelt und verarbeitet werden können.

Das Ziel des zukünftig erforderlichen Informationsmanagements ist die Gewährleistung eines effizienten Netzverbundes, durch schnelle und zuverlässige Bereitstellung sowie Auswertung von spartenübergreifenden Informationen.

Welche Informationen jeweils im Detail benötigt werden kann nicht allgemein beantwortet werden, diese Frage wird daher bei der Erläuterung der Smarten Elemente in Kapitel 6 behandelt.

Ein Beispiel dafür sind Kapazitätsinformationen, welche der Gasnetzbetreiber bereitstellt, damit die Wasserstoffproduktion in PTG-Anlagen entsprechend geregelt werden kann. Dazu werden Informationen zu aktuellen und ggf. zukünftig zu erwartenden Volumenströmen übermittelt, um eine konstante Wasserstoffkonzentration durch mengengeführte Einspeisung zu erreichen.

4 Vergleich der Anforderungen mit bestehender Infrastruktur

4.1 Darstellung der Netzebenen im Ist-Zustand

4.1.1 Struktur des Gasnetzes

Nationales Transportnetz

Erdgas wird zum größten Teil über die Ferngasleitungen aus den Förderländern Russland, Norwegen, Niederlande, Dänemark und Großbritannien zu den an der Landesgrenze gelegenen Übernahmestationen der einzelnen Importeure transportiert. An diesen Übernahmestationen werden die eingehenden Gasmengen erfasst und der Betriebsdruck im Allgemeinen auf das Niveau der Transportleitungen von ca. 84 bar reduziert. Über die Transportrohrleitungen wird das importierte und in Deutschland geförderte Erdgas verteilt. An diesem aufgespannten Netz von Transportrohrleitungen sind sowohl Regionalversorger, Stadtwerke, kleinere Versorger, als auch Sonderkunden mit einem hohen Erdgasbedarf, z.B. Glashersteller, Gießereien und Schmelzbetriebe angeschlossen. Die Reduzierung auf die erforderlichen Betriebsdrücke erfolgt durch Gas-Druckregelanlagen. Des Weiteren sind an den Transportleitungen die Erdgasspeicher in Deutschland angeschlossen und es werden Transitmengen für andere europäischen Staaten durchgeleitet.

Die Transportnetze sind in der Regel mit Systemen zur Gasbeschaffenheitsverfolgung oder Brennwert-Rekonstruktion ausgerüstet, um eine geeichte Abrechnung der transportierten Erdgase zu gewährleisten. Der Stand der Technik bei diesen Systemen und mögliche Alternativen, welche sich auch für die Verteilnetzebene eignen, sind in Kapitel 6.2.2 dargestellt.

Verteilnetze

Der Netzanschluss der Regionalverteiler bzw. der Ortsnetzversorger (z.B. Stadtwerke) an das Transportnetz erfolgt über das Verteilnetz. Wie auch bei der Schnittstelle zwischen Ferngasleitungsnetz und Transportnetz erfolgt hier eine Druckreduzierung auf den im Verteilnetz jeweilig geforderten Betriebsdruck. An diesen Gas-Druckregel-Messanlagen, oder aber auch erst am Einspeisepunkt in die Ortsnetzversorgung, erfolgt in der Regel zusätzlich eine Odorierung des Erdgases.

Die Verteilnetze sind selten mit Systemen zur Brennwertrekonstruktion oder-Verfolgung ausgerüstet. Dies kann, bei zunehmender Einspeisung von alternativen Gasen, zu Problemen bei der korrekten Ermittlung von Abrechnungsbrennwerten führen.

Ortsnetze

Die eigentliche Versorgung der Erdgaskunden wird über die Ortsnetzverteilung und die dort integrierten Ortsnetzregelanlagen realisiert. Sollte der Betriebsdruck bereits im Verteilernetz angepasst worden sein, erfolgt in diesen Stationen nur die Mengenmessung.

Die Ortsnetze besitzen meist, zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit, mehrere Einspeisepunkte aus einem oder mehreren vorgelagerten Netzen.

Bei Bedarf werden in den Ortsnetzen weitere Druckreduzierungen über kleine und mittlere Regelschränke vorgenommen.

Der Anschluss der Erdgaskunden erfolgt im Ortsnetz über die Versorgungs- und Haus-Anschlussleitungen.

Die letztmalige Absenkung des Leitungsdruckes auf Kundenniveau (25 mbar) erfolgt im Bedarfsfall entsprechend der Druckebene des Ortsnetzes über die Hausdruckregler.

In Ortsnetzen erfolgt i.d.R. keine Gasbeschaffenheits- oder Brennwertverfolgung.

4.1.2 Odorierung – Stand der Technik

Die Odorierung in Deutschland hat sich in den vergangenen Jahren Diversifiziert. Seit Einführung des schwefelfreien Odoriermittels Gasodor®S-Free im Jahr 2001 wurde im Jahr 2006 ein weiteres schwefelarmes Odoriermittel namens Spotleak®Z auf dem deutschen Markt eingeführt. Hierdurch ist die Odorierung in Deutschland vielfältiger geworden, als es in der Vergangenheit der Fall war. Es werden sowohl Einzelstoffe als auch Mischungen von Odorierstoffen zur Odorierung von Erdgasen angeboten.

Zugabe von Odoriermitteln

In Deutschland ist die Zugabe von Odoriermitteln klar durch die Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 280-1 „Gasodorierung“ (G 280) definiert. In diesem Arbeitsblatt sind die Mindestodoriermittelkonzentrationen festgelegt, die bei der Odorierung eingehalten werden müssen.

Bei den Mengen, die im Gas an den repräsentativen Punkten im Netz nachgewiesen werden müssen, wird zwischen neuen und etablierten Odoriermitteln unterschieden. Für etablierte Odoriermittel gelten folgende Konzentrationen [24]:

- | | |
|--|---------------------------|
| • THT | 10 mg/m ³ i.N. |
| • Schwefelfreie Odoriermittel auf Acrylatbasis | 8 mg/m ³ i.N. |
| • Ethylacrylat-/THT-Gemisch | 6 mg/m ³ i.N. |
| • Mercaptane | 3 mg/m ³ i.N. |

Für neue Odoriermittel müssen die erforderlichen Mindestodoriermittelkonzentrationen auf Basis der Ergebnisse von olfaktometrischen Untersuchungen nach den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 280 berechnet werden.

Bei den Verfahren zur Odorierung hat sich in Deutschland ausschließlich die Odorierung auf Basis des Injektionsverfahrens durchgesetzt. Im europäischen Ausland existieren ebenfalls vorwiegend Anlagen des gleichen Verfahrenstyps, es sind aber auch Bypass-Anlagen in Betrieb. Die Anlagen werden entweder mit Wechselgebinden oder stationären Behältern kombiniert. Letztere sind insbesondere für die Odorierung großer Gasvolumenströme prädestiniert. Die Anlagenpalette reicht von Anlagen zur Odorierung von wenigen Kubikmetern pro Stunde bis hin zu mehreren Millionen Kubikmetern pro Stunde. Beim Druckbereich gibt es hinsichtlich der Einsatzgebiete ebenfalls keine Einschränkungen. Es sind Anlagen vom Niederdruckbereich bis hin zu Drücken von 1.200 bar erhältlich.

Überwachung der Odorierung

Nach G 280 sind sowohl die Funktion der Odorieranlagen als auch die Odoriermittelkonzentrationen im Verteilnetz zu kontrollieren. Bei der Kontrollhäufigkeit wird zwischen Anlagen mit und ohne Fernüberwachung unterschieden.

Bei Anlagen ohne Fernüberwachung muss die Funktionsprüfung der Anlagen vor Ort in monatlichen Abständen erfolgen. Entgegen dem ist die Funktionsprüfung bei fernüberwachten Anlagen in halbjährlichen Intervallen durchzuführen.

Unabhängig von der Funktionsprüfung ist die Kontrolle der Odoriermittelkonzentration im Verteilnetz an repräsentativen Messstellen erforderlich. Die Messung der Odoriermittelkonzentration ist zweimal jährlich durchzuführen. Dabei muss eine Messung in der absatzschwachen Zeit von Mai bis September und eine Messung in der absatzstarken Zeit von Oktober bis April stattfinden. Die Messungen sollen an nach betrieblichen Erfahrungen repräsentativen Punkten, die möglichst weit von der Odorieranlage entfernt sind, durchgeführt werden [24].

Für die halbjährliche Kontrolle der Odoriermittelkonzentration sind geeignete quantitative Verfahren einzusetzen. Hierzu gehören vor allem gaschromatographische Verfahren, bei denen eine Trennung des Analyten in einzelne Verbindungen erfolgt [24].

Odoriermittel

Nachfolgend wird auf die verschiedenen Stoffgruppen und Odoriermittel eingegangen, die auf dem Markt erhältlich sind und zur Odorierung eingesetzt werden. Es werden sowohl Einzelstoffe als auch Mischungen von Odorierstoffen zur Odorierung von Erdgasen genutzt.

Die vorrangig zur Anwendung kommenden Odoriermittel lassen sich in fünf Typenklassen einteilen, die teils unter verschiedenen Handelsnamen angeboten werden. Im Einzelnen sind diese:

- Tetrahydrothiophen (THT),
- Mercaptane,
- Mercaptan-THT-Gemische,
- Schwefelfreies Odoriermittel auf Acrylatbasis,

- Schwefelarmes Odoriermittel Acrylat-THT-Gemisch

Tabelle 1: In Deutschland eingesetzte Odoriermittel

Odoriermittel (Handelsname)	Zusammen- setzung	Molare Masse	Dampf- druck (15°C)	Dichte (20°C)	Schmelz- punkt	Siede- punkt	Schwefel- gehalt
	[Ma.-%]	[g/mol]	[hPa]	[g/cm³]	[°C]	[°C]	[Ma.-%]
THT, Scentinel®T	100% THT	88,16	14	0,999	-96	121	36,4
Scentinel® E	77% TBM / 16% IPM / 6% NPM	90,2	169	0,81	< -10	59	37,2
Spotleak®1009	81% TBM / 17% IPM / 2% NPM	90,2	169	0,807	< -10	62	37,2
Scentinel® TB, Spotleak®1005	30% TBM / 70% THT	88,8	56	0,939	< -30	82	36,2
Gasodor® S-Free®	60% EA / 37,4% MA / 2,5% MEP	95,3	83**	0,93	-72	80	0
Spotleak®Z	88% EA / 12% THT	98,7	36*	0,93	< -72	95	3,9
EA ...	Ethylacrylat			MEP ...	Methylethylpyrazin	* bei 20°C	
MA ...	Methylacrylat			THT ...	Tetrahydrothiophen	** bei 25°C	
TBM ...	tert-Butylmercaptan			IPM ...	Isopropylmercaptan		
NPM ...	n-Propylmercaptan						

Neben den in Tabelle 1 dargestellten Odoriermitteln werden noch weitere angeboten. So existieren zum Beispiel auch Mischungen aus Dimethylsulfid (DMS) und TBM und/oder aus Methylethylsulfid (MES).

Arten der Odorierung

Die Odorierung kann zentral oder dezentral erfolgen. Die Zentralodorierung findet bedingtermaßen im Hochdruckbereich auf der Transportebene statt. Dabei wird das Gas zentral über wenige Odorierungsstationen odoriert. Im Gegensatz hierzu wird die dezentrale Odorierung über eine Vielzahl von kleinen Anlagen, die sich vorwiegend niedrigeren Druckstufen befinden realisiert. Bei der dezentralen Odorierung wird das Gas im Transportbereich ohne Odoriermittel transportiert und erst bei der Übergabe in ein Verteilnetz odoriert.

4.1.3 Bewertung der bestehenden Infrastruktur

Die vier wesentlichen Anforderungen

1. Spartenübergreifende Netzführung
2. Einspeise-, Transport- und Speicherfähigkeit
3. Einzelgerechte Gasabrechnung
4. Informationsmanagement

welche aus der sich verändernden Energie-Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur resultieren, werden von der bestehenden Infrastruktur zu großen Teilen bereits erfüllt.

Die Anforderung zur spartenübergreifenden Netzführung hingegen wird derzeit noch nicht berücksichtigt. Sie ist jedoch ein wichtiger Punkt um die Gesamteffizienz der Energienetze durch Verbindung und Nutzung der jeweiligen Vorteile zu erhöhen. Konzepte zur spartenübergreifenden Netzführung sind in den folgenden Kapiteln zur Lastverschiebung (6.3) und Energiespeicherung (6.4) beschreiben.

Das Gasnetz ist bereits in der Lage große Mengen Erd- und anderer Gase aufzunehmen und zu verteilen. Die zunehmende Biogaseinspeisung führt jedoch lokal bereits zu Problemen aufgrund des Missverhältnisses von Biogaspotenzial und Gasbedarf. Abhilfe kann einerseits bereits vor der Einspeisung geschaffen werden, durch bessere Planung der Standorte von Biogaseinspeiseanlagen mit Berücksichtigung der Situation im Gasnetz, andererseits durch technische Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität (Kapitel 6.2) der betroffenen Teilnetze.

Die zunehmende Einspeisung alternativer Gase führt aber nicht nur zu Kapazitätsproblemen, sie erhöht auch den Bedarf an Flüssiggas zur Konditionierung, um eine korrekte Gasabrechnung zu gewährleisten. Die Konditionierung auf den Erdgasbrennwert, aktuell der Stand der Technik, ist aufgrund der damit verbundenen Kosten und den bei der Verbrennung entstehenden zusätzlichen CO₂-Emissionen keine langfristig anzustrebende Lösung. Es werden daher Alternativen zum Umgang mit vom Erdgas abweichenden Gasen benötigt, darunter auch zur Gewährleistung einer korrekten Gasabrechnung bei veränderter Einspeisestruktur. Möglichkeiten dafür sind in Kapitel 6.2.2 (Gasbeschaffenheitsverfolgung) und 6.4.1 (Energiespeicherung - Biogas) dargestellt.

Die zunehmende Kommunikation mit neuen, smarten Elementen im Gasnetze und zwischen den Energienetzen erfordert teilweise zusätzliche Mess- und Kommunikationstechnik. Beispiele dafür sind sogenannte Agenten, welche bei Bedarf Kommunikations- und Auswertungsaufgaben übernehmen, um die effiziente Integration neuer Lösungen in die bestehenden Netze zu gewährleisten. Beispiele für die Agenten und deren Aufgaben finden sich in Kapitel 6.3.1 und bei der Beschreibung der einzelnen Smarten Elemente in Kapitel 6.

Insgesamt wird kein großes Smart Gas Grid benötigt, mit vollständiger messtechnischer Erfassung und umfangreicher Ausrüstung mit Kommunikationstechnik. Es bedarf vielmehr einer Vielzahl von Detaillösungen, welche zielgerichtet das Gasnetz bei der Erfüllung der neuen Aufgaben, resultierend vor allem aus der Einspeisung Erneuerbarer Energien in das Gas-, aber auch das Stromnetz, unterstützen. Daher wurden im Rahmen des Projekts Smarte Elemente entwickelt, welche zielgerichtet effiziente Lösungen bereitstellen können. Die Smarten Elemente werden ausführlich in Kapitel 6 vorgestellt und erläutert.

5 Übersicht zu Smart Grids

5.1 Allgemeines

Intelligente Gasnetze, sog. „Smart Gas Grids“, sind Netze, die Informationen zu Bedarf und Aufbringung von Energie erfassen, auswerten sowie in der Lage sind Energie-Bedarf und -Aufbringung mit Hilfe von automatisierten (smarten) Elementen abzugleichen. Dieser Abgleich überschreitet die Grenzen der Einzelnetze Strom und Gas und führt zu einer Konvergenz der Energieinfrastrukturen.

Im Strombereich sind die Ansätze, das Netz durch IKT „intelligenter“, also schneller und präziser regelbar, zu machen schon deutlich weiter fortgeschritten gegenüber dem Gasbereich, das Netz ist somit schon relativ "smart". Dies ist vor allem in der Notwendigkeit begründet schnell auf Laständerungen sowohl erzeugungs- als auch abnehmerseitig reagieren zu müssen.

Für das besteht erst seit wenigen Jahren die Notwendigkeit dezentrale Einspeisungen in den Netzbetrieb zu integrieren. Derzeit speisen 87 Anlagen [14] entsprechend den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 260 aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz ein, was nur geringe Anforderungen an den Netzbetrieb stellt.

Darüber hinaus verfügt das Gasnetz über Speicherkapazitäten im Netz selbst (wobei das Absinken des Netzdruckes in Spitzenlastzeiten weniger kritisch als die Reduzierung der Netzfrequenz auf der Stromseite ist) und reagiert daher auf Laständerungen weniger sensibel. Es kann somit auf erzeugungs- oder verbrauchsabhängige Lastspitzen flexibler reagieren.

Dezentrale Einspeisung von elektrischer Energie aus WEA hingegen findet in Deutschland seit 1991 in Größenordnungen statt. In diesem Jahr trat das Stromeinspeisegesetz [25] in Kraft, welches die Stromnetzbetreiber zur Abnahme und definierten Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtete [26]. Dieses wurde am 01.04.2000 durch das EEG (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, [4]) ersetzt, welches seit dem 17. August 2012 in seiner aktualisierten Fassung gilt und erheblich zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, somit jedoch auch zur Zunahme des Bedarfs an technischen Lösungen zur Steuerung und Regelung in den Stromnetzen beiträgt.

Aus diesen Gründen sind die Projekte zu Smart Grids auf der Stromseite derzeit deutlich zahlreicher als im Gasbereich, im Folgenden wird eine Übersicht aktueller Projekte gegeben und ausgewählte Projekte werden näher beschrieben.

5.2 Smarte Energienetze – Aktueller Stand und Demoprojekte

5.2.1 Smart Grid in Malta

Malta soll eins der ersten Länder mit einem Smart Grid werden. Da es keine ganzjährigen Flüsse oder Seen gibt ist Malta ganzjährig auf Grundwasser angewiesen, was einen erheblichen Energieaufwand für Filterung und Entsalzung mit sich bringt. Von IBM wird die Basis für ein Smart Grid geschaffen, indem die 250.000 analogen Stromzähler durch Smart Meter ersetzt und zusammen mit den Wasserzählern in ein System integriert werden, welches die Überwachung, Analyse und Verwaltung der Zählerstände und Verbräuche erlaubt. Auf diese Weise kann das Lastmanagement für private Haushalte und die öffentliche Wasseraufbereitung optimiert und an die Energieproduktion durch, noch zu errichtende, erneuerbare Energiequellen angepasst werden. [27]

5.2.2 Smart Grid in Irland

Die irische Regierung und ESB Networks haben eine umfassende Initiative zur Untersuchung von Smart Grids ausgerufen. Die vier Schwerpunkte des Smart Grid Projekts sind die Integration erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz, die Erhöhung des Anteils von Elektroautos auf 10 % bis 2020 und die Entwicklung eines dynamischen Netzes.

Bis 2020 sollen 40 % der Stromproduktion in Irland durch Windenergie abgedeckt werden. Ein wichtiger Aspekt ist daher die Untersuchung des Einflusses von erneuerbaren Energien auf das Netz und die daraus entstehenden Anforderungen an das Stromnetz. Die Energieeffizienz ist bis 2020 um 20 % zu steigern, bis 2035 soll ein kohlenstoffneutrales Energiesystem geschaffen werden. Für die Umsetzung eines anpassungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzes werden neue Technologien zur Zusammenführung herkömmlicher, erneuerbarer und gespeicherter Energie entwickelt und entsprechende Überwachungssysteme geschaffen. [28]

5.2.3 E-Energy und die AG Smart Grids in Deutschland

E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ ist ein nationales Leuchtturmprojekt zu Smart Grids, initiiert durch das BMWi. In diesem Projekt werden seit 2008 sechs Modellregionen untersucht, die jeweils unterschiedliche integrale Systemansätze hinsichtlich energierelevanter Wirtschaftsaktivitäten sowohl auf der Markt- als auch auf der technischen Betriebsebene verfolgen.

Der Fokus liegt dabei auf der Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung – von der Gewinnung des Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung. Ein wesentlicher Bestandteil ist die Integration der Elektromobilität zur Stromspeicherung und Lastverschiebung. [29]

Des Weiteren wird durch das BMWi im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ die Arbeitsgruppe „Intelligente Netze und Zähler“ betreut. Das Ziel der AG ist, einen Entwicklungsplan für die Einführung von intelligenten Zählern und den Umbau der Verteilnetze zu einem leistungsfähigem intelligenten Stromnetz zu erstellen. [30]

5.2.4 Projektübersicht Smart Grids

In der folgenden Tabelle 2 ist eine Übersicht weiterer Smart Grid-Projekte mit ihren Kerninhalten dargestellt.

Tabelle 2: Projektübersicht Smart Grids

Land	Projektname	Kerninhalte
A	/	Salzburg wird Smart Grid Modellregion für Österreich
AUS	CenterPoint Energy	Queanbeyan wird die erste australische Stadt mit installierten Smart Grid (Smart Grid Demonstration Center)
CH	/	Optimierte Energieversorgung auf dem Weg zur Installation von Smart Grid
CHN	/	Etablierung von Smart Grids m. H. von den USA oder Europa bis 2020 in drei Stufen
D	E-Energy	Erprobung von Smart Grids (Technologien und Märkte) in Modellregionen
DK	Cell-Projekt	Aktivierung von Ressourcen (Windkraft und BHKWs) in einer Pilot-Zelle; Zelle ermöglicht Inselbetrieb, kann aber auch als virtuelles Kraftwerk eingesetzt werden (2008 wurden 5.000 Haushalte integriert)
IRL	/	Integration EE, Steigerung Energieeffizienz, Förderung Elektromobilität
J	/	Vollständige Umstellung der Netzinfrastruktur auf Smart Grid bis 2030 (Testregionen: die Städte Yokohama, Toyota in der Präfektur Aichi, die Kansai Science City und Kita-Kyūshū)
M	/	Lastverschiebung zur Erhöhung der Energieeffizienz und Optimierung des Ressourceneinsatzes in Malta
NL	EDGaR	Amsterdam: Smart City in Europa ab 2012 Lösungen für ein intelligentes Gasnetz
UK	/	Flächendeckender Einbau von Smart Metern bis 2020
USA	/	Boulder: Errichtung einer Smart Grid City

5.3 Einschätzung der Übertragbarkeit von Technologien und Methoden

Die Technologien und Methoden der bisher bestehenden und geplanten Smart Grids sind stark auf die Anforderungen des Stromnetzes zugeschnitten und lassen sich daher nur bedingt auf den Gasbereich übertragen. Die Gründe dafür liegen in den erheblichen Unterschieden bei den Infrastrukturen und deren Verhalten gegenüber Laständerungen, aber auch in der Art der Anforderungen aus der Einspeisung Erneuerbarer Energien.

Viele stromseitige Ansätze für Smart Grids basieren auf der flächendeckenden Einführung von Smart Metern, um mit der Einführung lastabhängiger Tarife den Stromverbrauch preisgesteuert optimieren zu können. Für die im folgenden Kapitel 6 vorgestellten Lösungen für das Gasnetz spielen Smart Meter, wie auch lastabhängige Tarife, nur eine geringe Rolle.

Interessant sind allerdings die Ansätze zur Lastverschiebung, z.B. durch bedarfsgerechtes An- und Abschalten von Kühlhäusern und die daraus resultierenden Wertschöpfungsoptionen, sowie die Alternativen zur Energiespeicherung in Elektroautos und Pumpspeicherkraftwerken in Form von PTG-Anlagen. Diese Konzepte lassen sich auch mit Anlagen im Gasnetz umsetzen, um ebenfalls mit Anlagen zur Lastverschiebung Systemdienstleistung für das Stromnetz und Kapazitäten zur Energiespeicherung bereitzustellen.

Lastverschiebung kann z.B. durch den bedarfsgerechten Betrieb elektrisch betriebener Transport- oder Speicherverdichter erfolgen, Energiespeicherung durch Produktion und Einspeisung von Wasserstoff und Methan in das Gasnetz. Diese und andere Möglichkeiten werden in Kapitel 6.3 (Lastverschiebung) und Kapitel 6.4 (Energiespeicherung) ausführlich erläutert.

6 Smarte Elemente als Teillösungen von SGG

Aufgrund der Vielzahl von Herausforderungen, die sich aus der zunehmenden Biogaseinspeisung ebenso wie durch den Bedarf an Lasterschiebung und Energiespeicherung auf der Stromseite ergeben, und den vielen unterschiedlichen Netzkonfigurationen und Lösungsoptionen gibt es nicht DAS Smart Gas Grid, welches, möglichst bei überschaubarem Aufwand, allen Herausforderungen gerecht wird. Vielmehr werden Smarte Elemente, also intelligente Teillösungen, abgestimmt auf die jeweils vorliegende Netzsituation, benötigt.

Im Rahmen des Projekts wurden eine Vielzahl von Smarten Elementen für die drei Kernaufgaben Netzbetrieb, Lastverschiebung und Energiespeicherung entwickelt. Diese finden sich in nachstehender Abbildung 2 wieder. Für den Netzbetrieb und den effizienten Umgang mit Biogas gibt es beispielsweise die smarte Rückspeisung und die Verbindung von Teilnetzen zur Erhöhung der Kapazität. Lastverschiebungen aus dem oder in das Stromnetz können durch bivalent betriebenen Transportverdichter und Vorwärmanlagen in GDRA sowie die Prosumer (Energie-Produzenten und -Konsumenten, z.B. Mikro KWK) übernommen werden. Energiespeicherung kann durch Einspeisung von Wasserstoff oder Methan aus PTG-Anlagen in das Gasnetz realisiert werden.

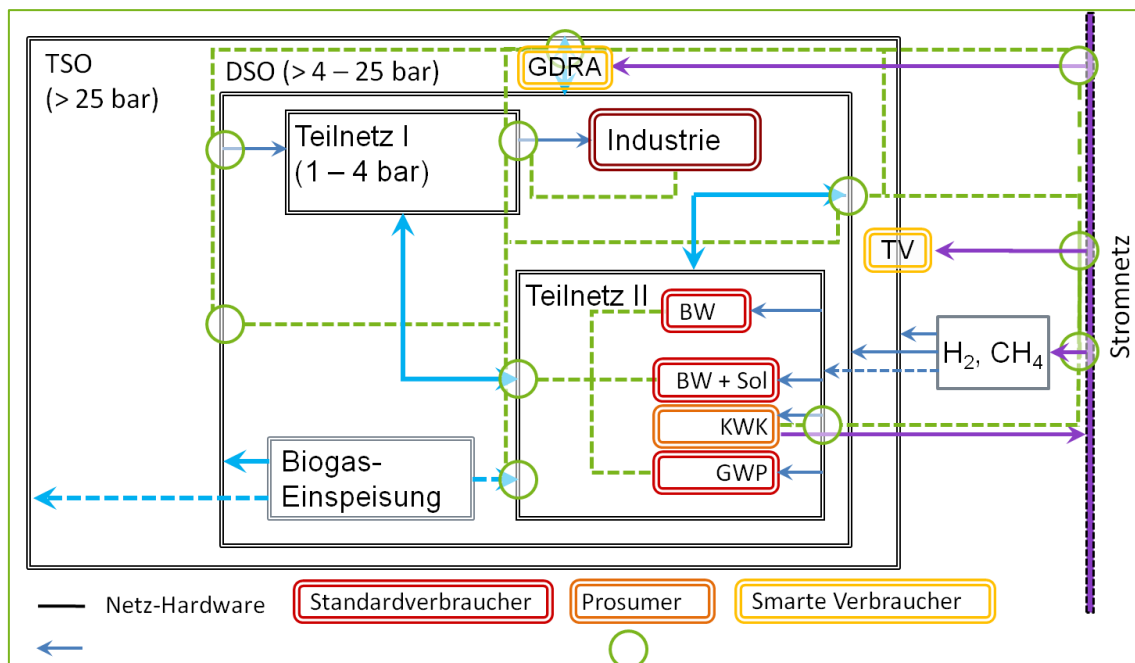


Abbildung 2: Schema - Smart Gas Grid inkl. Smarte Elemente

6.1 Übersicht Smarte Elemente

Die definierten Smarten Elemente werden in Abhängigkeit ihrer Aufgabe in 3 Gruppen unterteilt:

1. Netzbetrieb

Innerhalb dieser Gruppe werden alle Smarten Elemente zusammengefasst, die unabhängig der veränderten Rahmenbedingungen wie z.B. der zunehmenden dezentralen Einspeisung von EE-Gasen die aktuelle Versorgungsqualität aufrechterhalten bzw. verbessern.

2. Lastverschiebung:

Zu dieser Gruppe sind Smarte Elemente des Gasnetzes zu zählen, die dem Stromnetz Systemdienstleistungen in Form von positiven oder negativen Lasten bieten können.

3. Energiespeicherung:

Smarte Elemente dieser Gruppe dienen zur Erzeugung von Gasen aus Erneuerbaren Energien, die z.B. durch Photovoltaik-, Windkraft- und Biogasanlagen gewonnen werden. Diese können anschließend in das Gasnetz eingespeist und ggf. gespeichert werden.

Im Gegensatz zur Biogasanlage, wo das einzuspeisende Gas direkt in der Anlage (Fermenter) erzeugt wird, bedarf es nach der Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen die nachgelagerten Prozesse der Elektrolyse und ggf. der Methanisierung.

Bedingt durch die Vielseitigkeit der einzelnen Smarten Elemente können die Zuordnungen der aufgeführten Gruppen teilweise nicht immer klar getrennt werden. In Abhängigkeit des Betrachters kann ein Smartes Element demzufolge in unterschiedlichen Gruppen eingeteilt und bewertet werden. Die Zuordnung der Smarten Elemente in Aufgabengruppen erfolgt in Tabelle 3 und in den Abschnitten 6.2 bis 6.4 die Bewertung der Smarten Elemente.

Tabelle 3: Einordnung der Smarten Elemente hinsichtlich ihrer Aufgaben

LV - Lastverschiebung, ES - Energiespeicherung, NB - Netzbetrieb
LV - Bivalente Verdichter (Netz) LV - Bivalente Verdichter (Speicher) LV - Bivalente Vorwärmung (Netz) LV - Bivalente Vorwärmung (Speicher) LV - Erdgastankstellen LV - Mikro-KWK
ES - Biogaseinspeisung (konditioniert) ES - Biogaseinspeisung (teilaufbereitet) ES - Biogaseinspeisung (unkonditioniert) ES - PTG - CH ₄ in Transportnetz ES - PTG - CH ₄ in Verteilnetz ES - PTG - H ₂ in Transportnetz ES - PTG - H ₂ in Verteilnetz
NB - Bidirektionale GDR(M)A NB - Bidirektionale Einspeisung NB - Einsatz von Speichern/BHKW zur Optimierung der Einspeisung NB - Gasexpansionsturbine GET NB - Kopplung von Teilnetzen NB - Nutzung des Netzpuffers (statt Rückspeisung) NB - Smarte De-/Odorierung NB - Rückspeisung am hydraulisch günstigsten Netzknoten NB - Rückspeisung durch Druckabsenkung im vorgelagerten Netz NB - Smarte Brennwertanpassung NB - Smarte Brennwertverfolgung

6.2 Smarte Elemente Netzbetrieb

Die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Gase sowie die Kopplung der Energienetze stellen steigende Anforderungen an die Struktur und den Betrieb der Gasnetze. Es werden u.a. neue und angepasste Lösungen sowohl für die Verteilung von Biogas als auch für die Gewährleistung einer korrekten Abrechnung benötigt.

Im Folgenden werden die Smarten Elemente aus dem Bereich Netzbetrieb vorgestellt.

6.2.1 Smart Meter

Smart Meter werden primär eingeführt, um dem Kunden einerseits eine bessere Übersicht über seinen Energieverbrauch zu geben und darüber hinaus das Angebot lastabhängiger Tarife zu ermöglichen. Ein wichtiges Ziel auf der Stromseite ist somit die Schaffung der Informationsgrundlagen zur effektiven Nutzung von flexiblen Lasten auf der Endverbraucherseite. Dies ist ein Schritt zur Vermeidung bzw. Dämpfung von Netzengpässen auch durch entsprechende Preisbildung. Zukünftig sollen durch die Schaffung von flexiblen Tarifen bei Erzeugungsspitzen z.B. durch Starkwind zu Zeit nicht genutzte Lasten mobilisiert werden. Die Umsetzung kann in Form von gesteuerter Zuschaltung von Kühlschränken und Waschmaschinen im Haushalt, aber auch Kühlhäusern und Elektrofahrzeugen (Ladevorgang) erfolgen. Dazu müssen die Smart Meter nicht nur in der Lage sein, variable Tarife anzuzeigen, idealerweise können sie auch entsprechend freigegebene Haushaltsgeräte wie z.B. Kühlschränke, oder bei Strombedarf auch die Mikro-KWK-Anlage zur Stromproduktion, ein- und auszuschalten.

Im Gasnetz besteht aufgrund der vorhandenen Flexibilität derzeit kein genereller Bedarf für solche Maßnahmen. Bei flächendeckender Einführung von Smart Metern für Gas könnte aber theoretisch auch bei überschüssigem Biogas im Netz (z.B. in Sommernächten) der Gaspreis reduziert werden, um den Gasabsatz für z.B. Warmwasserbereitung (in Verbindung mit Wärmespeichern) zu erhöhen und damit Rückspeisung des Gases in das vorgelagerte Netz zu vermeiden. Dieser Ansatz zur Lastverschiebung ist, am Beispiel der intelligenten Einbindung von Mikro-KWK-Anlagen in die Energienetze, in Kapitel 6.3.4 dargestellt.

6.2.2 Gasbeschaffenheitsverfolgung

6.2.2.1 Stand der Technik / bestehende Systeme

Systeme zur Simulation und Rekonstruktion von Gastransportnetzen sind seit über 30 Jahren im industriellen Einsatz. Vor ca. 25 Jahren wurde in Deutschland zum ersten Mal ein solches System zur Ermittlung von Gasbeschaffenheiten für die Abrechnung eichamtlich zugelassen. Auf Basis solcher Verfahren lässt sich die Gasbeschaffenheit zu jeder Zeit und an jedem Ort im gesamten Netz bestimmen. Eine solche Bestimmung der Gasbeschaffenheiten stellt eine essentielle Grundlage für die Erreichung der avisierten Einspeiseziele für Biogas aber auch anderer EE-Gasen dar. Sie ist die Voraussetzung für die Einspeisung von Gasen mit unterschiedlicher Beschaffenheit ohne kostenintensive Konditionierungsmaßnahmen durch die Ermittlung von Abrechnungsbrennwerten, welche eine einzelgerecht Abrechnung der Kunden sicherstellen. Die Etablierung von Gasbeschaffenheitssystemen im Transport- und Verteilnetzbereich ist eine Wesentliche Grundlage für SGG bzw. ein wichtiges Smartes Element.

Grundlage für die Berechnung ist eine möglichst korrekte Abbildung des Gasnetzes (Topologie): Rohrdaten (Länge, Durchmesser, Rauigkeit), Positionen von aktiven Elementen (Schieber, Regler, Verdichter, Mischanlagen) und geodätische Höhen werden im sogenannten Netzmodell parametrisiert.

Eingangsdaten für die Berechnung sind neben dem Netzmodell die eingespeisten Mengen und Gasbeschaffenheiten, Ausspeisemengen, Schieberstellungen, Vorgabewerte für Regler und Verdichterstationen sowie Druckmesswerte.

Als Ergebnis liefern Rekonstruktionssysteme in der Regel neben dem Brennwert auch die Normdichte und den CO₂-Anteil, die im Rahmen der Volumenumwertung für die Bestimmung der K-Zahl nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 486 benötigt werden. Einige Systeme rekonstruieren inzwischen auch die vollständige Gaszusammensetzung. Die Anforderungen an zugelassene Rekonstruktionssysteme sind in den Vorschriften der PTB festgelegt. [31], [32]

Zur Validierung der Berechnungsergebnisse werden die ermittelten Gasbeschaffenheiten an festgelegten Referenzstellen mit den dort gemessenen Gasbeschaffenheiten verglichen. Werden an diesen Stellen die Eichfehlergrenzen eingehalten, so dürfen auch die an den übrigen Punkten ermittelten Gasbeschaffenheiten für die Abrechnung verwendet werden.

In der Praxis haben sich Rekonstruktionssysteme auf der Transportebene sowohl unter metrologischen als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewährt, so dass diese Systeme heute praktisch bei allen Transportnetzbetreibern in Deutschland zu Einsatz kommen.

6.2.2.2 SmartSim - Brennwertverfolgung in Verteilnetzen

Für Verteilnetze, so wie in Abbildung 3 skizziert, konnten die etablierten und für Transportnetze zugelassenen Rekonstruktionssysteme bisher nicht ohne weiteres umgesetzt werden. Problematisch ist hierbei, dass insbesondere an den Ausspeisestellen häufig unzureichende Messwerte der Volumina vorliegen.

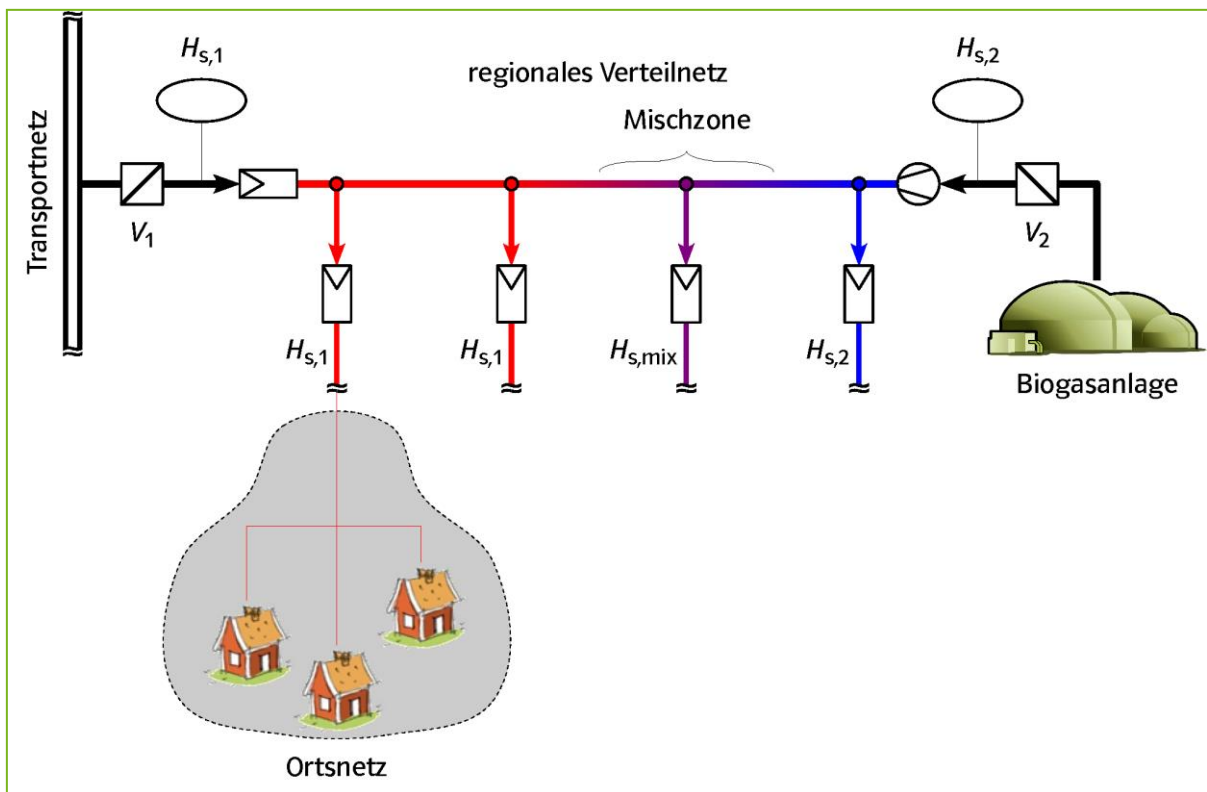


Abbildung 3: Vereinfachte Darstellung einer Erdgas-/Bioerdgaseinspeisung in ein Regionalnetz mit nachgeschalteten Ortsnetzen

Verschiedene Ansätze befinden sich derzeit in der Entwicklung. Für das von E.ON Ruhrgas entwickelten Verfahren SmartSim [33], [34] wurde kürzlich erstmals eine Zulassung für die Anwendung zur Abrechnung in einem Verteilnetz erteilt. Das Verfahren verwendet Standardlastprofile in Kombination mit einem neuartigen Korrekturalgorithmus um das Abnahmevermögen an den Ausspeisestellen des Netzes zu bestimmen. Unter Verwendung weiterer Eingangsinformationen lässt sich so für jeden Netzknoten ein Brennwert ermitteln, der sich auf die geeicht gemessenen Brennwerte an den Einspeisestellen zurückführen lässt. Eine Übersicht der verwendeten Eingangsinformationen ist in Tabelle 4 gegeben. Als Ergebnis liefert SmartSim die stündlichen Brennwerte an allen Netzknoten. Aus den Stundenwerten wird dann ein volumengewichteter Monatsmittelwert gebildet, der dann für die Abrechnung des jeweils nachgeschalteten Ortsnetzes verwendet werden kann.

Tabelle 4: Benötigte Eingangsinformationen für die Brennwertverfolgung

Eingangsinformation für die Brennwertverfolgung	Datenherkunft
Brennwerte an den Einspeisestellen	Messwerte (geeicht)
Normvolumina an den Einspeisestellen	Messwerte (geeicht)
Normvolumina an den Ausspeisestellen	Messwerte (RLM Kunden) sowie SLP-Daten, durch Volumenbilanz korrigiert
Leitungsdrücke	Messwerte an repräsentativen Stellen
Topologiedaten (u. a. Leitungslängen, Leitungsdurchmesser, Rohrrauigkeit)	Bereitstellung der Daten durch den Netzbetreiber

Die Validierung des Verfahrens wurde in Zusammenarbeit mit E.ON Avacon im Rahmen eines Feldversuchs durchgeführt, der von Anfang an von der PTB sowie dem Eichamt Niedersachsen begleitet wurde.

Ausgewählt wurde hierzu das Netz „Lüchow-Dannenberg“ in Niedersachsen (Abbildung 4), in das zum einen Erdgas-H an drei verschiedenen Stellen mit einem Brennwert von ca. 11,3 kWh/m³ sowie Bioerdgas der Biogasanlage Lüchow (ca. 600 m³/h) eingespeist wird. Der Brennwert des Bioerdgases beträgt nach der Aufbereitung etwa 10,8 kWh/m³. Derzeit wird das Bioerdgas durch Zumischung von Propan auf den Brennwert des Erdgases konditioniert.

Für die Bewertung der Simulationsergebnisse wurde ein mobiler Prozessgaschromatograf der Open Grid Europe eingesetzt, der im Zeitraum von Dezember 2010 bis August 2011 an verschiedenen Stellen im Netz aufgebaut wurde. Als Ergebnis konnte gezeigt werden, dass die Übereinstimmung zwischen den berechneten und gemessenen Brennwerten über den gesamten Zeitraum kleiner als $\pm 0,1 \%$ war. Nach Abschluss des Feldversuchs wurden für die weitere Überprüfung 2 Probensammler installiert, die einmal im Monat analysiert werden.

Aufgrund der positiven Ergebnisse des Feldversuchs wurde seitens E.ON Avacon im August 2011 der Antrag auf Zulassung des Verfahrens zur Abrechnung gestellt. Die Genehmigung wurde schließlich durch das Eichamt Niedersachsen im Einvernehmen mit der PTB im August 2012 erteilt. In der Zulassung wird eine mögliche Brennwertdifferenz der eingespeisten Gase von 0,8 kWh/m³ festgelegt. Für die Biogasanlage Lüchow bedeutet dies, dass das Biogas ohne weitere Zumischung von Propan eingespeist werden darf. In einer Kostenbetrachtung wurde gezeigt, dass sich durch einen Verzicht auf die Propaneinspeisung bei der im betrachteten Netz vorliegenden Bioerdgaseinspeisung eine jährliche Kostenersparnis von ca. 100.000 EUR ergibt. Außerdem lässt sich der CO₂-Ausstoß um ca. 170 t pro Jahr reduzieren.

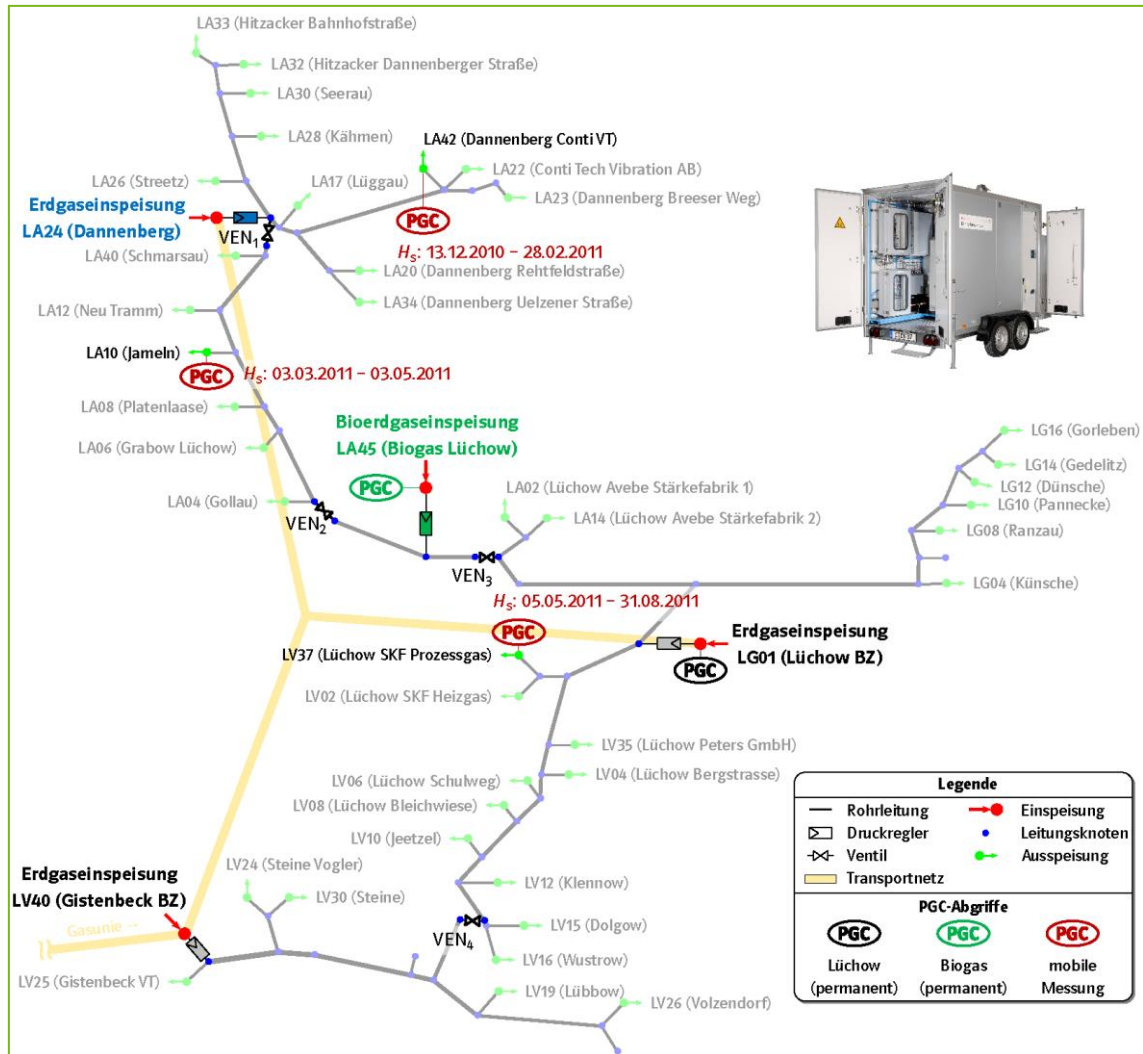


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Topologie „Lüchow-Dannenberg“ (E.ON Avacon)

6.2.3 Smarte Elemente zur Verbesserung der Integration von EE-Gasen

Neben dem zunehmenden Bedarf an Konditionierung stoßen die Netze, vor allem im ländlichen Gebiet mit tendenziell eher geringer Gasabnahme, teilweise an ihre kapazitiven Grenzen, so dass eine Rückspeisung von Biogas in die vorgelagerten Netze notwendig wird. Dies bedeutet einen erheblichen Aufwand hinsichtlich Investition und Betrieb für Verdichtung und ggf. Deodorierung. Auch hierfür werden Lösungen benötigt, um den Umgang mit der zunehmenden Biogaseinspeisung optimieren zu können.

Die klassische Erdgasverteilung, welche große Gasmengen an den Grenzübergabepunkten aufnimmt um diese dann über die Ferngasleitungen, regionale Transportnetze in Verteilnetze und schließlich an Ortsnetze und Endkunden zu übergeben, ist schematisch in Abbildung 5 dargestellt. Dieser gerichtete Transport von Erdgas wird zukünftig von mehr und mehr dezentralen Einspeisungen geprägt werden.

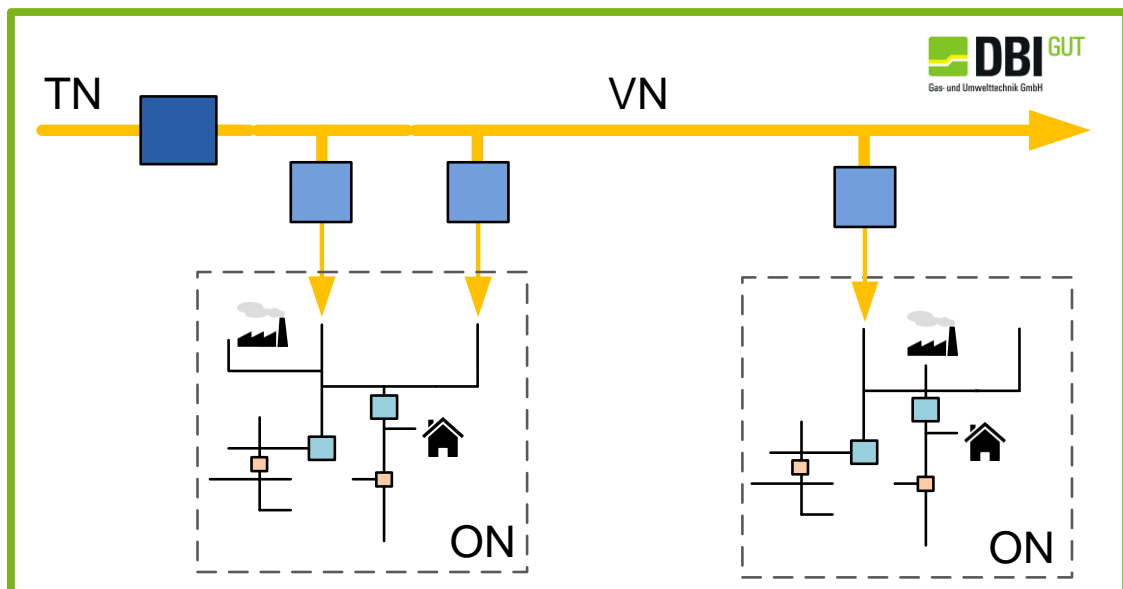


Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung für zwei Stadt-/Ortsnetze (ON) einem regionalen Verteilnetz (VN) und der Anbindung an das Transportnetz (TN)

Die zukünftig erwartete dezentrale Erdgasverteilung wird nicht nur in die TSO (TN)- und DSO (VN)-Ebene, sondern auch in die kapazitiv begrenztere lokale Verteil-/Ortsnetzebene erfolgen. Hier ist zu erwarten, dass vor allem in Zeiten schwacher Last, wie im Sommer, die Gasnetze nur begrenzte Volumenströme von EE-Gasen aufnehmen können.

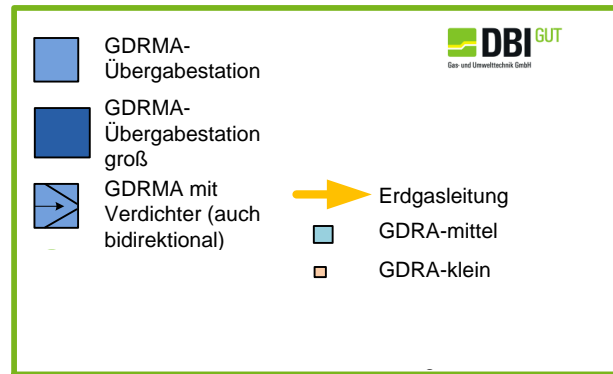


Abbildung 6: Beschreibung der einzelnen Netzelemente

Begrenzungen ergeben sich insbesondere für Gase mit von den Grundgasen abweichenden Beschaffenheiten durch die Vorgaben zur Einhaltung des zulässigen Brennwertbereiches (geregelt in den DVGW-Arbeitsblättern G260 und G685) aber auch durch das max. Netzvolumen/-kapazität. Letztere werden im Wesentlichen durch den Gasbedarf und Möglichkeiten der Netzpufferung bestimmt. Möglichkeiten zur Optimierung des Netzes und der Betriebsfahrweisen mit dem Ziel der effizienten Integration von EE-Gasen sind im Folgenden aufgeführt. Diese Ansätze stellen keine allgemeingültigen Lösungen dar, können aber je nach spezifischen Netzgegebenheiten einzeln oder in Verbindung zur Anwendung kommen.

Für alle Varianten wird von der gleichen Aufgabenstellung:

- In ein Orts-/Teilnetz erfolgt die Einspeisung von EE-Gasen, die in Zeiten geringen Gasabsatzes zu Problemen bei der Netzkapazität führt.

und den Netzbedingungen ausgegangen:

- gleiches Odoriermittel (bei Netzkopplung)
- max. mögliche Vereinheitlichung der Druckebenen innerhalb der Netze, denn kleinere GDRA stellen eine Barriere bei einem bidirektionalen Transport innerhalb der Netze dar (EE-Gase können bereits innerhalb der Netze nicht optimal verteilt werden)

6.2.3.1 Kopplung von zwei Orts-/Teilnetzen

Die Kopplung von zwei Orts-/Teilnetzen, die in einer technisch und wirtschaftlich vertretbaren Entfernung zueinander liegen, kann bei einer vorhandenen Einspeisung in einem der Netze bei Kapazitätsproblemen eine Rückspeisung in die vorgelagerte Druck- und Netzebene ersetzen (Abbildung 8).

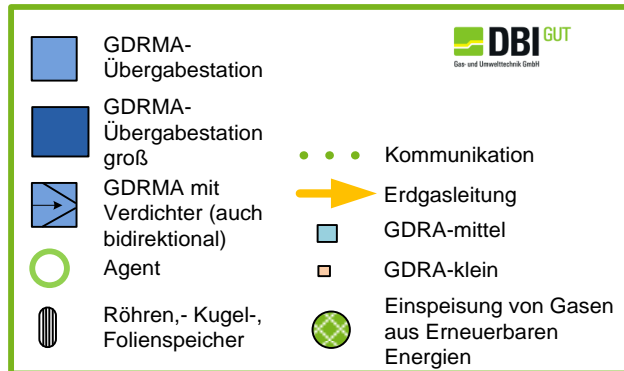


Abbildung 7: Beschreibung der einzelnen Netzelemente

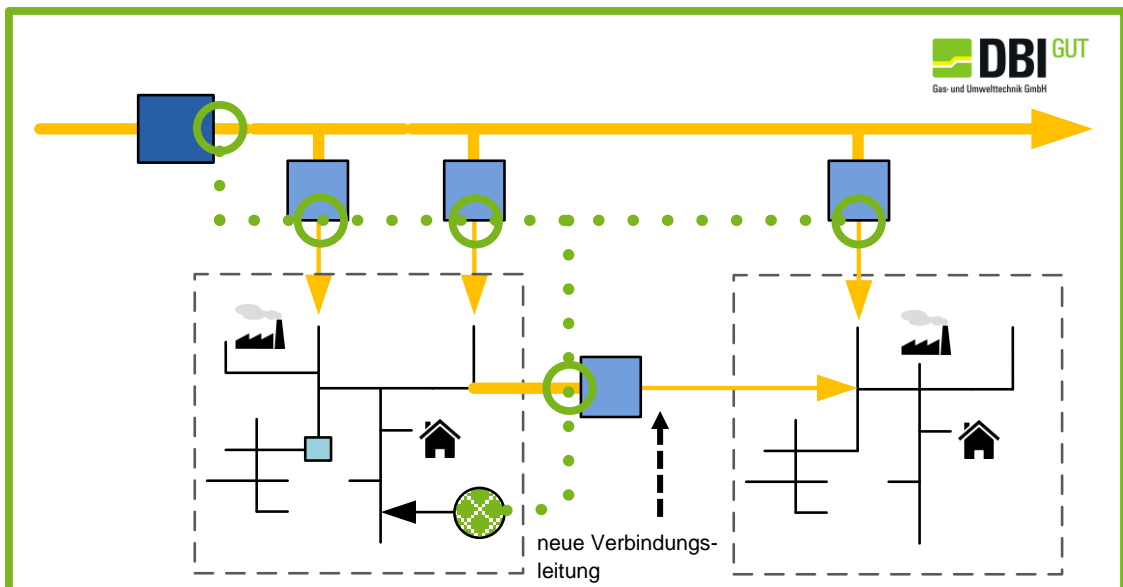


Abbildung 8: Vereinfachte Darstellung zur Kopplung von zwei Orts-/Teilnetzen

Funktionsweise Smarter Netzbetrieb:

- Einspeisung Gas aus EE in ein Orts-/Teilnetz
- Durch verminderte Last im Netz wird zuerst der Netzpuffer (Druckanhebung bis auf max. Betriebsdruck) ausgenutzt.
- Gleichzeitig erfolgt an den Übernahmestationen keine oder eine verminderte Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz.
- Wird der max. zulässige Betriebsdruck erreicht erfolgt die Einspeisung in das gekoppelte Netz (ggf. ist bei einem zu geringem Ausgangsdruck ein Verdichter notwendig) in dem ebenfalls an den Übernahmestationen keine oder eine verminderte Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz erfolgt.

- Durch den Einsatz von Agenten kann der Netzbetrieb wie bspw. der angepasste Erdgasbezug aus der vorgelagerten Netzebene im Vorfeld eines drohenden Kapazitätsproblems bedarfsgerecht angepasst werden.
- Alle Anlagen, die für eine Netzkopplung gesteuert bzw. von denen Daten erfasst werden müssen, werden mittels Agenten untereinander verschaltet.

Vorteile:

- Vermeidung von Rückspeisung in eine vorgelagerte Druck-/Netzebene (damit Vermeidung von Investitions- und Betriebskosten für die Deodorierung und Rückverdichtung).
- Verbesserte Versorgungszuverlässigkeit der gekoppelten Netze durch weiteren Netzeinspeisepunkt.

Nachteile:

- In Schwachlastzeiten besitzt das gekoppelte Netz möglicherweise keine freien Kapazitäten und kann somit keine EE-Gase aus dem anderen Netz aufnehmen.
- Hohe Investitionskosten durch zusätzlichen Anlagenaufwand für den Netzbetreiber in Form von Rohrleitungen, GDRA und ggf. Verdichter.
- Geringer Nutzungsgrad der Anlagen.

6.2.3.2 Rückspeisung am hydraulisch günstigsten Netzknoten

Sollte eine Netzkopplung aus topologischen, wirtschaftlichen oder aus technischen Gründen nicht möglich oder zweckmäßig sein, so kann am hydraulisch (höchster Netzdruck) und topologisch günstigsten Netzknoten (kurze Entfernung zwischen zwei Netzen) eine Rückspeisung in das vorgelagerte Netz mittels einer Netzberechnung ermittelt und anschließend umgesetzt werden (Abbildung 9).

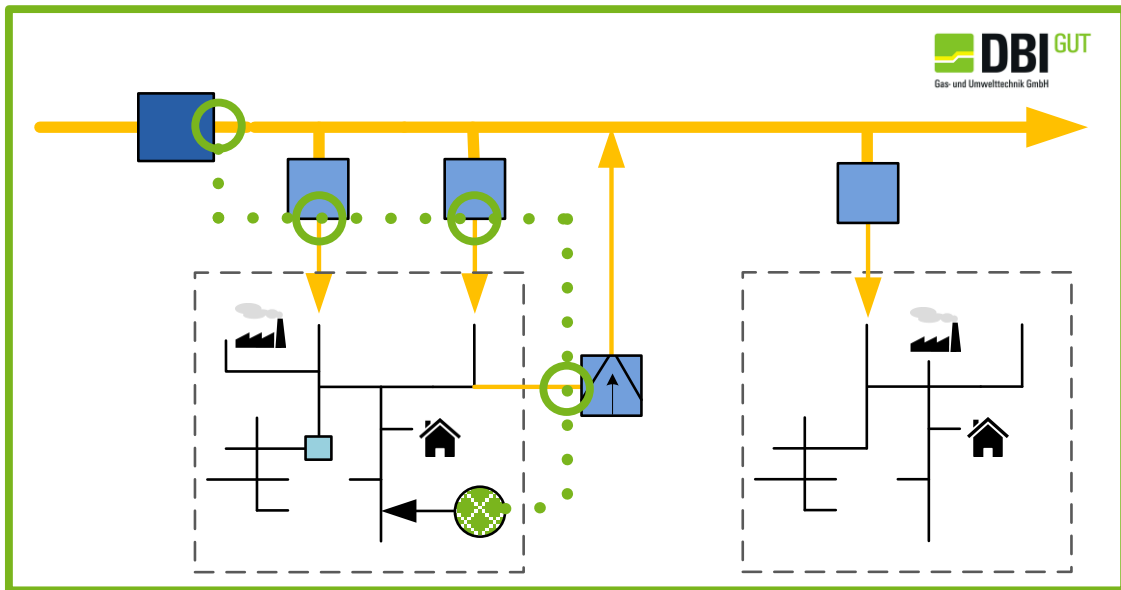


Abbildung 9: Vereinfachte Darstellung zur Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene

Funktionsweise Smarter Netzbetrieb:

- Einspeisung Gas aus EE in ein Orts-/Teilnetz.
- Durch verminderte Last im Netz wird zuerst der Netzpuffer (Druckanhebung bis auf max. Betriebsdruck) ausgenutzt.
- Gleichzeitig erfolgt an den Übernahmestationen keine oder eine verminderte Abnahme aus dem vorgelagerten Netz.
- Wird der max. Betriebsdruck erreicht erfolgt die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz.
 - I.d.R. wird der Druck in der vorgelagerten Netzebene zwangsläufig einen Verdichter bei der Rückspeisung von EE-Gasen erfordern.
 - Es sollte dennoch geprüft werden, ob der Druck in der vorgelagerten Netzebene auf ein Minimum gesenkt werden kann, so dass zum einen der vertraglich festgelegte Versorgungsdruck sowie die damit verbundenen Kapazitäten eingehalten und andererseits der Verdichtungsaufwand für die Rückspeisung minimiert werden kann.
- Ggf. muss eine vollständige oder eine angepasste Deodorierung (bis zu einem festgelegten Grenzwert) des Gases erfolgen.
- Durch den Einsatz von Agenten kann der Netzbetrieb wie bspw. der angepasste Erdgasbezug aus der vorgelagerten Netzebene im Vorfeld eines drohenden Kapazitätsproblems bedarfsgerecht angepasst werden.
 - Alle Anlagen, die für eine Rückspeisung gesteuert bzw. von denen Daten erfasst werden müssen, werden mittels Agenten untereinander verschalten.

Vorteile:

- Im Gegensatz zur „Netzkopplung“ kann bei der Rückspeisung oft von einer freien Kapazität ausgegangen werden.

Nachteile:

- Hohe Investitionskosten durch zusätzlichen Anlagenaufwand für den Netzbetreiber in Form von Rohrleitungen, GDRMA, Verdichter und Deodorierung.
- Voraussichtlich geringer Nutzungsgrad der Anlagen.
- Hohe Betriebskosten durch Deodorierung und Verdichtung.

6.2.3.3 Rückspeisung durch bidirektionale GDR(M)A

Eine weitere Variante zur Rückspeisung in das vorgelagerte Netz stellt die bidirektionale GDR(M)A dar. Hier wird die bestehende Anlage durch eine zusätzliche Regelschiene erweitert. Die bereits vorhandene Infrastruktur für z.B. Gas, Strom und Messtechnik kann genutzt werden und mindert die Investitionskosten der Rückspeisung. Im bestehenden Netz muss nicht wie in Abbildung 10 exemplarisch dargestellt jede Übernahmestation (GDR(M)A) für einen bidirektionalen Betrieb ausgelegt werden. Mittels einer Netzberechnung können die hydraulisch wirkungsvollsten Anlagen ermittelt werden.

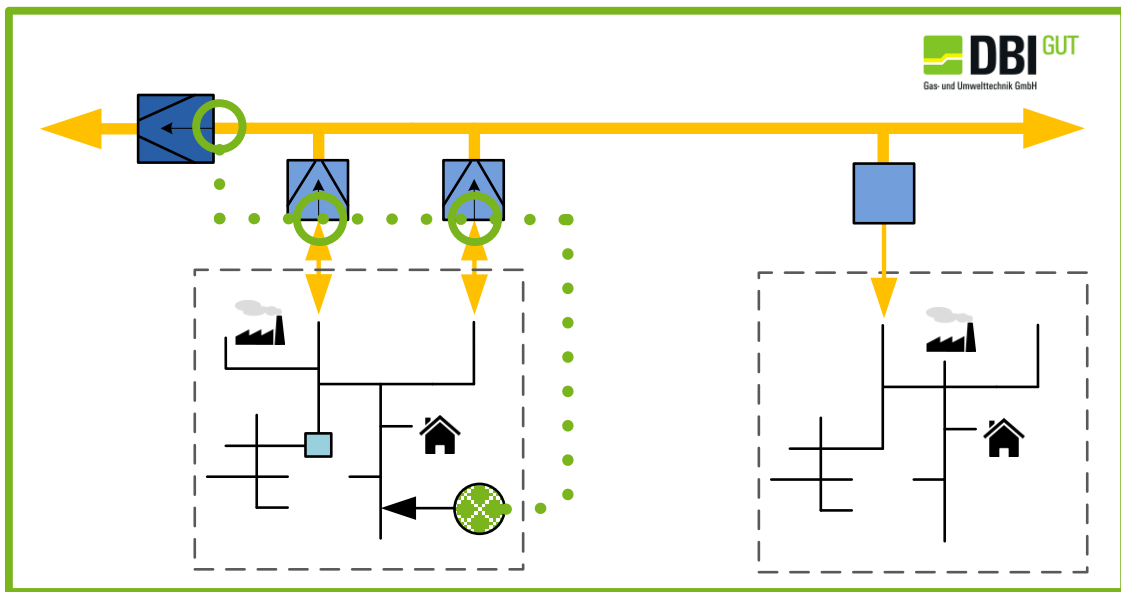


Abbildung 10: Vereinfachte Darstellung zur Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene mittels bidirektionaler GDR(M)A

Funktionsweise Smarter Netzbetrieb:

- Identische Ablaufbeschreibung wie für „Rückspeisung am hydraulisch günstigsten Netzkpunkt).
- In der jeweiligen GDR(M)A wird je nach Netzerforderlichkeit zwischen den Betriebsschienen und somit der Fließrichtung mittels Agent geschaltet.
- Alle Anlagen, die für eine bidirektionale GDR(M)A gesteuert bzw. von denen Daten erfasst werden müssen (z.B. Einspeisanlagen, Groß-Verbraucher, Gas-Druckregelanlagen im Netz mit Mengenerfassung) werden mittels Agenten untereinander verschalten.

Vorteile:

- Im Gegensatz zur „Netzkopplung“ kann bei der Rückspeisung durch eine bidirektionale GDR(M)A oft von einer freien Kapazität ausgegangen werden.
- Geringere Investitionskosten als bei „Netzkopplung“ und „Rückspeisung am hydraulisch günstigsten Netzkpunkt“ durch die Einsparung von Rohrleitungsbau und Nutzung bestehender Infrastruktur (Umhausungen, Fernwirktechnik, Wege Plätze, Strom etc.).

Nachteile:

- Hohe Investitionskosten durch zusätzlichen Anlagenaufwand für den Netzbetreiber in Form von Verdichter und Deodorierung
- Geringer Nutzungsgrad der Anlagen (in dem Fall nur der erweiterten Betriebsschiene und dem Verdichter)
- Hohe Betriebskosten durch Deodorierung und Verdichtung

In Ergänzung zu der allgemeinen Beschreibung der bidirektionalen GDR(M)A ist nachfolgend ein R&I-Schema für eine solche Anlage dargestellt. Der „schwarze“ Pfad mit den grünen Kreisen stellt eine bestehende GDR(M)A mit zwei Schienen (Arbeits- und Reserveschiene) dar. Der in Fließrichtung entgegengesetzte „orangene“ Pfad mit grünem Dreieck die erweiterte Betriebsschiene der Rückspeisung. Alle relevanten Elemente einer Betriebsschiene innerhalb einer Übergabestation wie bspw. Gas-Druckregler, Gaszähler und Gasmessung (PGC), SBV und SAV sowie Filter müssen auch bei einer Erweiterungsschiene vorgesehen werden. Zusätzlich muss ggf. eine Deodorierung vorgesehen werden (siehe Beschreibung Gliederungspunkt 6.2.3.2).

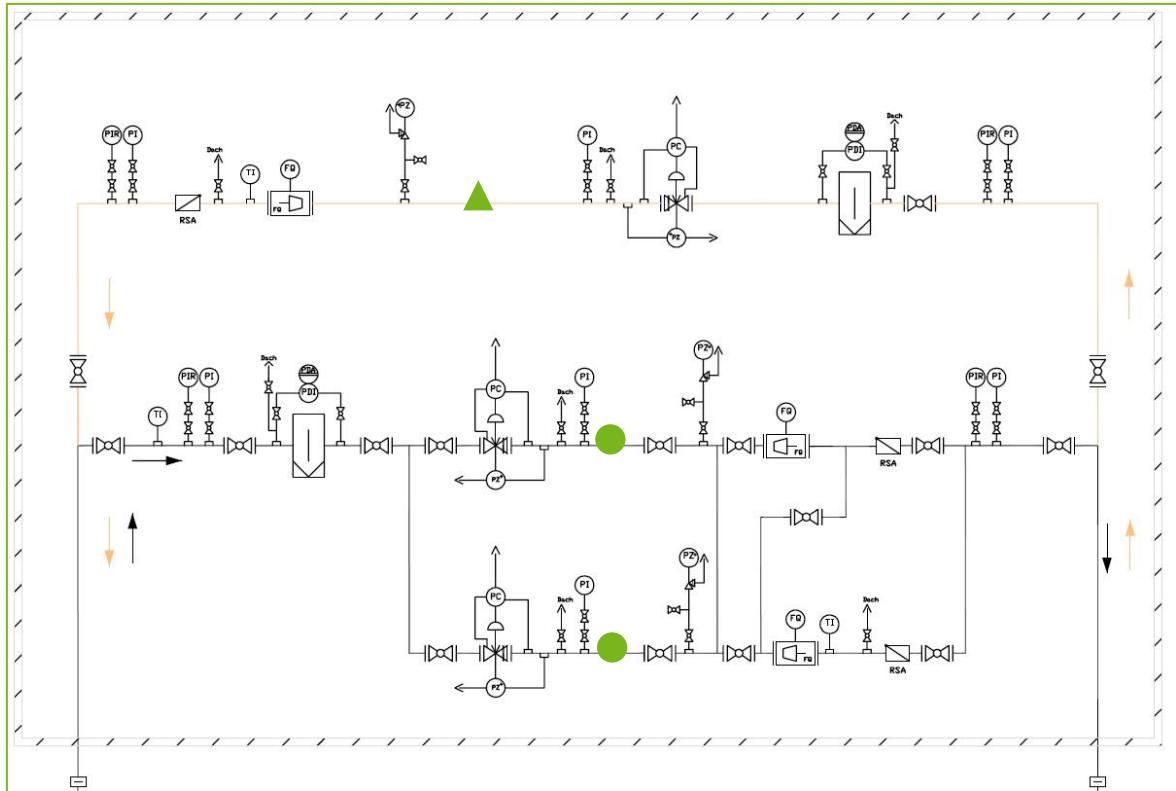


Abbildung 11: R&I-Schema einer bidirektionalen GDR(M)A (● bestehende Schienen, ▲ ggf. weitere Betriebsschiene im bestehenden Gebäude)

6.2.3.4 Bidirektionale Einspeisung in zwei unterschiedliche Netz-/Druckebenen

Die bidirektionale Einspeisung in zwei unterschiedliche Netz-/Druckebenen bietet je nach Netzsituation die Möglichkeit entweder das Gas aus EE in ein Netz oder gleichzeitig in zwei Netze einzuspeisen. Wie in der Abbildung 12 exemplarisch dargestellt besitzt dieses Smarte Element das höchste Potenzial, wenn die vorgelagerte Netzebene eine Verteilstruktur darstellt, die bspw. durch weitere angeschlossene Netze eine kontinuierliche Last aufweist. Die Einspeisung des EE-Gases erfolgt, sofern die Kapazitäten vorhanden sind, vornehmlich in das Netz mit der geringeren Druckebene. Der Verdichtungsaufwand kann somit optimiert werden.

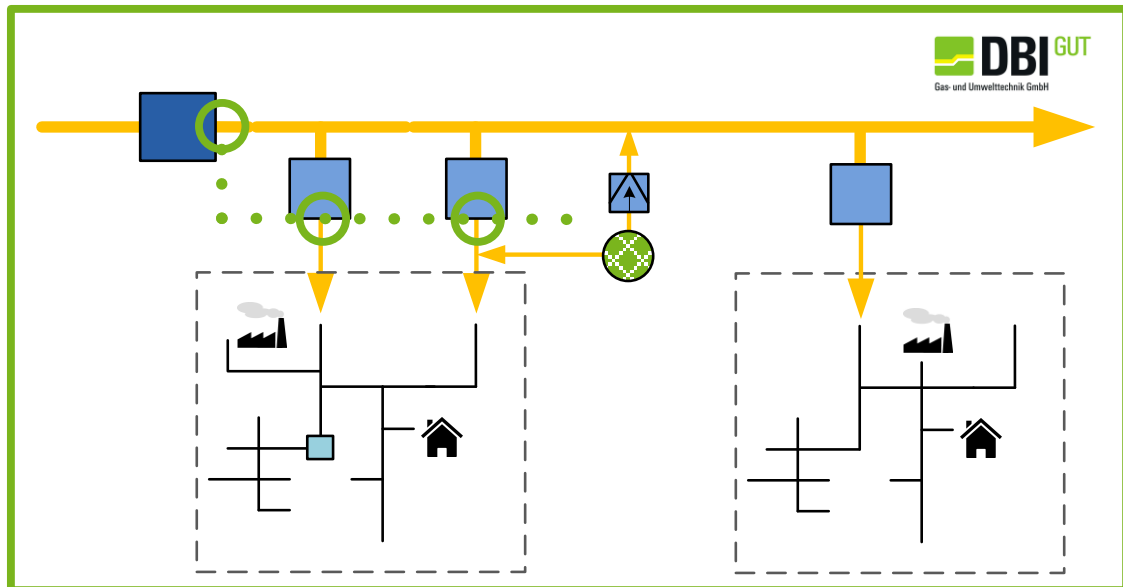


Abbildung 12: Vereinfachte Darstellung zur bidirektionalen Einspeisung

Funktionsweise Smarter Netzbetrieb:

- Grundsätzlich sollte in die Netzebene mit dem geringeren Betriebsdruck eingespeist werden sofern dort ausreichende Kapazitäten vorhanden sind).
- Durch verminderte Abnahme im Netz wird zuerst der Netzpuffer (Druckanhebung bis auf max. Betriebsdruck) ausgenutzt.
- Gleichzeitig erfolgt an den Übernahmestationen keine oder eine verminderte Abnahme aus dem vorgelagerten Netz.
- Wird der max. Betriebsdruck erreicht erfolgt die direkte Einspeisung in das vorgelagerte Netz.
 - I.d.R. wird der Druck in der vorgelagerten Netzebene zwangsläufig einen Verdichter bei der Einspeisung von Biogas erfordern – Hochdruckelektrolysen erreichen heute Ausgangsdrücke von ca. 30 bar.
 - Es sollte dennoch geprüft werden, ob der Druck in der vorgelagerten Netzebene soweit wie möglich abgesenkt werden kann, so dass zum einen der vertraglich festgelegte Versorgungsdruck sowie die damit verbundenen Kapazitäten eingehalten und andererseits der Verdichtungsaufwand für die Rückspeisung minimiert werden kann. Eine angepasste gleichzeitige Einspeisung in zwei Netze kann die jeweiligen absoluten max. Volumenströme minimieren und so Verdichtungsaufwand einsparen bzw. Netzkapazitäten zeitlich ausdehnen.
- In Abhängigkeit der Netzeinspeisung muss das Gas odorisiert werden.

- Durch den Einsatz von Agenten kann der Netzbetrieb wie bspw. der angepasste Erdgasbezug aus der vorgelagerten Netzebene im Vorfeld eines drohenden Kapazitätsproblems bedarfsgerecht angepasst und die Einspeisung entsprechend geändert werden.
- Alle Anlagen, die für eine bidirektionale GDR(M)A gesteuert bzw. von denen Daten erfasst werden müssen (z.B. Einspeisanlagen, Groß-Verbraucher, Gas-Druckregelanlagen im Netz mit Mengenerfassung) werden mittels Agenten untereinander verschalten.

Vorteile:

- Freie Kapazitäten sind durch die Möglichkeit der Einspeisung in die vorgelagerte Netzebene oft zu erwarten.
- Keine Deodorierung notwendig.
- Ggf. Einsparungspotenzial bei der Konditionierung für die Einspeisung in die vorgelagerte Netzebene.

Nachteile:

- Hohe Investitionskosten durch zusätzlichen Anlagenaufwand für den Netzbetreiber in Form von Rohrleitungsbau und Verdichter.
- Geringer Nutzungsgrad der Verdichteranlage.
- Biogas- bzw. Einspeiseanlage ist sehr standortabhängig. Beide Netzebenen müssen in einer technisch und wirtschaftlich zumutbaren Entfernung zueinander liegen (10 km sollten in Anlehnung an die Gasnetzzugangsverordnung nicht überschritten werden).

6.2.3.5 Einsatz von Speichern in Verbindung mit einem BHKW

Ist bspw. eine Rückspeisung, Kopplung oder bidirektionale Einspeisung nicht möglich, kann der Einsatz von Speichern in Erwägung gezogen werden. Der Speicher (z.B. Röhren-/Kugelspeicher oder Folienspeicher im Bereich der Biogasanlagen) kann im Netz selbst oder an der Erzeugungs-/Einspeiseanlage integriert werden und in absatzschwachen Zeiten im Netz Gas aufnehmen und später bedarfsgerecht wieder ausspeisen (Abbildung 13). Allerdings kann durch den Betriebsdruck und der üblichen Auslegungsgröße der Speicher nur ein Zeithorizont von einigen Stunden bis ca. 1 Woche abgedeckt werden. Zur Überbrückung von Zeiten größer 1 Woche ist der Aufwand für den Bau und Betrieb eines Speichers als zu groß zu bewerten. Die Kopplung des Speichers mit einem BHKW stellt eine ergänzende Möglichkeit dar. Eingespeichertes Gas kann in Abhängigkeit des Leistungsbedarfs des Stromnetzes einem BHKW zugeführt werden, dass bspw. auf regionaler Ebene PV Spitzen ausgleichen kann.

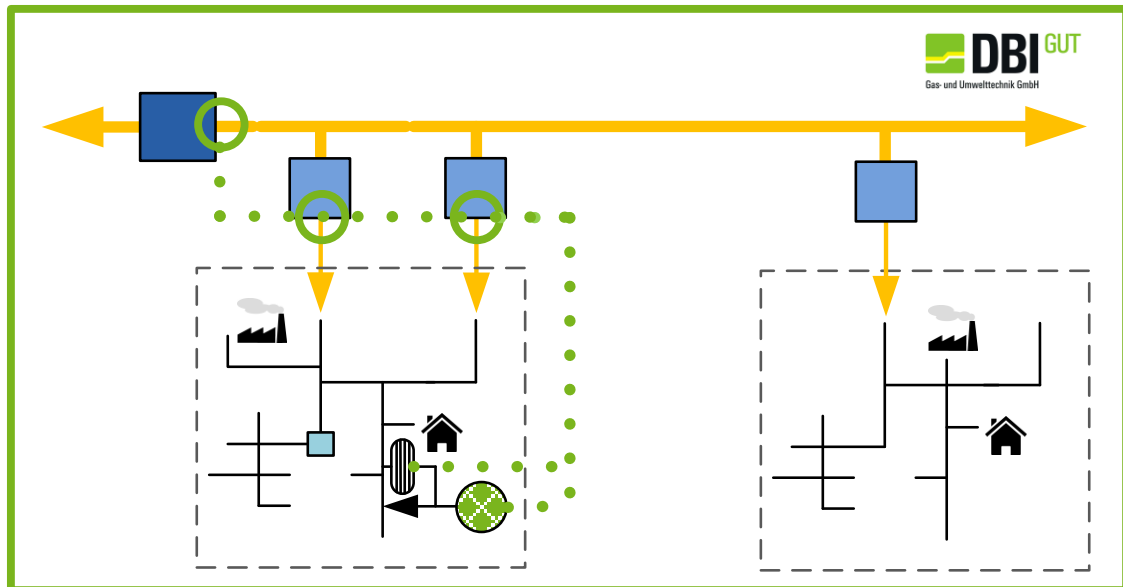


Abbildung 13: Vereinfachte Darstellung zur Integration von Speichern

Funktionsweise Smarter Netzbetrieb:

- Einspeisung Gas aus EE in ein Orts-/Teilnetz.
- Durch verminderte Abnahme im Netz wird zuerst der Netzpuffer (Druckanhebung bis auf max. Betriebsdruck) ausgenutzt.
- Gleichzeitig erfolgt an den Übernahmestationen keine oder eine verminderte Abnahme aus dem vorgelagerten Netz.
- Wird der max. Betriebsdruck erreicht erfolgt die direkte Einspeisung in den Speicher am Erzeugungs-/Einspeisestandort oder indirekt im Netz (ggf. ist ein Verdichter für höhere Speicherdrücke notwendig).
- Die Ausspeisung des Gases kann bedarfsgerecht zum Erdgasnetz oder zum Stromnetz (BHKW) erfolgen.
- Durch den Einsatz von Agenten kann der Netzbetrieb wie bspw. der angepasste Erdgasbezug aus der vorgelagerten Netzebene im Vorfeld eines drohenden Kapazitätsproblems bedarfsgerecht angepasst und die Einspeisung/Einspeicherung entsprechend geändert werden.
- Alle Anlagen, die für eine bidirektionale GDR(M)A gesteuert bzw. von denen Daten erfasst werden müssen (z.B. Einspeisanlagen, Groß-Verbraucher, Gas-Druckregelanlagen im Netz mit Mengenerfassung) werden mittels Agenten untereinander verschalten.

Vorteile:

- Keine Abhängigkeiten durch vorgelagerte oder gekoppelte Netze.
- Lokale Energiespeicherung und ggf. Bereitstellung von Systemdienstleistung für das Stromnetz.

Nachteile:

- Begrenzte Speicherkapazitäten
- Hohe Investitionskosten durch zusätzlichen Anlagenaufwand für den Netzbetreiber in Form von Speicherbau, Verdichter und BHKW
- Geringer Nutzungsgrad der Speicher- und Verdichteranlage sowie BHKW
- In Abhängigkeit des Speicherkonzeptes ggf. hohe Betriebskosten

6.2.4 Gasexpansionsturbinen zur Druckreduzierung

Konventionell wird in Gas-Druckregelanlagen der für das nachgelagerte Netz erforderliche Betriebsdruck mittels eines Gas-Druckregelgerätes eingestellt. Hierbei wird bedingt durch den Joule-Thomson-Effekt ausschließlich Energie für die notwendige Vorwärmung eingesetzt. Die Möglichkeit einer Energierückgewinnung ist durch eine konventionelle Drosselung nicht gegeben. Erst durch eine Umrüstung bzw. Erweiterung der Gas-Druckregelung durch eine Gasexpansionsturbine (GET) kann die Energie im Erdgasstrom zur Stromerzeugung genutzt werden.

Der technische und wirtschaftliche Einsatz einer Gasexpansionsturbine ist nur an ausgewählten GDR(M)A-Standorten gegeben. Voraussetzung für den wirtschaftlich erfolgreichen Betrieb von GET sind vor allem:

- Eine große Druckspreizung zwischen Ein- und Ausgangsdruck bei gleichzeitig hohen Volumenströmen.
- Eine hohe Betriebsstundenzahl (geringe Sommerensenkung)
- Kosten für den erhöhten Bedarf an Vorwärmungsenergie
- Auskömmliche Erlöse durch den Stromverkauf

Für den Betrieb einer GET bestehen je nach verfügbarer Wärmequelle unterschiedliche Vorwärmkonzepte, z.B.:

- BW-/NT-Kessel in Kombination mit einem BHKW
- Fernwärme (Sommerüberschuss)
- Wärmesenke für Industrie

In der Abbildung 14 ist der parallele Betrieb zur Vorwärmung mittels BW-/NT-Kessel und einem BHKW dargestellt. Sollte keine preisgünstige Wärme aus Industrieprozessen oder Überschüsse aus Fernwärmenetzen (besonders im Sommer) vorhanden sein, so kann dieses Vorwärmkonzept wirtschaftlich interessant sein.

Wie in Kapitel 6.3.3 detaillierter dargestellt werden beide Vorwärmanlagen über eine hydraulische Weiche miteinander verbunden. Hierbei besteht zum einen der Vorteil, dass ein BHKW auf die notwendige Grundlast ausgelegt wird und auftretende Spitzen mit einem Kessel abgefangen werden. Und zum andern, dass der im BHKW erzeugte Strom

einen KWK-Bonus bei Erdgaseinsatz (max. 30.000 Betriebsstunden) erhalten kann, wenn entweder rechnerisch oder mittels Wärmezähler (setzt eventuell einen separaten Wärmeübertrager voraus) nachweislich die anfallende Wärme für die Überhitzung eingesetzt wird. Hiermit ist der Energieaufwand gemeint, der sich für die Drosselung über eine GET zusätzlich zu einer gedachten konventionellen Drosselung durch ein Druckregler einstellt.

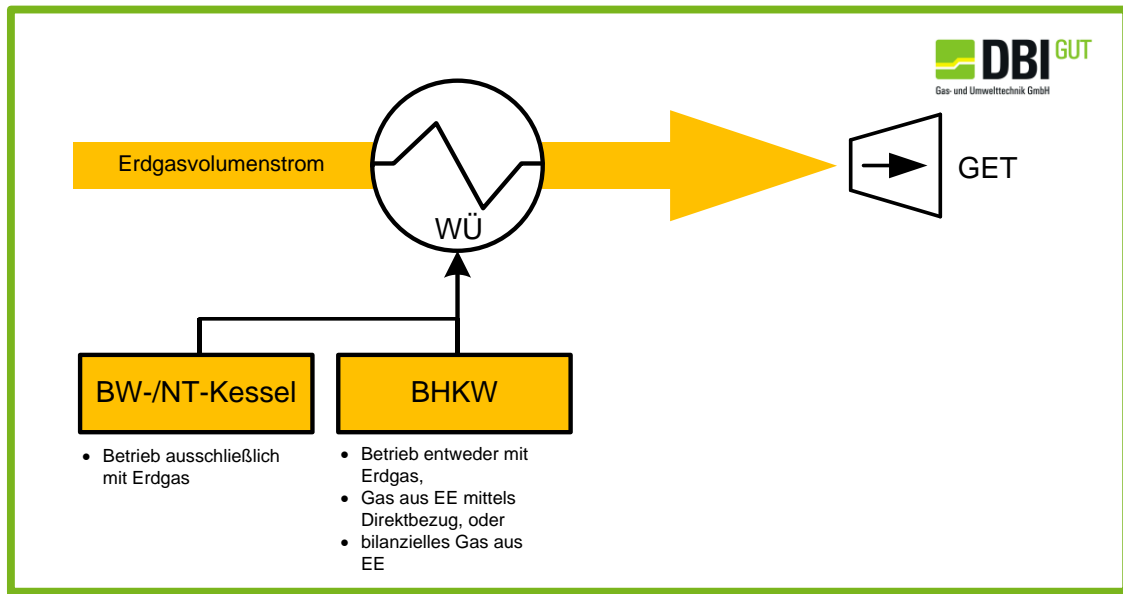


Abbildung 14: Vereinfachte Darstellung zur Betriebsfahrweise einer Gasexpansionsturbine

Unabhängig des Vorwärmkonzeptes kann ein BHKW mit Erdgas und/oder Biogas betrieben werden (bilanziell oder durch Direktbezug). Beim Erdgasbetrieb wird der produzierte Strom lediglich normal vergütet (EEX-Strombörse+KWK). Erst durch den Biogaseinsatz eröffnet sich die Möglichkeit deutlich höhere Stromerlöse durch die EEG-Vergütung zu erzielen, die in Abhängigkeit des in der Biogasanlage eingesetzten Substrates und der Größe der Aufbereitungsanlage sich unterschiedlich darstellt (siehe Tabelle 5). Der in der GET erzeugte Strom wird normal nach EEX vergütet.

Tabelle 5: Vergütung und Boni für Strom aus Biomasse nach EEG 2012

Anlagen-leistungs-äquivalent [kW _{el}]	Grundvergütung [€ct/kWh _{el}]	Einsatzstoff- vergütungs- klasse-I* [€ct/kWh _{el}]	Einsatzstoff- vergütungs- klasse-II* [€ct/kWh _{el}]	Gasaufbereitungs- Bonus [€ct/kWh _{el}] ^{***}
≤ 150	14,3	6	8	3 (bei ≤700 Nm³/h)
≤ 500	12,3	6	8	2 (bei ≤1.000 Nm³/h)
≤ 750	11	5	8 (6)**	1 (bei ≤1.400 Nm³/h)
≤ 5.000	11	4	8 (6)**	
≤ 20.000	6			

* Einsatzstoffe nach Anlage 1 bis 3 der Biomasseverordnung

** bei Einsatz von Gülle

*** wird gewährt bei Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen nach Anlage 1 EEG 2012:

a) Methanemissionen bei der Aufbereitung höchstens 0,2 %.

b) Stromverbrauch der Aufbereitung max. 0,5 kWh/Nm³ Rohgas

c) ausschließlicher Einsatz von erneuerbaren Energien für die Bereitstellung der Prozesswärme der Aufbereitung

d) max. Nennleistung der Aufbereitungsanlage von 1.400 Nm³

Unabhängig von den Angaben in der Tabelle 5 ist bei einer wirtschaftlichen Bewertung von Standorten unbedingt auf die folgenden Sachverhalte zu achten:

- Die Grundvergütung unterliegt einer jährlichen Degression von 2 %.
- Der Vergütungsanspruch besteht nur für die in KWK-Betrieb erzeugte Strommenge.
- Ein Vergütungsanspruch besteht nur, wenn eingesetztes Biomethan aus Einspeiseanlagen, die nach dem 1.01.2012 erstmals einspeisen, für die Erzeugung max. 60 Masse-% Mais und Getreidekorn einsetzen (§ 27 Abs. 5 Satz 1).
- Für die gesamte Liefer- und Herstellungskette ist ein Massebilanzsystem zu verwenden.

Eine GET sollte wenn möglich in der Reserve- oder einer zusätzlichen Regelschiene installiert werden. Somit ist stets eine Aufrechterhaltung der Versorgung gewährleistet, obwohl bspw. durch veränderte Volumenströme und die damit verbundenen Drücke, der Einsatzbereich einer GET unter- bzw. überschritten wird, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten durchzuführen sind, oder aus technischen Gründen ein Betrieb nicht möglich ist.

Die Gesamtinvestitionskosten einer GET werden hauptsächlich durch die Anlagengröße bestimmt, die durch den Volumenstrom und den Druck vorgegeben wird. Weitere kostenrelevante Aspekte sind die Integrierbarkeit in die bestehende bauliche Hülle der GDR(M)A und in die Vorwärmanlagen (Wärmeerzeuger, Wärmeübertrager und Piping). Exemplarisch sind für zwei unterschiedliche Leistungsklassen näherungsweise Gesamtinvestitionskosten (Engineering, GET, BHKW, Kessel, E-Technik, Piping, Gebäude, ...) ermittelt worden.

- Technische Parameter: Normvolumenstrom ca. 30.000 m³/h, Eingangsdruck ca. 65 bar und Ausgangsdruck ca. 20 bar
- resultierende Beispielkosten: 1 MW_{el.} GET - ca. 2,5 Mio. €
550 kW_{el.} GET - ca. 1,5 Mio. €

Eine Potenzialabschätzung für die zu installierende Gesamtleistung in Deutschland wurde nicht durchgeführt. Die technische Umsetzung und auch der Betrieb ist an vielen GDR(M)A-Standorten möglich. Der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen ist aber an die o.g. Kriterien gebunden.

6.2.5 Smarte De-/Odorierung

Zentralodorierung – Hochdruckodorierung

Aus wirtschaftlichen Gründen kann es sinnvoll sein große Gasmengen zentral zu odorieren. Die Zentralodorierung findet in der Regel als Hochdruckodorierung im Druckbereich oberhalb von 16 bar bis zu Drücken von 70 bar statt [35]. Die Zentralodorierung ist insbesondere für sehr große Gasverteilnetze geeignet. Bei der Zentralodorierung wird die Verwendung eines einheitlichen Odoriermittels vorausgesetzt. Der Einsatz von Smarten Elementen kann dadurch positiv beeinflusst werden. Für die bereits beschriebenen Smarten Elemente Netzbetrieb wie z.B. Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene oder die Kopplung von zwei Orts-/Teilnetzen könnte bei einer Zentralodorierung auf die Deodorierung verzichtet werden.

Die Vorteile der Zentralodorierung sind im Wesentlichen:

- Erhebliches Einsparpotential durch geringeren Anlagenaufwand
- Geringe Instandhaltungs-, Befüllungs- und Wartungskosten
- Einheitliches Odoriermittel und damit gleiche Geruchscharakteristik
- Geringe Schwankungen der Odoriermittelkonzentration aufgrund der hohen Volumenströme und Gasdrücke

Folgende Nachteile ergeben sich:

- Geringe Flexibilität hinsichtlich des Odoriermittels und der Konzentrationen (wenig Reaktionsmöglichkeiten zur Beeinflussung der Odoriermittelkonzentration in einzelnen nachgelagerten Netzen)
- Trägheit des odorierten Gebietes bei Änderungen der Odoriermittelkonzentration

- Hohe Anlagenverfügbarkeit der zentralen Einheiten zwingend erforderlich
- Versorgung von Großkunden mit odorierten Gas, obwohl diese kein odoriertes Gas einsetzen müssen, also keine Anforderlichkeit der Odorierung besteht
- Die Versorgung von Technologiekunden mit nicht odoriertem Gas ist mit zusätzlichen Maßnahmen verbunden (Deodorierung)
- Monopolstellung beim Odoriermittel

Die Odorierung auf Transportnetzebene wird in Deutschland nur zu einem geringen Prozentsatz praktiziert. Zum einen ist die Odorierung der Hochdruckleitungen zur Überwachung nicht notwendig und zum anderen ist die Odorierung in erster Linie eine Sicherheitsmaßnahme für Haushaltskunden.

Seit der Umstellung auf Erdgas in Deutschland wurde fast ausschließlich mit THT odoriert. Dabei konnte nicht ausgeschlossen werden, dass bei Unterschreitung des KW-Taupunktes und Kondensation von Kohlenwasserstoffen das THT gemeinsam mit anderen Komponenten aus der Gasphase auskondensiert. Dies war ein Grund dafür, weshalb bei der Umstellung auf Erdgas in Deutschland auf die Zentralodorierung durch Odorierung der Ferngasleitungen verzichtet wurde [24].

Für die Odorierung des Gases in der kommunalen Gasversorgung wurde nachgewiesen, dass aufgrund der sehr niedrigen Konzentrationen, die für eine ausreichende Odorierung erforderlich sind, keine Kondensation von THT auftritt [24]. Trotz der Eignung der Odorierung für den Hochdruckbereich existieren nur wenige Gebiete wie z.B. das Ruhrgebiet, wo große Mengen an Gas zentral auf der Transportnetzebene odoriert werden.

Odorierung und Untergrundgasspeicherung

Erdgase, besonders aufbereitete Sauergase, enthalten a priori Schwefelverbindungen, die mit dem Stahl der Gasrohre und dem Speichergestein von UGS reagieren. Neben dem natürlichen Eintrag sind als zusätzliche Quellen die Odorierung sowie beginnend die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zu nennen.

Im europäischen Raum ist teilweise eine Zentralodorierung anzutreffen, in diesem Fall wird odoriertes Erdgas in UGS eingetragen. Allerdings sind die aus der Speicherung von schwefelhaltigen Erdgasen resultierenden Fragestellungen bei weitem nicht hinreichend untersucht. Erschwerend kommt hinzu, dass Reaktionen der Schwefelverbindungen in UGS abhängig von den geochemischen und physikalischen Bedingungen im Speicherhorizont sind. Die Einspeisung von S-odorierten Gas wirkt neben der H₂S-Bildungs und Korrosionsproblematik folgende technische und chemische Fragen an Erdgasspeichern auf:

- Verhalten von Odoriermitteln am Speichergestein
- Eintreten von Geruchsbelästigungen im Ausblasefall

- Auswirkungen auf den Kavernensumpf durch Anreicherung von Schwefelverbindungen in der Sole und nachfolgend Problemen bei der Nachsolung von Kavernen
- Auswirkungen auf Schichtwässer mit genehmigungsrechtlichen Folgen für Betrieb und Erweiterung
- Folgen des Anfalls von Schwefelverbindungen in der Gastrocknung
- Größe der Sättigungszonen der verschiedenen Schwefelverbindungen um den bohrungsnahen Raum
- Freisetzung von Sulfiden, primär vorhanden oder sekundär gebildet, bei „Versäuerung“ von Speicherwasser
- Folgen einer pH-Wert-Veränderung des Speicherwassers im bohrungsnahen Raum auf das Gestein
- Sulfatreduktion durch sulfatreduzierende Bakterien unter anaeroben Speicherbedingungen

Die Fragestellungen betreffen Porenraum- und Kavernenspeicher. Sie hängen z. T. von den Speicherbedingungen, der mineralogischen Gesteinscharakteristik, der Speicherwasserzusammensetzung und der mikrobiologischen Speicherbesiedlung ab. Sie sind fortschreitend unter den Einflüssen der Biogaseinspeisung und S-Odoriermitteldosierung zu untersuchen.

Im Gegensatz zu diesen Ausführungen sind bei der Einspeisung von mit S-free odorierten Gasen keine Einschränkungen zu erwarten. Das Risiko der Speicherschädigung eines Porenraumspeichers durch S-free odoriertes Erdgas infolge Polymerisation der Acrylate wird nach Laboruntersuchungen an Modellsandstein als gering eingeschätzt. Die experimentellen Befunde lassen die Schlussfolgerung zu, dass vorrangig die reversible Physisorption des S-free am Gestein auftritt [36].

Dezentrale Odorierung

In Abhängigkeit von der Infrastruktur kann es sinnvoll sein kleine Teilnetze einzeln zu odorieren. Dabei wird das Gas bei der dezentralen Odorierung im Gegensatz zur Zentralodorierung i. d. R. erst bei der Übergabe in örtliche Verteilnetze an den Regelstationen odoriert.

Durch die dezentrale Odorierung ergeben sich folgende Vorteile:

- Hohe Variabilität hinsichtlich des Odoriermittels und der verwendeten Konzentrationen
- Einsparung von Odoriermittel aufgrund geringerer Odoriermittelverluste
- schnelle Anpassung gegenüber Veränderungen an der Odorierstation
- Separate Versorgung einzelner Kunden mit odoriertem oder nicht odoriertem Gas ist unproblematischer

Die Nachteile sind:

- große Anlagenanzahl und damit hohe Kosten bei der Installation, Instandhaltung, Befüllung- und Wartung
- Gegebenenfalls verschiedene Odoriermittel und damit unterschiedliche Geruchscharakteristik innerhalb einer Region

Smarte Deodorierung

Für den Anwendungsfall einer erforderlichen Rückspeisung von Erdgas (plus Gase aus EE) in vorgelagerte Netzebenen oder der Einspeisung in gekoppelte Orts-/Teilnetze kann eine Deodorierung erforderlich werden. Entweder durch die Verwendung von unterschiedlichen Odoriermitteln bzw. des nicht vorhandenen Einsatzes auf der Transportnetzebene.

In Bezug auf die Technologie der Deodorierung ist nachfolgend ein R&I-Schema für eine mögliche Anlagenkonfiguration, eine zusammenfassende Betrachtung der unterschiedlichen Verfahren sowie eine Kostenabschätzung für ein ausgewähltes Verfahren aufgeführt.

Prinzipiell sind folgende am Markt verfügbare Verfahren für die Deodorierung von Erdgas geeignet:

- Druckwasserwäsche (physikalisch, chemisch und Selexol)
- Membranverfahren
- Druckwechselabsorption
- Imprägnierte Aktivkohle
- Adsorption an Molekularsieben

Letztere stellt sich technisch und wirtschaftlich für geringe Volumenströme und niedrige Nutzungsstunden pro Jahr als geeignet dar (es ist davon auszugehen, dass die Schwachlastzeiten in einem Netz, die zu einer Rückspeisung führen, nur wenige Tage im Jahr auftreten). Je nach Adsorbens, Aufnahmekapazität und Konzentration des Odormittels entstehen für eine beispielhafte Betrachtung für zu deodorierende Volumenströme im Bereich von 250 – 700 m³/h (i.N.), Aufbereitungskosten zwischen 0,7 – 1,7 Cent/m³ (i.N.) dar. Diese Betriebskosten können durch folgende Maßnahmen zur Standzeitverlängerung gesenkt werden:

- Reduzierung der Konzentration des Odormittels im Netz.
- Trocknung des Gases vor der Deodorierung, sofern EE-Gase mit höheren Feuchten als üblich rückgespeist werden.
- Bei einer Rückspeisung sollte die Möglichkeit einer angepassten smarten Deodorierung geprüft werden. Hierfür muss sichergestellt werden, dass die resultierende Odormittel-Konzentration (die i.d.R. gering ausfallen wird) auf der Transportebene nicht zu Netz- und/oder Speicherbeeinflussung führen kann.

Die smarte Deodorierung für den Anwendungsfall der Rückspeisung in das Transportnetz muss stetig auf den Trägerstrom angepasst sein. In Abhängigkeit des Verhältnisses rückgespeistes Gas (mit Odoriermittel) zu Trägergas kann entweder die Deodorierung zeitweise gänzlich ausgesetzt oder vermindert erfolgen. Die jeweiligen Netzbetreiber müssen hierfür einen Grenzwert für die resultierende Odormittelkonzentration definieren.

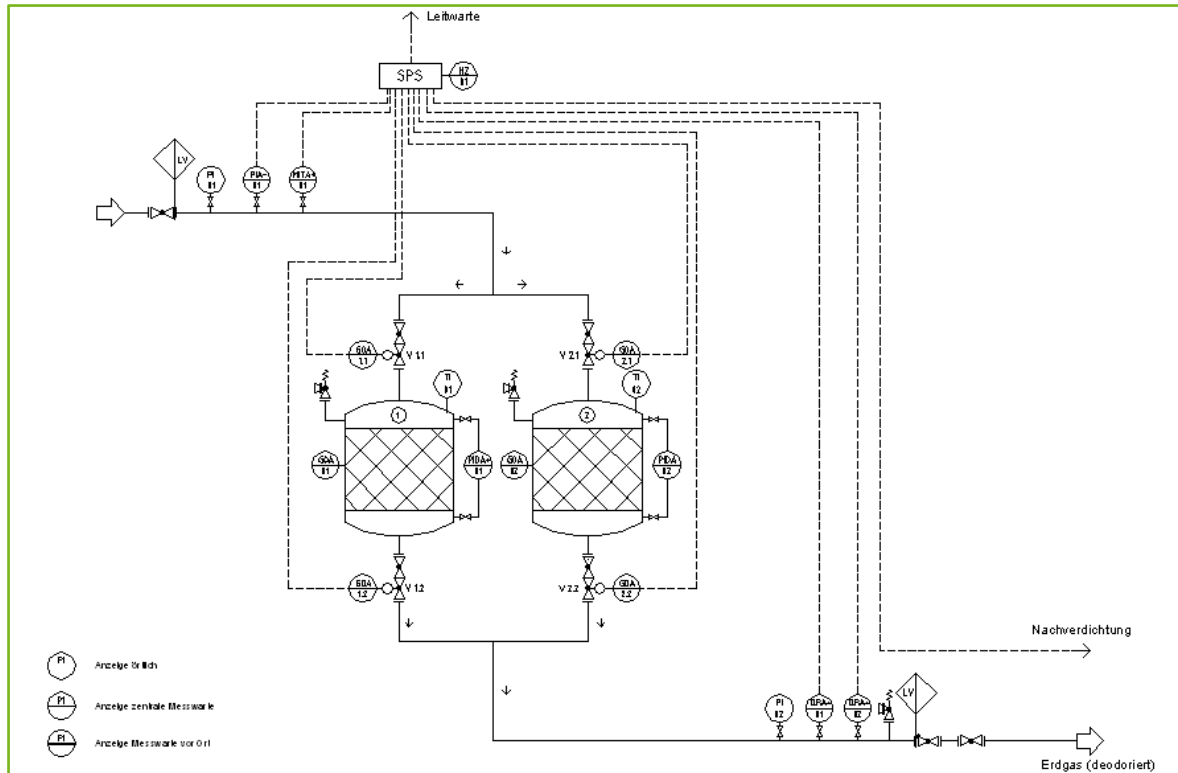


Abbildung 15: R&I-Schema einer Deodorierungsanlage

6.2.6 Zusammenfassung Smarte Elemente Netzbetrieb

Die Smarten Elemente in der Aufgabengruppe Netzbetrieb dienen vor allem der effizienten Integration erneuerbarer Gase in das Gasnetz. Die wesentlichen Informationen sind im Folgenden zusammengefasst.

Netzstrukturen:

- Die Anpassungen der Netzstrukturen ermöglichen eine Erhöhung der Kapazität zur Aufnahme und Verteilung von erneuerbaren Gasen mit minimiertem Aufwand hinsichtlich struktureller oder betrieblicher Netzveränderungen.
- Durch Auswahl geeigneter Smarter Elemente lässt sich die Rückspeisung vermeiden bzw. der Aufwand dafür reduzieren.
- In Abhängigkeit der Netzstrukturen und der Lage der unterschiedlichen Netze zueinander wird es zukünftig nicht nur eine Art der Smarten Elemente als Lösung für die Aufnahme von Erneuerbaren Gasen geben. Die Rückspeisung am hydraulisch günstigsten Punkt (in das vorgelagerte Netz) sowie die bidirektionale Einspeisung (zusätzlich in das vorgelagerte Netz) werden voraussichtlich, durch die flexiblere Integrationseigenschaft in bestehende Netze und einer höheren Rückspeise-/Einspeisverfügbarkeit, häufiger zur Anwendung kommen.

- Die vorgelagerte Netzebene (z.B. Transportnetz) weist i.d.R. mehr Kapazitäten auf als ein angrenzendes Netz mit ähnlichen Strukturen.

Deodorierung:

- Durch die Integration von EE-Gasen und den damit zum Teil notwendigen smarten Netzstrukturelementen ist eine angepasste Odorierung bzw. Deodorierung notwendig.
- Neben einer zu geringen Odorierung sind auch die übermäßige Odorierung und Mischungen unterschiedlicher Odoriermittel zu vermeiden.
- Die Möglichkeit die Odoriermittelkonzentrationen auf der Transportebene und in UGS zu erhöhen bzw. Odoriermittel in diesen Netzelementen generell zuzulassen sollte im Rahmen von Forschungsvorhaben geprüft werden, somit kann der Aufwand für Errichtung und Betrieb von Deodorierungsanlagen im Rahmen von Rückspeisung minimiert werden.

Gasexpansionsturbine:

- Geeignete Standorte zeichnen sich durch eine ausreichend große Druckspreizung sowie einer sehr hohen Betriebsstundenzahl aus.
- Eine GET kann in vielen Fällen wirtschaftlich interessanter sein als die konv. Gasdrosselung ohne Energierückgewinnung, da sich Erlöse durch Stromverkauf erzielen lassen.
- Die Wirtschaftlichkeit erfordert jedoch eine günstige Wärmequelle („Abfallprodukt“ aus z.B. Industrieprozessen oder Wärmegewinnung aus EEG förderfähigen Anlagen wie ein BHKW mit Biogas).

6.3 Smarte Elemente Lastverschiebung

Eine Alternative zu den im Kapitel 6.4 aufgeführten Möglichkeiten, Überschüsse EE in Form von Gas zu speichern, ist die positive wie negative Lastverschiebung zwischen Strom- und Gasnetz. Das Gasnetz kann relevante Lastverschiebungspotenziale bereitstellen, die neben guter Verfügbarkeit und hohen Leistungen je Anlage vor allem den Vorteil bieten, dass sie keinen Eingriff in das Verbrauchsverhalten beim Endkunden erfordern. Dies ist möglich, da für den Betrieb der Netze selbst verbrauchsstarke Anlagen betrieben werden welche bei entsprechender Anpassung (z.B. Erweiterung um elektrische Antriebsmaschinen bei bestehenden Transportverdichtern) Lastverschiebung auf der Netzebene ermöglichen.

6.3.1 Betriebskonzepte für Smarte Elemente zur Lastverschiebung

Entsprechend der durchgeführten orientierenden Betrachtungen existieren verschiedene Möglichkeiten um die Smarten Elemente, vor allem aus den Bereichen Lastverschiebung und Energiespeicherung, in Abhängigkeit der politischen und technischen Entwicklung in Zukunft wirtschaftlich betreiben zu können. Voraussetzung dafür ist in den meisten Fällen die Teilnahme an einem entsprechenden **Marktplatz**, z.B. bei der Bereitstellung von Sekundärregelleistung.

Einige dieser Marktplätze stellen Mindestanforderungen, u.a. an die Anlagenleistung. Damit auch kleinere Anlagen die Möglichkeit zur Teilnahme z.B. am Regelleistungsmarkt haben können, müssen sie sich zu einem Verbund zusammenschließen. Die Organisation und Koordination dieses Verbundes und die Kommunikation mit dem Marktplatz obliegt dann einem **Aggregator**.

*Ein **Marktplatz** ist eine Plattform zum Handeln von Strom sowie positiven und negativen Leistungen. Beispiele dafür sind regelleistung.net [49] und die EEX [47], aber auch lokale Lösungen, wie sie u.a. in den Modellprojekten im Rahmen von E-Energy [48] entwickelt werden.*

Dieser ist ein Dienstleister, der viele kleine und große Anlagen zur Energieerzeugung oder -Verbrauch zusammenfasst. Ein Beispiel für einen Aggregator ist das Unternehmen Lichtblick mit seinem Projekt „SchwarmStrom“ [37]. Dabei werden langfristig 100.000 gasbetriebene BHKWs installiert und miteinander vernetzt, um die Kunden mit Wärme zu versorgen und gleichzeitig bedarfsgerecht Strom bereitstellen zu können.

Beispielhaft sind folgende Betriebskonzepte denkbar:

1. Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Bei der Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfolgt die Vorhaltung und **Bereitstellung von negativer Regelleistung**, indem elektrisch betriebene

Anlagen nur dann eingesetzt werden, wenn es eine entsprechende Anfrage seitens des Marktplatzes gibt.

Die Anlage kommt dabei nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz. Daher bietet sich dieses Konzept für Anlagen an, bei denen aus Gründen der Redundanz sowieso Überkapazitäten installiert werden (z.B. Transport-Verdichteranlagen).

Alternativ dazu kann auch **positive und negative Regelleistung** bereitgestellt werden, indem eine elektrisch betriebene Anlage kontinuierlich im Teillastbetrieb gefahren und, je nach Anforderung, die aufgenommene Leistung erhöht oder reduziert wird.

Die Vorteile dieser Konzepte liegen darin, dass Systemdienstleistung für das Stromnetz erbracht wird, was die Systemstabilität erhöht und damit zur Integration volatiler Erneuerbarer Energien beiträgt. Darüber hinaus wird, im Falle des Einsatzes der elektrisch betriebenen Anlage, Erdgas eingespart, was zu einer Reduzierung der Betriebsaufwendungen führen kann.

Überblick Sekundärregelleistung SRL

Seit dem 01.12.2007 decken die Übertragungsnetzbetreiber ihren Bedarf an SRL über eine gemeinsame Ausschreibung.

Die Ausschreibungsdauer beträgt eine Woche, die Mindestangebotsgröße ist seitens der BNetzA auf 5 MW festgelegt.

Die SRL muss innerhalb von 5 Minuten im jeweils erforderlichen Umfang vollständig bereitgestellt werden.

Erteilung des Zuschlags erfolgt auf Basis des Leistungspreises, Die Abrufreihenfolge (Merit Order) erfolgt anhand der

Die Arbeits- und Leistungspreise, aufgeteilt nach Leistungsklassen, sind im Anhang in Anlage 1 dargestellt.

2. Führungsgröße Strompreis

Bei diesem Betriebskonzept wird die Anlage immer dann mit Strom betrieben, wenn der Strompreis unter dem Gaspreis liegt. Es findet somit eine wirtschaftliche Optimierung des Anlagenbetriebs statt. Da der Strompreis immer dann besonders niedrig ist, wenn mehr Strom produziert als benötigt wird, liefert auch dieses Konzept einen Beitrag zur Systemdienstleistung für das Stromnetz und zur Integration der Erneuerbaren Energien.

3. Nutzung von überschüssigem Windstrom

Dieses Konzept nutzt überschüssigen Windstrom und verhindert damit die Abschaltung der Windenergieanlagen bei Kapazitätsengpässen im Stromnetz. Diese Option ist aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da bei Abschaltung der Windenergieanlagen nach § 11 EEG eine Entschädigung zu zahlen ist, diese trägt der Stromkunde.

Im Jahr 2010 wurde durch Abschaltung die Einspeisung von ca. 125 GWh Strom aus Windenergieanlagen verhindert, dass entspricht ca. 0,3 % der gesamten Windstromeinspeisung in 2010. Da 2010 ein eher windschwaches Jahr war und die installierte Windenergieleistung zunimmt, sind zukünftig tendenziell höhere Werte zu erwarten. [38], [39]

Die Vorteile liegen in der optimalen Ausnutzung Erneuerbarer Energien, dem gegenüber stehen relativ wenige Volllaststunden. Dieses Konzept eignet sich z.B. für lokale Netze mit viel installierter Windleistung und entsprechendem Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten.

6.3.2 Bivalenter Verdichter

Die klassischen Transportnetzverdichterstationen, die ausschließlich in der TSO-Ebene installiert sind, werden i.d.R. von leistungsstarken Gasturbinen oder –motoren (Speicherverdichter) angetrieben. Eine Transportverdichterstation ist kaskadisch, bestehend aus mehreren unterschiedlichen Verdichtereinheiten, aufgebaut, die in Abhängigkeit der notwendigen Leistung bedarfsgerecht zu- oder abgeschaltet werden. In Deutschland gibt es ca. 70 Verdichterstationen mit insgesamt ca. 230 Verdichtereinheiten und einer installierten Gesamtleistung von ca. 2.365 MW_{therm}. Die Abbildung 16 zeigt eine Auswahl an Transport (orange)- und Speicherverdichter (grün) und deren Lage in Deutschland. Besonders der Nordwesten von Deutschland weist, aufgrund der Vielzahl von Erdgasspeichern wie auch Transportleitungen, ein großes Lastverschiebungspotenzial auf, das in vielen Fällen auch den räumlichen Bedarf an Systemdienstleistung entspricht.

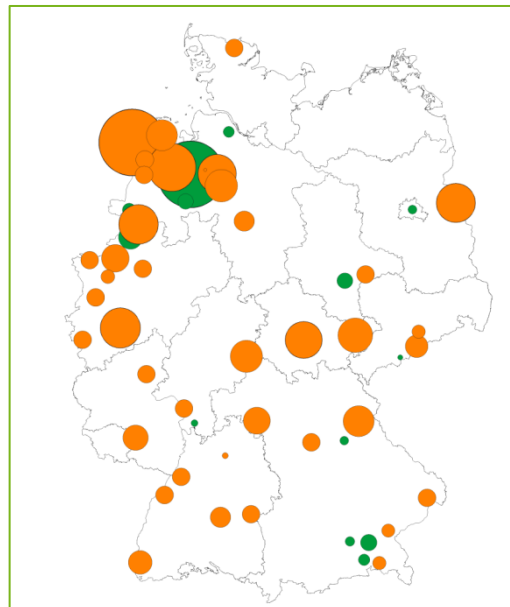


Abbildung 16: Eine Auswahl an Transport- und Speicherverdichtern in Deutschland

6.3.2.1 Mögliche Fahrweisen und Anlagenkonzepte

Durch den kaskadischen Aufbau der Verdichterstationen (Abbildung 17) ergeben sich zwei unterschiedliche Anlagenkonzepte. Zum einen der Austausch von einzelnen bestehenden thermischen Antrieben, aufgrund bspw. altersbedingter oder emissionsrechtlicher Gründe, durch einen elektrischen Verdichterantrieb und zum anderen die Erweiterung der Verdichterstation um eine solche elektrische Verdichtereinheit.

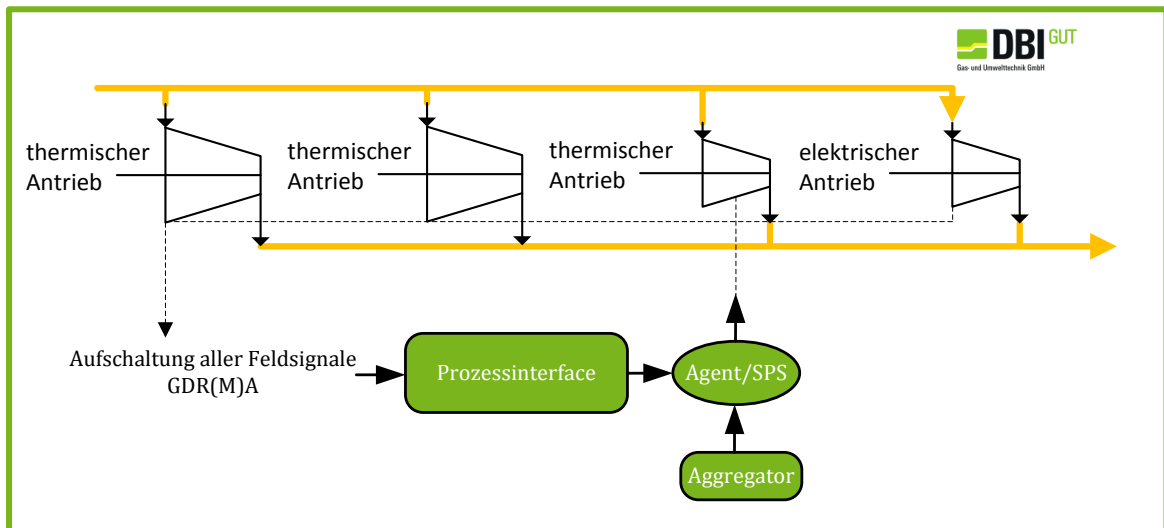


Abbildung 17: Vereinfachte Darstellung zum parallelen Verdichterbetrieb in einer Verdichterstation

6.3.2.2 Auslegung der bivalenten Verdichtung

Beide Anlagenkonzepte eröffnen die Möglichkeit dem Stromnetz in Abhängigkeit des Betriebs Systemdienstleistungen anzubieten.

Transport- und vor allem Speicherverdichter weisen über das Jahr unterschiedliche Lastgänge und somit verbundene Verdichterleistungen auf. In der Abbildung 18 ist für eine Transportverdichterstation exemplarisch der reale Lastgang für das Jahr 2011 dargestellt (es ist zu beachten, dass die Verdichterantriebsleistung erst ab einer Leistung von $40 \text{ MW}_{\text{therm.}}$ abgebildet ist). Anhand dieser Abbildung ist zu erkennen, dass bei einem Austausch der existierenden $20 \text{ MW}_{\text{therm.}}$ Verdichterantriebsleistung in 4.195 Stunden im Jahr ein elektrisches Lastverschiebungspotenzial vorliegt. In Abhängigkeit der betrieblichen Erfordernis kann der elektrische Antrieb zu- oder abgeschaltet werden. Die thermischen Antriebe werden gleichermaßen in der Leistung gedrosselt oder erhöht. Allerdings muss bei diesem Anlagenkonzept und Beispiel der elektrische Antrieb in 4.565 Stunden im Jahr mit eingesetzt werden und steht demnach nicht für Systemdienstleistungen zur Verfügung bzw. muss ggf., bedingt durch den Stromeinkauf, zu deutlich höheren Kosten betrieben werden.

Grundsätzlich sollte die zu installierende elektrische Leistung von der zu erwartenden Grundlast der Verdichterstation abhängig gemacht werden, wenn die Verdichterstation an

einem Regelmarkt teilnehmen soll. Somit kann das Optimum für ein kontinuierliches Angebot zur Bereitstellung von Systemdienstleistung erbracht werden. Weiterhin kann der Abgleich mit dem Regelmarkt, bei dem die Systemdienstleistung angeboten werden soll, technisch und auch wirtschaftlich zweckmäßig sein (siehe zweite Infobox unter 6.3.1).

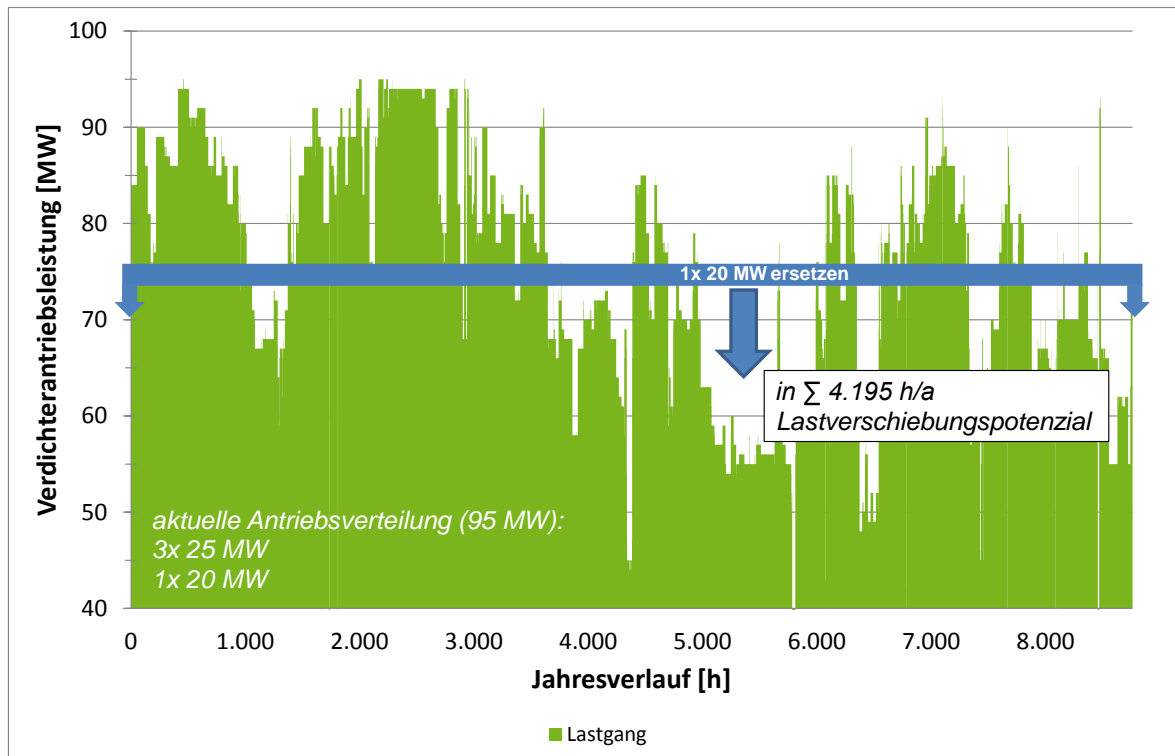


Abbildung 18: Exemplarische Darstellung eines realen Lastgangs 2011 für einen Transportverdichter

Das zweite Anlagenkonzept, die Erweiterung der Verdichterstation um einen elektrischen Verdichterantrieb, stellt bezüglich des Lastverschiebungspotenzials und auch dem Strombezug eine Optimierung dar. Ganzjährig kann in Abhängigkeit der Betriebsfahrweise der Verdichterstation eine Systemdienstleistung angeboten und/oder die Anlage zusätzlich nur bei geringen Strom- als Erdgaskosten betrieben werden.

In der Abbildung 19 sind die spezifischen Investitionskosten für eine elektrische Verdichtereinheit, ohne Nebenanlagen und Stromnetzanbindung, aufgeführt.

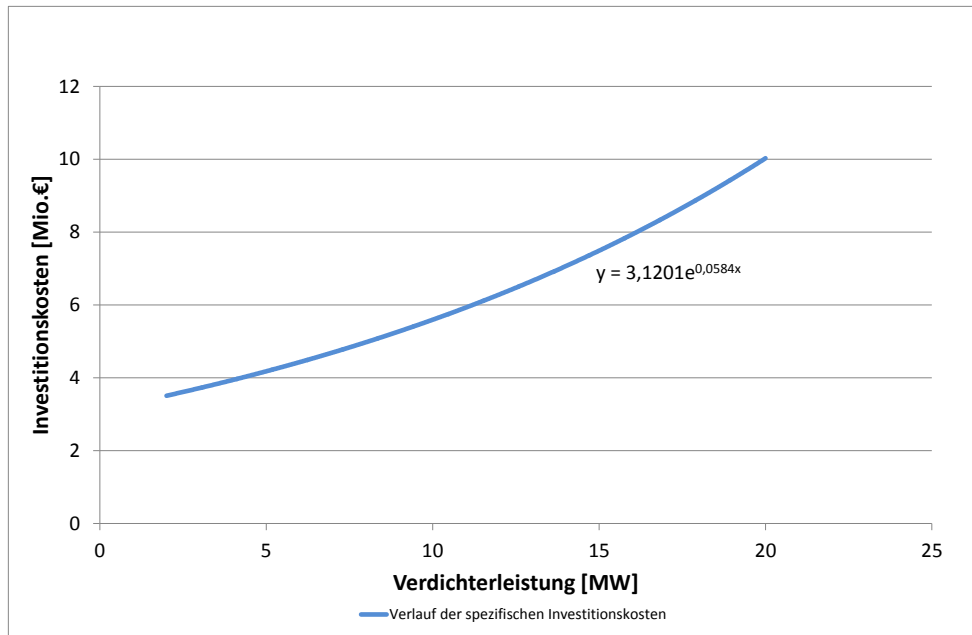


Abbildung 19: Aufstellung der spezifischen Investitionskosten für eine elektrische Verdichtereinheit ($y=3,1201e^{0,0584x}$)

Wie die Anlage gefahren werden kann, hängt von der Anlagenkonfiguration, dem Lastgang der Verdichterstation und dem Bedarf an Systemdienstleistung ab. Ein mögliches Schema für die Anbindung einer Verdichterstation an einen Marktplatz ist in folgender Abbildung 20 dargestellt.

In der Verdichterstation wird ein Agent (◆) benötigt, der einerseits Informationen zur Kapazität für die Bereitstellung von Systemdienstleistung für den Aggregator oder den Marktplatz direkt bereitstellt und andererseits, bei Anforderung der Leistung, die Impulse für ein- und abschalten sowie ggf. Regelung an die Verdichterstation weitergibt. Dabei muss darauf geachtet werden, dass ständig ein ordnungsgemäßer Betrieb sowohl auf der Gas-als auch der Stromseite gewährleistet wird. Relevante Informationen sind für den Agenten die aktuellen Drücke und Volumenströme sowie entsprechende Prognosen, um die verfügbare Leistung ermitteln zu können.

Ein Aggregator, welcher z.B. die Verdichterstationen eines Netzbetreibers zu einem Verbund zusammenfasst, kommuniziert mit dem Marktplatz hinsichtlich marktseitigem Bedarf und verfügbarer Leistung der Verdichterstationen. Darüber hinaus gibt er die Anforderungen zur Lastbereitstellung (Ein-/Ausschalten und Regeln) an die Agenten weiter.

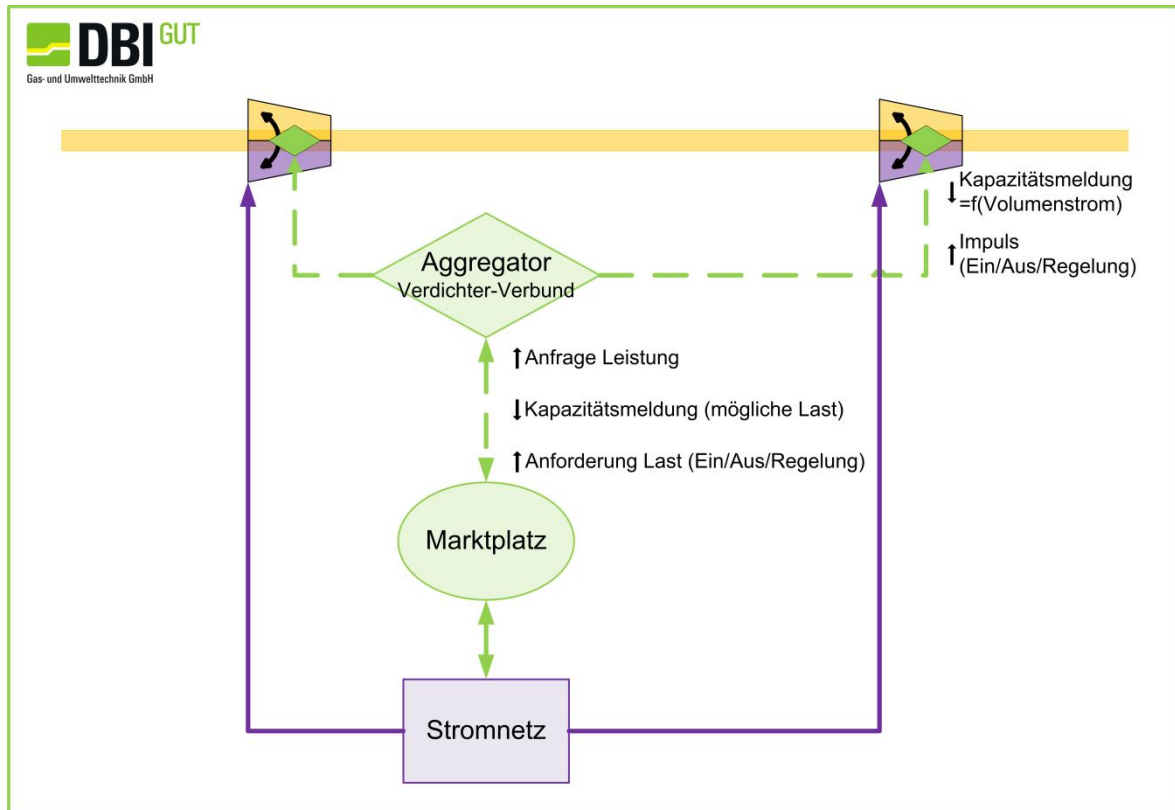


Abbildung 20: Bivalente Verdichtung - Marktplatzanbindung

Das gleiche Konzept lässt sich auch für Verdichterstationen bei Erdgasspeicheranlagen anwenden. Vorteilhaft ist dort, dass in der Regel sehr große Leistungen installiert sind. Nachteilig kann der diskontinuierliche Betrieb sein, welcher nicht ganzjährig das Vorhalten von Lasten zur Erbringung von Systemdienstleistung ermöglicht. Porenspeicher eignen sich aufgrund der längeren Einspeisezeiten pro Speichervorgang eher für das Angebot von Systemdienstleistung. Ein Speichervorgang kann mehrere Wochen in Anspruch nehmen und weist damit längere Zeiten auf als ein Kavernenspeicher, der zunehmend den schwankenden Erdgaspreisen und damit dem Markt unterworfen ist.

6.3.2.3 Gesamtpotenzial der bivalenten Verdichtung in Deutschland

Zur Ermittlung des Gesamtpotenzials der bivalenten Verdichtung im Transportnetz (Erdgasspeicher sind aufgrund nicht belastbarer Ausgangsdaten nicht mit aufgeführt) wurden 3 Szenarien aufgestellt. In Anlehnung an den Regelmarkt wurden hierfür Mindest-Leistungen gewählt, die es für jede Verdichterstation separat ermöglicht am Markt teilzunehmen und die auch technisch und wirtschaftlich darstellbar sind:

- Szenario 1: Pro Verdichterstation wird mind. ein Gasantrieb durch einen elektrischen Antrieb mit 10 MW ersetzt
- Szenario 2: Pro Verdichterstation wird zusätzlich ein elektrischer Antrieb mit 5 MW installiert
- Szenario 3: Pro Verdichterstation wird zusätzlich ein elektrischer Antrieb mit 20 MW installiert

Für alle 3 Szenarien werden für das Gesamtleistungspotenzial die 70 Verdichterstationen in Deutschland zugrunde gelegt:

- Szenario 1: 700 MW (die Bereitstellung von Systemdienstleistung kann selbst beim Betrieb der Station nicht über das gesamte Jahr garantiert werden, siehe Abbildung 18)
- Szenario 2: 350 MW (höhere Systemdienstleistungsbereitschaft als Szenario 1)
- Szenario 3: 1.400 MW (höhere Systemdienstleistungsbereitschaft als Szenario 1)

6.3.3 Bivalente Vorwärmung

Gas-Druckregelanlagen (GDRA), welche bedingt durch den Joule-Thomson-Effekt bei der Drosselung des Erdgasvolumenstroms bei großen Druckspreizungen in der Regel mit einer Erdgasvorwärmung ausgestattet sind, werden aktuell mit konventionellen erdgasbefeuerten Anlagen wie Kesseln, Brennwertkesseln oder Heatern betrieben.

Um dem Stromnetz eine Systemdienstleistung in Form einer Lastverschiebung anzubieten, können GDRA mittels intelligenter Schaltung zusätzlich mit einem elektrischen Heizstab (E-Patrone) oder einem BHKW zur Wärmeerzeugung ausgerüstet werden.

Die Voraussetzung dafür ist, dass zum einen die konventionelle Wärmeerzeugung über eine interne Leistungsregelung verfügt und zum anderen eine Kopplung der beiden Wärmeerzeuger über eine hydraulische Weiche realisiert wird (siehe Abbildung 21).

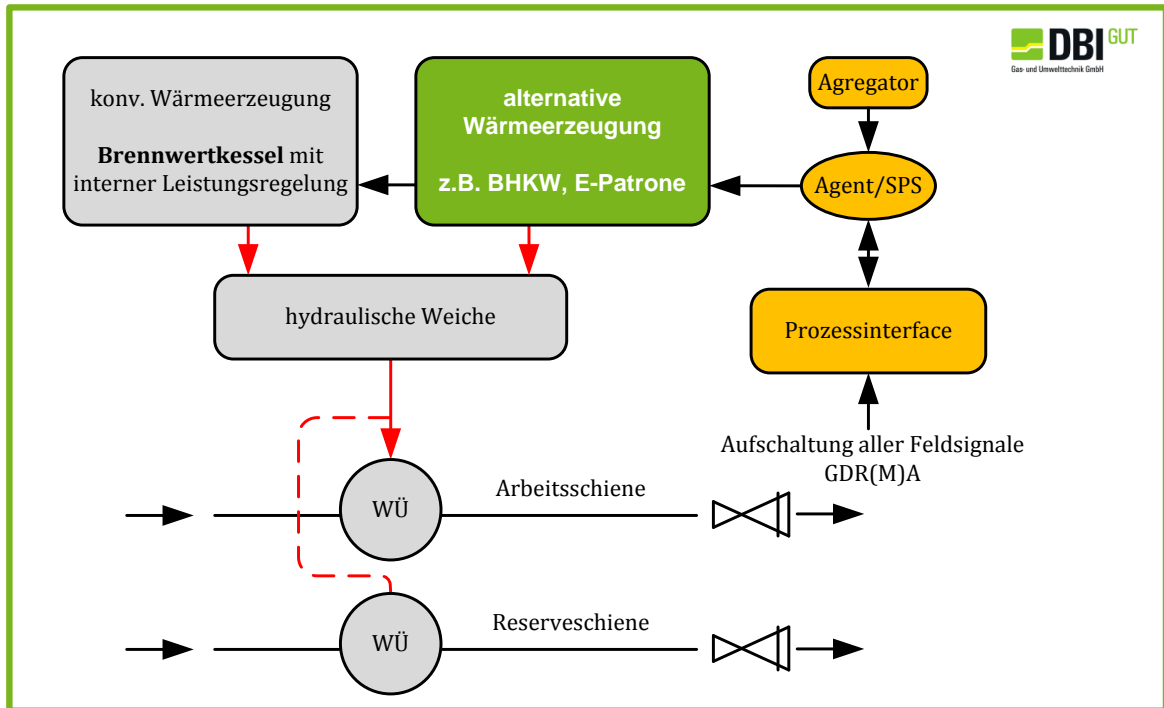


Abbildung 21: Vereinfachte Darstellung der bivalenten Vorwärmung

6.3.3.1 Mögliche Fahrweisen und Anlagenkonfigurationen

Je nach Anlagenkonfiguration stehen dem Betreiber der GDRA unterschiedliche Möglichkeiten zur Erdgasvorwärmung zur Verfügung.

1. **Konventioneller Betrieb mit gasbetriebenem Wärmeerzeuger** in Zeiten ohne Bedarf an Systemdienstleistung.
2. **Konventionelle Wärmeerzeugung** mit interner Leistungsregelung in Verbindung mit einer **E-Patrone** (Abbildung 22):
 - je nach Bedarf an negativer Leistung im Stromnetz kann die E-Patrone bedarfsgerecht zugeschaltet werden
 - der konventionelle Wärmeerzeuger muss gleichzeitig um ca. die gleiche Leistung gedrosselt werden (Teillastbetrieb wirkt sich u.U. negativ auf den Wirkungsgrad aus)

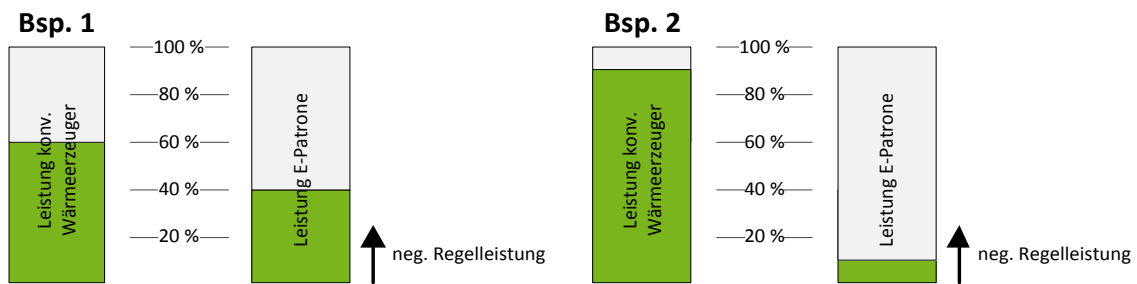


Abbildung 22: Schematische Darstellungen zur Leistungsverteilung zwischen dem konv. Wärmeerzeuger und der E-Patrone

- In der Abbildung 23 sind in Abhängigkeit der Leistung und der Volllaststunden die Grenzkosten einer E-Patrone aufgeführt

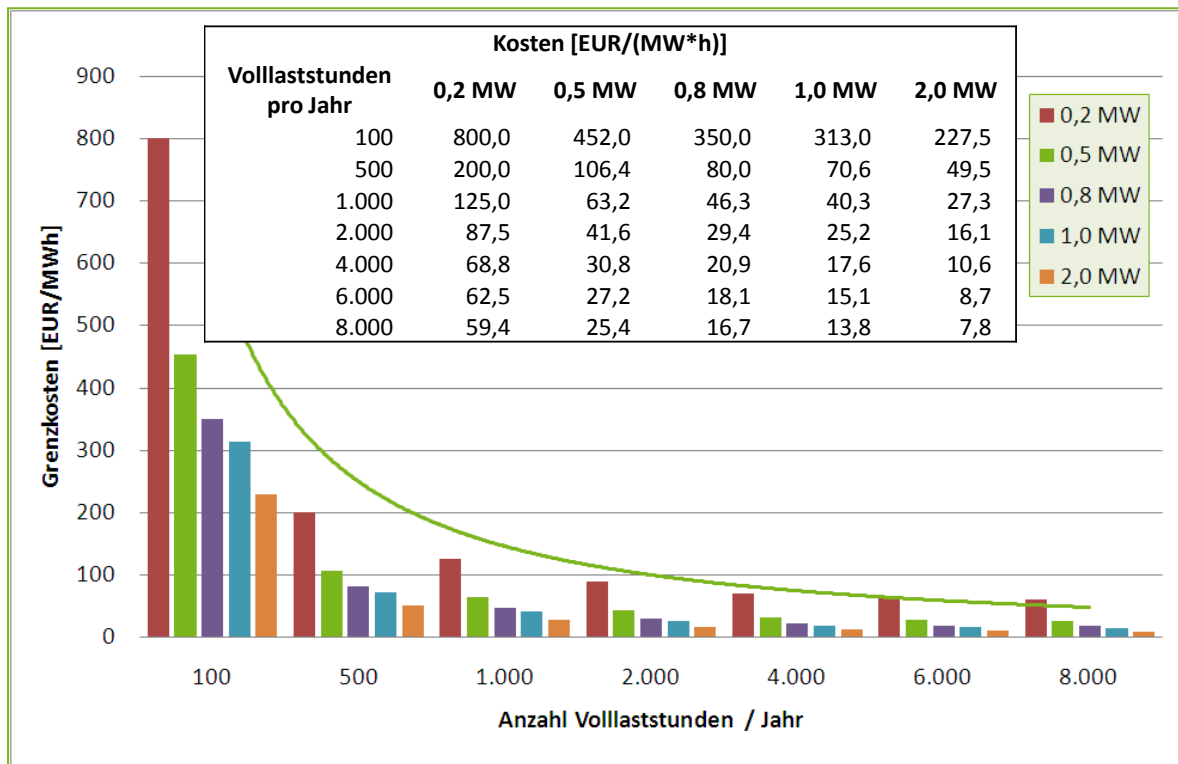


Abbildung 23: Entwicklung der Grenzkosten in [EUR/MWh] in Abhängigkeit von den Volllaststunden pro Jahr

3. Konventionelle Wärme­erzeugung mit interner Leistungsregelung in Verbindung mit einem BHKW (Abbildung 24):

- das BHKW kann z.B. auf der Hälfte der max. möglichen Leistung gefahren werden, so dass je nach Bedarf positive oder negative Regelleistung angeboten werden kann
- der konventionelle Wärme­erzeuger muss, je nach BHKW-Fahrweise, entweder in seiner Leistung erhöht oder gedrosselt werden.
- die spezifischen Investitionskosten für eine BHKW belaufen sich auf $y = 4686,4 \cdot P_{th}^{-0,376}$ (ohne Nebenanlagen und Stromnetzanbindung)

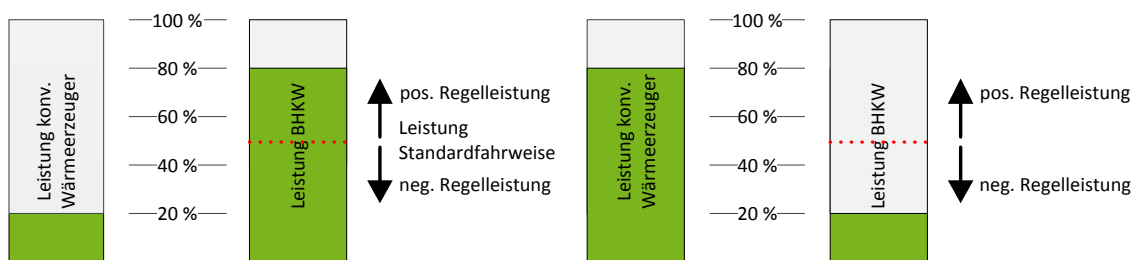


Abbildung 24: Schematische Darstellung zur Leistungsverteilung zwischen dem konv. Wärme­erzeuger und dem BHKW

Welche der genannten Anlagenfahrweisen zum Einsatz kommt, hängt von der verfügbaren Leistung, dem Wärmebedarf und dem Geschäftsmodell ab (siehe auch Kapitel 6.3.1). Ein mögliches Schema für die Integration der Anlage in einen Marktplatz ist in Abbildung 25 dargestellt.

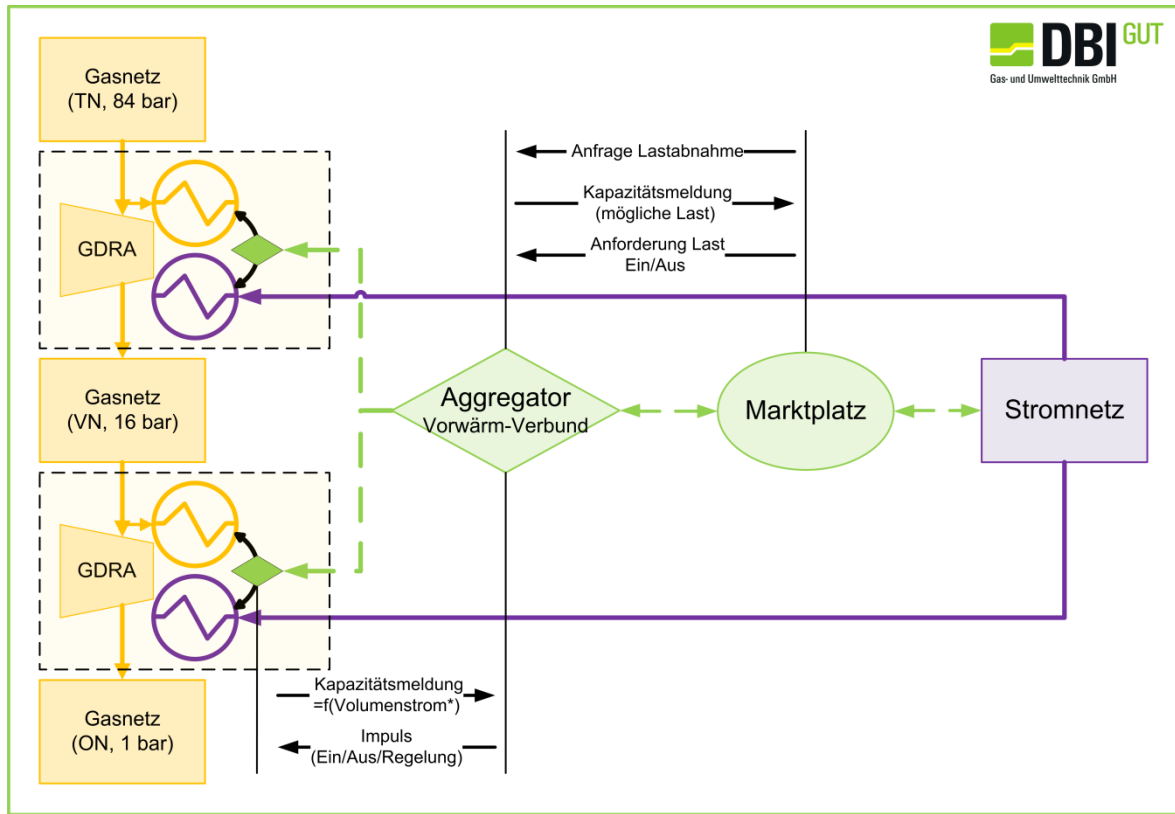


Abbildung 25: Bivalente Vorwärmung - Marktplatzanbindung

Je nach für die Erbringung von Systemdienstleistung verfügbarer Leistung und dem Marktplatz, an welchem die Leistung gehandelt werden soll, ist unter Umständen ein Aggregator notwendig, der die Leistung mehrerer Anlagen zusammenfasst und am Marktplatz anbietet.

In der Vorwärmanlage wird ein Agent (◆) benötigt, der einerseits Informationen zur verfügbaren Leistung an den Aggregator oder, im Falle einer großen Anlage, an den Marktplatz direkt meldet. Wird die Leistung abgefordert, gibt der Agent die Anweisung zum Umschalten auf elektrische Vorwärmung und kontrolliert die Einhaltung sowohl der gas- als auch der stromseitigen Parameter.

6.3.3.2 Auslegung der bivalenten Vorwärmung

Im Idealfall sollte der alternative Wärmeerzeuger in seiner Leistung so ausgelegt werden, dass eine ganzjährige Nutzung zu 100 % theoretisch möglich ist. Für das Beispiel, mit der konservativen Annahme des verminderten Erdgasabsatzes in den Sommermonaten, in Abbildung 26 ergäbe dies eine Leistung von ca. 50 % der Gesamtvorwärmeleistung.

- 650 kW max. notwendige Vorwärmeleistung → 325 kW für den alternativen Wärmeerzeuger
- Diese Leistung kann entweder als Grundlast-Redundanz oder als zusätzliche Leistung installiert werden

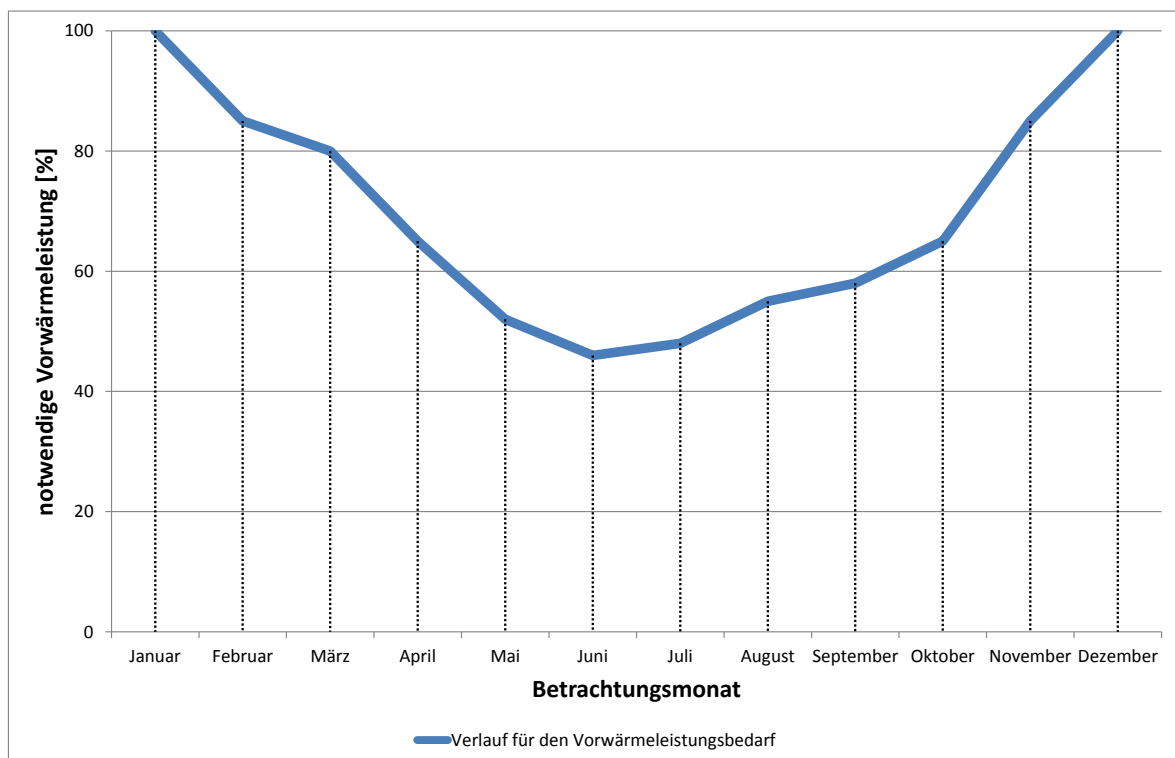


Abbildung 26: Beispielhafte grafische Darstellung der notwendigen Vorwärmeleistung in einer GDRA über den Zeitraum von einem Jahr

Für die Bereitstellung von Systemdienstleistung ist es erforderlich zu prüfen (Prognose) wie viel Leistung über bspw. eine Woche (in Anlehnung an die Sekundärregelleistung) dem Stromnetz dauerhaft bereitgestellt werden kann (Abbildung 27). Aufgrund der möglichen kleinen Einzelleistungen von alternativen Wärmeerzeugern einer GDRA kann es notwendig sein, dass eine bestimmte Anzahl von GDRA in einem Verbund (als eine virtuelle Anlage) gegenüber dem regionalen Stromnetz auftreten.

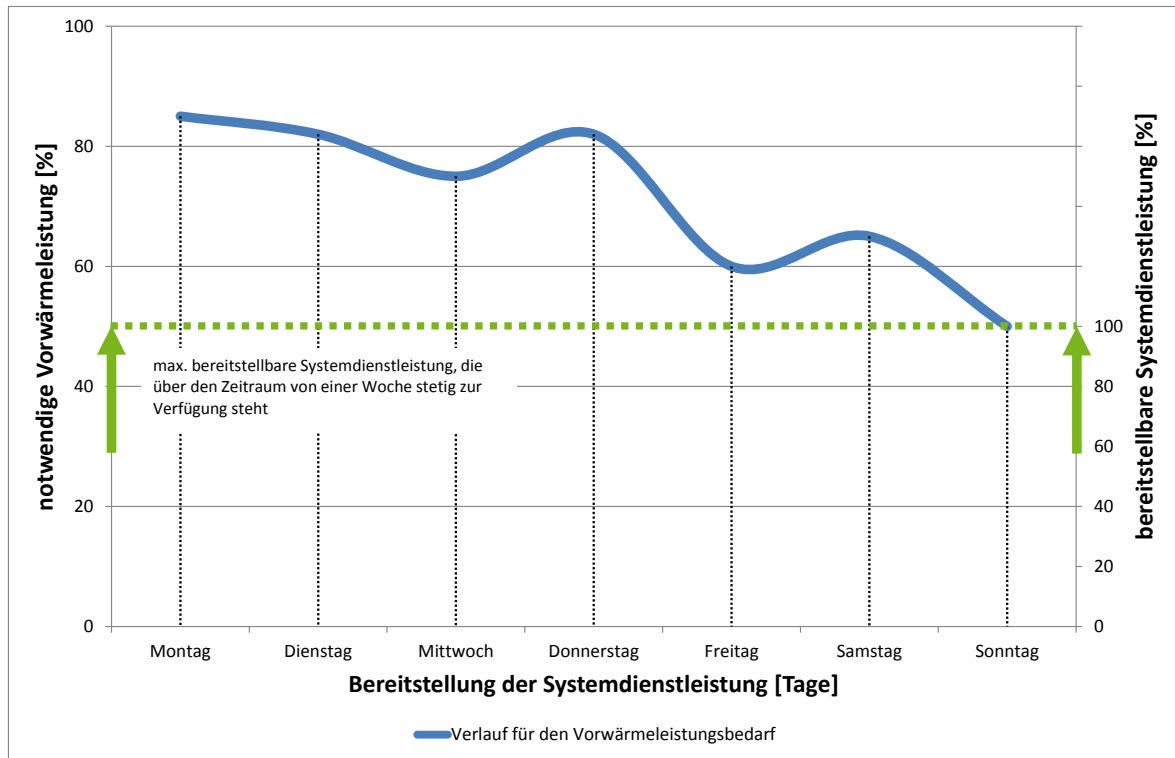


Abbildung 27: Grafische Darstellung der max. bereitstellbaren negativen Systemdienstleistung für das Stromnetz, beispielhaft für einen Zeitraum von einer Woche für eine E-Patrone

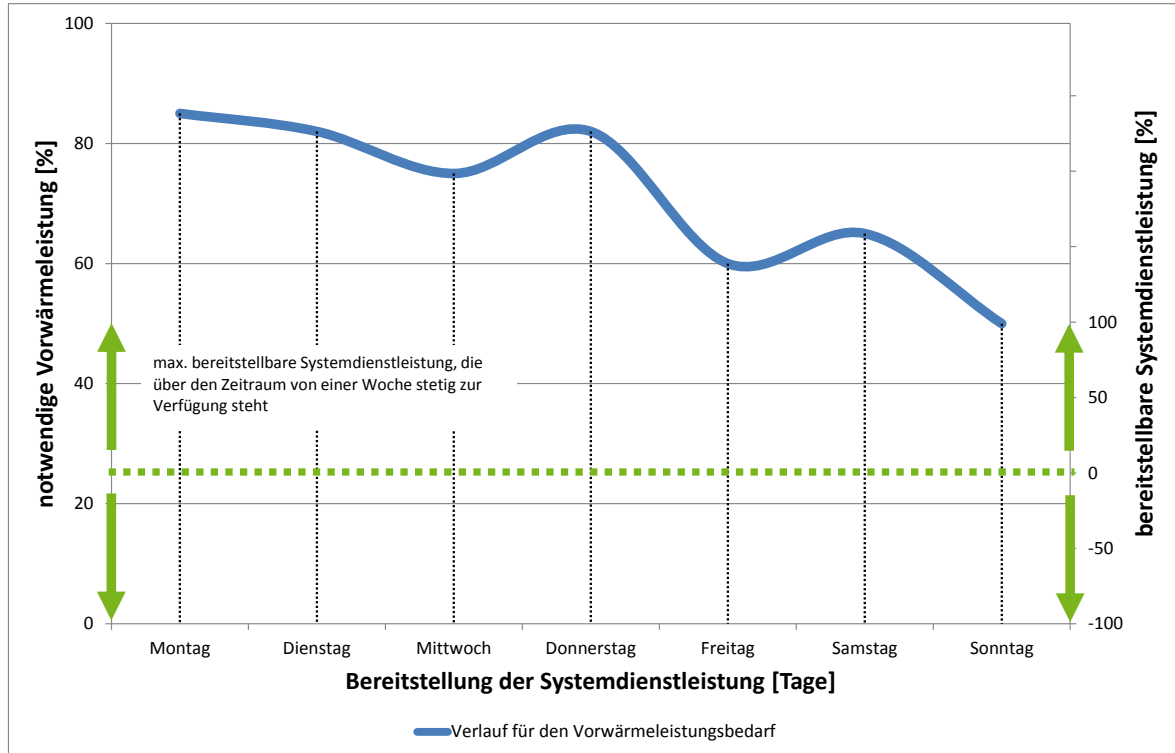


Abbildung 28: Grafische Darstellung der max. bereitstellbaren negativen und positiven Systemdienstleistung für das Stromnetz, beispielhaft für einen Zeitraum von einer Woche für eine BHKW

6.3.3.3 Gesamtpotenzial bivalenter Vorwärmung in Deutschland

In Deutschland sind über die unterschiedlichen Druckstufen im Netz und an den Erdgasspeichern eine Vielzahl von GDR(M)A verteilt. Nicht alle eignen sich, aufgrund der geringen Druckdifferenzen und dem damit verbundenen geringen Vorwärmebedarf oder aufgrund von Begrenzungen in den Lastgängen (sehr starke Sommerabsenkung), für eine bivalente Erdgasvorwärmung.

Für die Potenzialbetrachtungen wurden daher für die alternativen (ergänzenden) Wärmeerzeuger folgende Szenarien aufgestellt (Erdgasspeicher sind aufgrund nicht belastbarer Ausgangsdaten nicht mit aufgeführt):

E-Patrone:

- es werden von den rund 5.400 in Deutschland betriebenen GDR(M)A welche in Netzen größer 16 bar verortet sind [40] als für die Lastverschiebung geeignet betrachtet:
 - Szenario 1: 20%
 - Szenario 2: 20%
 - Szenario 3: 50%
- die durchschnittliche Vorwärmeleistung beträgt 500 kW_{therm.}
- die durchschnittliche installierbare elektrische Leistung beträgt:
 - Szenario 1: 150 kW
 - Szenario 2: 375 kW
 - Szenario 3: 375 kW

→ Das Gesamtpotenzial in Deutschland beträgt somit für:

- Szenario 1: ca. 162 MW
- Szenario 2: ca. 405 MW
- Szenario 3: ca. 1013 MW

BHKW:

- es werden von den rund 5.400 GDRA größer 16 bar [40] berücksichtigt:
 - Szenario 1: 30%
 - Szenario 2: 60%
- die durchschnittliche Vorwärmeleistung beträgt 500 kW_{therm.}
- die durchschnittliche installierbare elektrische Leistung beträgt:
 - Szenario 1: 363 kW
 - Szenario 2: 363 kW

→ Das Gesamtpotenzial beträgt in Deutschland somit für:

- Szenario 1: ca. 588 MW
- Szenario 2: ca. 1.176 MW

6.3.4 Mikro-KWK

Mikro-KWK-Anlagen sind von daher interessant, weil sie, neben Wärme für Heizung und Warmwasser, auch Strom produzieren können. Sie sind damit in der Lage positive Regelleistung bereitzustellen. Derzeit werden diese Anlagen wärmegeführt gefahren. Das hat zur Folge, dass auch Strom nur dann produziert wird, wenn entsprechender Wärmebedarf besteht und nicht, wenn der Strom tatsächlich benötigt wird.

Der Nutzen von Mikro-KWK-Anlagen für das gesamte Energiesystem lässt sich erhöhen, wenn die Anlagen bedarfsgeführt gefahren werden, wobei hier das Stromnetz überwiegend die Führungsrolle einnehmen sollte. Dies hätte den Vorteil, dass, in einem Verbund zusammengeschaltete Anlagen, Systemdienstleistung für das Stromnetz in relevanter Größenordnung erbringen können.

Dieser Ansatz wird vom Unternehmen Lichtblick verfolgt, welche langfristig 100.000 gasbetriebene BHKWs installieren und miteinander vernetzen wollen, um einerseits ihre Kunden mit Wärme zu versorgen und darüber hinaus bedarfsgerecht Strom bereitstellen und entsprechend vermarkten zu können.

Die Voraussetzung für einen stromgeführten Betrieb ist ein in die jeweiligen Mikro-KWK-Systeme integrierter Wärmespeicher (siehe auch Abbildung 29), um ggf. zeitliche Differenzen zwischen Strom- und Wärmebedarf ausgleichen zu können. Die Dimensionierung des Wärmespeichers ist ausschlaggebend für die Strommenge, welche ohne zeitgleichen Wärmebedarf (z.B. in einer Sommernacht) erzeugt werden kann.

Zur Erfassung der relevanten Daten und zur Kommunikation mit einem **Aggregator** oder einem **Marktplatz** wird ein **Agent** benötigt. Eine Möglichkeit, welche Abfragen und Informationen zwischen Aggregator / Marktplatz und Agent im Haushalt ausgetauscht werden können, ist in Abbildung 29 für eine Einzelanlage und in Abbildung 30 für einen Mikro-KWK-Verbund dargestellt.

Der **Agent** der Mikro-KWK-Anlage (Abbildung 29) erfasst die verbleibende Kapazität des Wärmespeichers und leitet daraus ab, welche elektrische Leistung über welche Zeit zu dem jeweiligen Zeitpunkt bereitgestellt werden könnte. Diese Informationen gibt er regelmäßig an den Aggregator weiter.

Der **Aggregator** (Abbildung 29, Abbildung 30) tauscht mit dem Marktplatz Informationen zu Angebot (potenzielle Leistung aller Mikro-KWK-Anlagen im Verbund) und Nachfrage (Bedarf an Systemdienstleistung) aus.

Wenn die Leistung vom Marktplatz angefordert wird, gibt der Aggregator die Anforderung an die betreffenden Anlagen, bzw. deren Agenten, weiter. Die Agenten aktivieren die Mikro-KWK-Anlagen bis entweder kein Bedarf mehr besteht oder die Speicherkapazität des Wärmespeichers erschöpft ist.

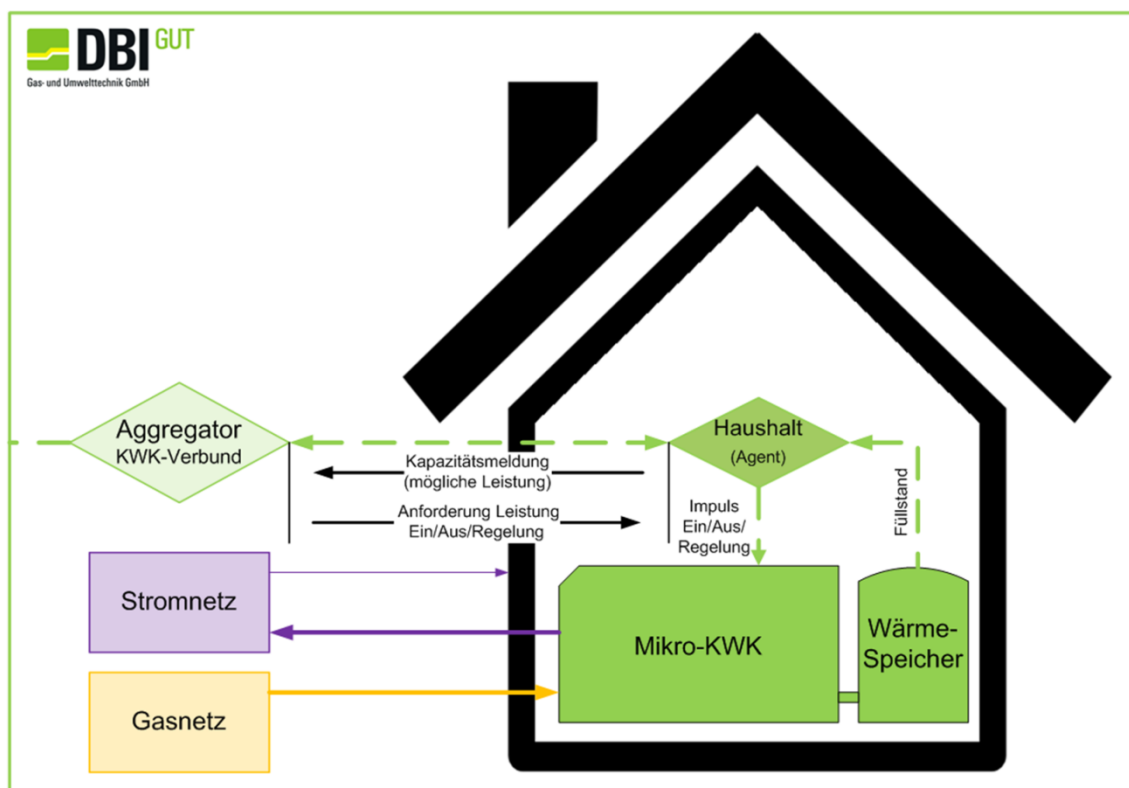


Abbildung 29: Mikro-KWK – Schema Einzelanlage

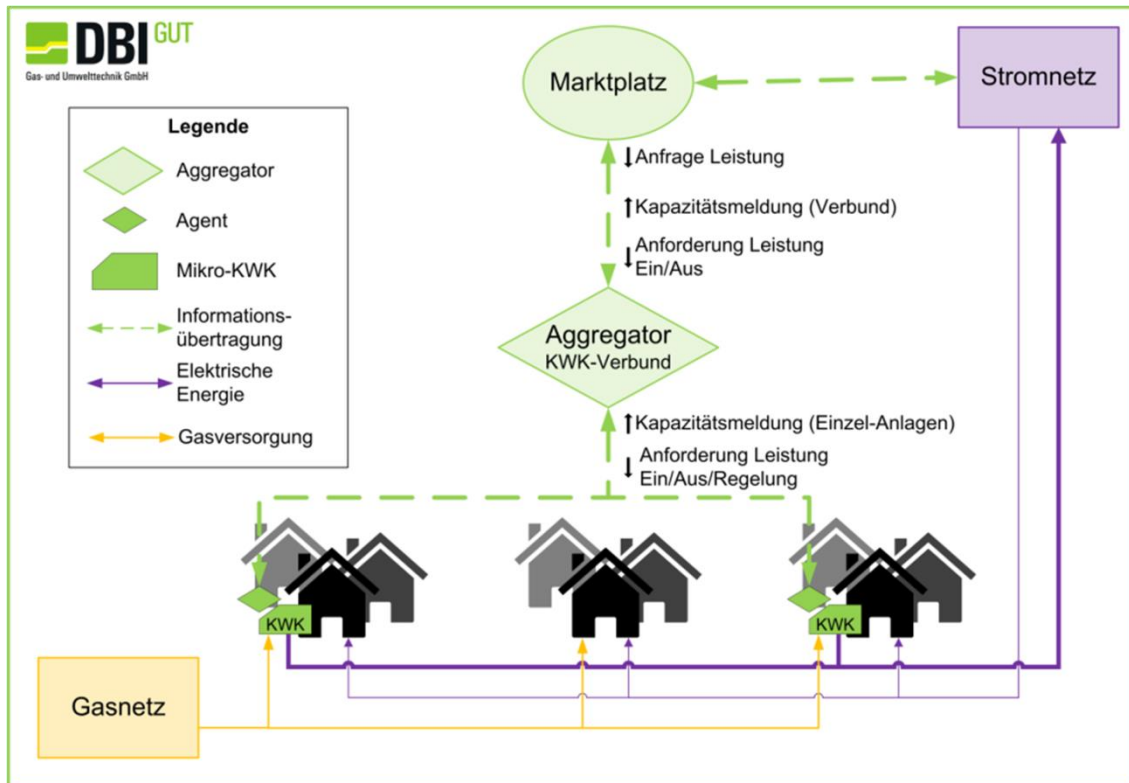


Abbildung 30: Mikro-KWK-Schema Verbund

Potenziale für Mikro-KWK-Anlagen

Basierend auf den Annahmen aus der Systemanalyse im Rahmen der Innovationsoffensive des DVGW wird für das Jahr 2020 von folgenden möglichen Anlagen ausgegangen [41]:

- **116.000** installierten Mikro-KWK-Anlagen in **Einfamilienhäusern**, Ausführung als Otto- oder Stirlingmotor mit 1 kW und als Brennstoffzelle mit 1,5 kW installierter Leistung.
- **36.000** installierten Mikro-KWK-Anlagen in **Mehrfamilienhäusern**, Ausführung als Ottomotor mit einer elektrischen Leistung von 5,5 kW.
- Dies entspricht einer installierten **Mikro-KWK-Gesamtleistung** von ca. 326 MW_{el}.

Diese Leistung steht nicht jederzeit vollständig zur bedarfsgerechten Stromproduktion bzw. Bereitstellung von Systemdienstleistung zur Verfügung, da vor allem zu Zeiten geringen Wärmebedarfs in den Sommermonaten nur ein Teil der Anlagen betrieben werden kann, jeweils bis die Kapazität des Wärmespeichers erschöpft ist.

Das genannte Potenzial kann erschlossen werden, wenn ein Mikro-KWK-Verbund geschaffen wird (siehe Abbildung 30), da nur dann die ausreichenden Leistungen für die Teilnahme z.B. am Sekundärregelleistungsmarkt (siehe Kapitel 6.3.1) möglich sind.

6.3.5 Erdgastankstellen

In Deutschland gibt es ca. 900 Erdgastankstellen (ca. 14.500 konventionelle Tankstellen) mit Verdichterleistungen zwischen ca. 30 und 800 kW mit entsprechenden Volumenstromleistungen bis 3.000 m³/h (i.N.). Ausgehend von einer durchschnittlichen Verdichterleistung von 30 kW ergibt das eine Gesamtleistung von 27 MW. Im Verhältnis zu den Systemdienstleistungspotenzialen der bivalenten Vorwärmung und Verdichtung bieten die Erdgastankstellen keine weitere nennenswerte Möglichkeit dem Stromnetz Lasten anzubieten. Nicht nur die geringe Gesamtleistung stellt ein Hindernis dar, sondern auch die Möglichkeit bedarfsgerecht die entsprechend notwendige Last dem Stromnetz anzubieten. Das Diagramm 4 und Diagramm 5 zeigen anhand von realen Lastgängen einer Erdgastankstelle, dass über den Tag und unter der Woche keine regelmäßigen Leistungen abgerufen werden. Es ist demnach selbst für einen Zeithorizont von 24 h nicht möglich eine belastbare Prognose der zu erwartenden notwendigen Verdichterleistung aufzustellen.

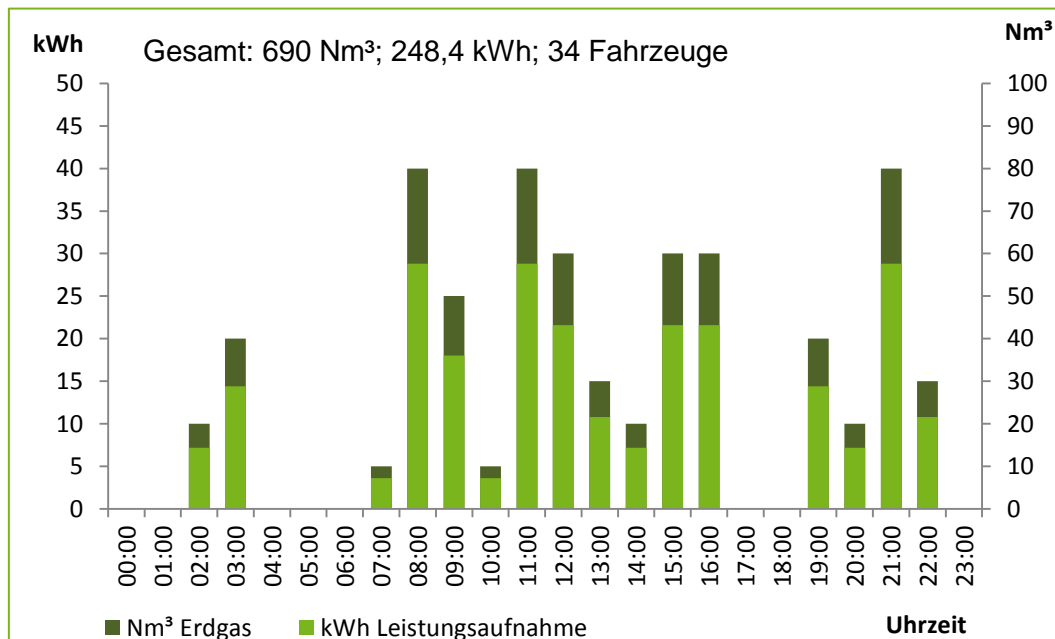


Diagramm 4: Erdgastankstelle - Verlauf der Verdichterleistung (Montag)

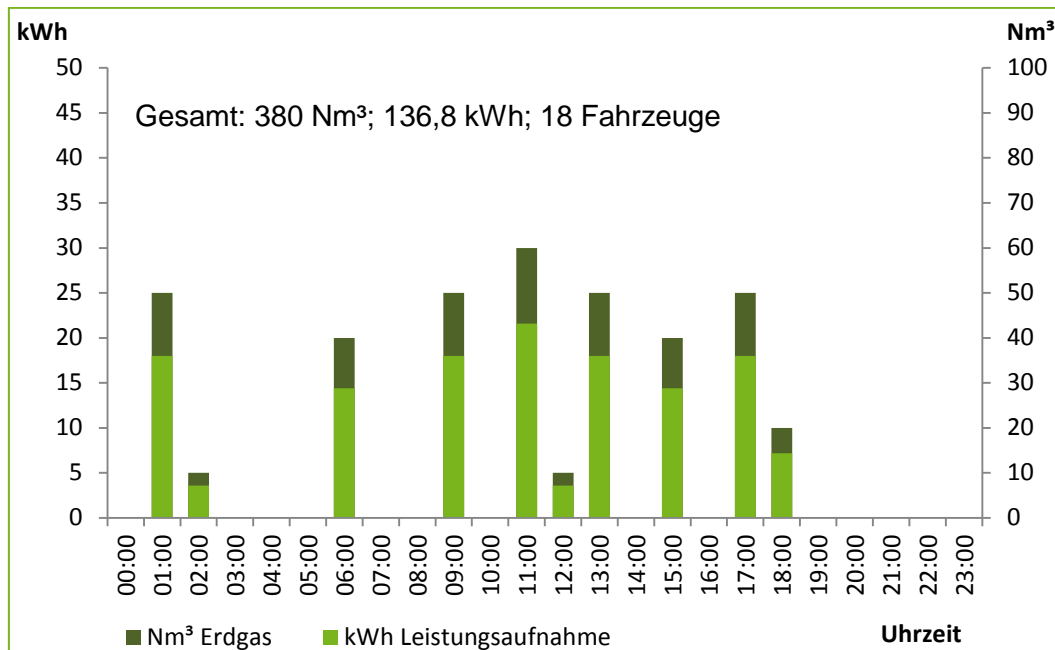


Diagramm 5: Erdgastankstelle - Verlauf der Verdichterleistung (Sonntag)

Eine Vergleichmäßigung der Leistungsaufnahmen könnte nur durch die maximale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Speicherbänke (verminderter Speicherdruck) erreicht werden. Diese Betriebsfahrweise kann allerdings zu Versorgungsengpässen führen und würde demnach von Tankstellenbetreibern nicht angewendet werden.

Das ermittelte theoretische Gesamtpotenzial kann anhand dieser durchgeführten Betrachtung nachweislich nicht genutzt werden.

6.3.6 Zusammenfassung der Smarten Elemente zur Lastverschiebung

Die definierten Smarten Elemente der Lastverschiebung dienen ausschließlich der Konvergenz der Energienetze. Eine Verbesserung in der Gasverteilung wird sich durch die Integration dieser Smarten Elemente nicht einstellen. Vielmehr wird dem Stromnetz durch die Angebote von unterschiedlichen Systemdienstleistungen eine alternative Möglichkeit eröffnet Netzstabilitäten zu erreichen.

Anhand der aufgestellten Szenarien, insbesondere für die bivalente Verdichtung und Vorwärmung, konnte gezeigt werden, dass in Deutschland für die unterschiedlichen Netzebenen und Standorte ein Lastverschiebungsgesamtpotenzial im GW-Leistungsbereich technisch möglich ist.

Bivalente Verdichter:

- Durch den Austausch bestehender Verdichterantriebe und/oder die Erweiterung um elektrische Verdichtereinheiten können an einem Standort große Leistungen für die Lastverschiebung angeboten werden.
- Transportverdichter weisen eine hohe Betriebsstundenzahl auf, die es ermöglicht regelmäßig Systemdienstleistung anzubieten.
- Die technische Umsetzbarkeit und das Leistungspotenzial in Abhängigkeit der Anzahl der Standorte werden als hoch eingestuft.

Bivalente Vorwärmung:

- Die bivalente Vorwärmung in GDR(M)A bietet neben der Möglichkeit negative Systemdienstleistung auch positive Leistungen anzubieten.
- Neben den konventionellen Wärmeerzeugern können in einer GDR(M)A entweder eine E-Patrone oder ein BHKW in Kombination betrieben werden.
- Die technische Umsetzbarkeit und das Leistungspotenzial in Abhängigkeit der Anzahl der Standorte werden mittel bis hoch eingestuft.

Mikro-KWK:

- Mikro-KWK-Anlagen können sowohl strom- als auch wärmegeführt eingesetzt werden und somit zur bedarfsgerechten Lastverschiebung und Bereitstellung von Systemdienstleistung beitragen.
- Voraussetzung für einen optimierten Betrieb ist die Integration eines Wärmespeichers, damit auch in Zeiten ohne direkten Wärmebedarf Strom erzeugt werden kann.
- Die technische Umsetzbarkeit und das Potenzial werden, aufgrund der Vielzahl benötigter Anlagen und des entsprechenden Aufwands für die messtechnische Erfassung und Steuerung als mittelmäßig eingeschätzt.

Erdgastankstellen:

- Das Lastverschiebungspotenzial für Erdgastankstellen kann aufgrund der erforderlichen Betriebsfahrweise mit Null beziffert werden.
- Die Möglichkeit die Verdichter der einzelnen Speicherbänke in Abhängigkeit des Stromnetzes bedarfsgerecht zu betreiben ist durch die zu gewährleistende Versorgungszuverlässigkeit nicht gegeben.

6.4 Smarte Elemente Energiespeicherung

In Zukunft werden die Erneuerbaren Energien, wie vor allem Windenergie- und Photovoltaikanlagen, bei der Stromerzeugung in Deutschland immer mehr an Bedeutung gewinnen. Der volatile Anteil der dezentralen Stromerzeugung wird dadurch weiter steigen und unter anderem den Bedarf an Mittel- und Langfrist-Speichern erhöhen. Für diese Aufgabe kann das Gasnetz Smarte Elemente zur Energiespeicherung anbieten, um damit, zusätzlich zu den vorhandenen Möglichkeiten und aktuellen Entwicklungen im Stromnetz (Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge, Smart Meter, etc.) Alternativen zu bieten.

6.4.1 Biogaseinspeisung

In Deutschland wird bereits seit mehreren Jahren, vor allem politisch motiviert, der Anteil Erneuerbarer Energien im Gasnetz durch die Einspeisung von Biogas erhöht. Die Ziele der Bundesregierung zur Biogaseinspeisung liegen bei 6 Mrd. m³/a in 2020 und 10 Mrd. m³/a in 2030.

Die Einspeisung unterliegt den aktuellen Regeln und Gesetzen wie z.B. den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262, in denen vor allem einzuhaltenden Gaszusammensetzungen und Gaskennwerte festgelegt sind. Darüber hinaus ist das DVGW-Arbeitsblatt G 685 relevant, welches die Grenzwerte und Regeln für die Bestimmung des Abrechnungsbrennwertes definiert.

Die derzeitige Praxis zur regelwerkskonformen Einspeisung in das Gasnetz ist die Konditionierung des Biogases mit LPG auf den Brennwert des Erdgases im jeweiligen Netz. Dies führt, vor allem zukünftig bei einem weiteren Anstieg der Zahl der Einspeiseanlagen, zu erheblichen Kosten für die Konditionierung. Diese werden an die vom Netzbetreiber an die Gaskunden weitergegeben, was den Gasbezug für den Endkunden verteuert und somit die Konkurrenzsituation zwischen Gashausanschluss und alternativen Heizungskonzepten noch verstärkt.

Darüber hinaus ist auch eine Kostensteigerung durch den vermehrten Bedarf an Konditionierungsanlagen und der damit verbundenen LPG-Nachfrage auch eine spezifische Preissteigerung nicht auszuschließen. Diese Entwicklung würde durch tendenziell steigende Preise für Energie insbesondere chemische Energieträger verstärkt werden. In Konsequenz der erwarteten Kostensteigerungen müsste der Gaskunde höhere finanzielle Belastung tragen, welche durch Smarte Elemente vermeidbar wären. Des Weiteren stammt das zur Konditionierung eingesetzte LPG nicht aus erneuerbaren Quellen und erhöht somit die CO₂-Bilanz der Biogaseinspeisung.

Aus diesen Gründen sollte die Konditionierung mit LPG vermindert oder vermieden werden, dies fordert auch die GasNZV [7].

Im Folgenden werden Lösungen vorgestellt, die zu einer Kostenreduzierung führen und darüber hinaus zur Erreichung des Einspeiseziels der Bundesregierung beitragen können.

6.4.1.1 Biogaseinspeisung „teilaufbereitet“

Das im Fermenter entstehende Rohbiogas muss vor der Einspeisung gereinigt und aufbereitet werden. Die wichtigsten Prozesse dabei sind:

- Entschwefelung,
- Trocknung und
- Methananreicherung durch CO₂-Abrennung

Der Ansatz zur smarten Biogaseinspeisung „teilaufbereitet“ beeinflusst ausschließlich die Methananreicherung. Die Entschwefelung und Gastrocknung sind auch zukünftig unerlässlich, um Korrosionserscheinungen im Gasnetz durch ungewollte Gasbegleitstoffe aus Biogasanlagen zu verhindern.

Bei ausreichend großem Erdgasvolumenstrom können die Aufbereitung und die Konditionierung vermindert werden, solange das resultierende Gasgemisch die Grenzwerte des DVGW-Arbeitsblattes G 260 hinsichtlich der Gasbestandteile und der brenntechnischen Kenndaten einhält. Dies ist durch entsprechende Messung der Gasbeschaffenheit oder, bei bekannten Gasbeschaffenheiten, durch Berechnung auf Basis der Volumenströme am Einspeisepunkt, zu gewährleisten.

Der Grad der Aufbereitung und Konditionierung kann in Abhängigkeit der Gasbeschaffenheit und Volumenströme variabel gestaltet werden. So würde ein großes Erdgas-Biogasverhältnis eine geringe Aufbereitung erfordern, steigende Biogasanteile bedingen einen höheren Aufbereitungsgrad.

Dieses Vorgehen würde, aus volkswirtschaftlicher Sicht, zu einer signifikanten Verminderung des Aufwands für die Einspeisung von Biogas führen, was sich positiv auf die Kosten der Biogaseinspeisung und bei der Verbrennung, aufgrund der Verminderung des LPG-Einsatzes, auf die CO₂-Emissionen auswirkt.

Aufgrund der derzeitigen Situation, dass Aufbereitung und Konditionierung durch verschiedene Parteien erfolgt, wird dieser Ansatz sich nur in wenigen Fällen umsetzen lassen.

Zur Gewährleistung einer korrekten Abrechnung trotz schwankender Gasbeschaffenheiten wird bei einer solchen Anlagenfahrweise der Einsatz eines Systems zur Gasbeschaffenheitsverfolgung empfohlen.

Bei Anschluss zusätzlicher Einspeiseanlagen an das Netz / die Leitung muss geprüft werden, inwieweit auch die zusätzliche Anlage unkonditioniert einspeisen kann, ohne die Grenzwerte des DVGW-Regelwerks zu verletzen.

Technische Anforderungen für Biogaseinspeisung „teilaufbereitet“:

- Kontinuierliche Überwachung des Gasgemisches hinsichtlich Konformität zum DVGW-Regelwerk
- Erfassung der Gaszusammensetzung des Rohbiogas (CO₂-und CH₄-Anteil) sowie des Volumenstroms
- Regelbarer Prozess zur Methananreicherung in Abhängigkeit der Parameter und Volumenströme der Gase
- Erfassung der Gaszusammensetzung des Erdgases / Grundgases sowie des Volumenstroms
- Flexible Sollwertvorgabe für Konditionierung mit Flüssiggas
- Erhöhter Aufwand für Datenerfassung und Anlagensteuerung durch gemeinsame Steuerung von Aufbereitungs- und Konditionierungsanlage

6.4.1.2 Biogaseinspeisung „unkonditioniert“

Der Ansatz zur smarten Biogaseinspeisung „unkonditioniert“ geht von der Einspeisung von aufbereitetem Biogas aus. Vor allem bei Einspeisung in Leitungen mit ganzjährig hohem Erdgasvolumenstrom im Verhältnis zum Biogas bietet sich die Möglichkeit an, auf die Konditionierung mit LPG ganz zu verzichten. Ein kompletter Verzicht auf die Konditionierung ist möglich, wenn gewährleistet werden kann, dass für das Gasgemisch kontinuierlich die Grenzwerte des DVGW-Arbeitsblattes G 260 und für den Abrechnungszeitraum die 2 %-Grenze nach G 685 eingehalten werden.

Da das Biogas aufbereitet ist, werden hierbei keine unerwünschten Komponenten wie Schwefel, Feuchtigkeit oder auch CO₂ in das Gasnetz eingetragen.

Die Einspeisung von unkonditioniertem Biogas ist vor allem auf der Transportebene interessant, da dort oft ganzjährig verhältnismäßig hohe Volumenströme zu erwarten sind, was zur Gewährleistung der Einhaltung der Grenzwerte des DVGW-Regelwerks beiträgt.

Bei zunehmender Anzahl der Biogaseinspeiseanlagen in einem Netz / an einer Leitung muss geprüft werden, ob auch mit der neuen Anlage die Grenzwerte des DVGW-Regelwerks noch eingehalten werden oder ob eine Konditionierung notwendig wird.

Technische Anforderungen für Biogaseinspeisung „unkonditioniert“:

- Kontinuierliche Überwachung des Gasgemisches hinsichtlich Konformität zum DVGW-Regelwerk
- Erfassung der Gasbeschaffenheit des aufbereiteten Biogases sowie des Volumenstroms
- Erfassung der Gasbeschaffenheit des Erdgases / Grundgases sowie des Volumenstroms
- Gegebenenfalls ist eine Option zur Konditionierung vorzusehen, wenn die Einspeisung von unkonditioniertem Biogas nicht ganzjährig gewährleistet werden kann.

6.4.1.3 Biogaseinspeisung „optimierte Konditionierung“

Der Ansatz zur smarten Biogaseinspeisung „optimierte Konditionierung“ zielt auf eine Verbesserung der bisherigen Konditionierungspraxis ab. Möglichkeiten bestehen hier unter anderem durch folgende Maßnahmen:

- Optimierung der Konditionierung beim Anfahren der Biogaseinspeisanlage
- Gezieltes Ausnutzen der 2 %-Grenze nach G 685
- Verbesserung der Sollwertvorgabe bei mehreren Biogaseinspeisanlagen im Netz

Während die Optionen „teilaufbereitet“ und „unkonditioniert“ eher auf der Transportebene bei Netzen und Leitungen mit großem Erdgasvolumenstrom zum Einsatz kommen können, sind die im Folgenden vorgestellten Maßnahmen auch für die Verteilnetzebene geeignet.

Optimierung der Konditionierung beim Anfahren

Viele Konditionierungsanlagen versuchen, den Sollwert für die Biogaskonditionierung beim Anfahren der Anlage sehr schnell zu erreichen. Dies führt oft zu einer Überkonditionierung mit erhöhtem LPG-Einsatz und anschließender Annäherung an den Sollwert.

Das Anfahren des Sollwertes kann langsam erfolgen, da kurz- bis mittelfristig nur die Grenzwerte des DVGW-Arbeitsblattes G 260 eingehalten müssen. Aufbereitetes Biogas liegt, je nach Grad der Aufbereitung, bereits in diesem Bereich. Die 2 %-Grenze nach G 685 spielt nur für den Vergleich der mittleren Einspeisebrennwerte mit dem Abrechnungsbrennwert eine Rolle, so dass kurzfristige Abweichungen zu vernachlässigen sind.

Gezieltes Ausnutzen der 2 %-Grenze

Eine weitere Option zur Einsparung von LPG ist das gezielte Ausnutzen der 2 %-Grenze aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 685.

Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in der Reduzierung der Kosten für die LPG-Konditionierung, die Einsparung liegt nach aktuellen Studien für eine Verminderung des Sollwertes der Konditionierung um 1 % bei ca. 15 % bis 20 %, je nach Verhältnis der Brennwerte von Erdgas und Biogas zueinander. [42], [43]

Bei der Eich- oder Verkehrsfehlergrenze der Messgeräte handelt es sich um tatsächliche Fehlergrenzen, deren systematisches Ausnutzen nicht zulässig ist. Die 2 %-Grenze nach G 685 ist hingegen ein Bereich, in dem man sich bewegen darf. Ein Über- oder Unterschreiten des Grenzbereichs ist nicht zulässig. [44] Eine regelkonforme Umsetzung, ohne die Gefahr die 2 %-Grenze zu überschreiten, wäre durch das Anfahren einer 1 %- oder 1,5 %-Grenze möglich.

Verbesserung der Sollwertvorgabe

Die Verbesserung der Sollwertvorgabe in ihrer einfachsten Form kann erfolgen, indem regelmäßig ein Abgleich der Brennwerte von Erdgas und konditioniertem Biogas erfolgt, um eine, ggf. auch durch Messunsicherheiten bedingte, Überkonditionierung zu vermeiden.

Des Weiteren kann, vor allem bei mehreren Biogaseinspeiseanlagen im Netz, der Sollwert für alle Anlagen basierend auf den mengengewichteten Brennwerten aller Einspeisungen ermittelt werden. Dies erlaubt eine zielgerichtete Minimierung des Sollwerts und damit eine Einsparung von LPG zur Konditionierung.

Die Grundlage dafür ist ein Brennwertrekonstruktionssystem, welches die Werte für die Sollwertbestimmung liefert. Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass sich bei einer Reduzierung des Sollbrennwertes für die Konditionierung um 1 % etwa 8 % LPG einsparen lassen. Dies führt zu einer Amortisation des Brennwertrekonstruktionssystems nach 3 bis 5 Jahren. Die Nutzung der Brennwertverfolgung kann, durch die genauere Einhaltung der 2 %-Grenze des Arbeitsblattes G 685, auch zu höheren Kostenersparnissen führen. [42]

6.4.2 Power-to-Gas (PTG)

6.4.2.1 Beschreibung Power-to-Gas

Mit diesem Smarten Element „PTG“ wird EE-Strom zum Zweck der Speicherung mit Hilfe der Elektrolyse und ggf. einer nachgeschalteten Methanisierung in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt. Somit steht eine Energiespeichertechnologie zur Verfügung, welche mit der Integration von Erneuerbaren Energien in die bestehenden Netzinfrastrukturen maßgeblich zur Energiewende beitragen kann und auch seitens der Bundesregierung durch Änderungen von Gesetzen und Verordnungen zunehmend unterstützt wird. Weiterhin führt die Etablierung dieser Technologie zu einer stärkeren Verbindung der Energienetze Strom und Gas, was einen wichtigen Schritt zur Schaffung eines gesamtoptimierten Energiesystems darstellt.

Nach erfolgreicher Förderung von Anlagen, die erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung nutzen, hat die Bundesregierung nun den Fokus auf die Etablierung von geeigneten Speichertechnologien gelegt. Hierzu wurden einerseits sehr rasch Änderungen am EnWG vorgenommen, welche das Gasnetz für erneuerbare Gase (Methan und Wasserstoff) grundsätzlich öffnen. [45]

Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen und synthetisch erzeugtes Methan wurden seit dem 16. Januar 2012 geltenden EnWG [15] dem Biogas gleichgestellt und somit gesetzlich verankert. Im EEG (geändert 17.08.2012, [4]) wird Gas aus PTG-Anlagen unter dem Begriff „Speichergas“ geführt. Wie auch die Biogaseinspeisung unterliegt die Wasserstoff- und Methaneinspeisung den aktuellen Regeln und Gesetzen wie z.B. dem DVGW-Arbeitsblatt G 260.

Im Gegensatz zu Biogas gibt es für die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff oder methanisierten Wasserstoff keine konkreten politischen Vorgaben. PTG kann aber einen Beitrag zu den angestrebten 10 Mrd. m³/a Biogas in 2030 leisten, der initiale Gedanke zur Erhöhung der EE im Gasnetz bleibt durch die Wasserstoff- und Methaneinspeisung gewahrt.

Das zu erwartende Wasserstoff- und Methanpotenzial ist vor allem von folgenden Randbedingungen abhängig:

- Ausbau der EE, insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen
- Stromnetzausbau
- Resultierender Speicherbedarf für Strom aus Erneuerbaren Energien
- Technische Entwicklung der Elektrolyse und Methanisierung
- Restriktionen der Gasinfrastruktur und Verbraucher
- Bedarf an Gaskraftwerken

In Abbildung 31 sind die Elemente des PtG-Konzepts dargestellt. Mit Strom aus Erneuerbaren Energien wird in einem Elektrolyseur Wasserstoff erzeugt. Dieser wird ggf. zwischengespeichert und anschließend, je nach gewähltem Verfahren, direkt in das Gasnetz eingespeist oder vorher noch methanisiert.

Die Einspeisung von Wasserstoff hat den Vorteil, dass die Wirkungsgradverluste für die Speichergaserzeugung geringer sind als bei der Methanisierung, es kann also mehr Erneuerbarer Strom in Form von Gas gespeichert werden. Allerdings gelten für die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas die Restriktionen des DVGW-Arbeitsblattes G 260 hinsichtlich der zulässigen Wasserstoffkonzentration im Erdgas.

Die Methanisierung weist geringere Wirkungsgrade und höhere Investitionen auf, dafür kann das Speichergas dann, wie aufbereitetes Biogas, als Austauschgas in das Gasnetz eingespeist werden.

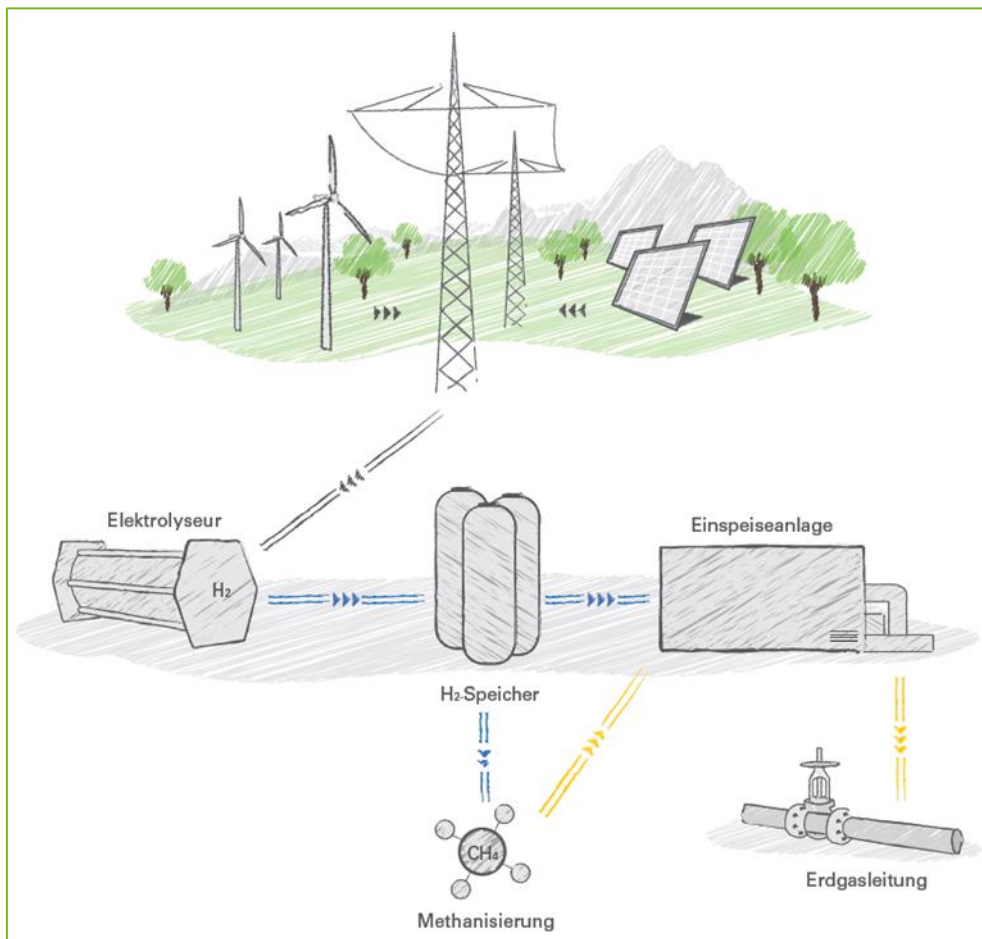


Abbildung 31: Schema-PTG

Für eine ausführliche Beschreibung der Technologie PTG, inkl. der Wirkungsgradketten, Anlagenkonzepte und ggf. vorhandenem Forschungs- und Anpassungsbedarf, sei auf das DVGW-Projekt „G1-07-10 – Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (Energiespeicherkonzepte)“ verwiesen.

6.4.2.2 Potenziale PTG

Die Wirtschaftlichkeit und die Gestehungskosten des Speichergases hängen, neben den Investitionen und Aufwendungen für den laufenden Betrieb, wesentlich von der Anzahl der Betriebs- bzw. Volllaststunden ab, in welchen die Anlage Wasserstoff und ggf. Methan produziert.

Ein mögliches Betriebskonzept (siehe dazu auch Kapitel 6.3.1) für PTG-Anlagen ist der Betrieb mit überschüssigem Windstrom, um das Abschalten von Windparks in Zeiten geringen Bedarfs zu verhindern. Zur Abschätzung, wie häufig PTG-Anlagen zum Einsatz kommen und über welchen Zeitraum sie dann betrieben werden können, wurden die Lastgänge eines realen Windparks (700 MW installierte Leistung) und einer Windpark-Photovoltaik-Kombination (125 MW Wind + 64 MW PV installierte Leistung) untersucht. Bei den untersuchten Anlagen handelt es sich um reale Standorte, die Prognose der erzeugten Leistung für das Jahr 2020 basiert auf historischen Daten.

Es wurde angenommen, dass immer, wenn die erzeugte Leistung des Windparks die garantierte Abnahmeleistung des Stromnetzes am jeweiligen Standort übersteigt, der Strom für die Elektrolyse zur Verfügung steht.

In Beispiel 1 (Diagramm 6) würde der Windpark in 1.235 Stunden pro Jahr gedrosselt werden. Ein Elektrolyseur mit installierter Leistung von 10 MW würde auf 1.173 Volllaststunden kommen. Die Differenz kommt dadurch zustande, dass teilweise auch Überschussstrom im einstelligen Megawattbereich anfällt, so dass der Elektrolyseur im Teillastbetrieb arbeitet.

In den meisten Fällen beträgt die Dauer der Drosselung nur eine Stunde, über 100 mal im Jahr kann der Elektrolyseur aber auch länger betrieben werden. Unter der Annahme, dass ein Zwischenspeicher zur Verstetigung der Wasserstoffeinspeisung in das System integriert wird, können kontinuierlich 270 m³/h (i.N.) Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dies erfordert, bei einer maximalen Zumischung von 2 Vol.-% einen Erdgasvolumenstrom von mindestens 13.500 m³/h (i.N.).

In Beispiel 2 (Diagramm 7) würde die Anlage nur in 435 Stunden pro Jahr gedrosselt werden, was bei einem 5 MW-Elektrolyseur zu 375 Volllaststunden und, mit Speicher, zu einer kontinuierlichen Einspeisung von 40 m³/h (i.N.) Wasserstoff in das Erdgasnetz führt. Dies erfordert, bei einer Zumischung von 2 Vol.-% Wasserstoff, einen Erdgasvolumenstrom von mindestens 2.000 m³/h (i.N.).

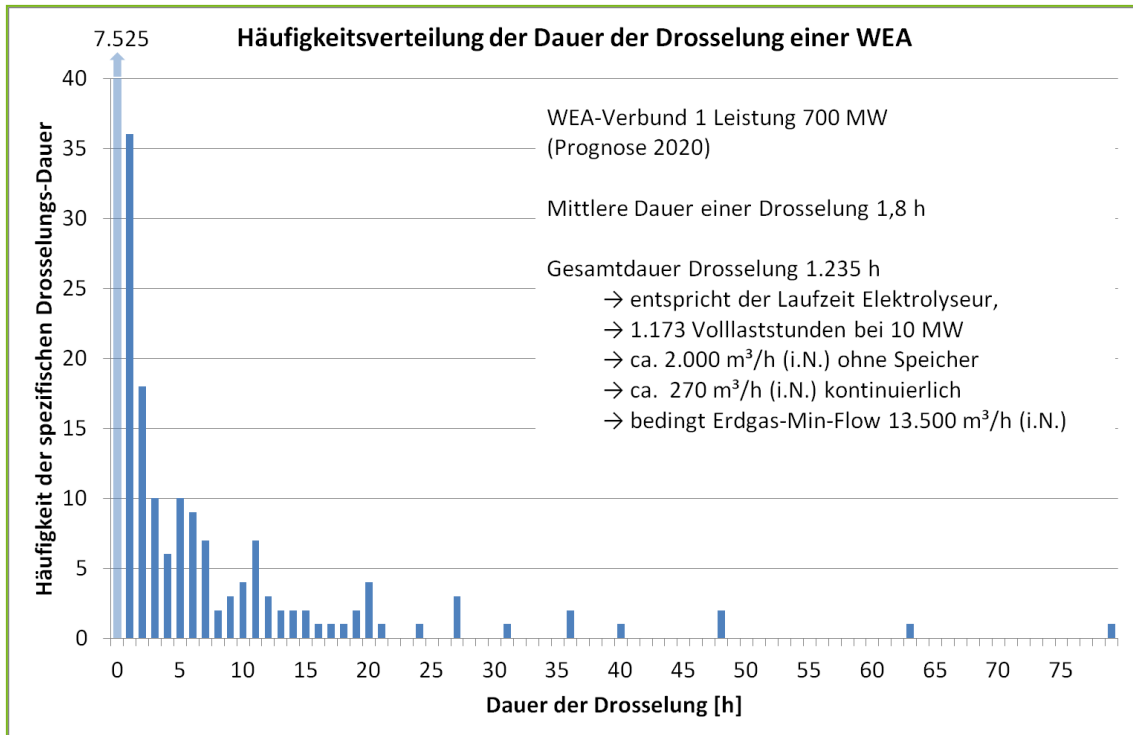


Diagramm 6: Häufigkeitsverteilung der Drosselung eines Windparks (Beispiel 1)

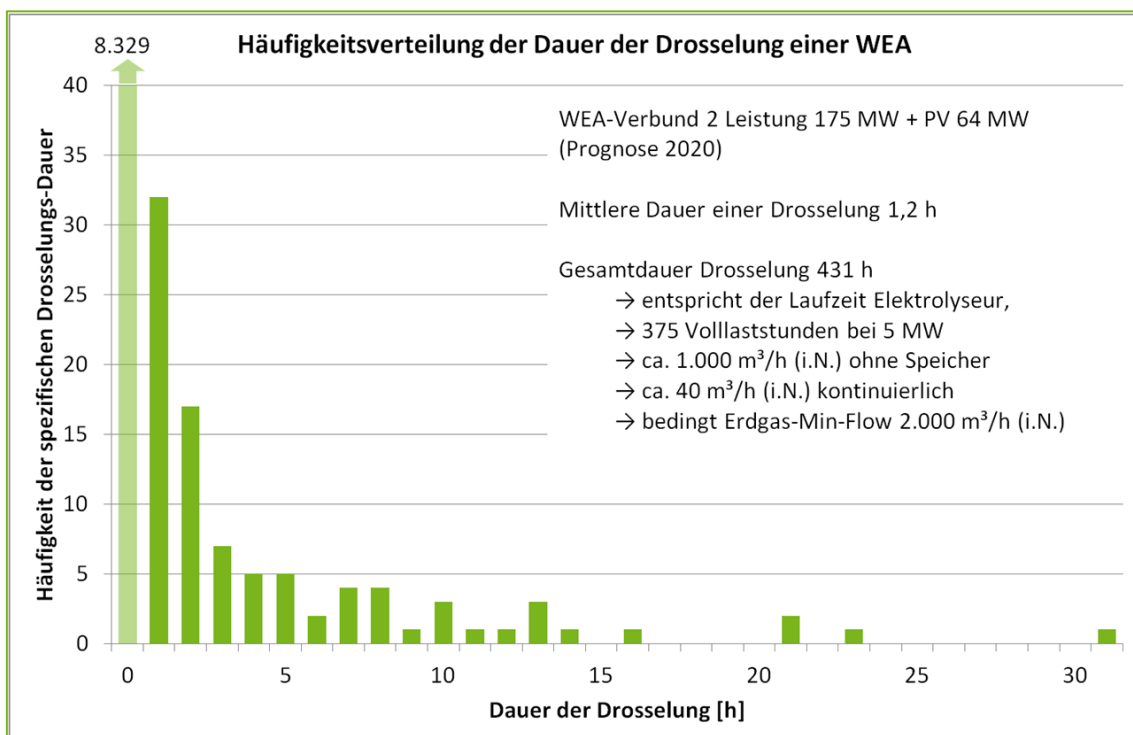


Diagramm 7: Häufigkeitsverteilung der Drosselung eines Windparks (Beispiel 2)

Hinsichtlich der deutschlandweiten Potenziale für PtG wurde vom Ökoinstitut eine Bewertung durchgeführt. Diese basiert auf einem Bewertungsmodell, welches auch in dem E-Energy-Projekt zu Smart Grids im Strombereich zum Einsatz kam.

Das Modell geht davon aus, dass alle Anlagen (Speicher, Kraftwerke) bereits vorhanden sind. Investitionen werden daher, ebenso wie verbrauchsunabhängige Kosten (z.B. Personal), nicht berücksichtigt. Die Frage, ob eine Anlage zum Einsatz kommt, hängt daher nur von den verbrauchsabhängigen Kosten ab, wie z.B. dem Wasser für die Elektrolyse. Überschüssiger Strom steht in diesem Modell kostenfrei für die Energiespeicherung, sowohl in Pumpspeicherkraftwerken als auch in PtG-Anlagen, zur Verfügung.

Die Basis für die Betrachtung ist eine Prognose aus dem BMU-Leitszenario (siehe Tabelle 6 für 2020, Tabelle 7 für 2030). Das Szenario zeichnet sich durch einen mittleren Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, einen Rückgang der Stromnachfrage und einen moderaten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken aus.

Zusätzlich zu den im Szenario berücksichtigten Pumpspeicherkraftwerken (10 GW in 2020, 16,5 GW in 2030) stehen für 2020 noch 50 GW installierte Elektrolyseleistung zur Verfügung und 2030 150 MW Elektrolyse, 75 MW Methanisierung und, um das Potenzial der Technologien bei entsprechender Marktdurchdringung darzustellen, 500 MW Elektrolyse zusammen mit 250 MW Methanisierung zur Verfügung.

Tabelle 6: PTG - Prognose-Szenarien für 2020

Jahr 2020	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
	Unflexibel und maximal erneuerbar	Flexibel und erneuerbar (BMU Leitszenario)	Hoch flexibel und erneuerbar	Unflexibel und konventionell
Kraftwerke	Kohle: 48 % Erdgas: 35 %	Kohle: 38 % Erdgas: 45 %	Kohle: 38 % Erdgas: 45 %	Kohle: 48 % Erdgas: 35 %
Speicher	9 GW	10 GW	11,5 GW	9 GW
Nachfrage	538 TWh	538 TWh	629 TWh	629 TWh
Anteil EE	47%	41%	35%	30%

Tabelle 7: PTG - Prognose-Szenarien für 2030

Jahr 2030	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
	Unflexibel und maximal erneuerbar	Flexibel und erneuerbar (BMU Leitszenario)	Hoch flexibel und erneuerbar	Unflexibel und konventionell
Kraftwerke	Kohle: 45 % Erdgas: 40 %	Kohle: 30 % Erdgas: 55 %	Kohle: 30 % Erdgas: 55 %	Kohle: 45 % Erdgas: 30 %
Speicher	11,5 GW	16,5 GW	23,5 GW	11,5 GW
Nachfrage	502 TWh	502 TWh	673 TWh	673 TWh
Anteil EE	79%	63%	47%	34%

In nachfolgendem Diagramm 8 sind die Auswirkungen des Angebots an PtG-Anlagen auf die drei Bewertungskriterien:

- Systemgesamtkosten,
- Überschüssiger EE-Strom und
- CO₂-Emissionen dargestellt.

Die Modellierung zeigt, dass mit zunehmender installierter Leistung von PtG-Anlagen die Systemgesamtkosten und die CO₂-Emissionen reduziert werden. Die Systemgesamtkosten und die Emissionen sinken, da für die Stromerzeugung in zunehmendem Maße Speichergas eingesetzt werden kann,

Der nutzbare Anteil an Erneuerbarem Strom wird erhöht, da aufgrund der Verfügbarkeit der Speichertechnologien die Windparks seltener gedrosselt oder vom Netz genommen werden müssen. .

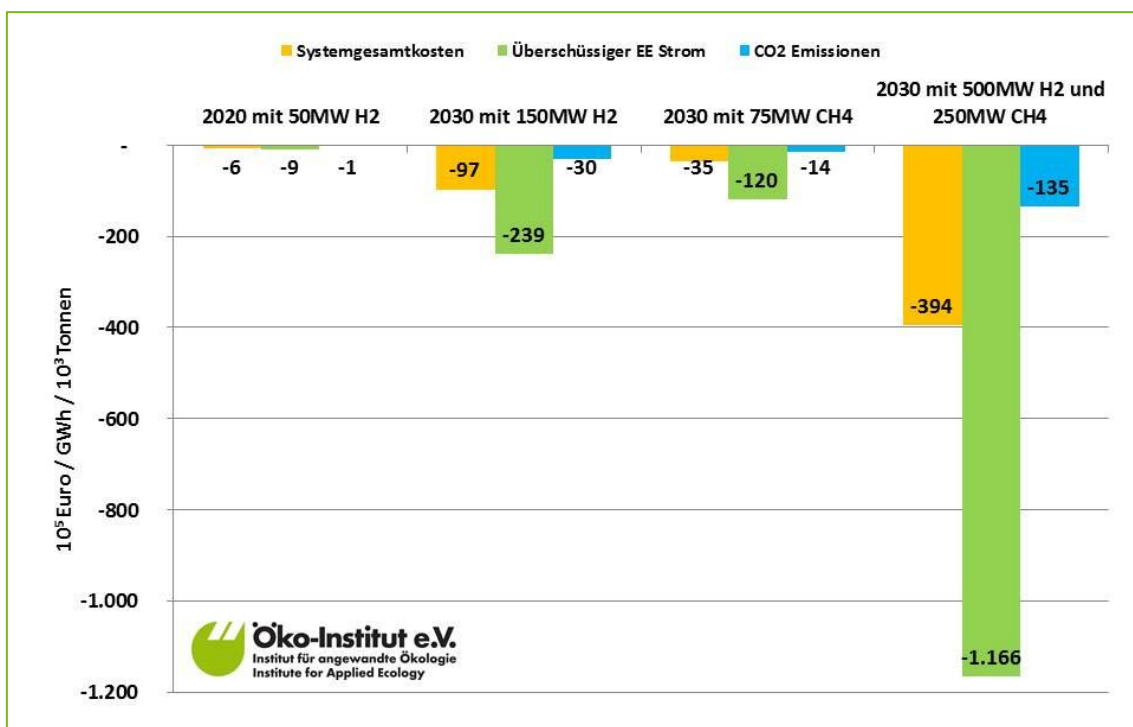


Diagramm 8: Effekte von SE zur Energiespeicherung auf den Energiemix der Zukunft

6.4.3 Zusammenfassung der Smarten Elemente zur Energiespeicherung

Die Smarten Elemente in der Aufgabengruppe Energiespeicherung dienen zur Erzeugung und Einspeisung von Gasen aus Erneuerbaren Energien, z.B. durch Elektrolyse mit Überschussstrom von Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie aus Biogasanlagen.

Biogaseinspeisung:

- Die Biogaseinspeisung soll, nach dem Willen der Bundesregierung, zukünftig stark zunehmen. Es werden bis 2020 6 Mrd. m³ Biogaseinspeisung und bis 2030 10 Mrd. m³ jährlich angestrebt.
- Die derzeitige Praxis der Brennwertanpassung führt langfristig zu erheblichen Kosten für Bezug und Zumischung von Flüssiggas.
- Zur Vermeidung und Verminderung des Aufwands zur Konditionierung, aber auch der energieintensiven Aufbereitung, werden mittel- bis langfristig neue Konzepte benötigt.
- Mögliche Lösungen sind z.B. die Einspeisung von teilaufbereitetem oder unkonditioniertem Biogas in Leitungen, bei denen der Erdgasvolumenstrom ein Vielfaches der Biogaseinspeisung beträgt.
- Des Weiteren besteht die Möglichkeit Teilnetze ganz- oder unterjährig mit Biogas (un- oder teilkonditioniert) als Grundgas zu versorgen.
- Die beschriebenen Ansätze lassen sich schwer generalisieren, i.d.R. ist eine Einzelfallprüfung von (Teil-)Netz und Biogaseinspeisung zur Bewertung der Möglichkeiten notwendig.

PtG:

- Das PtG-Konzept umfasst die Erzeugung von Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Quellen, ggf. mit nachgeschalteter Methanisierung, sowie dessen Einspeisung in das Gasnetz.
- Die Vorteile dieses Ansatzes liegen in der Erhöhung des nutzbaren Anteils vom erneuerbarem Strom und der Möglichkeit zur Langzeitspeicherung mit sehr großen Kapazitäten → die Gasinfrastruktur kann über 200 TWh in Form von Wasserstoff und Methan speichern.
- Die Entscheidung, ob Wasserstoff oder Methan erzeugt und eingespeist wird, hängt stark von den Kapazitäten und Lastgängen des Gasnetzes am Einspeisepunkt ab.
- Bei hohen Mindest-Volumenströmen im Verhältnis zur Wasserstoffproduktion empfiehlt sich, aufgrund des besseren Wirkungsgrades, die direkte Wasserstoffeinspeisung.
- Bei geringen Mindest-Volumenströmen und starken Schwankungen bietet sich, zur Gewährleistung einer konstanten Einspeisung, eher die Methan-Einspeisung an.

7 Bewertung der Smarten Elemente

Um die Smarten Elemente innerhalb der jeweiligen Aufgabengruppe Netzbetrieb – Lastverschiebung – Energiespeicherung miteinander vergleichen zu können wurde im Rahmen des Projekts ein Bewertungstool „*SmartBench*“ entwickelt. Dieses erlaubt anhand verschiedener Kriterien eine objektive Bewertung der Smarten Elemente, auch über die Grenzen dieses Projekts hinaus. Das Ziel war die Bereitstellung einer Bewertungslösung, mit der sich vor allem die Smarten Elemente zur Lastverschiebung und Energiespeicherung mit den entsprechenden Lösungsansätzen im Strombereich, z.B. aus dem E-Energy-Projekt, vergleichen lassen um die systemübergreifend am besten geeignete Lösung für den Bedarf an Speicher- und Lastverschiebungsmöglichkeiten zu finden.

Das Tool, welches mit dem Abschlussbericht zusammen veröffentlicht wird, ist als Excel-Arbeitsblatt umgesetzt, um eine einfache Anwendung und, bei Bedarf auch Anpassung, zu ermöglichen.

Folgende Bewertungsgruppen mit ihren jeweiligen Kriterien werden bei der Bewertung berücksichtigt:

Tabelle 8: Kriterien für die Bewertung Smarter Elemente

1.a. Potenzial und Aufwand - Gasnetz
Potenzial
Aufwand
Komplexität

Hier wird bewertet, wie groß das Potenzial des Smarten Elements (SE) im untersuchten Netz ist und welchen Aufwand die Integration mit sich bringt, auch hinsichtlich der vor- und nachgelagerten Netze.

1.b. Technische Machbarkeit - Gasnetz
Druckhaltung
Gasbeschaffenheit
Menge/Kapazität
Versorgungszuverlässigkeit

Bei der technischen Machbarkeit wird geprüft, wie das SE auf die Kernaufgaben des Gasnetzes wirkt. Wenn es bei einem dieser Kriterien zu einer Verschlechterung gegenüber dem Ist-Zustand kommt, sollte das SE nur eingesetzt werden wenn es keine andere Option gibt. Eine deutliche Verschlechterung ist ein KO-Kriterium für das SE.

2. Potenzial und Aufwand - Stromnetz

Systemdienstleistung

Potenzial

Aufwand

Komplexität

Dieses Kriterium spiegelt die Wirkung des SE auf das Stromnetz wieder und wird bei der Bewertung von SE zur Lastverschiebung und Energiespeicherung benötigt.

3. Wirtschaftliche Bewertung

(Grob-)Kosten Investition

(Grob-)Kosten Betrieb

Veränderungen der Kosten gegenüber aktuellem Stand

Mögliche Erlöse

(Speicherkosten [Cent/kWh])

Bei der wirtschaftlichen Bewertung werden die Betriebs- und Investitionskosten der SE miteinander verglichen. Das wesentliche Kriterium hier ist die Veränderung der Kosten gegenüber dem aktuellen Stand. Auch mögliche Erlöse spielen eine wichtige Rolle zur Darstellung der Wirtschaftlichkeit, vor allem bei den SE zur Lastverschiebung und Energiespeicherung.

4. Ökologische Bewertung

Treibhausgasemissionen

Einsatzstoffe

Energieverwendung

Die ökologische Bewertung zielt sowohl auf die Treibhausgasemissionen, als auch auf die Art und Menge der eingesetzten Einsatzstoffe und den effizienten Umgang mit Energie ab.

5. Bewertung bzgl. Regelwerke

Vereinbarkeit mit aktuellen Gesetzen (z.B. ARegV, Eichrecht ...)

Vereinbarkeit mit geltenden Normen

Vereinbarkeit mit DVGW-Regelwerk

Bei der Bewertung bezüglich Regelwerke soll geprüft werden, ob die Errichtung und der Betrieb des SE mit aktuellen Gesetzen, Normen und Regelwerken vereinbar ist, oder ob dafür ggf. Anpassungen, entweder am SE oder an den Regelwerken, notwendig sind.

6. Bewertung bzgl. Kunden (Energiekunde Gas)

Auswirkungen auf Image

Veränderung der Kosten für den Kunden (z.B. EEG- und KWK-Umlage)

Die Bewertung bezüglich des Kunden bildet die Auswirkungen auf das Image ab (Kundenbindung). Ein wesentlicher Punkt ist hier, vor allem in Hinblick auf die Konkurrenz der Energieträger Strom und Gas, die Veränderung der Kosten für den Endkunden.

Je nachdem, aus welchem Blickwinkel die Bewertung durchgeführt wird, sind die einzelnen Bewertungsgruppen und –Kriterien unterschiedlich wichtig. Um dem gerecht zu werden wurde die Möglichkeit eingebaut, zwischen unterschiedlichen vordefinierten Betrachtern zu wählen oder auch eine eigene Wichtung vorzunehmen.

Folgende Betrachter sind bereits vorgesehen:

Mehrspartenbetreiber:

Er schaut, wie das SE auf seine Netze wirkt und kann generell alle SE betreiben.

Gasnetzbetreiber:

Er schaut wie das SE auf das Gasnetz wirkt. Er betreibt SE Lastverschiebung und SE Netzbetrieb.

Stromnetzbetreiber:

Er schaut wie das SE auf sein Stromnetz wirkt. Er betreibt keine SE, schaut nur, ob es für ihn teurer wird.

Volkswirtschaftlicher Betrachter:

Er schaut systemübergreifend, wie sich die Kosten durch den Einsatz von SE gegenüber dem aktuellen Stand ändern.

Smartes-Element-Betreiber:

Er betreibt das SE, aber kein Netz.

Wissenschaftler:

Ihn interessiert der technische Aspekt der SE (Machbarkeit, Zeithorizont, Forschungsbedarf).

Regelsetzer / Gesetzgeber:

Er hat seinen Fokus auf dem Anpassungsbedarf, welcher für den Betrieb smarter Lösungen notwendig sein können und auf regulatorischen Aspekten.

Eigene Betrachtung:

Dieser Betrachter bietet Raum für eigene Sichtweise und kann entsprechend angepasst werden.

Zur **Bewertung der Smarten Elemente** werden Punkte für die einzelnen Kriterien vergeben (Abbildung 32). Der Bereich für die Punktevergabe reicht von **1** (schlecht, hoher Aufwand, hohe Kosten, ...) bis **5** (sehr gut, großes Potenzial, sinkende Kosten, ...). Soll ein Kriterium nicht berücksichtigt werden, wird eine **0** eingesetzt.

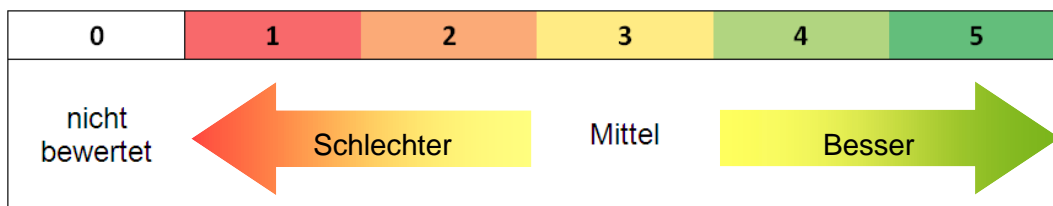


Abbildung 32: Bewertung der Smarten Elemente - Punktevergabe

Die **Ergebnisse der Bewertung** sind dann:

- Eine Gesamtbewertung für das Smarte Element
- Einzelbewertungen für die Bewertungsgruppen
- Ein Ergebnisdiagramm (siehe Diagramm 9), in welchem sowohl die Einzelbewertungen (grüne Fläche), die Gesamtbewertung und die Wichtung der jeweiligen Bewertungsgruppe (blaue Linie) dargestellt sind.
- Eine Ampel innerhalb des Ergebnisdiagramms, welche die Auswirkungen des Smarten Elements auf die Kernaufgaben des Gasnetzes zeigt:
 - Technische Verbesserung / Keine Beeinträchtigung
 - Technische Verschlechterung
 - KO-Kriterium

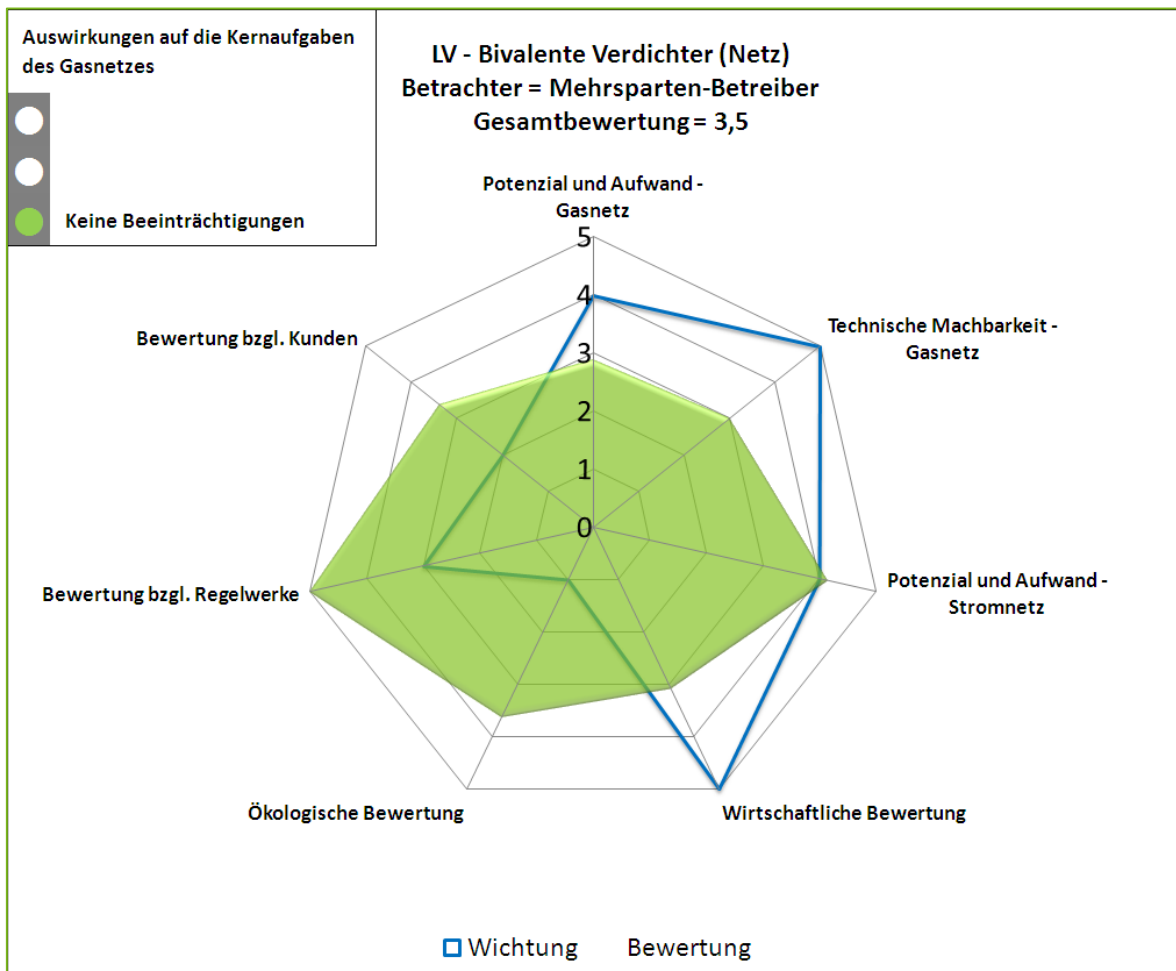


Diagramm 9: Bewertung Smarter Elemente – Ergebnisdiagramm

Um verschiedene smarte Elemente bzw. Lösungsoptionen für ein Problem miteinander vergleichen zu können empfiehlt es sich, die Ergebnisdiagramme nebeneinander zu stellen. Auf diese Weise wird schnell ersichtlich, in welchen Bereichen die Stärken und Schwächen eines Smarten Elements liegen, und welches SE das geeignetere ist.

Eine ausführliche Beschreibung der Herangehensweise an die Bewertung ist im Bewertungstool enthalten. Beispielbewertungen inkl. Punktevergabe und Ergebnisdiagrammen befinden sich im Anhang in Anlage 2.

8 Bewertung vorhandener Messtechnik hinsichtlich SGG

Der Bereich Gastechnologie der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT führt im Rahmen des F & E-Vorhabens G 3/02/10-A „Grundsätze für die Entwicklung von intelligenten Gasnetzen - Smart Gas Grids (SGG)“, das Teilprojekt zur Bewertung der Messtechnik hinsichtlich der sich durch SGG ergebenden Anforderungen durch. Das Teilprojekt unterteilt sich in die vier Arbeitspakete:

1. Stand der Technik bei verfügbarer Messtechnik zur Online-Bestimmung von Gaszusammensetzung und Brennwert. Folgende Teilaspekte werden untersucht:
 - Messbereich, Grenzwerte, etc.
 - Investition und Betriebskosten
 - Anzahl der Prozessgaschromatographen (PGC) im Gasnetz
 - Ausblick (Entwicklungen) und Forschungsbedarf
2. Testen von aktuell verfügbaren Geräten für die (online) Bestimmung von Brennwert und Gaszusammensetzung
 - Anfrage bei Herstellern (Testen von geliehenen Geräten)
 - Entwickeln eines geeigneten Testprogramms für verschiedene Gaszusammensetzungen
 - Durchführen und Auswerten der Tests hinsichtlich der Eignung der Messgeräte zur Messung von zukünftig möglichen Gasgemischen
3. Eignung bestehender Verfahren/Technik (Messtechnik und Beständigkeit) für Gemische aus Erdgasen und regenerativ erzeugten Gasen (Biogas, SNG, Wasserstoff)
 - Technische Bewertung
 - Berücksichtigung von Anforderungen seitens PTB
 - Verfügbarkeit von Gleichungen zur Mengenumwertung (z.B. GERG, AGA) in Hinblick auf die zu erwartenden Gasbestandteile (CO₂, H₂)
4. Technisch und wirtschaftliche Bewertung notwendiger Maßnahmen zur Umrüstung bestehender Messtechnik auf neue Anforderungen (SGG)

8.1 Stand der Technik, verfügbare Messgeräte

Die Gaszusammensetzung, die brennstofftechnischen Daten oder der Brennwert und der Normvolumenstrom müssen im abrechnungsrelevanten Fall durch geeichte Messgeräte erfasst werden. In den folgenden Abschnitten werden unterschiedliche, teilweise bereits PTB-zugelassene Messgeräte zur Erfassung der Gasbeschaffenheit und zur Berechnung des Brennwertes beschrieben.

8.1.1 Prozessgaschromatographen (PGC)

Zur Bestimmung der Erdgaszusammensetzung bzw. zur Berechnung des abrechnungsrelevanten Brennwertes werden im Erdgastransportnetz in der Regel eichamtlich zugelassene Prozessgaschromatographen (PGC) von den Versorgern bzw. von den Transportgesellschaften eingesetzt. In Deutschland befinden sich etwa 200 PGC im Einsatz. Den größten Anteil hiervon betreiben die großen Transportgesellschaften zur kontinuierlichen Bestimmung der Gaszusammensetzung. In Tabelle 9 sind die wesentlichen der auf dem Markt verfügbaren und in Deutschland eingesetzten Geräte mit Hersteller und Messbereichen aufgeführt. Das Funktionsprinzip ist eine Separation der Einzelkomponenten im Erdgas durch eine gaschromatographische Auftrennung auf speziellen Säulen (Modulen) mit einer anschließenden Detektion mittels Wärmeleitfähigkeitsdetektor (WLD). Ein PGC kann mit bis zu vier verschiedenen Modulen ausgestattet sein, die je nach Trennaufgabe unterschiedliche Trägermaterialien auf der Säule enthalten. Die Module werden in der Regel mit Helium 5.0 als Trägergas versorgt. Um eine Bestimmung von Wasserstoff durchzuführen, ist als weiteres Trägergas Argon 5.0 notwendig. Zur Wasserstoffquantifizierung wurde eine eichamtliche Zulassung bei der PTG für die PGC SAM-NG und SAM-Bio der Fa. Marquis GmbH eingereicht, so dass entsprechende Geräte für das 3. Quartal 2013 zu erwarten sind. Eine Kalibrierung der Geräte erfolgt ebenso wie die Probeneinschleusung automatisch mittels angeschlossener zertifizierter Kalibriergase. Eine Messung dauert in der Regel zwischen drei und fünf Minuten. Die PGC zeichnen sich durch eine hohe Detektionsempfindlichkeit, Reproduzierbarkeit, Genauigkeit und bedingt durch die chromatographische Trennung der Gaskomponenten durch keine Querempfindlichkeiten aus. Die chromatographische Trennung, Detektion und Auswertung erfolgt unabhängig von der Zusammensetzung des Probegases, so dass auch bei einer (kurzfristigen) Variation der Gaszusammensetzung die brennstofftechnischen Kennwerte berechnet werden können. Die Berechnung des Brennwertes erfolgt automatisch nach DIN EN ISO 6976 aus der gaschromatographisch analysierten Gaszusammensetzung [46]. PGC sind zur Abrechnung nach G 685 geeignet sofern sie eichamtlich zugelassen sind. In Tabelle 10 sind die wichtigsten Eigenschaften der Geräte zusammengefasst und in Abbildung 33 zwei der Geräte als Beispiel dargestellt.

PGC sind sowohl in der Anschaffung als auch im Unterhalt (Trägergase, Kalibriergas etc.) teuer. Der unverhandelte Kaufpreis eines betriebsbereiten PGC (inklusive der Einbindung des Messsystems) ist vom Hersteller abhängig und liegt üblicherweise zwischen 150.000 € und 200.000 € (netto). Ein für ein Jahr zertifiziertes Kalibriergas kostet etwa

1.500 €, das Trägergas Helium zwischen 300 € und 500 € und Argon zwischen 150 € und 200 € jeweils in 10 l Druckgasflaschen. Die Wartungskosten werden in der Regel über Wartungsverträge mit dem jeweiligen Hersteller abgedeckt und müssen spezifisch ausgehandelt werden.

Tabelle 9: Auswahl markttypischer PGC zur Bestimmung der Gaszusammensetzung

Nr.	Name	Hersteller	Komponenten und Messbereich in mol-% bzw. Vol.-%	Berechnete Werte
1	PGC 9000	RMG	Methan: 50 - 100	Brennwert H _S , Heizwert H _i , Wobbeindex, Dichte, rel. Dichte
2	Sitrans CV	Siemens AG	Stickstoff: 0 - 25	
3	EnCal 3000	Elster	Sauerstoff: 0 - 3	
4	Corus EM	Itron GmbH	Kohlenstoffdioxid: 0 - 20	
5	SAM-G	Marquis GmbH Vertrieb: Siemens AG	Ethan: 0 - 15 Propan bis n-Pentan: k. A. Hexan bis Nonan: 0 - 0,2 (Wasserstoff): 0 - 2	

Tabelle 10: Typische PGC zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Herstellerangaben)

Parameter	PGC 9000	Sitrans CV	EnCal 3000	Corus EM
Hersteller	RMG	Siemens AG	Elster Instromet	Itron GmbH
Software	Hersteller	Hersteller	Hersteller	Hersteller
Datenspeicherung	ja	ja (100 Tage)	ja (35 Tage)	ja
Schnittstellen Datenübertragung	ja	Ja	ja	ja
PTB-Zulassung: H _S , Dichte Gasbeschaffenheit	ja ja ja	ja ja ja	ja ja ja	-
Trägergase	Helium 5.0	Helium 5.0 (Argon 5.0)	Helium 5.0 (Argon 5.0)	Helium 5.0
Anzahl Messgase	4	3	5	-
Probegas Volumenstrom	40 ml/min	k. A.	k. A.	k. A.
Anzahl Kalibriergase	1	1	1	1
Automatische Kalibrierung	ja	ja	ja	k. A.
Messzyklus in Minuten	3	3	3	10
Nachweisgrenzen	k. A.	neo-C ₅ : 5 ppm	C ₅ : 5 ppm	k. A.
Messunsicherheit	H _S , d: < ± 0,25 % CO ₂ : < ± 0,3 mol-%	H _S , d: < 0,1 %	k. A.	H _S : < 0,5 %



Sitrans CV (Siemens AG)



EnCal 3000 (Elster Instromet)

Abbildung 33: Beispiele für PGC

8.1.2 Weitere Geräte

Der Brennwert H_s des Gases kann auch direkt mit einem eichamtlich zugelassenen Kalorimeter bestimmt werden. Da hier der Abrechnungsparameter durch eine Verbrennung des Probegases direkt bestimmt wird, kann ein Kalorimeter völlig unabhängig von der Gasbeschaffenheit (z.B. vom Wasserstoffgehalt des Gases) zur Brennwertbestimmung eingesetzt werden. Als ein entsprechendes Kalorimeter ist der CWD 2005 der Fa. Union Instruments GmbH im Einsatz. Mit dem Gerät werden der Brennwert H_s und die Dichte des Gases bestimmt und der Wobbeindex W_s berechnet. Ebenfalls von Union Instruments GmbH wird für die Messung der Biogaszusammensetzung das INCA eingesetzt. Dieses Messgerät ist nicht zur Bestimmung der abrechnungsrelevanten Parameter geeignet und soll auch nicht hierfür zugelassen werden. Die technischen Parameter dieser Geräte sind in Tabelle 11 und Tabelle 12 aufgeführt.

In den letzten Jahren wurden neben den genannten Messgeräten auch Messgeräte zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten entwickelt, die auf korrelativen mathematischen Prinzipien beruhen. Hierzu sind beispielhaft gas-lab Q1 und ANGus zu nennen (Tabelle 11). Diese Messgeräte verwenden zur Messung des Kohlenwasserstoffgehaltes (als Summenparameter) einen Wärmeleitfähigkeitsdetektor (WLD) und zur Bestimmung des Methan- und des Kohlenstoffdioxidanteils Infrarotdetektoren (IR). Die Messergebnisse dienen der Berechnung der brennstofftechnischen Kennwerte. Sowohl die Messgenauigkeit der Detektoren als auch die entsprechende Angabe des Brennwertes wird von den Herstellern mit 1 % oder besser angegeben (Tabelle 12). Durch die Verwendung von in der Regel nur zwei Messsensoren (WLD und IR) und der anschließenden Berechnung der brennstofftechnischen Daten mittels festgelegter Algorithmen können die Geräte nur

Erdgase in engen Beschaffenheitsgrenzen messen. Wechselnde Gaszusammensetzungen können dadurch zu Fehlberechnungen der brennstofftechnischen Daten und somit zu gravierenden Fehlern bei der Abrechnung führen. Zur Erfassung weiterer Parameter (z.B. Komponentenanalyse) können auch weitere spezifische Sensoren eingebaut werden. Eine Wasserstoffmessung findet bei den Geräten derzeit nicht statt, ist aber bei den Herstellern in der Entwicklung. Diese Messgeräte (z.B. ANGus) sind zur Steuerung von z. B. Gasmischanlagen und Gasturbinen in der industriellen Anwendung entwickelt worden und dort auch weltweit im Einsatz. Der Hersteller strebt auch in Deutschland eine Zulassung bei der PTB zur eichamtlichen Messung und Abrechnung von Erdgas an. Im Fall des gas-lab Q1 ist diese Zulassung (brennstofftechnische Daten) bereits erfolgt (PTB: Nr. 7631/03.49). In Tabelle 12 sind die technischen Daten der genannten Geräte aufgeführt. Die Messgeräte sind gegenüber den PGC in der Anschaffung wie auch im Betrieb (keine Notwendigkeit von Trägergas) deutlich kostengünstiger. Der Preis für die korrelativen Messsysteme liegt zwischen 15.000 € und 20.000 € (netto). Die Wartungskosten werden mit dem Hersteller vereinbart und können durch einen Wartungsvertrag geregelt werden.

Tabelle 11: Auswahl markttypischer Messgeräte zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten

Nr.	Name	Hersteller	Beschreibung	Berechnete Werte	Bemerkungen
1	CWD2005	Union Instruments GmbH	Kalorimeter = direkte Verbrennung der zugeführten Gase	Brennwert H_S , Heizwert H_i , Wobbeindex, Dichte	-
2	INCA30xx INCA40xx		Methan Kohlenstoffdioxid Schwefelwasserstoff Sauerstoff Wasserstoff	-	zur Biogas-analyse
3	gas-lab Q1	Elster Instromet	CH ₄ : 75 - 100 mol-% CO ₂ : 0 - 5 (0 - 20) mol-% C ₂₊ : 0 - 15 mol-% O ₂ : 0 - 2 mol-% N ₂ : 0 - 20 mol-% Rest: < 0,1 mol-%	Brennwert H_S , Heizwert H_i , Wobbeindex, Dichte, rel. Dichte, Methanzahl	Komponentenanalyse wird durchgeführt
4	ANGus	Ittron GmbH	WLD: Kohlenwasserstoffe Summenparameter, Infrarotdetektor: Kohlenstoffdioxid Methan		-

Tabelle 12: Typische Messgeräte zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten (Herstellerangaben)

Parameter	CWD 2005	INCA40xx	gas-lab Q1	ANGus
Hersteller	Union Instruments GmbH		Elster Instromet	Itron GmbH
Software	Hersteller	Hersteller	Hersteller	Hersteller
Datenspeicherung	ja (alle 5 Min.)	ja	ja	ja
Schnittstellen Datenübertragung	ja	ja	ja	ja
Messzellen	Kalorimeter	NDIR, elektrochem., paramagnetisch	IR-Absorption, WLD	IR-Absorption, WLD
Messparameter	H _S , H _i , W _S , rel. Dichte	Methan CO ₂ H ₂ S O ₂ , H ₂ , Dichte	Methan, C ₂₊ -KW N ₂ , O ₂ , CO ₂ H _S , H _i , W _S , d Komponenten- analyse	H _S , H _i , W _S , d CO ₂ Methanzahl
PTB-Zulassung (H _S , Dichte, CO ₂)	ja (ohne CO ₂)	derzeit: nein	ja	derzeit: nein
Messstellen	1 x Probegas 1 x Kalibriergas	1 bis 4 (Kalibrier-, Probe- Nullgas)	1 x Probegas 1 x Kalibriergas 1 x frei	1 x Probegas 1 x Kalibriergas
Probegas Volumenstrom	12 bis 200 l/h abhängig von W _S	20 l/h	30 l/h	3 l/h 300 mbar
Messgenauigkeit	H _S , W _S : ± 1,0 % rel. Dichte: ± 0,5 %	IR-Detektor: ±1% EChemD.: ± 5%	k. A.	H _S , H _i , W _S , d: ± 1 % CO ₂ : ± 0,2 mol-%
Reproduzierbarkeit	± 0,1 %	k. A.	H _S : < 0,1 % p _n : < 0,1 % CO ₂ : < 0,1 %	k. A.
Linearität	± 0,2 %	k. A.	k. A.	k. A.
Kalibrierintervall	einmal täglich	alle 12 Stunden	Bei der Installation, jährlich durch Hersteller, Überprüfung im Zyklus möglich.	k. A.
Wartungsintervall	1 - 2 Jahre	k. A.	jährlich	jährlich

8.2 Untersuchungsprogramm

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden zwei korrelative Messverfahren anhand von geeigneten Messungen untersucht. Dabei handelte es sich um das gas-lab Q1 der Fa. Elster Instromet und um den ANGus der Fa. Itron GmbH.

Es wurden verschiedene Prüfgase für die Untersuchungen der Messgeräte eingesetzt. Die Zusammensetzung der Prüfgase H-Gas, L-Gas und Biogas wurde mittels eines Labor-Gaschromatographen experimentell bestimmt. Das verwendete Methan hatte eine Reinheit von 3.5 und der verwendete Wasserstoff eine Reinheit von mind. 5.0. Daher wurden diese Gase im Rahmen der Untersuchungen als 100 % angenommen. In Tabelle 13 sind die Zusammensetzungen der fünf Prüfgase aufgelistet.

Tabelle 13: Zusammensetzung der eingesetzten Grundgase

Komponente	Prüfgase [Vol.-%]				
	H-Gas	L-Gas	Biogas	Methan	Wasserstoff
Wasserstoff	-	-	-	-	100
Methan	96,438	86,17	92,583	100	-
Stickstoff	0,298	9,856	0	-	-
Ethan	2,938	1,173	0,031	-	-
Sauerstoff	0,089	< 0,01	-	-	-
Kohlenstoffdioxid	-	2,57	3,078	-	-
Propan	0,22	0,108	4,242	-	-
iso Butan	0,008	0,017	0,056	-	-
n-Butan	0,004	0,019	0,008	-	-
n-Pentan	-	0,004	-	-	-
n-Hexan	-	0,007	-	-	-
Summe	99,995	99,924	99,998	100	100
brennstofftechnische Daten (berechnet)					
Brennwert H_s [kWh/m ³]	11,307	9,82	11,46		3,54
Wobbe-Index W_s [kWh/m ³]	14,93	12,387	14,46		13,43
rel. Dichte d	0,573	0,6284	0,628		0,070
Dichte [kg/m ³]	0,741	0,8124	0,813		0,090

8.2.1 Ergebnisse der Laborversuche

Als Referenzgerät wurde ein Micro-Gaschromatograph 3000A der Fa. Agilent Technologies verwendet. Für dieses Gerät standen als Trägergase sowohl Argon 5.0 (Kanal 1 und 2) als auch Helium (Kanal 3) zur Verfügung, so dass durch den Einsatz einer speziellen Trennsäule auch eine Wasserstoffmessung möglich war. Das Messgerät enthält als Trennsäulen und WLD („Module“), die gleichen Bauteile, die auch in PGC verwendet werden.

8.2.1.1 Elster Instromet „gas-lab Q1“

Mit dem gas-lab Q1 (Abbildung 34) wurden die Prüfgase H-Gas, Biogas, L-Gas und Methan hinsichtlich der Reproduzierbarkeit und Genauigkeit der Messparameter gemessen. Das hier verwendete Messgerät hat keinen Sensor zur Bestimmung des Wasserstoffs und berücksichtigt bei der Berechnung der brennstofftechnischen Daten den eventuell enthaltenen Wasserstoff nicht. In Tabelle 14 und Tabelle 15 sind die Ergebnisse der Messungen bezüglich der Brennwertes und der Dichte zusammengefasst. Als weitere brennstofftechnische Daten wurden durch das gas-lab Q1 der Heizwert, der Wobbe-Index und die Methanzahl berechnet.

Das Messgerät misst kontinuierlich und dokumentiert alle 60 Sekunden die gemessenen und korrelativ berechneten Messwerte als Mittelwerte. Nach Vorgaben der PTB muss die Mess- und Berechnungsgenauigkeit besser als 1 % sein. Bei den hier durchgeführten Labor-Messungen liegen die Abweichungen des berechneten Brennwertes zwischen 0,15 % und 0,34 %. Auch für die anderen Parameter sind die prozentualen Abweichungen deutlich unter 1 %. Das Messgerät zeigt nach aufheizen der Messzellen und herstellen der Messbereitschaft innerhalb von ca. drei Minuten stabile Messwerte. Insgesamt ist das gas-lab Q1 ein zuverlässiges, schnelles und genaues korrelatives Messgerät und zur abrechnungsgenauen Messung von Erdgas geeignet und durch die PTG zugelassen (PTB: Nr. 7631/03.49). Innerhalb einer Gasbeschaffenheit (Erdgas H oder Erdgas L) kann das Messgerät zur abrechnungsgenauen Messung eingesetzt werden. Die Gasbeschaffenheit des Gases darf allerdings nicht schwanken, da es dann aufgrund der zugrunde liegenden mathematischen Berechnungsalgorithmen, der Kalibrierung und der wenigen Messsensoren (Messparameter) zu Fehlkalkulationen des Brennwertes kommen kann.

Für die Weiterentwicklung „gas-lab Q2“ ist in der Version „Biogas“ ein Sensor zur Wasserstoffmessung vorgesehen, so dass dann auch Gase, die Wasserstoff enthalten, gemessen und die brennstofftechnischen Daten berechnet werden können.



Abbildung 34: gas-lab Q1

Tabelle 14: Ergebnisse der Prüfgasmessungen Erdgas H und Biogas

Parameter	Erdgas H			Biogas	
Anzahl der Messwerte	128	264	115	190	171
ber. Brennwert des Gases [kWh/m ³]	11,307			11,46	
gemessener Brennwert [kWh/m ³] (Mittelwert)	11,3226	11,3233	11,3450	11,4643	11,4588
Standardabweichung Brennwert [kWh/m ³]	0,00177	0,00708	0,00316	0,00191	0,00478
Abweichung vom ber. Brennwert [%]	0,14	0,14	0,34	0,04	-0,01
ber. Dichte des Gases [kg/m ³]	0,741			0,813	
gemessene Dichte (Mittelwert) [kg/m ³]	0,7420	0,7442	0,7408	0,8073	0,8077
Abweichung Dichte [%]	0,14	0,43	-0,03	-0,70	-0,65
ber. rel. Dichte des Gases	0,573			0,628	
gemessene rel. Dichte (Mittelwert)	0,5739	0,5756	0,5729	0,6244	0,6247
Abweichung rel. Dichte [%]	0,16	0,46	-0,01	-0,57	-0,52

Tabelle 15: Ergebnisse der Prüfgasmessungen Erdgas L und Methan

Parameter	L-Gas		Methan
Anzahl der Messwerte	313	214	37
ber. Brennwert des Gases in kWh/m ³	9,82		11,0608
gemessener Brennwert in kWh/m ³ (Mittelwert)	9,8059	9,8049	11,0662
Standardabweichung Brennwert in kWh/m ³	0,0132	0,0152	0,00221
Abweichung vom ber. Brennwert in %	-0,14	-0,15	0,05
ber. Dichte des Gases in kg/m ³	0,812		0,7175
gemessene Dichte in kg/m ³ (Mittelwert)	0,8140	0,8140	0,7173
Abweichung Dichte in %	0,25	0,25	-0,02
ber. rel. Dichte des Gases	0,6284		0,555
gemessene rel. Dichte (Mittelwert)	0,6296	0,6296	0,5548
Abweichung rel. Dichte in %	0,19	0,19	-0,03

8.2.1.2 Itron GmbH „ANGus“

Mit dem korrelativen Messgerät ANGus wurden die Prüfgase Erdgas H, Biogas und Methan im Labor gemessen. In Tabelle 16 und

Tabelle 17 sind die Ergebnisse der beiden durchgeführten Messzyklen zusammengefasst. Dabei wurden im ersten Messzyklus die Messwerte mit dem Referenzmessgerät (Micro-GC) und im zweiten Messzyklus mit dem vorher geprüften und parallel laufenden gas-lab Q1 abgeglichen.

Beim ANGus werden in den Datenlogger 15-Minuten-Mittelwerte der erfassten brennstofftechnischen Daten eingetragen. Zur Auswertung wurden verschiedene dieser 15-minütigen Intervalle zufällig ausgewählt. Im ersten Messzyklus zeigte sich beim Biogas bei den relevanten Parametern eine gute Reproduzierbarkeit, Genauigkeit und geringe prozentuale Abweichung. Nur beim CO₂-Gehalt wurde eine zu große Abweichung festgestellt, da der Sensor-Messbereich überschritten wurde. Das Messgerät hat einen CO₂-Messbereich bis 3 Vol.-%, dieser Wert wurde bei dem eingesetzten Biogas überschritten bzw. gerade erreicht. Im ersten Messzyklus zeigten die Messungen des Erdgas H bei den Messparametern Brennwert, Heizwert und Wobbe-Index eine Abweichung von größer 2 %. Die Messungen wurden im zweiten Messzyklus mit einem vom Hersteller neu kalibrierten ANGus wiederholt. Im zweiten Messzyklus erfüllte das Messgerät die Anforderung einer maximalen Abweichung von ± 1 %.

Da es sich beim ANGus ebenso wie beim gas-lab Q1 um ein korrelatives Messverfahren mit einer sehr eingeschränkten Anzahl von Sensoren handelt, führen Schwankungen in der Gasbeschaffenheit zu Fehlberechnungen bei der Brennwertbestimmung. Ist die Gasbeschaffenheit stabil (innerhalb der engen Grenzen der Gerätespezifikationen), ist das Gerät zur Messung des Brennwertes geeignet. Eine PTB-Zulassung besteht derzeit nicht.

Tabelle 16: Ergebnisse der Messungen (1. Messzyklus)

Brennstofftechnische Daten		Referenz µGC- berechnet	Messwerte			
	Einheit		Messintervall			Abweichung
			1	2	3	in %
Erdgas H						
Brennwert	kWh/m³	11,342	11,61	11,62	-	2,36
Heizwert	kWh/m³	10,23	10,46	10,46	-	2,25
Wobbe	kWh/m³	15,001	15,35	15,35	-	2,33
Dichte rel.	-	0,572	0,573	0,573	-	0,17
Biogas						
Brennwert	kWh/m³	11,517	11,56	11,56	11,57	0,37
Heizwert	kWh/m³	10,402	10,42	10,42	10,43	0,17
Wobbe	kWh/m³	14,582	14,64	14,65	114,66	0,40
Dichte rel.	-	0,624	0,6230	0,6230	0,6230	-0,16
CO₂	Vol.-%	2,897	3,13	3,14	3,07	1,69
MN	-	-		82,8	82,6	-
Biogas						

Brennstofftechnische Daten		Referenz μGC- berechnet	Messwerte			
	Einheit		Messintervall			Abweichung
			1	2	3	in %
Brennwert	kWh/m³	11,445	11,61	11,61	11,61	1,44
Heizwert	kWh/m³	10,338	10,46	10,46	10,46	1,18
Wobbe	kWh/m³	14,476	14,71	14,71	14,71	1,62
Dichte rel.	-	0,6250	0,6230	0,6230	0,6230	-0,32
CO₂	Vol.-%	2,916	2,96	3,00	3,00	1,51
MN	-	-	82,2	82,3	82,3	-
Biogas						
Brennwert	kWh/m³	11,518	11,62	11,59	11,59	0,63
Heizwert	kWh/m³	10,404	10,47	10,44	10,44	0,35
Wobbe	kWh/m³	14,554	14,72	14,68	14,68	0,87
Dichte rel.		0,626	0,6230	0,6230	0,6230	-0,48
CO₂	Vol.-%	2,948	2,96	3,17	3,17	0,41
MN	-	-	82,1	82,7	82,7	-

Tabelle 17: Ergebnisse der Messungen (2. Messzyklus)

Brennstofftechnische Daten		Referenz µGC- berechnet	Messwerte			
	Einheit		Messintervall			Abweichung
			1	2	3	
Methan						
Brennwert	kWh/m³	11,066	11,12	11,12	-	0,49
Heizwert	kWh/m³	9,97	10,01	10,01	-	0,40
Wobbe	kWh/m³	14,857	14,93	14,93	-	0,49
Dichte rel.	-	0,5548	0,555	0,555	-	0,04
MN	-	98,16	98,1	98,1	-	-0,06
Methan						
Brennwert	kWh/m³	11,066	11,13	11,13	-	0,58
Heizwert	kWh/m³	9,97	10,02	10,02	-	0,50
Wobbe	kWh/m³	14,857	14,94	14,94	-	0,56
Dichte rel.		0,5548	-	-	-	-
MN	-	98,16	98,1	98,1	-	-0,06
Methan						
Brennwert	kWh/m³	11,066	11,07	11,07	-	0,04
Heizwert	kWh/m³	9,97	9,97	9,97	-	0,00
Wobbe	kWh/m³	14,857	14,87	14,87	-	0,09
Dichte rel.	-	0,5548	0,5550	0,5550	-	0,04
MN	-	98,16	98,7	98,7	-	0,55
Methan						
Brennwert	kWh/m³	11,066	11,07	11,07	-	0,04
Heizwert	kWh/m³	9,97	9,97	9,97	-	0,00
Wobbe	kWh/m³	14,857	14,86	14,86	-	0,02
Dichte rel.		0,5548	0,5550	0,5550	-	0,04
MN	-	98,16	98,6	98,6	-	0,45

Brennstofftechnische Daten		Referenz µGC- berechnet	Messwerte			
	Einheit		Messintervall			Abweichung
			1	2	3	
Erdgas H						
Brennwert	kWh/m³	11,345	11,42	11,42	11,43	0,66
Heizwert	kWh/m³	10,23	10,29	10,29	10,29	0,59
Wobbe	kWh/m³	14,988	15,08	15,09	15,09	0,61
Dichte rel.	-	0,5729	0,5753	0,5753	0,5753	0,42
MN	-	88,86	88,5	88,4	88,40	-0,41
Erdgas H						
Brennwert	kWh/m³	11,345	11,39	11,4	11,4	0,40
Heizwert	kWh/m³	10,23	10,27	10,27	10,28	0,39
Wobbe	kWh/m³	14,988	15,06	15,06	15,07	0,48
Dichte rel.	-	0,5729	0,5720	0,5720	0,572	-0,16
MN		88,86	89,0	89,0	89,0	0,16

8.2.2 Ergebnisse aus Feldversuchen

2010 wurde unter Koordinierung der E.ON Ruhrgas AG ein Feldtest zur Untersuchung von unterschiedlichen Messgeräten zur Gasbeschaffenheitsmessung bzw. zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten durchgeführt. Die Messungen erfolgten an einer Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage in Hardeggen von Mitte August 2010 bis Ende März 2011. Das aufbereitete Biogas wird dort mit Luft zu Erdgas L konditioniert und anschließend ins Netz eingespeist.

Die Messgeräte wurden unter Verwendung des an der Biogasanlage installierten eichamtlich zugelassenen PGC „GC 9000“ der Fa. RMG als Referenzgerät im Langzeittest zur Messung von konditionierten aber nicht odorierten Biogas untersucht. Der Messzyklus des PGC betrug drei Minuten.

Untersucht wurden das **Kalorimeter CWD 2005 CT** und der **INCA Bio 04** von Union Instruments GmbH und das **gas-lab Q1** von Elster Instromet. Es wurde das konditionierte Biogas gemessen und dessen brennstofftechnische Daten berechnet. Da das Kalorimeter den Brennwert direkt durch Verbrennung bestimmt, spielte hier die Gaszusammensetzung des konditionierten Biogases keine Rolle. Im Gegensatz zu den drei untersuchten Messgeräten erfasste der **PGC EnCal 3000 Biogas** der Fa. Elster Instromet im Wechsel die Gasbeschaffenheit des Rohbiogases, des aufbereiteten Biogases und des konditionierten Biogases. Dadurch lagen alle 15 Minuten Gasbeschaffenheitsmessungen des aufbereiteten Biogases nach der Konditionierung vor, was den Anforderungen der DIN EN ISO 6976 genügt, um die brennstofftechnischen Daten der drei beprobten Gase zu berechnen [46].

8.2.2.1 Elster Instromet „gas-lab Q1“

Das gas-lab Q1 wurde zur Messung des Biogases in Hardeggen sensorisch und bezüglich der korrelativen Berechnungsalgorithmen zur Bestimmung der brennstofftechnischen Daten modifiziert. Zur Vorbereitung des Feldtests wurden für das gas-lab Q1 durch Messung unterschiedlicher Modellbiogase neue Kalibriergeraden für die Erfassung von Methan, CO₂, Summe O₂ und N₂ berechnet und der Berechnungsalgorithmus für Biogas angepasst. Mittels dieser angepassten Berechnungsgrundlage konnte der Brennwert insbesondere auf eine nicht vorhandene Wasserstoffmessung angepasst werden. Mit dem so angepassten Messgerät konnte das mit Luft konditionierte aufbereitete Biogas gemessen werden [47]. Eine Messung von aufbereitetem Biogas, das mit Flüssiggas zu Erdgas H konditioniert wurde, konnte mit dieser Applikation nicht durchgeführt werden [47].

In Abbildung 35 sind die Messergebnisse des Brennwertes H_S vom 11.10.2012 bis 27.10.2010 dargestellt. Die rote Linie stellte die Vergleichsmessdaten des PGC als Stundenmittelwert dar, so dass hier vier Werte zusammengefasst sind. Korrelativ berechnete Daten des gas-lab Q1 sind als Minuten- und Stundenmittelwerte dargestellt (hellblau und blau). Außerdem ist die relative Abweichung in % der gas-lab Q1-Werte aufgeführt. Die jeweiligen Stundenmittelwerte der beiden Messgeräte liegen sehr gut übereinander (Abweichung kleiner 1 %).

Die Minutenwerte des gas-lab Q1 zeigen die Dynamik der Gasbeschaffenheit [47], was jedoch für Abrechnung über einen längeren Zeitraum keine wesentliche Rolle spielt.

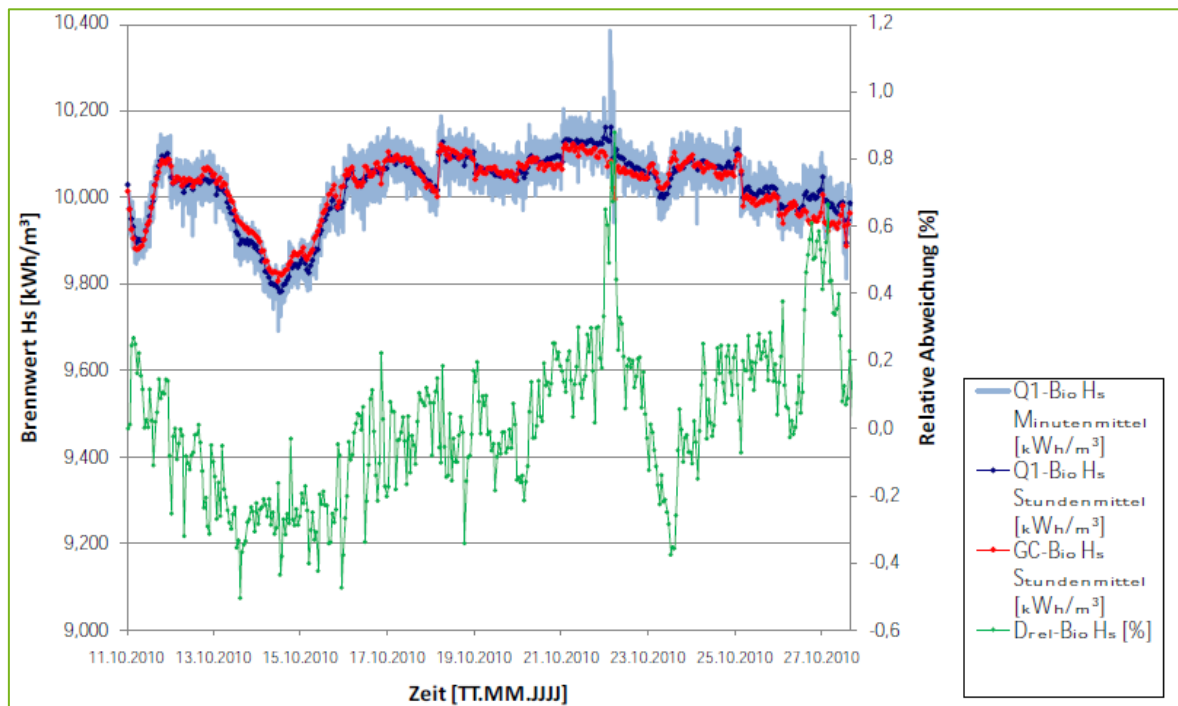


Abbildung 35: Messreihe des Brennwertes. Referenzmessungen PGC, gas-lab Q1 [47]

8.2.2.2 Union Instrument GmbH „CWD 2005 CT“ und „INCA Bio 04“

Ebenfalls beim Feldversuch an der Biogasanlage in Hardeggen wurde das Kalorimeter CWD 2005 CT und der INCA Bio 04 zur Brennwert- und Dichtebestimmung des konditionierten Biogases eingesetzt. Das Kalorimeter misst unabhängig von der Gaszusammensetzung den Brennwert und die Dichte. Die Messergebnisse liegen innerhalb der eichamtlich zugelassenen Begrenzung von $\pm 1\%$. Das INCA Bio 04 erfüllte im Rahmen des Feldversuches auch die gegebenen Vorgaben und ist somit einsetzbar. Das Messgerät INCA Bio 04 wurde für die Gasbeschaffenheitsmessung von Biogas entwickelt und enthält somit spezielle Sensoren zur Erfassung von H_2S und NH_3 . Außerdem ist eine Zelle zur Messung von Wasserstoff eingebaut. Eine Zusammenfassung für den Brennwert und dessen relative Abweichung für den Zeitraum vom 12. Dezember 2010 bis zum 14. Januar 2011 für das INCA, den CWD im Vergleich mit den GC 9000 (Referenzgerät) und den EnCal 3000 und dem gas-lab Q1 ist in Abbildung 36 dargestellt.

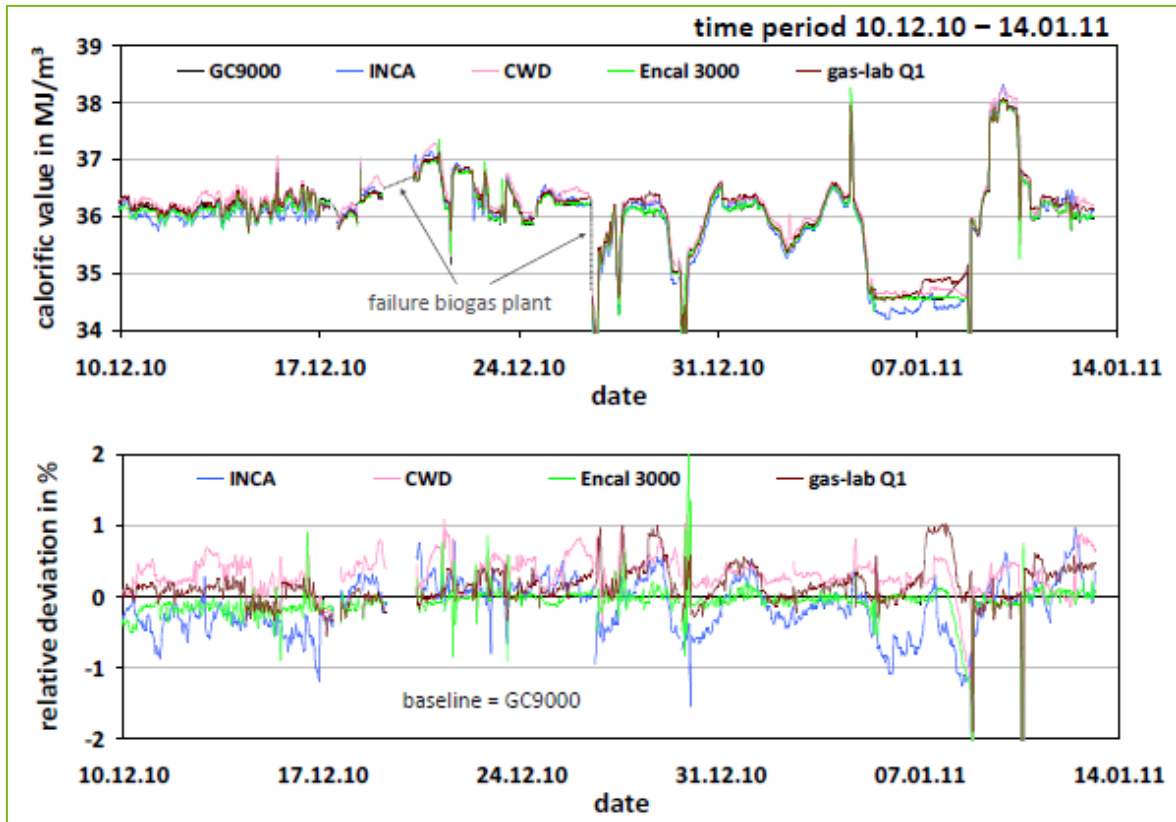


Abbildung 36: Messreihe des Brennwertes während des Feldversuches

8.3 Fazit der Untersuchungen

Zur eichamtlichen Messung der Gaszusammensetzung und der anschließenden Berechnung der brennstofftechnischen Daten sind Prozessgaschromatographen (PGC) geeignet und etabliert. Diese zeichnen sich durch Schnelligkeit, Genauigkeit und Unabhängigkeit hinsichtlich einer eventuell auftretenden wechselnden Gaszusammensetzung aus. Eine Wasserstoffmessung ist technisch möglich, sofern als zweites Trägergas neben Helium Argon verwendet wird. Verschiedene Hersteller haben Geräte bei der PTB zur eichamtlichen Messung zugelassen. Eine integrierte Wasserstoffmessung zur abschließenden Berechnung des Brennwertes ist derzeit noch nicht eichamtlich zugelassen, wird allerdings angestrebt. In der Anschaffung und im Betrieb sind PGC im Vergleich zu anderen Messsystemen, wie Kalorimetern und korrelativ messenden Verfahren teuer. Auch hierzu sind verschiedene Geräte bereits eichamtlich zugelassen. Die Kalorimeter messen den Brennwert direkt durch Verbrennung des Probegases und bestimmen den Brennwert somit unabhängig von der jeweiligen Gaszusammensetzung. Allerdings benötigen sie eine zusätzliche Dichtemessung, um alle notwendigen brennstofftechnischen Kennwerte berechnen zu können. Die korrelativ messenden Verfahren basieren auf der Messung der wichtigsten Gaskomponenten mit IR und WLD. Die brennstofftechnischen Daten werden aus diesen Messparametern korrelativ mittels mathematischer Algorithmen berechnet. Dadurch sind diese Messgeräte bei wechselnden Gasbeschaffenheiten nicht geeignet.

Im Rahmen dieser Studie wurde ein Technologie-Screening unterschiedlicher Messgeräte zur Bestimmung des abrechnungsrelevanten Brennwertes und der Dichte innerhalb der Gasbeschaffenheiten nach G 260 durchgeführt. Insbesondere wurde untersucht, inwieweit die Geräte den eichamtlich vorgeschriebenen Grenzwert zur Messunsicherheit von $\pm 1\%$ bei der Bestimmung des Brennwertes einhalten. Um die Zukunftstauglichkeit der Messgeräte im Rahmen der eichamtlichen abrechnungsrelevanten Vorgaben bewerten zu können, wurde die Messgenauigkeit und die Flexibilität zusätzlich zu typischen Erdgasen auch für aufbereitetes Biogas untersucht. Die Untersuchungen wurden im Labor unter vergleichbaren und unter realen Bedingungen im Feldtest durchgeführt.

Im Rahmen der Laborversuche wurden zwei korrelativ messende Verfahren exemplarisch für diese Gruppe von Messsystemen untersucht. Innerhalb der Laborversuche und beim gas-lab Q1 auch im Rahmen eines Feldversuches haben die untersuchten Geräte die eichamtlichen Vorgaben zur Bestimmung des abrechnungsrelevanten Brennwertes für die untersuchten Gase eingehalten. Diese Geräte zeichnen sich durch Schnelligkeit und Robustheit aus und sind sowohl in der Anschaffung als auch im Betrieb günstiger als PGC oder Kalorimeter. Das gas-lab Q1 ist eichamtlich zur Messung des Brennwertes zugelassen (PTB: Nr. 7631/03.49). Allerdings können die korrelativen Messgeräte aufgrund der festgelegten Berechnungsalgorithmen nicht flexibel auf sich ändernde Gaszusammensetzungen reagieren und damit Fehlmessungen bei der Berechnung des aktuellen Brennwertes erfolgen. Eine Einbeziehung einer Wasserstoffmessung und der anschließenden Berücksichtigung in der Berechnung des Brennwertes ist von den Herstellern vorgesehen. Ebenfalls im Feldversuch wurde mit dem INCA Bio 04 ein Messsystem, das speziell zur Biogasmessung entwickelt wurde untersucht. Auch dieses hielt die Vorgaben der abrechnungsrelevanten Messdaten ein (vgl. Abbildung 36). Die allgemeinen Ergebnisse der betrachteten Geräte sind in Tabelle 18 zusammengefasst.

Zur eichamtlichen und abrechnungsrelevanten Messung von schwankenden Gasbeschaffenheiten sind insbesondere PGC und Kalorimeter geeignet, da diese Geräte unabhängig von der jeweiligen Gaszusammensetzung die relevanten Parameter bestimmen bzw. berechnen. Die korrelativen Messverfahren haben den Vorteil, dass sie schnell und preisgünstig die brennstofftechnischen Daten berechnen. Allerdings sind sowohl die messtechnischen Sensoren als auch die Berechnungsalgorithmen in engen Grenzen festgelegt, so dass bei einer eventuell wechselnden Gaszusammensetzung die brennstofftechnischen Daten nicht korrekt bzw. abweichend von den eichamtlichen Vorgaben, berechnet werden könnten. In Netzbereichen in denen die Erdgaszusammensetzung stabil ist, können auch die korrelativen Messverfahren als abrechnungsrelevante Alternative eingesetzt werden, sofern sie über die notwendige PTB-Zulassung verfügen.

Tabelle 18: Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse

Nr.	Name	Hersteller	Messverfahren	PTB-Zulassung	Untersuchung
1	PGC 9000	RMG	PGC	ja	Feldversuch Referenzgerät
2	Sitrans CV	Siemens AG	PGC	ja	-
3	EnCal 3000	Elster Instromet	PGC	ja	Feldversuch
4	Corus EM	ltron GmbH	PGC	ja	-
5	SAM-G	Marquis GmbH	PGC	ja	-
5a	SAM-NG			ja	-
5b	SAM-Bio			und Wasserstoff Ende 2013	-
6	CWD	Union Instrument	Kalorimeter	ja	Feldversuch
7	INCA Bio 04	Union Instrument	unterschiedliche Sensoren	nein	Feldversuch
8	gas-lab Q1	Elster Instromet	korrelativ	ja	Feldversuch, Laborversuch
9	ANGus	ltron GmbH	korrelativ	derzeit nein	Laborversuch

9 Handlungsempfehlungen

9.1 Road Map

Eine Road Map für die Schaffung eines Smart Gas Grids muss sich vor allem an der Entwicklung der Erneuerbaren Energien orientieren (siehe Abbildung 37). Deren Entwicklung ist entscheidend für den Bedarf an Lösungen zur Kapazitätserhöhung für die Einspeisung von Biogas und vor allem an Möglichkeiten zur Lastverschiebung und Energiespeicherung in Form von PtG.

Die derzeit noch langsam zunehmende Biogaseinspeisung zieht aktuell eher regionalen Handlungsbedarf nach sich. Daher sollten Lösungen zur Kapazitätserhöhung und optimierter Rückspeisung, sowie Möglichkeiten zur Reduzierung des Aufwands zur Konditionierung und Systeme zur Brennwertverfolgung, vor allem für Verteilnetze, kurz- bis mittelfristig entwickelt und möglichst im Rahmen von Pilotprojekten untersucht werden.

Auf der Stromseite steigt mit zunehmendem Ausbau der volatilen Stromerzeugung, vor allem der Windenergie, der Bedarf an Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistung. Mittelfristig sollte, z.B. wenn Verdichter- oder Vorwärmanlagen in GDRMA errichtet oder erneuert werden müssen, auch immer die Option des bivalenten Betriebs untersucht werden.

Des Weiteren müssen Geschäftsmodelle für den Einsatz Smarter Elemente sowie Konzepte für die Einbindung in die betreffenden Marktplätze entwickelt werden.

PtG-Anlagen als Langfristspeicher werden erst ab einem EE-Anteil von ca. 40 % an der Stromerzeugung benötigt. Sie dienen dann überwiegend der Einsatzoptimierung von fossilen Kraftwerken und tragen kaum zum Klimaschutz bei. Bei einem EE-Anteil von 80 % sind eine erhebliche Anzahl Stunden mit Erzeugungsüberschuss zu erwarten, dann wird durch die gespeicherte Energie Stromerzeugung aus fossilen Energiequellen substituiert. [48]

PtG-Anlagen als Energiespeicher werden somit eher langfristig benötigt. Allerdings sollten Demonstrations- und Pilotanlagen schon kurz- bis mittelfristig errichtet und untersucht werden um Erfahrungen zu generieren und die Grundlage dafür zu schaffen bei Bedarf marktreife Technologien bereitstellen zu können. Dazu gehört auch, dass zeitnah mit der Anpassung der Gas-Infrastruktur und des DVGW-Regelwerks begonnen wird, damit die Voraussetzungen z.B. für eine Wasserstoffeinspeisung im Bedarfsfall auch gegeben sind.

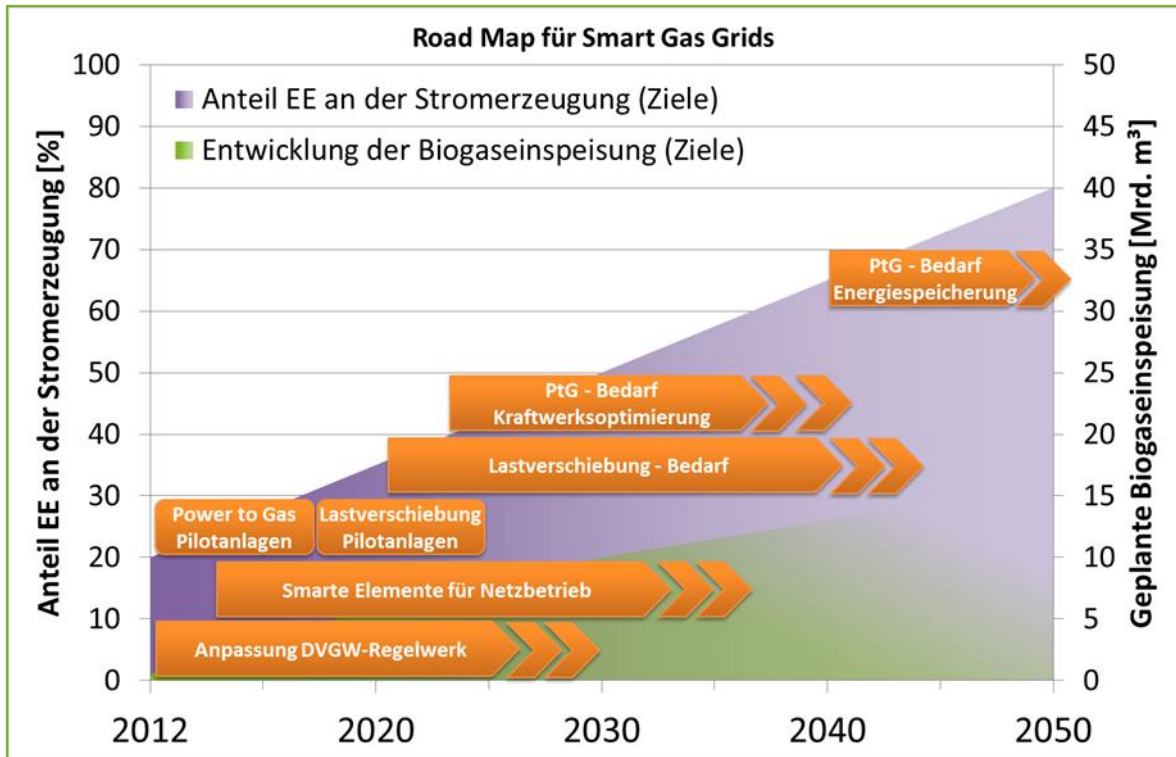


Abbildung 37: Road Map für Smart Gas Grids

9.2 Handlungsempfehlungen bezüglich des DVGW-Regelwerkes

9.2.1 Bewertung des Bedarfes der Regelwerksanpassung

Die im Projekt definierten Smarten Elemente wurden auch auf die Vereinbarkeit mit dem bestehenden DVGW-Regelwerk hin untersucht. Grundsätzlich wurde festgestellt, dass die Smarten Elemente aus den Aufgabengruppen Netzbetrieb und Lastverschiebung bereits heute mit dem Regelwerk vereinbar und somit auch umsetzbar sind. Die Möglichkeit der angepassten Deodorierung bei einer angestrebten Rückspeisung erfordert in erster Linie vor einer möglichen Regelwerksänderung (DVGW Arbeitsblatt G 2000) weiteren Forschungsbedarf hinsichtlich der Auswirkung von Odoriermitteln in der Transportebene (Erdgasspeicher).

Die Aufgabengruppe Energiespeicherung stellt noch Änderungs- bzw. Erweiterungsbedarf vornehmlich in Bezug der Gaskennwerte dar (DVGW Arbeitsblatt G 260). Grenzwerte z.B. für Brennwert, Wobbeindex und relative Dichte sind für entscheidende Parameter für die Biogas- und Wasserstoffeinspeisung.

Bedingt durch die Struktur des DVGW Regelwerkes, mit sehr vielen Querverweisen unter den einzelnen Arbeitsblättern müssen nicht alle betreffenden Arbeitsblätter direkt

geändert werden. Am Beispiel des DVGW Arbeitsblattes G260 soll in der Abbildung deutlich gemacht werden, dass Änderungen bzw. Erweiterungen unmittelbare Auswirkungen auf weitere Arbeitsblätter zur Folge haben.

Der Regelwerksaufwand zur Integration der Erneuerbaren Gase, aus der Aufgabengruppe Energiespeicherung, kann demnach als moderat eingestuft werden. Für die Aufgabengruppen Netzbetrieb und Lastverschiebung als gering. Hiermit ist jedoch nicht der dafür notwendige Forschungsaufwand mit einbezogen.

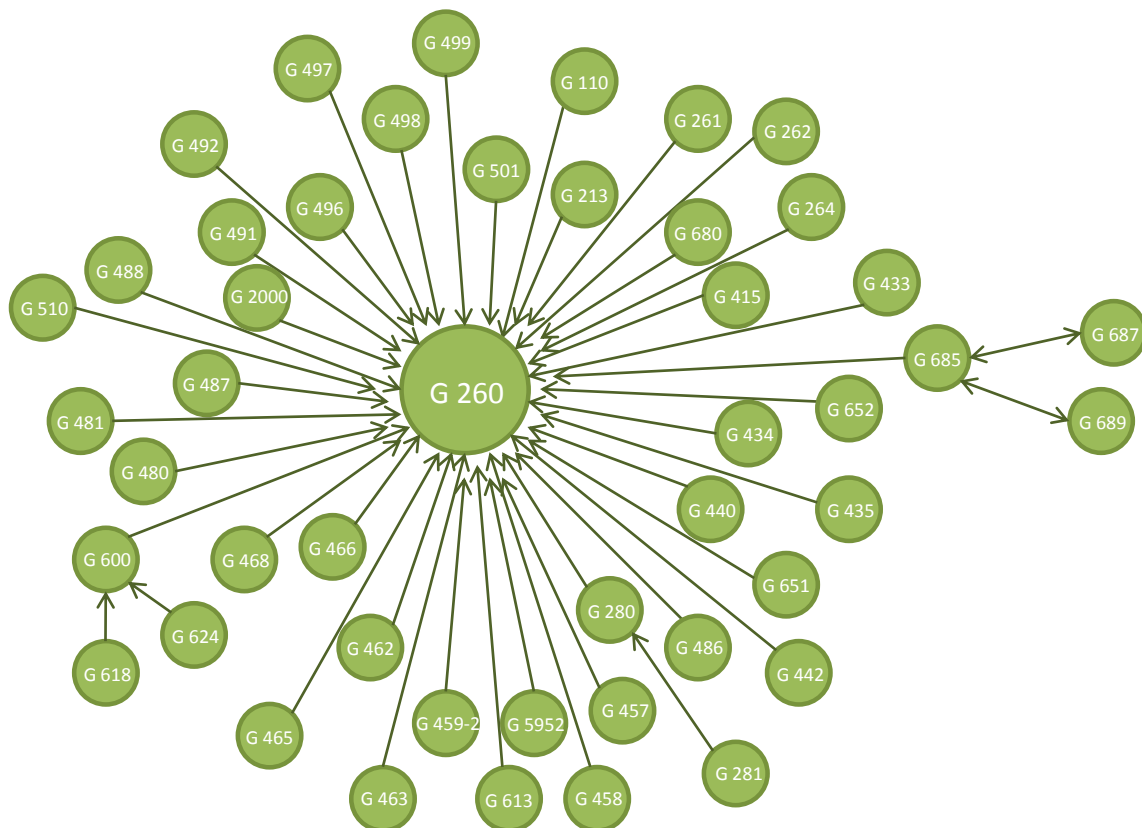


Abbildung 38: Skizzenhafte Darstellung zu den Verknüpfungen innerhalb des DVGW-Regelwerkes

9.3 Forschungs- und Demonstrationsbedarf

Wasserstofftoleranz

Die Auswirkungen von Wasserstoff auf die Gasinfrastruktur inkl. der Netze, Speicher, Verbrauchseinrichtungen und der Messtechnik sind noch nicht vollständig untersucht. Unter anderem bei den Porenspeichern besteht noch Forschungsbedarf, bevor die Eignung der Speicher für Wasserstoff abschließend festgestellt werden kann.

Der Forschungs- und Anpassungsbedarf wurde im DVGW-Projekt „Konzepte für die Energiespeicherung (ESK, G 01/07/10)“ ausführlich dargestellt, daher sei an dieser Stelle auf den Abschlussbericht dieses DVGW-F&E-Vorhabens verwiesen.

Odorierung

Im Falle der Zentralodorierung wird odoriertes Erdgas in UGS eingetragen. Allerdings sind die aus der Speicherung von schwefelhaltigen Erdgasen resultierenden Fragestellungen bei Weitem nicht hinreichend untersucht. Die Fragestellungen betreffen Porenraum- und Kavernenspeicher. Sie hängen z. T. von den Speicherbedingungen, der mineralogischen Gesteinscharakteristik, der Speicherwasserzusammensetzung und der mikrobiologischen Speicherbesiedlung ab. Sie sind fortschreitend unter den Einflüssen der Biogaseinspeisung und S-Odoriermitteldosierung zu untersuchen.

Demonstrations-/Pilotprojekte

Neben der Erforschung und Untersuchung offener Fragen, sowie der laufenden Anpassung des DVGW-Regelwerks, besteht der Bedarf, Anlagenkonzepte im Rahmen von Demonstrations- und Pilotprojekten zu untersuchen und zu optimieren. Auch wenn derzeit noch kein oder nur ein geringer Bedarf für Technologien zur Lastverschiebung und Energiespeicherung vorhanden ist, sollten kurz- bis mittelfristig entsprechende Anlagen untersucht werden, damit dann bei steigendem Bedarf auf erprobte Technik zurückgegriffen werden kann.

Vorschläge für Demonstrations-/Pilotprojekte sind im folgenden Kapitel 0 aufgeführt.

9.4 Anforderungen an Pilotprojekte

Die im Rahmen dieses Projekts entwickelten Smarten Elemente sollten im Rahmen von Pilotprojekten hinsichtlich Machbarkeit und Potenzial für die Erfüllung der Anforderungen an das Gasnetz der Zukunft untersucht werden.

Auf folgende Schwerpunkte sollten im Rahmen der Pilotprojekte fokussiert werden:

- Demonstration von Smarten Elementen zur Verbesserung des Netzbetriebs im Gasnetz
- Optimierung der Einspeisung und Verteilung von Erneuerbaren Gasen (Biogas, Biomethan, Wasserstoff)
- Ermittlung von Potenzialen zur Lastverschiebung (Strom) im Gasnetz
- Aufzeigen von Handlungs- und Forschungsbedarf

Hier wäre es sinnvoll, sich auf Smarte Elemente zu konzentrieren, die mit heutiger Technik umzusetzen sind, aber neue Anwendungsmöglichkeiten mit sich bringen. Gut geeignet sind z.B.

- die bidirektionale Gas-Druckregel-Messanlage zur Rückspeisung mit minimierter Anlagentechnik (Kapitel 6.2.3.3),
- die Kopplung der Energienetze mittels Lastverschiebung mit bivalenter Vorwärmung (Kapitel 6.3.3) oder Verdichtung (6.3.2) und ggf.
- die Begleitung der Errichtungs- und Betriebsphase (teilweise) einer PtG-Anlage (Kapitel 6.4.2).

Die Projekte sollten 2-stufig angelegt werden. In einer ersten Phase sollten Machbarkeitsanalysen, Potenzialbetrachtungen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Untersuchungen potenzieller Standorte erfolgen. Basierend auf den Ergebnissen der ersten Phase können anschließend die Pilotanlagen errichtet und von den Instituten des DVGW durch die Phasen Planung, Bau, Inbetriebnahme und Probetrieb wissenschaftlich begleitet werden, um die Erkenntnisse und Erfahrungen hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs zukünftiger Smarter Elemente für die Mitgliedsunternehmen des DVGW zu sammeln, aufzubereiten und zur Verfügung zu stellen.

Literaturverzeichnis

- [1] DVGW, *Prüfgrundlage VP 265-1*, 2008.
- [2] DVGW, *G 260 (A) ENTWURF*.
- [3] DVGW, *G 262 (A)*.
- [4] EEG, 17. August 2012.
- [5] Europäische Kommission, „Europa,“ [Online]. Available: http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l27067_de.htm. [Zugriff am 12 März 2012].
- [6] Europäische Kommission, „EUR-Lex,“ 23 April 2009. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:de:PDF>. [Zugriff am 12 März 2012].
- [7] GasNZV, 30. April 2012.
- [8] BDEW, „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken,“ 2011.
- [9] BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „bmu.de,“ Juni 2009. [Online]. Available: http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/44497.php. [Zugriff am 11 Juni 2010].
- [1] BDEW, „www.bdew.de,“ 18 Dezember 2009. [Online]. Available: http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20091218_PM_Strom-_und_Gasverbrauch_sank_um_fuenf_Prozent?open. [Zugriff am 11 Juni 2010].
- [1] PortalHaus Internetservices GmbH, „www.Gastipp.de,“ 02 Februar 2010. [Online]. Available: <http://www.gastip.de/News/21858/Studie-Biogas-Einspeisung-wird-staatliche-Ziele-nicht-erreichen.html>. [Zugriff am 11 Juni 2010].
- [1] S. Schroeter, „Mit Biomethan in die europäischen Gasnetze,“ Nr. 17, 30.04.2010. 2]
- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Biogaseinspeisung in Deutschland - 3] Übersicht,“ [Online]. Available: <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10074>. [Zugriff am 19 August 2010].
- [1] BDEW, „Entwicklung der Einspeisekapazitäten für Bio-Erdgas in Deutschland,“ 2011. 4] [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/E0413CD104E25FA4C12579200037EA4A/\\$file/Entwicklung%20Bio-Erdgaseinspeisung%202006_2013_08Aug2012_o_jaehrlich_Ki.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/E0413CD104E25FA4C12579200037EA4A/$file/Entwicklung%20Bio-Erdgaseinspeisung%202006_2013_08Aug2012_o_jaehrlich_Ki.pdf). [Zugriff am 28 September 2012].
- [1] EnWG, 16.01.2012.

5]

[1 MessZV, 30.4.2012.

6]

[1 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Branchenbarometer Biomethan: Juni 2012,“
7] 2012. [Online]. Available: <http://www.biogaspartner.de/downloads.html>. [Zugriff am 28
September 2012].

[1 EEG, 22.12.2009.

8]

[1 BioSt-NachV, 23.07.2009.

9]

[2 EnLag, 21.08.2009.

0]

[2 KWKG, 12.07.2012.

1]

[2 EnWG, 21.08.2009.

2]

[2 BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,
3] „www.bmu.de,“ [Online]. Available:
<http://www.bmu.de/verkehr/elektromobilitaet/doc/42735.php>. [Zugriff am 11 Juni 2010].

[2 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Entwurf – DVGW Technische
4] Regel Arbeitsblatt G 280-1 "Gasodorierung",“ 2010.

[2 Stromeinspeisegesetz, 1991.

5]

[2 Gesetz über die Einspeisung vom Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche
6] Netz (Stromeinspeisegesetz), 1991.

[2 IBM, „Malta: das erste Land mit „Smart Grid“,“ [Online]. Available:
7] http://www.ibm.com/smarterplanet/de/de/smart_grid/ideas/. [Zugriff am 06 August
2010].

[2 EPRI, „Smart Grid News“, 14 Oktober 2010. [Online]. Available:
8] [http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Lessons_Learned/Smart-
grid-initiative-in-Ireland-will-support-aggressive-government-targets-3153.html](http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Lessons_Learned/Smart-grid-initiative-in-Ireland-will-support-aggressive-government-targets-3153.html). [Zugriff
am 12 April 2011].

[2 BMWi, BMU, „E-Energy Förderprogramm“, [Online]. Available: [http://www.e-
9\] energy.de/de/auf_einen_blick.php](http://www.e-energy.de/de/auf_einen_blick.php). [Zugriff am 06 November 2012].

[3 BMWi, „AG Intelligente Netze und Zähler“, [Online]. Available:
0] [http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/plattform-zukunftsaehige-
energienetze,did=404910.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/plattform-zukunftsaehige-energienetze,did=404910.html). [Zugriff am 06 November 2012].

[3 PTB, *PTB-Anforderungen 7.64*, Dezember 1999.

1]

[3 PTB, *PTB-Prüfregeln, Band 28*, 2000.

2]

[3 J. S. u. A. H. P. Schley, „Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 1: Entwicklung und
3] Validierung des Verfahrens,“ *gwf-Gas/Erdgas*, 152 (2011), pp. 552-556, 2011.

[3 P. S. A. H. C. F. u. S. M. J. Schenk, „Brennwertverfolgung in Verteilnetzen: Teil 2:
4] Auswertung Feldversuch und Implementierung,“ *gwf-Gas/Erdgas*, 153, pp. 676-683,
2011.

[3 K. Pritsching, *Odorierung*, 3. Auflage, Vulkan-Verlag GmbH Essen, 2010.

5]

[3 T. A. o. t. E. N. G. Industry. [Online]. Available:

6] http://www.marcogaz.org/index.php/component/docman/cat_view/111-gas-infrastructure?Itemid=135. [Zugriff am 24 April 2012].

[3 LichtBlick AG, „SchwarmStrom – intelligente Energie für die Energiewende,“ [Online].

7] Available: http://www.lichtblick.de/h/schwarmstrom_288.php. [Zugriff am 09 Oktober 2012].

[3 Bundesverband WindEnergie e.V., „Abschaltung von Windenergieanlagen um bis zu
8] 69 Prozent gestiegen,“ [Online]. Available: <http://www.eeg-aktuell.de/2011/11/abschaltung-von-windenergieanlagen-um-bis-zu-69-prozent-gestiegen/>. [Zugriff am 9 Oktober 2012].

[3 Ecofys Germany GmbH, „Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements
9] nach EEG 2009,“ [Online]. Available: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-eeg-2009/2011-10_ecofys_einsman.pdf. [Zugriff am 9 Oktober 2012].

[4 DVGW, „Schadensstatistik GDRA,“ 2000.

0]

[4 L. f. E. u. E. T. U. D. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz et al., „Systemverbund der
1] Energienetze,“ 2011.

[4 P. Haß, U. Langer und K. Wutzke, „Ökonomischer Betrieb der
2] Flüssiggaskonditionierung in Biogaseinspeiseanlagen durch Brennwertverfolgung,“
gwf, 2012.

[4 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, *Eigene Untersuchungen*, 2012.

3]

[4 E. Sachsen, Interviewee, [Interview]. 12 Oktober 2012.

4]

- [4 G. M.-S. u. M. H. Joachim Jäschke, „Power-to-Gas in Gasverteilnetzen,“ *gwf-Gas /*
5] *Erdgas*, Nr. 05, 2012.
- [4 *DIN EN ISO 6976: Erdgas - Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer*
6] *Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung*, 2005.
- [4 J. Kastner und T. Porsch, „Neues Sensormessverfahren zu
7] Gasbeschaffenheitsmessung von Biogas,“ *gwf Gas/Erdgas*, pp. S. 704 - 711, Nr. 10
2011.
- [4 VDE, „Energiespeicher für die Energiewende,“ 11 Juni 2011. [Online]. Available:
8] http://www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemappen/documents/2012-06-11/etg-speicherstudie_bpk_2012-06-11-v5_handout.pdf.
- [4 Bundesnetzagentur, „Biogas-Monitoringbericht 2011,“ 2011.
9]
- [5 J. Krassowski,
0] „http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/PERSONALPAGES/Fakultaet_2/Degehnart_Heinrich/files/Tagungsreihe/BGE-Krassowski.pdf,“ 06 Oktober 2010. [Online].
- [5 European Energy Exchange AG, „EEX Startseite,“ [Online]. Available:
1] <http://www.eex.com/de/>. [Zugriff am 09 10 2012].
- [5 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, „E-Energy - Smart Grids made in
2] Germany,“ [Online]. Available: <http://www.e-energy.de/>. [Zugriff am 09 Oktober 2012].
- [5 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO
3] GmbH, „[regelleistung.net](https://www.regelleistung.net/),“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ip/>. [Zugriff am 09 Oktober 2012].
- [5 Europäische Kommission, „Europa,“ [Online]. Available:
4] http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/index_de.htm.
[Zugriff am 12 März 2012].

Anhang

Anlage 1	Sekundärregelleistung – Arbeits- und Leistungspreise	I
Anlage 2	Beispielbewertungen	II

Anlage 1 Sekundärregelleistung – Arbeits- und Leistungspreise

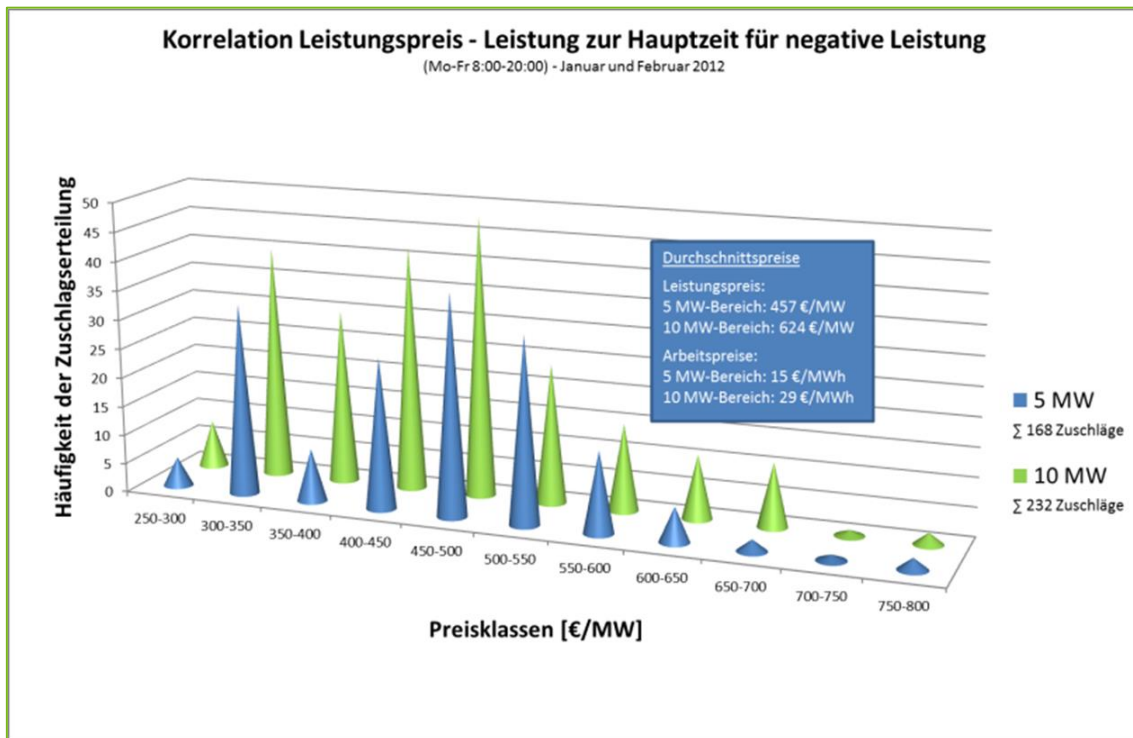


Diagramm 10: Negative Sekundärregelleistung - Aktuelle Preise

Anlage 2 Beispielbewertungen

Tabelle 19: Beispielbewertung - Bivalente Vorwärmung

Beispielbewertung für das Smarte Element "Bivalente Vorwärmung" aus Sicht eines Mehrspararten-Betreibers	Betrachter		Auswahl		Mehrspararten-Betreiber								
	Erläuterung (Betrachter)				Er schaut, wie das SE auf seine Netze wirkt. Er kann alle SE betreiben.								
	Aufgabe des smarten Elements				Lastverschiebung								
	Bezeichnung Smartes Element				LV - Bivalente Vorwärmung (Netz)								
	Gesamtbewertung				3,6								
Bewertungskriterium									Erläuterungen zur Punktevergabe				
1.a. Potenzial und Aufwand - Gasnetz				4	Wichtung	Punkte	Ergebnis	0	1	2	3	4	5
Potenzial				2	3	3	6	nicht bewertet	Gering	Mittel	Mittel	Mittel	Sehr hoch
Aufwand				3	4	4	12		Sehr hoch				Gering
Komplexität				3	5	5	15		Sehr hoch				Gering
1.b. Technische Machbarkeit - Gasnetz				5	3	3	15	0	1	2	3	4	5
Druckhaltung				5	3	3	15	nicht bewertet	Viel schlechter	Neutral	Neutral	Neutral	Viel besser
Gasbeschaffenheit				0	0	0	0	nicht bewertet	Viel schlechter	Neutral	Neutral	Neutral	Viel besser
Menge/Kapazität				5	3	3	15		Viel schlechter	Neutral	Neutral	Neutral	Viel besser
Versorgungszuverlässigkeit				5	3	3	15		Viel schlechter	Neutral	Neutral	Neutral	Viel besser
2. Potenzial und Aufwand - Stromnetz				4	4	4	4	0	1	2	3	4	5
Systemdienstleistung				5	3	3	15	nicht bewertet	Hoher Zusätzlicher Bedarf	Neutral	Neutral	Neutral	Hohe Bereitstellung
Potenzial				2	3	3	6		Gering	Mittel	Mittel	Mittel	Sehr hoch
Aufwand				3	4	4	12		Sehr hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Gering
Komplexität				4	5	5	20		Sehr hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Gering
3. Wirtschaftliche Bewertung				5	3	3	3	0	1	2	3	4	5
(Grob-)Kosten Investition				4	4	4	16		Sehr hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Gering
(Grob-)Kosten Betrieb				3	5	5	15	nicht bewertet	Sehr hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Gering
Veränderungen der Kosten gegenüber aktuellem Stand				5	2	2	10		Teurer	Neutral	Neutral	Neutral	Günstiger
Mögliche Erlöse				3	3	3	9		Gering	Mittel	Mittel	Mittel	Sehr hoch
(Speicher)kosten [Cent/kWh]				0	0	0	0		Sehr hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Gering
4. Ökologische Bewertung				1	3	3	3	0	1	2	3	4	5
Treibhausgasemissionen				3	2	2	6	nicht bewertet	Mehr Emissionen	Neutral	Neutral	Neutral	Weniger Emissionen
Einsatzstoffe				0	0	0	0		Mehr Einsatzstoffe	Neutral	Neutral	Neutral	Weniger Einsatzstoffe
Energieverwendung				5	3	3	15		Viel schlechter	Neutral	Neutral	Neutral	Viel besser
5. Bewertung bzgl. Regelwerke				3	5	5	5	0	1	2	3	4	5
Vereinbarkeit mit aktuellen Gesetzen (z.B. ARegV, Eichrecht ...)				5	5	5	25	nicht bewertet	Hoher Anpassungsbedarf	Mittel	Mittel	Mittel	Kein Anpassungsbedarf
Vereinbarkeit mit geltenden Normen				4	5	5	20		Hoher Anpassungsbedarf	Mittel	Mittel	Mittel	Kein Anpassungsbedarf
Vereinbarkeit mit DVGW-Regelwerk				3	5	5	15		Hoher Anpassungsbedarf	Mittel	Mittel	Mittel	Kein Anpassungsbedarf
6. Bewertung bzgl. Kunden (Energiekunde Gas)				2	3	3	3	0	1	2	3	4	5
Auswirkungen auf Image				3	4	4	12	nicht bewertet	Viel schlechter	Neutral	Neutral	Neutral	Viel besser
Veränderung der Kosten für den Kunden (z.B. EEG- und KWK-Umlage)				5	2	2	10		Teurer	Neutral	Neutral	Neutral	Günstiger

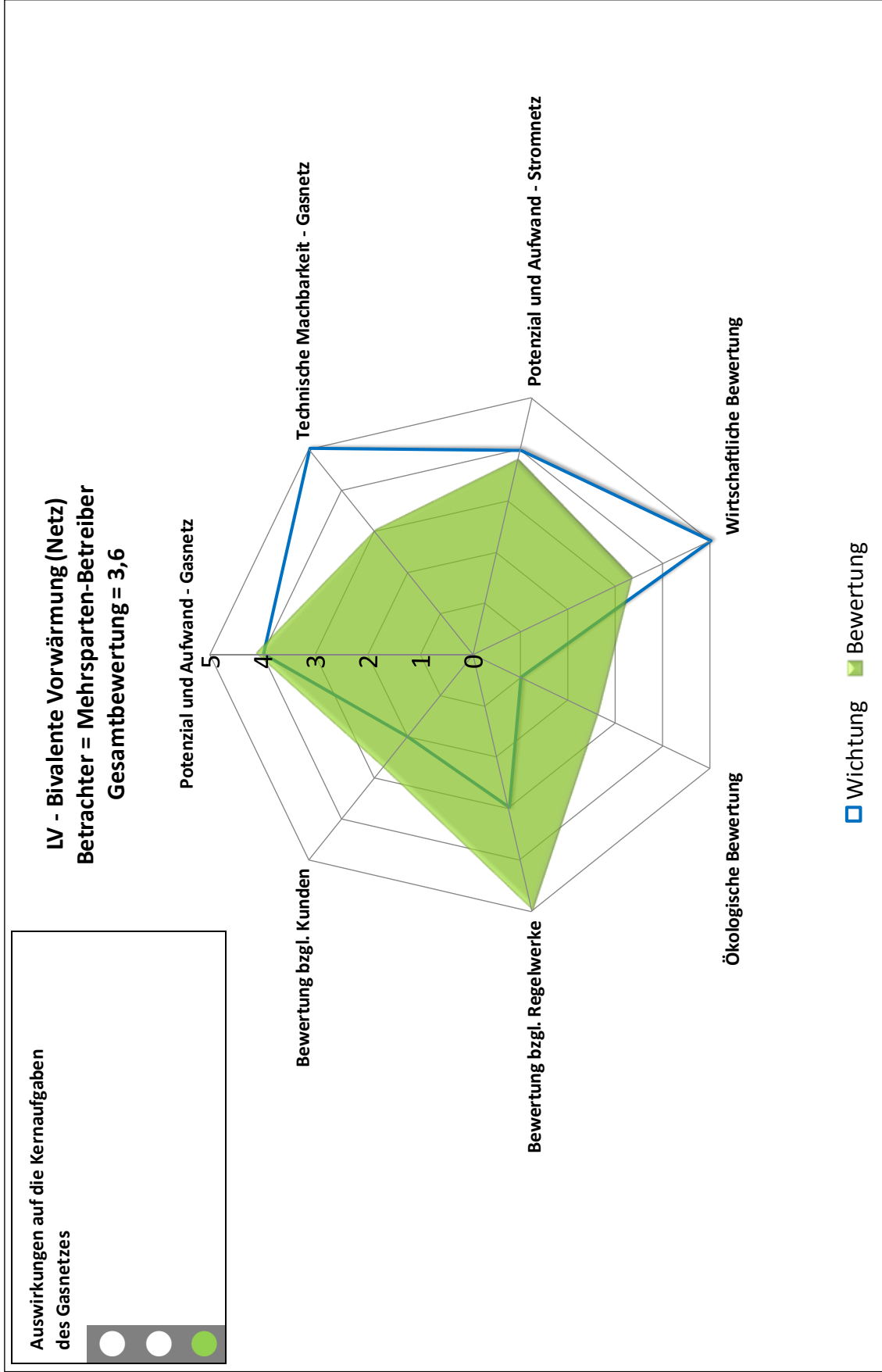


Diagramm 11: Ergebnisdiagramm - Bivalente Vorwärmung

Tabelle 20: Beispielbewertung - PtG (Methan) im Verteilnetz

Beispielbewertung für das Smarte Element "Power to Gas - Methan im Transportnetz" aus Sicht eines Mehrsparren-Betreibers	Betrachter		Auswahl	Mehrsparren-Betreiber					
	Erläuterung (Betrachter)			Er schaut, wie das SE auf seine Netze wirkt. Er kann alle SE betreiben.					
	Aufgabe des smarten Elements			Energiespeicherung					
	Bezeichnung Smartes Element			ES - P2G - CH4 in Transportnetz					
	Gesamtbewertung			2,7					
Bewertungskriterium	Wichtung	Punkte	Ergebnis	Erläuterungen zur Punktevergabe					
1.a. Potenzial und Aufwand - Gasnetz	4		3	0	1	2	3	4	5
Potenzial	2	4	8	nicht bewertet	Gering		Mittel		Sehr hoch
Aufwand	3	2	6		Sehr hoch		Mittel		Gering
Komplexität	3	2	6		Sehr hoch		Mittel		Gering
1.b. Technische Machbarkeit - Gasnetz	5		3	0	1	2	3	4	5
Druckhaltung	5	3	15		Viel schlechter		Neutral		Viel besser
Gasbeschaffenheit	0	0	0	nicht bewertet	Viel schlechter		Neutral		Viel besser
Menge/Kapazität	5	3	15		Viel schlechter		Neutral		Viel besser
Versorgungszuverlässigkeit	5	3	15		Viel schlechter		Neutral		Viel besser
2. Potenzial und Aufwand - Stromnetz	4		3	0	1	2	3	4	5
Systemdienstleistung	5	5	25		Hoher Zusätzlicher Bedarf		Neutral		Hohe Bereitstellung
Potenzial	2	4	8	nicht bewertet	Gering		Mittel		Sehr hoch
Aufwand	3	1	3		Sehr hoch		Mittel		Gering
Komplexität	4	1	4		Sehr hoch		Mittel		Gering
3. Wirtschaftliche Bewertung	5		2	0	1	2	3	4	5
(Grob-)Kosten Investition	4	2	8		Sehr hoch		Mittel		Gering
(Grob-)Kosten Betrieb	3	3	9		Sehr hoch		Mittel		Gering
Veränderungen der Kosten gegenüber aktuellem Stand	5	2	10	nicht bewertet	Teurer		Neutral		Günstiger
Mögliche Erlöse	3	3	9		Gering		Mittel		Sehr hoch
(Speicher)kosten [Cent/kWh])	0	0	0		Sehr hoch		Mittel		Gering
4. Ökologische Bewertung	1		4	0	1	2	3	4	5
Treibhausgasemissionen	3	3	9	nicht bewertet	Mehr Emissionen		Neutral		Weniger Emissionen
Einsatzstoffe	0	0	0		Mehr Einsatzstoffe		Neutral		Weniger Einsatzstoffe
Energieverwendung	5	4	20		Viel schlechter		Neutral		Viel besser
5. Bewertung bzgl. Regelwerke	3		2	0	1	2	3	4	5
Vereinbarkeit mit aktuellen Gesetzen (z.B. ARegV, Eichrecht ...)	5	3	15	nicht bewertet	Hoher Anpassungsbedarf		Mittel		Kein Anpassungsbedarf
Vereinbarkeit mit geltenden Normen	4	2	8		Hoher Anpassungsbedarf		Mittel		Kein Anpassungsbedarf
Vereinbarkeit mit DVGW-Regelwerk	3	2	6		Hoher Anpassungsbedarf		Mittel		Kein Anpassungsbedarf
6. Bewertung bzgl. Kunden (Energiekunde Gas)	2		3	0	1	2	3	4	5
Auswirkungen auf Image	3	5	15	nicht bewertet	Viel schlechter		Neutral		Viel besser
Veränderung der Kosten für den Kunden (z.B. EEG- und KWK-Umlage)	5	2	10		Teurer		Neutral		Günstiger

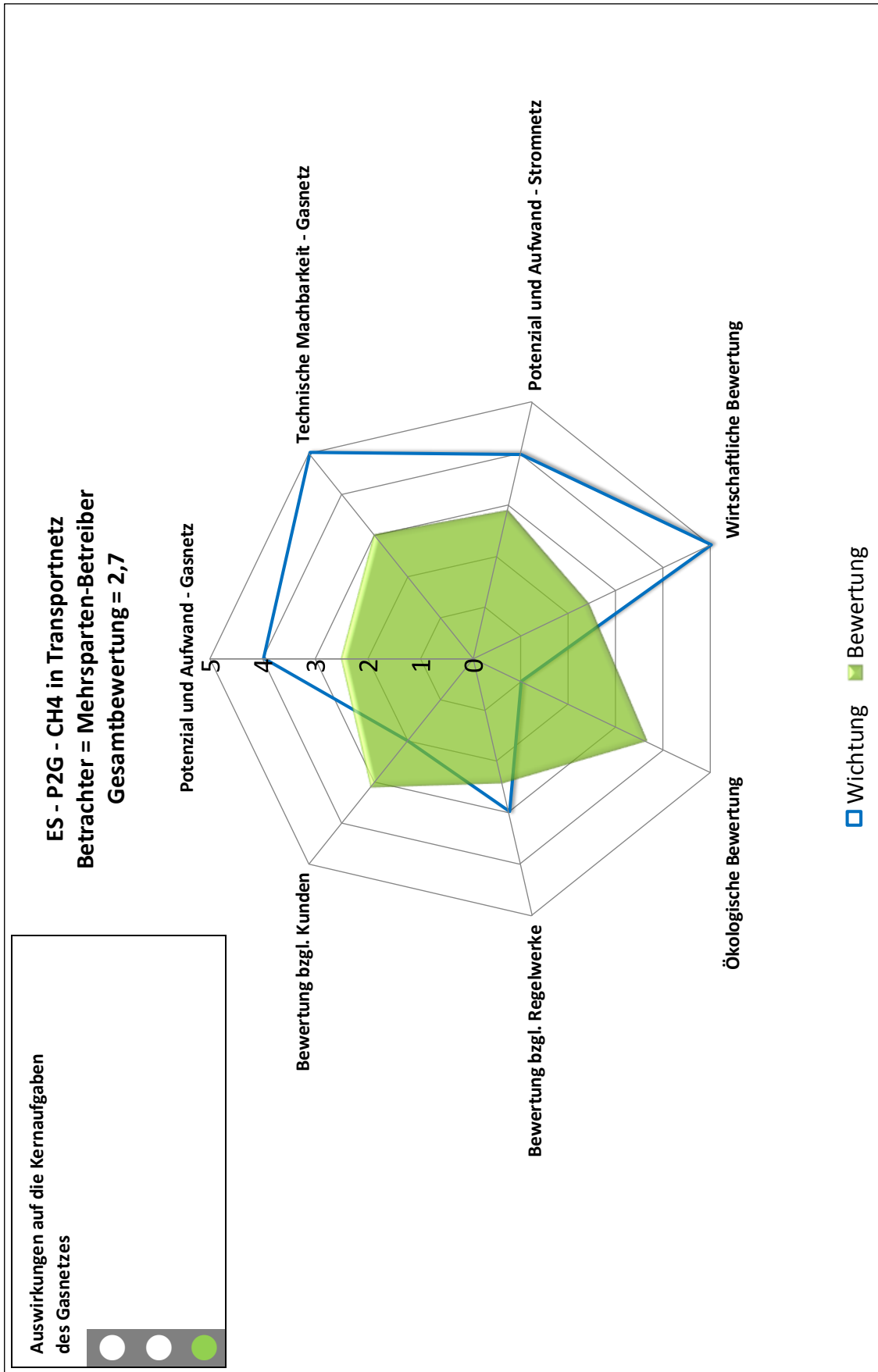


Diagramm 12: Ergebnisdiagramm - PtG - Methan im Transportnetz