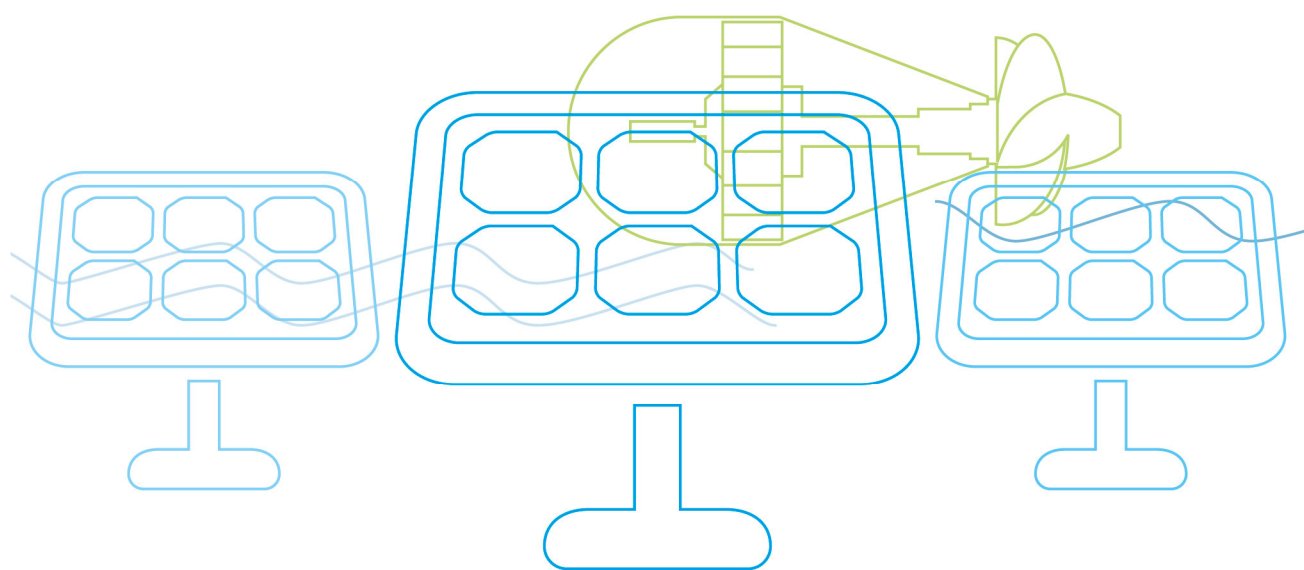




Intelligente Gasnetze der Zukunft (Smart Gas Grids)



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Energie der Zukunft“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Danksagung

Wir möchten uns an dieser Stelle bei allen Personen und Institutionen bedanken, die bei der Durchführung dieses Forschungsprojektes unterstützt haben.

Stellvertretend für die vielen Unterstützer wurden jene Experten und Auskunftspersonen, die durch inhaltliche Beiträge, Ideen und konstruktives Feedback wesentlich zum Gelingen dieses Forschungsvorhabens beigetragen haben, in Abschnitt 5.5 auch namentlich angeführt.

Weiters möchten wir uns bei den Auftraggebern, dem Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien) und dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend sowie insbesondere der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (Bereich Thematische Programme), Frau DI (FH) Kathrin Bolovich und KollegInnen, sehr herzlich für die Unterstützung und sehr gute Zusammenarbeit bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	I
Abstract	II
1 Einleitung	1
1.1 Aufgabenstellung	1
1.2 Fokus und Schwerpunkte des Projektes.....	3
1.3 Einordnung in das Programm.....	4
1.4 Verwendete Methoden	8
1.5 Beschreibung des Aufbaus der Arbeit	10
2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	12
2.1 Konzeptionelle Grundlagen eines Smart Gas Grids (AP 2).....	12
2.1.1 Netztopologie und Arten von „Smart Grids“ – Smart Grids müssen nicht zwingend dezentral organisiert sein.....	13
2.1.2 Smart Grids sind grundsätzlich technologieoffen.....	15
2.1.3 Konsequenzen aus den sieben Prinzipien der Nachhaltigkeit.....	15
2.1.4 Mobilfunknetze als mögliche Rollenbilder für zukünftige Energiesysteme	18
2.1.5 Die derzeitigen Netze sind nicht „dumm“	18
2.1.6 Dezentrale selbstorganisierte Netze	19
2.1.7 Peer to Peer Architektur des Internets als mögliche Zukunftsvision für das Energiesystem	20
2.1.8 Vision für ein zukünftiges (reales) Smart Grid – Zusammenhang zwischen Netztopologie und Systemintelligenz.....	20
2.1.9 Smart Grids sind zugleich der Übergang vom single-layer zum multi-layer Energiesystem	21
2.1.10 Smart Grids als transaktive Netze	22
2.1.11 Marktmodelle und Handelsplätze in einem Smart Grid	23
2.1.12 Zusammenhang zwischen Smart Gas Grid und Unbundling.....	26
2.1.13 Zusammenhang zwischen Smart Grids und Web 2.0; Erfahrungen aus der Entwicklung von Web 2.0 Dienstleistungen	27
2.1.14 Grundsatzfragen zur IKT-Infrastruktur in einem Smart Gas Grid (Eigentümerschaft, Verfügungsberechtigung und Regulierung).....	29

2.1.15	Smart Grid Ansatz als Werkzeug zur Erreichung von Energieautarkie – oder als Widerspruch zu dieser?.....	30
2.1.16	Rolle von Netzknoten im Energiesystem	31
2.1.17	Erfordernisse an Smart Meters in einem Smart Grid	34
2.1.18	Vermehrte Integration von dezentralen Gasspeichern in die Energienetze.....	35
2.1.19	Gasnetze und weitere Energie- und Versorgungsnetze als Energieproduzenten	36
2.1.20	Mikro-Grids und räumliche Ausdehnung von Energiesystemen (Systemgrößen)	37
2.1.21	Einpassung von Mikro-Grids in den derzeitigen Regulierungsrahmen – Grundsatzüberlegungen hinsichtlich einer praktischen Umsetzung von Mikro-Grids	39
2.1.22	Auswirkungen von Tarifsyste men; Ermöglichung bzw. Verhinderung von Smart Gas Grids	41
2.1.23	Mögliche Herkunft der Rohstoffe für die Biomethanherzeugung; Fragen zu den „Grenzen des Systems“	44
2.1.24	Integration der zukünftigen CO ₂ -Infrastruktur in die bestehende Erdgasinfrastruktur	45
2.1.25	Smart Cities: Erweiterung des Smart Grid Konzeptes	46
2.2	Bearbeitung aktueller Fragestellungen der Gasnetze (AP 3).....	54
2.2.1	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger, Integration von Green Gases in die bestehende Erdgasinfrastruktur (allgemein).....	54
2.2.2	Energieeffizienz im Gasnetz und –system, intelligente Konzepte zur Effizienzoptimierung	81
2.2.3	Atmendes Netz mit variablem Betriebsdruck	104
2.2.4	Querschnittsthema Minimierung der direkten Methanemissionen	110
2.2.5	Börsen, Handelsplätze und Zertifikatesysteme.....	125
2.2.6	Gasspeicher	128
2.2.7	Mikro-KWKs und virtuelle Gaskraftwerke	145
2.2.8	Zusammenhang und Synergieeffekte zwischen CCS und SGG	158
2.2.9	Smarte Kundenanwendungen („smart appliances“).....	165
2.2.10	LNG (Liquified Natural Gas)	169
2.2.11	Integration von Verkehrs- und Gasnetzinfrastruktur	172
2.3	Erstellung eines Visions- und Strategiepapiers für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft (AP 4).....	176

2.4	Erarbeitung eines Entwurfes für eine Strategische Research Agenda für ein Smart Gas Grid (AP 4)	176
2.5	Vorbereitung von Folgeprojekten (Vernetzungsaktivitäten, Leuchtturmprojekte; AP 4 und AP 5).....	177
2.5.1	Evaluierung möglicher zukünftiger Vernetzungsaktivitäten (Optionenvergleich)	177
2.5.2	Identifikation von möglichen Leuchtturmprojekten zu intelligenten Gasnetzen (Smart Gas Grids)	186
3	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	196
3.1	Gewonnene Erkenntnisse für das Projektteam (fachliche Einschätzung)	196
3.2	Wie arbeitet das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter?	198
3.3	Für welche anderen Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?	199
4	Ausblick und Empfehlungen	201
4.1	Chancen/Schwierigkeiten/Risiken bei der Realisierung/Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekte	201
4.2	Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	203
5	Literatur, Abbildungs-, Tabellen- und Abkürzungsverzeichnis.....	205
5.1	Literaturverzeichnis	205
5.2	Abbildungsverzeichnis.....	215
5.3	Tabellenverzeichnis.....	218
5.4	Abkürzungsverzeichnis	219
5.5	Personenverzeichnis	223
6	Anhang.....	226

ANHANG

- Visions- und Strategiepapier: Intelligente Gasnetze der Zukunft
- Strategische Research Agenda für ein Smart Gas Grid
- Materialienband: Konzeptionelle Grundlagen für ein Smart Gas Grid
- Materialienband: Praktische Fragestellungen zur Systemeffizienz der Gasnetze

Kurzfassung

Im Arbeitsprogramm zum 7. Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Union wurden „SMART ENERGY NETWORKS“, die sowohl die Strom- wie die Gasnetze umfassen, als einer der Forschungsschwerpunkte festgelegt. Auch auf nationaler Ebene wurde dem Bereich „Energiesysteme und Netze“ im Forschungsprogramm „Energie der Zukunft“ aufgrund seiner Wichtigkeit ein eigenes Themenfeld gewidmet.

Während im Strombereich bereits seit vielen Jahren entsprechende Forschungsprojekte (z.B. DG-Demo-Net, IRON-Study/Concept) in Österreich gelaufen sind, hat sich zuvor noch kein einziges Projekt dem Thema „Smart Grids“ auf Ebene der Gasnetze angenähert.

In dieser Grundlagenstudie wurden daher, möglichst unter Einbindung der relevanten Stakeholder der Gaswirtschaft,

- Visionen für ein „Smart Gas Grid“ entwickelt;
- konkrete Ansatzpunkte für die Umsetzung von einzelnen Smart Grid-Elementen in den bestehenden Gasnetzen identifiziert und bearbeitet;
- die Erfahrungen aus anderen Netzen oder Märkten (Stromnetze, Finanzmarktmodelle, usw.) auf die Gasnetze übertragen.

Nach Ende der Arbeiten liegen nun folgende Ergebnisse vor:

- ein Visions- und Strategiepapier für ein intelligentes Gasnetz („Smart Gas Grids“) und eine konzeptionelle Grundlage für intelligente Gasnetze;
- eine Analyse von praktischen Ansatzpunkten auf Basis der bestehenden Netze;
- der Entwurf einer „Strategic Research Agenda“.

Weiters wurden Forschungsfragestellungen und Möglichkeiten für Demonstrationsprojekte („Leuchttürme der Innovation“) identifiziert. Soweit möglich wurden dabei die relevanten Stakeholder der Gaswirtschaft in diese Grundlagenstudie entsprechend eingebunden.

Abstract

“SMART ENERGY NETWORKS” is one of the research topics of the FP 7 Cooperation Work Programme of the European Union. This includes electricity as well as gas networks. Due to the relevance of this research area, “Energy Systems and Networks” is also one of the main topics in the national research programme “Energy of the Future”.

Regarding smart electricity networks, several research projects have already been started on a national level. In contrast, no Austrian research institution or industry stakeholder has taken up on the “smart grids” concept on the level of the gas networks before.

Therefore, the main objectives of this fundamental study were

- to create a shared vision of a “Smart Gas Grid”;
- to identify and analyse the possibilities for implementing smart grid elements in the existing gas distribution networks;
- to transfer the knowledge from other networks or markets (e.g. electricity networks, financial markets) to the gas distribution networks.

The following deliverables are now available:

- a “Vision and Strategy Paper” for a “Smart Gas Grid” and a theoretical fundament for such an intelligent gas network ;
- a compilation of different options for deploying singular smart grid elements in the existing gas networks;
- a draft for a “Strategic Research Agenda”.

Furthermore, relevant R&D questions as well as possibilities for demonstration projects (“lighthouse projects”) were identified.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Im 7. Forschungsrahmenprogramm der EU und im zugehörigen Arbeitsprogramm für das Jahr 2007 [KOM 2007] wurden „SMART ENERGY NETWORKS“ als einer der Forschungsschwerpunkte festgelegt.

Im Rahmen dieses Schwerpunktes sollten Forschung, Entwicklung und Demonstrationsvorhaben in Hinblick auf Effizienzsteigerung, Sicherheit, Verlässlichkeit und Qualität der europäischen Strom- und Gasnetze vorangetrieben werden, z.B. durch Umbau des Netzes in ein interaktives Service-Netzwerk (zw. Erzeuger/Verbraucher), Entwicklung von Energiespeichern und die effiziente Integration von dezentralen Energieerzeugern in die Netze. Auch auf nationaler Ebene wurde in der Programmlinie „Energie der Zukunft“ dem Bereich „Energiesysteme und Netze“ aufgrund seiner Wichtigkeit ein eigenes Themenfeld gewidmet.

Während im Strombereich bereits seit vielen Jahren entsprechende Projekte in Österreich (z.B. DG-Demo-Net; IRON-Concept) gelaufen sind, hat sich zuvor noch kein einziges nationales Projekt dem Thema „Smart Grids“ auf Ebene der Gasnetze angenähert.

Auch bei den Gasnetzbetreibern waren intelligente Netze im Sinne von „Smart Grids“ zuvor kein Thema bzw. war dieser Begriff praktisch noch nicht bekannt. Dieses nur scheinbare Desinteresse der Gaswirtschaft hatte unserer Wahrnehmung nach vor allem zwei wesentliche Gründe:

- Die Gaswirtschaft war über viele Jahre mit der von der Europäischen Kommission verordneten Marktliberalisierung und dem Unbundling (buchhalterische Trennung von Netz und Vertrieb) beschäftigt. Dabei wurden Investitionen in die Infrastruktur, sofern sie nicht unbedingt notwendig waren, oftmals aufgeschoben.
- Hinsichtlich der dezentralen Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen gab es in der Gaswirtschaft, zumindest in Österreich, noch nicht die Notwendigkeit bzw.

den „Leidensdruck“ betreffend deren Integration in die bestehenden Netze, wie z.B. im Strombereich bei Windkraftwerken.

Bei Projektantragstellung hatte sich auch auf europäischer Ebene noch keine Forschungsinstitution mit den Gasnetzen aus dem Blickwinkel eines „Smart Grid“-Ansatzes umfassend beschäftigt. So ergab etwa die google-Suche der Begriffe „Smart Gas Grids“ und „Smart Gas Network“ Null Treffer (Abfragezeitpunkt: 3. September 2007; 16 h 00).

Ausgehend davon wurden die Ziele dieser Grundlagenstudie wie folgt definiert:

- das Erarbeiten eines Visions- und Strategiepapiers für ein intelligentes Gasnetz („Smart Gas Grids“), in dem insbesondere Themen wie dezentrale Einspeisung, dezentrale Speicherung, Bedarfssteuerung oder neue Geschäftsmodelle berücksichtigt werden;
- die Identifikation und Analyse von praktischen Ansatzpunkten auf Basis der bestehenden Netze (Verbesserungsmaßnahmen, To Do's, notwendige Komponentenentwicklung);
- das Erarbeiten einer theoretischen Grundlage für intelligente, dezentrale Gasnetze („Greenfield“-Ansatz);
- das Erarbeiten eines Entwurfes für eine „Strategic Research Agenda“;
- die Identifikation von Forschungsfragestellungen und Möglichkeiten für Demonstrationsprojekte („Leuchttürme der Innovation“).

Neben diesen Hauptzielen wurden durch diese Grundlagenstudie zusätzlich folgende Nebenziele unterstützt:

- die Aktivierung von wichtigen Akteuren und Stakeholdern der Gaswirtschaft;
- der Erfahrungsaustausch auch auf europäischer Ebene;
- die Konzeption und Planung eines Bündels von miteinander verbundenen Forschungsprojekten bzw. eines zukünftigen Leitprojektes „Intelligente Gasnetze der Zukunft“.

Die einzelnen Arbeitspakete wurden soweit möglich in aktiver Einbindung der relevanten Stakeholder der Gaswirtschaft und im Erfahrungsaustausch mit ausgewählten ausländischen Know How Trägern bearbeitet.

1.2 Fokus und Schwerpunkte des Projektes

Der Fokus dieser Grundlagenstudie lag auf der Erarbeitung von Grundlagen, wie auf Ebene der Gasnetze ein „Intelligentes Energienetz der Zukunft“ realisiert werden kann. Im Unterschied zur Stromwirtschaft, wo diesbezüglich bereits seit mehreren Jahren intensive Forschungsanstrengungen getätigt wurden, lagen hinsichtlich der Gasnetze keinerlei wesentliche Vorarbeiten vor.

Aufgrund dieser Ausgangslage wurden die Schwerpunkte des Projektes wie folgt festgelegt:

Entwicklung von Visionen und Strategien für ein „Smart Gas Grid“

Diesbezüglich lag der Schwerpunkt auf der Erarbeitung von konzeptionellen Grundlagen, um daraus Visionen und Strategien für ein künftiges „intelligentes Gasnetz“ zu entwickeln. Ausgehend von grundsätzlichen Fragestellungen zur Netztopologie wurden unterschiedliche Möglichkeiten identifiziert, wie die Steuermechanismen und Tauschvorgänge in einem völlig neu geschaffenen Netz aussehen und wie diese mit anderen Energienetzen interagieren können. Dabei war entscheidend, sich neue Ideen aus anderen Bereichen, wie etwa der Mobilfunk- oder Internettechnologie zu holen und zu untersuchen, ob und wie die Konzepte aus diesen Technologiefeldern auf die Gasnetze übertragbar sind.

Identifikation von konkreten Ansatzpunkten für die Umsetzung von einzelnen Smart-Grid Elementen in den bestehenden Netzen

Ein weiterer wichtiger Schwerpunkt war, ausgehend von der realen Situation in der Gaswirtschaft, die Bearbeitung konkreter praktischer Fragestellungen bzw. Themenbereiche. Schwerpunkt lag in jenen Bereichen, wo bereits vorab entsprechender Handlungsbedarf identifiziert (z.B. Integration von vermehrter Biomethaneinspeisung in die Erdgasnetze) oder Möglichkeiten zur Verbesserung der Systemeffizienz vermutet wurden. Diese Themenbereiche wurden in Hinblick auf mögliche Ansatzpunkte zur Umsetzung von Smart Gas Grid Elementen in den bestehenden Netzen untersucht. Der Fokus lag dabei nicht ausschließlich auf technischen Fragestellungen, sondern – immer in Hinblick auf mögliche Umsetzung in folgenden Demonstrationsprojekten-, auch auf Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und der Kompatibilität mit dem derzeitigen Regulierungsregime.

Übertragung der Erfahrungen aus anderen Netzen oder Märkten (Stromnetze, Finanzmarktmodelle) auf die Gasnetze

Sowohl bei der Erarbeitung der konzeptionellen Grundlagen wie bei der Identifikation von konkreten Ansatzpunkten zur Implementierung von einzelnen Smart Grid Elementen wurde besonderer Wert darauf gelegt, die Erfahrungen sowohl von der Stromseite wie auch aus anderen Fachdisziplinen (Internet, IT, Finanzmärkte etc.) einfließen zu lassen.

Diese Arbeiten sind jedoch nicht in Form eines eigenen Arbeitspaketes berücksichtigt worden, sondern sind als horizontale Aktivität zu verstehen, die in allen Phasen der Projektarbeit berücksichtigt wurden und in die Ergebnisse eingeflossen sind.

Identifikation von notwendigen, weiteren Forschungsaktivitäten

Ein wichtiger Fokus der Projektarbeiten lag in der Identifikation von notwendigen, weiteren Forschungsaktivitäten. Die Ergebnisse dieser Aktivitäten sind in die erstellte Strategische Agenda eingeflossen und dort strukturiert dargestellt worden.

Skizzierung von möglichen Leuchtturmprojekten

Ein weiterer wichtiger Projektschwerpunkt lag in der Skizzierung möglicher Leuchtturmprojekte, mittels derer die Umsetzbarkeit und der Nutzen von „smarten“ Elementen im derzeitigen Erdgasnetz konkret demonstriert werden kann.

1.3 Einordnung in das Programm

Die vorliegende Arbeit ist dem Themenfeld 1: „Energiesysteme und Netze“ des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ zuzuordnen. Zusätzlich wurden Aspekte aus den Themenfeldern Nr. 3: „Energie in Industrie und Gewerbe“ und Nr. 5: „Energie und Endverbraucher“ angesprochen, da in dieser Grundlagenarbeit insbesondere auch die Interaktionen zwischen Netzsystemen und Verbrauchern betrachtet werden. Diesen Schnittstellen kommt eine entscheidende Rolle in Hinblick auf die Optimierung des Gesamtsystems zu.

Innerhalb dieser Themenfelder hat das Projekt vielfältige Beiträge zu den grundlegenden Ausrichtungen des Programms ENERGIE DER ZUKUNFT geliefert:

Effizienter Energieeinsatz

- Intelligente Energiesysteme reduzieren den Verbrauch an Primärenergie und erhöhen die Energieeffizienz, insbesondere durch die Kopplung zwischen den verschiedenen Energienetzen. Beispielhaft sei der Austausch der üblichen Druckreduzierstationen durch Erdgasentspannungsturbinen angeführt, bei denen durch Zufuhr von (Ab)wärme energetische Wirkungsgrade von deutlich über 80% erzielbar sind.
- Die durch intelligente Netze ermöglichte dezentrale Energieerzeugung und -einspeisung bedeutet weniger Netzverluste, z.B. durch geringeren Eigenenergieverbrauch bei den Verdichterstationen.
- Durch verstärkten Einsatz von aus regenerativen Quellen erzeugtem Methan kann auch die Attraktivität der Kraft-Wärme-Kopplung mit ihrem anerkannt hohen Energieausnutzungsgrad weiter gesteigert werden.
- Eine Steigerung der Energieeffizienz in den Netzen wird insbesondere durch den Einsatz von neuen, innovativen Dienstleistungskonzepten erwartet. Dies wurde in dieser Grundlagenarbeit entsprechend berücksichtigt.

Erneuerbare Energien

- Die Netzintegration von dezentralen Einspeisepunkten ist die Grundvoraussetzung für die vermehrte Einspeisung von Methan, das aus erneuerbaren Rohstoffen gewonnen wird. Dies ist daher ein wesentlicher Themenpunkt dieser Grundlagenstudie, der etwa durch die Arbeiten zum Themenbereich „Atmendes Netz mit variablem Betriebsdruck“ adressiert wurde.
- Neben den technischen Voraussetzungen sind es vor allem regulative Aspekte wie Netzzugang oder Netztarife, die von entscheidender Bedeutung für den vermehrten Einsatz von Erneuerbarer Energie auf Ebene der Gasnetze sind. Auf diese nicht-technischen Aspekte wurde daher besonderes Augenmerk gelegt.

Intelligente Energiesysteme

- In dieser Grundlagenstudie wurden sowohl konzeptionelle Grundlagen für ein intelligentes Energiesystem auf Ebene der Gasnetze erarbeitet (Arbeitspaket 2), wie auch Ansatzpunkte für den Einsatz von einzelnen, intelligenten Smart Gas Grid Elementen in den bestehenden Netzen identifiziert (Arbeitspaket 3).
- Weiters wurde in dieser Arbeit untersucht, wie die unterschiedlichen Energiesysteme (Gas, Strom, Wärme, Stoffströme, Transportwege) grundsätzlich zusammenwirken und wie ein intelligentes Smart „Grid of Grids“ (bzw. Poly-Grid) bzw. Elemente daraus aussehen könnten.

Weiters hat das Projekt insbesondere folgende Beiträge zur Erreichung der Programmziele von ENERGIE DER ZUKUNFT geliefert:

Sicherung des Wirtschaftsstandortes

- Es ist deutlich kosteneffizienter, die bestehende Energieinfrastruktur „intelligenter“ zu machen, als die bisherige konventionelle Infrastruktur einfach nur zu erweitern. So zeigen etwa erste großflächige Implementierungen auf Ebene der Stromnetze in den USA, dass dies wesentlich wirtschaftlicher sein kann, als es die bloße Verstärkung der bestehenden Netze¹. Diese Steigerung der Kosteneffizienz bewirkt niedrigere Energiekosten für Industrie und Gewerbe und stärkt damit die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft.
- Die skizzierten neuen Energiedienstleistungssysteme bieten ein sehr großes Wachstumspotential für innovative österreichische Technologieunternehmen, häufig KMUs. So kommt etwa auch der deutsche VDE in seiner Studie „Dezentrale Energieversorgung 2020“ [VDE 2007] zum Schluss, dass die Dienstleistungen im Zusammenhang mit intelligenter Energieversorgung (Steuer- und Regeltechnik, IT-Systeme etc.) ein massives Wachstumspotential aufweisen. Diese Feststellung lässt sich 1:1 auf die österreichische Situation umlegen.

¹ Dies bezieht sich auf den Einsatz von Demand Response Programmen zur Verschiebung von elektrischen Lasten, die bereits seit mehreren Jahren eingesetzt werden und die in vielen Fällen hoch wirtschaftlich sind.

- Bei Nutzung von Methan aus regionalen Quellen werden wesentliche Teile der Wertschöpfungskette in das Inland verlagert, zusätzliche hochqualifizierte Arbeitsplätze im Inland geschaffen und die Entwicklung im ländlichen Raum gefördert.
- Das Nebeneinander von dezentraler und zentraler Gewinnung von Energie erhöht zugleich die Versorgungssicherheit, da die dezentrale Einspeisung von gereinigtem Biogas oder Sondergasen (Klärgas, Deponiegas, Grubengas, umgewandeltes Holzgas) die Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus dem Ausland reduziert. Ein hoher Standard der Versorgungssicherheit ist eine Notwendigkeit zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes.

Erhöhung der F&E-Qualität

- Diese Grundlagenstudie hat die inhaltliche Grundlage für zukünftige Leitprojekte auf Ebene der Gasnetze, insbesondere von gemeinsamen F&E-Projekten von Gasnetzbetreibern und Technologielieferanten, geschaffen.
- Österreichische Forschungsinstitutionen und Unternehmen gehören bereits jetzt zu den Technologieführern im Bereich der Biogaserzeugung, Reinigung und Einspeisung. Diese Know-How Basis lässt sich schrittweise ausbauen und erweitern in Richtung der System- und Netzintegration, Steuer- und Regeltechnik sowie der Entwicklung von Software und Algorithmen. Mit der vorliegenden Projektarbeit wurde ein erster Schritt in diese Richtung getan. Dieser Vorsprung lässt sich in folgenden Umsetzungsprojekten, wie etwa im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Plans, sukzessive weiter ausbauen.
- Die bisherigen Aktivitäten in Forschung und Entwicklung würden weitere, zusätzliche Impulse bekommen und damit sowohl die R&D-Kompetenz der österreichischen Forschungseinrichtungen als auch die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen KMUs, speziell in Hinblick auf den Auf- und Ausbau der Exportmärkte, stärken.

Nachhaltiges Energiesystem

Ein intelligentes Gasnetz leistet vielerlei Beiträge zu einem nachhaltigen Energiesystem. Diese wären, soweit nicht bereits oben genannt, beispielsweise:

- Die vermehrte dezentrale Einspeisung von gereinigtem Biogas oder Sondergasen (Klärgas, Deponiegas, Grubengas, umgewandeltes Holzgas) reduziert die Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus dem Ausland.

- Die Möglichkeit des Nebeneinanders von dezentraler und zentraler Gewinnung von Energie erhöht die Versorgungssicherheit.
- Ein intelligentes Gasnetz erhöht die Optionenvielfalt betreffend der möglichen, zum Einsatz kommenden Technologien.

Reduktion der Klimawirkungen

Der angestrebte Umbau des bisherigen Gasnetzes in ein intelligenteres Netz leistet vielerlei Beiträge zur Reduktion der Klimawirkungen:

- Als einer der wichtigsten Faktoren ist die Erhöhung der Energieeffizienz zu nennen. Nicht verbrauchte Energie verursacht keine schädlichen Klimaauswirkungen.
- Weiters von entscheidender Bedeutung ist die Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energieträger. Ein intelligenteres Gasnetz ermöglicht, dezentrale Einspeiser in einem größeren Ausmaß in das Netz zu integrieren und damit den Anteil von Methan aus erneuerbaren Quellen deutlich zu erhöhen.
- Biogas und Sondergase sind, im Unterschied zu fossilem Erdgas, völlig CO₂ – neutral. Bei bestimmten Gewinnungsarten (z.B. Deponiegas) werden sogar ansonsten stattfindende Treibhausgasemissionen verhindert.

1.4 Verwendete Methoden

Methodisch wurden folgende drei Ansätze bzw. Lösungswege gewählt, um die unterschiedlichen Teilaspekte eines Smart Gas Grids zu bearbeiten:

- (1) Zum einen wurden konzeptionelle Grundlagen für ein zukünftiges, intelligentes Gasnetz entwickelt (Arbeitspaket 2);
- (2) Zum anderen wurden anhand von aktuellen Fragestellungen der Gaswirtschaft (Bottom Up) konkrete Ansatzpunkte für die Umsetzung von einzelnen Smart Grid-Elementen in den bestehenden Netzen identifiziert und bearbeitet (Arbeitspaket 3);
- (3) Zugleich sind die Erfahrungen aus anderen Netzen oder Märkten, wie z.B. Stromnetze oder Finanzmärkte, in die Projektarbeit eingeflossen. So führten nicht nur

die bisherigen Arbeiten betreffend intelligenter Stromnetze zu vielen interessanten Ansatzpunkten. Hilfreiche Gedankenanstöße konnten etwa aus der Analyse der Systemarchitektur des Internets (Peer-to-Peer) oder von Telekommunikationsnetzen gewonnen werden. Für Fragestellungen betreffend Marktregeln oder dem Pricing von Netzdienstleistungen waren hingegen Erfahrungen von Finanz- und Rohstoffmärkten hilfreich.

Diese dritte Säule fand sich jedoch nicht in Form eines eigenen Arbeitspaketes wieder, sondern als horizontale Aktivität, die in allen Phasen der Projektarbeit entsprechend berücksichtigt wurde. Das methodische Vorgehen ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

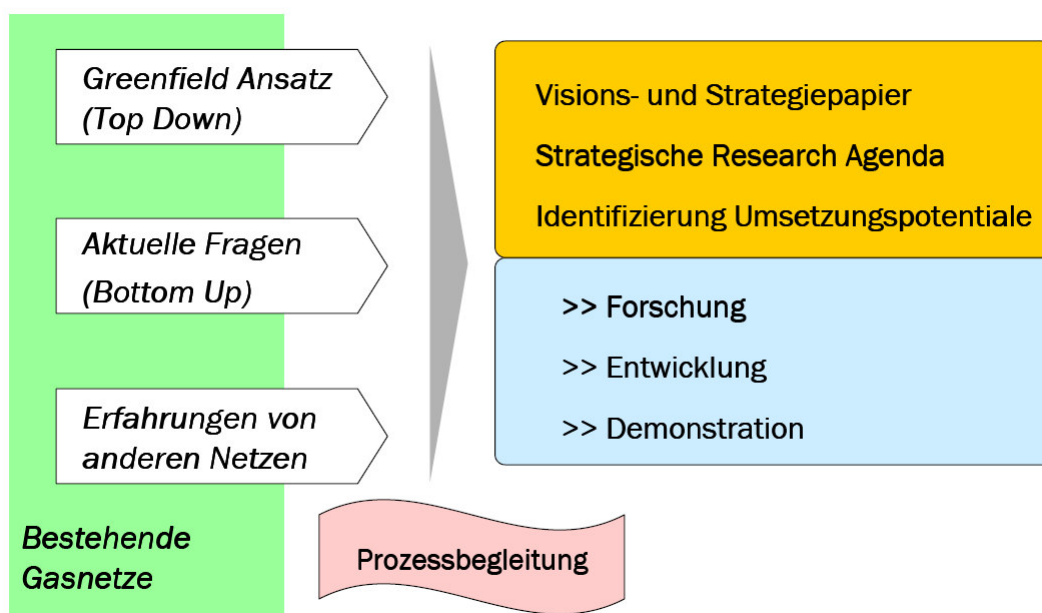


Abbildung 1: Methodisches Vorgehen (Quelle: eigene Darstellung)

Die Ergebnisse der Projektarbeit aus den Arbeitspaketen 2 und 3 sind in der zweiten Projektphase in ein „Visions- und Strategiepapier“ und den Entwurf für eine „Strategic Research Agenda“ eingeflossen (Arbeitspaket 4).

Ausgehend davon wurden, soweit dies im Rahmen einer Grundlagenstudie möglich war, mögliche zukünftige Leitprojekte (Demonstrationsprojekte) skizziert und diesbezügliche Aktivitäten bei den relevanten Stakeholdern angeregt.

1.5 Beschreibung des Aufbaus der Arbeit

Nach einer Einleitung in Abschnitt 1, in dem die Aufgabenstellung und die Schwerpunkte des Projektes, dessen Einordnung in die Programmlinie ENERGIE DER ZUKUNFT sowie die verwendeten Methoden beschrieben werden, wird in Abschnitt 2 auf die inhaltliche Darstellung und die Ergebnisse des Projektvorhabens eingegangen.

Die Inhalte und Ergebnisse der durchgeführten Arbeitspakete werden in den jeweiligen Unterabschnitten (2.1 bis 2.5) zusammengefasst und komprimiert dargestellt. Die detaillierten Ergebnisse sind im Anhang (Visions- und Strategiepapier, Entwurf für eine Strategische Research Agenda), der ein integraler Bestandteil dieses Endberichtes ist, zu finden. Weiters sind die Arbeiten in einem eigenen Materialienband dokumentiert.

Der erste Unterabschnitt 2.1 ist den Ergebnissen aus Arbeitspaket 2, den konzeptionellen Grundlagen für ein Smart Gas Grid, gewidmet. Grundsätzliche Konzepte und Fragestellungen möglicher zukünftiger Netze werden dargestellt. Eine detaillierte Dokumentation der bearbeiteten Inhalte und Ergebnisse ist im separaten Materialienband (Arbeitspapier: Konzeptionelle Ansätze für ein Smart Gas Grid“) zu finden.

Die Ergebnisse aus Arbeitspaket 3 sind im folgenden Unterabschnitt 2.2 dargestellt. Ausgehend von konkreten Fragestellungen der Gaswirtschaft wurden Recherchen durchgeführt und erarbeitet, wie einzelne Smart Grid Elemente praktisch aussehen und wie diese in die bestehenden Gasnetze integriert werden könnten.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit und der Fülle des aufbereiteten Materials konnte in diesem Unterabschnitt nur auf die wichtigsten Aspekte und Ergebnisse eingegangen werden. Eine detaillierte Dokumentation der bearbeiteten Inhalte (Technologierecherchen, Darstellung von Best Practice Beispielen) sind im Materialienband (Arbeitspapier: Bearbeitung konkreter Fragestellungen der Gaswirtschaft/Optimierung der Systemeffizienz der Netze) zu finden.

Der Unterabschnitt 2.3 ist der Erarbeitung eines Visions- und Strategiepapiers für ein Smart Gas Grid gewidmet. Die wichtigsten Kernpunkte aus diesem Visions- und Strategiepapiers sind in diesem Unterabschnitt zu finden. Die vollständige Unterlage ist im Anhang beige-schlossen.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Erarbeitung eines Entwurfes für eine Strategische Research Agenda sind in Unterabschnitt 2.4 dargestellt. Im Anhang ist das komplette Dokument beigelegt.

Der folgende Abschnitt 2.5 ist der Vorbereitung möglicher Folgeprojekte gewidmet. Dabei wird in Unterabschnitt 2.5.1 auf die unterschiedlichen Varianten für mögliche zukünftige Organisationsformen von Smart Gas Grids-Initiativen eingegangen und werden diesbezügliche Empfehlungen ausgesprochen.

In Unterabschnitt 2.5.2 werden konkrete Möglichkeiten zu nachfolgenden Leuchtturmprojekten dargestellt. Bei den vorgeschlagenen Nachfolgeprojekten geht es allerdings weniger um konkrete Technologieentwicklungen, sondern primär um die Demonstration von Smart Grid Ansätzen durch die Integration unterschiedlicher, bereits vorhandener Technologien und deren Erprobung im Smart Grid-Kontext.

Im Abschnitt 3 werden Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen gezogen. Dabei wird dargestellt, welche Erkenntnisse aus der Projektarbeit gewonnen werden konnten, wie das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiterarbeitet und für welche Zielgruppen die Ergebnisse relevant sind und wie diese damit weiterarbeiten können.

Abschnitt 4 bietet einen Ausblick und gibt Empfehlungen für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ab. In Unterabschnitt 4.1 werden die Chancen, aber auch die möglichen Schwierigkeiten bei der Umsetzung von zukünftigen Demonstrationsprojekten dargestellt. Der Unterabschnitt 4.2 ist hingegen den Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gewidmet. Das Literatur-, das Abbildungs- und das Tabellenverzeichnis sind abschließend in Abschnitt 5 zu finden.

Der Anhang, der ein integraler Bestandteil dieses Endberichtes ist und die detaillierte Dokumentation der Projektarbeiten beinhaltet, besteht aus folgenden Teilen:

- Visions- und Strategiepapier: Intelligente Gasnetze der Zukunft
- Entwurf einer Strategischen Research Agenda für ein Smart Gas Grid
- Materialienband (Arbeitspapiere): Konzeptionelle Grundlagen für ein Smart Gas Grid
- Materialienband (Arbeitspapiere): Praktische Fragestellungen zur Systemeffizienz der Gasnetze

2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

2.1 Konzeptionelle Grundlagen eines Smart Gas Grids (AP 2)

Ein wichtiger Schwerpunkt dieses Forschungsvorhabens lag in der Erarbeitung von konzeptionellen Grundlagen für ein „Smart Gas Grid“, um daraus Visionen und Strategien für ein solches, künftiges „intelligentes Gasnetz“ zu entwickeln. Ausgehend von grundsätzlichen Fragestellungen zur Netztopologie und den Prinzipien der Nachhaltigkeit wurden unterschiedliche Möglichkeiten identifiziert, wie etwa die Steuermechanismen und Tauschvorgänge in einem völlig neu geschaffenen Netz aussehen und wie ein solches Netz mit anderen Energienetzen interagieren könnte. Diese Arbeiten entsprechen den im Arbeitspaket 2 vorgesehenen Analysen.

Ausgangspunkt der Überlegungen in diesem Arbeitspaket war jedoch nicht die bestehende Netzinfrastruktur. Es wurde vielmehr versucht, sich von dieser gedanklich zu lösen und ein künftiges Energiesystem auf Basis gasförmiger Energieträger völlig neu zu Denken („Greenfield-Ansatz“).

Dabei war entscheidend, neue Ideen aus anderen Bereichen, wie etwa der Mobilfunk- oder Internettechnologie, sowie die Erfahrungen aus anderen Fachdisziplinen (Informationstechnologie, Systemtheorie, Finanzmärkte, etc.) einfließen zu lassen und zu untersuchen, inwieweit diese auf das Design zukünftiger Gasnetze übertragbar wären.

Die Arbeiten sind detailliert in einem eigenen Materialienband dokumentiert. In diesem Arbeitspapier werden in insgesamt 38 Abschnitten die unterschiedlichsten Aspekte, die bei der Konzeption zukünftiger Netze von Bedeutung sind, sowie auch alternative Denkansätze, umfassend diskutiert.

Bei den Arbeiten zu diesem Arbeitspaket wurde allerdings nicht der Anspruch erhoben, eine umfassende und abschließende „Theorie“ eines Smart Grids zu entwickeln. Vielmehr sollten wichtige Aspekte und Merkmale eines künftigen Smart Grids auf Ebene der Gasnetze aus grundsätzlichen Überlegungen abgeleitet werden. Die Ergebnisse sind daher auch nicht als abschließendes, in sich geschlossenes Theoriegebäude, sondern vielmehr als erste

Elemente einer Toolbox zu verstehen, mit der das Design zukünftiger Energiesysteme methodisch unterstützt werden kann.

In diesem Zusammenhang werden „Smart Grids“ – ähnlich wie Ecodesign – weniger als konkrete Technologie, sondern vielmehr als systematischer Ansatz verstanden, durch welchen unter Anwendung neuer Technologien Aspekte wie Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz oder CO₂-Fußabdruck viel stärker als bisher beim grundlegenden Design von Energiesystemen berücksichtigt werden. So werden die im Strombereich im Smart Grid Kontext oft diskutierten Extremvarianten wie „Super Grid“ oder „Micro-Grids“ auch nicht als Widerspruch gesehen, sondern können – unter spezifischer überregionaler oder lokaler Rahmenbedingungen – für einen bestimmten Fall jeweils eine ideale „smarte“ Lösung darstellen.

Folgend werden einige der wichtigsten aus der Projektarbeit gewonnenen Erkenntnisse zusammenfassend dargestellt. Die detaillierte Dokumentation des Standes der fachlichen Diskussion sowie die sich daraus ergebenden, weiterführenden Fragestellungen sind hingegen im Materialienband zu finden.

2.1.1 Netztopologie und Arten von „Smart Grids“ – Smart Grids müssen nicht zwingend dezentral organisiert sein

Eine dezentrale Netztopologie wurde als noch kein ausreichendes Kriterium für ein „Smart Grid“ identifiziert, genauso wie umgekehrt ein hierarchisch organisiertes Netz nicht zwingend „nicht-smart“ sein muss. Die optimalen Lösungen sind vielmehr abhängig von den vorgegebenen Rahmenbedingungen, wie etwa verfügbaren Rohstoffen und Technologien, geographische Voraussetzungen und politische Prioritäten. Bei dezentral anfallenden Rohstoffen wird die optimale Netztopologie selbstverständlich ganz anders aussehen müssen, als in Fällen, bei denen der Rohstoff nur an wenigen Stellen gehäuft vorkommt.

Ein Beispiel für einen Fall, bei dem ein „Smart Gas Grid“ - von der Netztopologie aus betrachtet - auch weiterhin sehr stark hierarchisch aufgebaut sein müsste, das im Rahmen der Projektarbeit identifiziert werden konnte, ist die in den Niederlanden von der „New Gas Plattform“ erarbeiteten Zukunftsvision, welche völlig unterschiedlich zu den bisher in Österreich oder Deutschland angedachten Varianten ist.

In dieser Zukunftsversion soll der Großteil der Green Gases durch Vergasung von Biomasse erzeugt werden (SNG), wobei die Rohstoffe auf dem Seeweg aus Übersee kommen sollen. Im Unterschied zur Fermentation sind bei der Biomassevergasung – technisch wie wirtschaftlich - große Anlagen vorteilhafter. Das „Gas der Zukunft“ soll in den Niederlanden daher in nur einigen wenigen großen Anlagen – zwischen 500 und 1.000 MW – erzeugt werden, die zur Minimierung der Transport- und Logistikkosten in Hafennähe lokalisiert sind [New Gas 2010].

Nach der von der „New Gas Plattform“ entwickelten Roadmap könnten im Jahr 2030 bereits 20% des in den Niederlanden verbrauchten Gases aus erneuerbaren Quellen kommen, im Jahr 2050 sogar bis zu 50%. [New Gas 2010].

Durch die hohe Bevölkerungsdichte und die wenigen verfügbaren Flächen in den Niederlanden könnten durch konventionelle Biogasaufbringung hingegen nur wenige Prozentpunkte des derzeitigen Erdgasverbrauches substituiert werden.

Bei der Realisierung dieser Roadmap wären die Auswirkungen auf die Netztopologie – im Unterschied zu einem Zukunftsszenario mit vielen kleinen dezentralen Einspeisern – minimal. Die hierarchisch organisierte Verteilung des Gases auf mehrere Druckniveaus wäre auch weiterhin die optimalste.

Diese niederländische Zukunftsvision wäre zwar nur für Länder mit Meerzugang und ausreichender Hafenkapazität wie den Niederlanden geeignet und setzt natürlich ausreichende Rohstoffmengen voraus. Trotzdem könnte ein solches Gasnetz bzw. -system sehr viele Aspekte eines Smart Gas Grids aufweisen (hoher Anteil erneuerbarer Energieträger, geringer CO₂-Fußabdruck, intelligente Bedarfssteuerung, „atmendes Netz“, Integration des Konsumenten in das Energiesystem, Systemintegration der unterschiedlichen Energiesysteme und -netze in ein Smart PolyGrid), obwohl sich die grundlegende Netztopologie, aufgrund von nur wenigen zentralen Einspeisepunkten, von der derzeitigen Topologie des Erdgasnetzes nicht wesentlich unterscheiden würde.

2.1.2 Smart Grids sind grundsätzlich technologieoffen

Grundsätzlich werden Smart Grids als technologieoffen gesehen. Abhängig von der Gewichtung der einzelnen Zielgrößen und der jeweiligen Rahmenbedingungen (lokale Voraussetzungen, verfügbare Technologien) könnten die zu bevorzugenden konkreten technischen Lösungen jedoch ganz unterschiedlich aussehen → Smart Grid als integrativer Designansatz, aber nicht als konkrete Technologien.

2.1.3 Konsequenzen aus den sieben Prinzipien der Nachhaltigkeit

Die Berücksichtigung dieser Leitprinzipien hat weitgehende Konsequenzen für das Design zukünftiger (leitungsgebundener) Energiesysteme für gasförmige Energieträger.

Während die strategischen Ziele eines Smart Grids (Erhöhung der Versorgungssicherheit, Verbesserung der Energie- und Rohstoffeffizienz, Minimierung der CO₂-Emissionen, Verbesserung der Kosteneffizienz) stark ergebnisorientiert sind, wurden die sieben Prinzipien der Nachhaltigkeit² viel breiter gefasst und sind eher prozessorientiert angelegt. Einige der Konsequenzen aus der Berücksichtigung der Leitprinzipien der Nachhaltigkeit sind wie folgt:

- Ausgangspunkt für das Design muss der Kundennutzen und nicht die technische und/oder betriebswirtschaftliche Optimierung des Transportes und der Verteilung des gasförmigen Energieträgers sein.
- Überlegungen zum Smart Gas Grid müssen sowohl Kundennutzen, Anwendungstechnologien wie auch die über die nächsten Jahrzehnte zu erwartenden Nutzungsänderungen mit einbeziehen. Dabei wäre insbesondere zu berücksichtigen, dass der gewünschte Kundennutzen unter Umständen durch alternative Maßnahmen (z.B. Wärmedämmung) besser erreicht werden kann, selbst wenn dies aus Sicht der Optimierung des eigentlichen Netzes ungünstig wäre.

² Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung; nach [BMVIT 2005]

- Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die unterschiedlichen Energieträger und den Nutzungskontext in einer Gesamtbetrachtung zu analysieren, sowohl die unterschiedlichen, teilweise konkurrierenden Netze (z.B. Gas- und Fernwärmenetze) wie auch sonstige alternative Maßnahmen (Änderung am Nutzerverhalten, Beeinflussung architektonischer Trends etc.).
- Weitestgehende Substitution des fossilen Energieträgers Erdgas durch Biomethan; die Netzinfrastruktur muss dahingehend optimiert werden, dass die vorhandenen Ressourcen tatsächlich genutzt werden können (d.h. maximale Integration in die bestehende Netzinfrastruktur).
- Das Ziel der maximalen Nutzung erneuerbarer Ressourcen läuft in vielen Aspekten jedoch dem Ziel der maximalen Effizienz – zumindest unter den derzeitigen Rahmenbedingungen (u.a. verfügbaren Technologien) - zuwider. Vor allem die Kosteneffizienz bei der Integration von erneuerbaren Energieträgern ist in vielen Fällen noch nicht gegeben.
- Wichtige F&E-Ziele, die daraus abgeleitet werden können, sind die Verbesserung der bisherigen Umwandlungstechnologien (sowohl hinsichtlich der Erhöhung der Rohstoffeffizienz wie der Verringerung der Kosten) und die Generierung neuer Rohstoffquellen, da das bestehende Rohstoffpotential (Abfallstoffe, verfügbare Anbauflächen) derzeit nicht ausreichend ist oder in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht. Insbesondere Technologien mit höherer Flächeneffizienz (z.B. Algentechnologie, direkte Photosynthese) wären zu entwickeln.
- Ein wichtiges Ziel eines smarten Netzes wäre die Erhöhung der Gesamteffizienz durch kaskadische Nutzung, z.B. durch energetische Nutzung der Abwärme von Verdichterstationen oder der Nutzung des Druckgefälles bei Druckreduzierstationen.
- Eine weitere Konsequenz wäre die vermehrte Nutzung und Integration von Abfallströmen und der Abwasserinfrastruktur, z.B. durch die Nutzung biogener Abfallstoffe zur Co-Fermentation in der kommunalen Abwasserinfrastruktur und anschließender Einspeisung in das Gasnetz.

- Ein Smart Gas Grid wäre nicht als starre technische Lösung anzusehen, sondern eher als eine Art „Toolbox“, mit welcher, angepasst an lokale Rahmenbedingungen und Gegebenheiten, jeweils optimale Lösungen geschaffen werden könnten. Diese technischen Lösungen müssten anpassbar an zukünftige Änderungen im Nutzerverhalten sein. Aufgrund der langen Abschreibungszeiträume der physischen Leitungsinfrastruktur (tw. > 40 Jahre) ist diese Adaptionfähigkeit an verändertes Nutzerverhalten von besonderer Bedeutung.
- Auch wenn der „worst case“ von Störfällen bei dezentralen Versorgungsstrukturen tendenziell geringer ist, sind Aspekte der Versorgungssicherheit sehr viel differenzierter wie bisher zu betrachten. Insbesondere die Notwendigkeit und die Kosten kostenintensiver Backup-Systeme sind in einer Gesamtbetrachtung zu berücksichtigen.
- Das Nebeneinander und die Integration von dezentralen Systemen und zentralem Backbone-Netz sind eine wichtige und notwendige Eigenschaft eines zukünftigen Smart Grids. Dabei wären sowohl technische wie auch wirtschaftliche und regulatorische Aspekte zu beachten.
- Neben der Schaffung von Arbeit und der Erhaltung einer lebenswerten Umwelt wäre insbesondere die Leistbarkeit von Energiedienstleistungen zu berücksichtigen. So wäre ein intelligentes Gasnetz immer unter dem Kosten-/Nutzenaspekt zu betrachten. Ein Energiesystem, das zwar technisch perfekt und hinsichtlich der Umweltauswirkungen optimiert ist, aber für weniger verdienende Bevölkerungsgruppen nicht mehr leistbar ist, wäre nicht erstrebenswert und würde den Leitprinzipien der Nachhaltigkeit widersprechen.
- Des Weiteren kann aus den Prinzipien der Nachhaltigkeit die Wichtigkeit der Schaffung von Zusatznutzen durch neue Geschäftsmodelle abgeleitet werden.
- Auch sonstige Aspekte, wie etwa die Notwendigkeit zum Schutz personenbezogener Daten, sind aus den Leitprinzipien der Nachhaltigkeit ableitbar.

2.1.4 Mobilfunknetze als mögliche Rollenbilder für zukünftige Energiesysteme

Es wurde untersucht, inwieweit sich die Topologie von Mobilfunknetzen als mögliches Rollenbild für zukünftige Energiesysteme eignen würde. Diese bestehen aus wabenförmigen Netzbereichen („Funkwaben“) unterschiedlicher räumlicher Ausdehnung, die durch ein Backbone-Netz von Richtfunkstrecken oder Kabelverbindungen miteinander verbunden sind [IZ Mobilfunk 2010].

Die Logik und das grundlegende System des Mobilfunknetzes erscheinen zumindest teilweise auch auf die zukünftigen Energienetze übertragbar. So würden die Funkwaben etwa dezentralen Mikro-Grids entsprechen, die über eine Backbone-Infrastruktur mit anderen Mikro-Grids verbunden ist, wobei der Austausch der Energie bzw. der Daten (Transaktionsvorgänge inkl. Eigentumsübergang und Bezahlung) „peer to peer“ erfolgt.

Auch von den Geschäftsmodellen im Telekom-Sektor konnten einige neue Denkansätze gewonnen werden. So wäre bei Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle - von reiner Energielieferung hin zur Bereitstellung einer Energiedienstleistung - auch im Energiesektor eine „Flat Rate“ zumindest denkbar.

2.1.5 Die derzeitigen Netze sind nicht „dumm“

Die derzeitigen Netze sind selbstverständlich nicht „dumm“ (als Gegenpol von „smart“), sondern wurden vielmehr zum Zeitpunkt der Festlegung des Grunddesigns der Netze (vor Jahrzehnten) nicht in Hinblick auf die derzeit relevanten Zielgrößen optimiert. Zu dem Zeitpunkt waren Klimawandel oder Nachhaltigkeit noch kein Thema bzw. als Begriffe nicht einmal allgemein bekannt. Des weiteren waren zu diesem Zeitpunkt die heutigen Möglichkeiten der IKT-Technologie weder verfügbar noch konnte die rasante Entwicklung technologische Entwicklung damals abgesehen werden.

So sind die bisherigen Netze zwar nicht als „dumm“ anzusehen, aber als nicht ausreichend gerüstet für die Herausforderungen der Zukunft (z.B. gewünschte vermehrte Integration erneuerbarer Energieträger, Minimierung CO₂-Fußabdruck).

2.1.6 Dezentrale selbstorganisierte Netze

Dezentrale selbstorganisierte Netze verzichten auf eine zentrale Steuer- oder Dispatchingzentrale. Diesbezüglich können vielfältige Ideen aus dem Tierreich (Ameisen- oder Bienenvölker) für die Konzeption von zukünftigen Steuerlogiken in einem Smart Grid übernommen werden.

Die aus dem Verhalten vieler einzelner Individuen resultierende Gesamtorganisation ist etwa in einem Vogelschwarm - im Gegensatz zur Verhaltenslogik der einzelnen Individuen - hoch komplex und in der Lage, sich sehr flexibel an unterschiedlichste Rahmenbedingungen von außen anzupassen. Während die einzelnen Individuen nur relativ einfach „programmiert“ sind und ihr eigenes Tun steuern, stimmen sie sich zugleich in einem sehr durchdachten Verhaltensmuster auf ihre Artgenossen ab [Neef 2003].

Eine zentrale „Steuerung“ ist hingegen nicht vorgesehen, auch wenn unter Umständen einzelne Mitglieder besondere Koordinierungsfunktionen übernehmen. Solche Organisationsformen sind Vorbilder für zukünftige Elemente oder Aspekte eines Smart Grids. Mögliche Vorteile solcher dezentraler Strukturen wären die geringere Störanfälligkeit, Minimierung des notwendigen Datenanfalles, verbesserter Datenschutz, Kostenreduktionen durch vereinfachte Steuerungsprozesse.

Im Bereich Smart Power Grid wurde bereits ein Unternehmen identifiziert, das sich dieses Grundkonzept von selbstorganisierten Systemen zunutze macht und eine Steuereinrichtung auf Basis einer „Schwarm-Logik“ für die Energieeffizienzsteigerung im Bereich des Facility Managements entwickelt hat.

Bei dieser Lösung der Firma REGEN Energy Inc. wird zu jeder größeren elektrischen Last in einem Gebäude eine sehr einfache Steuerlogik hinzugefügt, die mit den Steuereinheiten der anderen Lasten direkt kommuniziert. Diese Steuereinheiten werden dann zu einer „Kolonie“ zusammengeschaltet, die ihr Verhalten aufeinander abstimmt, ohne dass jedoch eine Steuereinrichtung das Verhalten der anderen Einheiten direkt steuert. Jede Einheit steuert

lediglich ihr eigenes Verhalten³. Eine ähnliche Vorgangsweise wäre etwa bei der dezentralen Einspeisung in das Gasnetz denkbar.

2.1.7 Peer to Peer Architektur des Internets als mögliche Zukunftsvision für das Energiesystem

Von Peer to Peer spricht man, wenn es sich um eine dezentrale Netzwerkarchitektur handelt, in welcher jeder Netzwerkteilnehmer einen Teil seiner Ressourcen (z.B. Speicherplatz, Rechenleistung, Bandbreite) direkt anderen Teilnehmern des Peer to Peer Netzwerkes zur Verfügung stellt, ohne dass dies zentral koordiniert oder gesteuert wird⁴. Diese Technologie ist primär durch Musiktauschbörsen wie Napster oder Gnutella bekannt geworden. Peer to Peer Systeme ähneln sich damit in gewisser Weise auch der zuvor betrachteten „Schwarm-Logik“.

Auch dieses Konzept wurde dahingehend analysiert, inwieweit sich dieses auch als mögliche Zukunftsvision für das Energiesystem eignen würde. „Smarte“ Elemente auf Basis eines Peer to Peer-Ansatzes können zwar wahrscheinlich zentrale Steuerelemente im Energiesystem nicht komplett ersetzen, aber z.B. in Teilaspekten optimieren und damit intelligenter machen. So könnten etwa über ein zentrales Backbone-Netz verbundene Mikro-Grids direkt untereinander – d.h. Peer to Peer – Energie bzw. Systemdienstleistungen austauschen. Die angedachten Zukunftsvisionen beschränken sich dabei aber nicht nur auf technische Aspekte, sondern vor allem auch auf zukünftige Geschäftsmodelle im Energiesystem.

2.1.8 Vision für ein zukünftiges (reales) Smart Grid – Zusammenhang zwischen Netztopologie und Systemintelligenz

Unterschiedliche Visionen für ein zukünftiges reales Smart Gas Grid wurden im Zusammenhang von verschiedenen Netztopologien und verschiedenen Graden von Systemintelligenz diskutiert. Eine dabei angedachte Kombination von dezentralen Mikro-

³ [REGEN 2010]

⁴ [Steinmetz 2005]

Netzen und zentralem Backbone-Netz würde dabei einem Energiesystem entsprechen, das weder komplett hierarchisch noch komplett dezentral selbstorganisiert ist. Im Sinne eines „best of two worlds“-Ansatzes würde die Herausforderung darin bestehen, Lösungen aus beiden Welten miteinander zu integrieren, um damit maximalen Kundennutzen zu erzielen.

Dieses zukünftige Smart Grid hat also keine durchgängige, einheitliche Architektur, sondern beinhaltet unterschiedliche Netzarchitekturen/Netztopologien, die auf unterschiedlichen Ebenen miteinander vernetzt sind. Während die Endkunden über dezentrale Mikro-Grids versorgt werden würden, sind diese wiederum in ein Backbone-System integriert, welches primär eine Backup-Funktion ausübt.

Eine solche Systemarchitektur kann den derzeitigen Energiesystemen jedoch nur dann überlegen sein, wenn sowohl auf Ebene der Mikro-Grids wie des Backbone-Netzes die unterschiedlichen Netze der einzelnen Energieträger miteinander integriert werden und damit Effizienzsteigerungspotentiale und Synergieeffekte genutzt werden können.

Bei den Analysen hat sich weiters herausgestellt, dass die Unterscheidungen zwischen Netztopologie und Systemintelligenz nicht immer einfach, jedoch entscheidend für ein Verständnis der Grundstruktur eines Netzes ist. Diesbezüglich wurde ein 4-Quadranten Modell vorgeschlagen, um die Zusammenhänge und möglichen, unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten übersichtlich darzustellen.

2.1.9 Smart Grids sind zugleich der Übergang vom single-layer zum multi-layer Energiesystem

Das Internet ist aus unterschiedlichen Ebenen von Protokollen und Standards aufgebaut. Hinter jeder Anwendung verbirgt sich, ähnlich wie bei den Russian Dolls (Matroschkas), eine „tiefere Schicht“, die wiederum eine immer „tiefere Schicht“ in sich birgt. So werden beim Versenden einer Email oder dem Betrachten einer Internet-Homepage eine Vielzahl unterschiedlicher, aufeinander aufbauende Protokolle und Standards verwendet, die vom durchschnittlichen Nutzer nicht wahrgenommen werden [Horn 2010].

Im Gegensatz dazu ist die aktive Steuerung der Netze bei den bestehenden Energienetzen (sowohl Gas wie Strom) primär auf die Transportnetzebene beschränkt. Auf den unteren

Ebenen (Verteilnetzebene) erfolgt hingegen meist keine dynamische Steuerung. Betriebsdruck (Erdgas) oder Spannung (Strom) werden statisch so eingestellt bzw. die Netze so ausgelegt, dass sich diese Betriebsparameter im jeweiligen Netzabschnitt – unabhängig von der Auslastung – immer innerhalb einer erlaubten Bandbreite bewegen. Entscheidungs- bzw. Transaktionsprozesse zwischen den einzelnen Ebenen (Verteilnetz, Übertragungsnetzebenen) sind nur sehr begrenzt vorgesehen.

Es wird davon ausgegangen, dass bei Einsatz neue Anwendungen und Dienstleistungen im Smart (Gas) Grid, sowohl auf technischer Ebene wie bei Betrachtung der Geschäftsmodellebene, neue zusätzlichen Ebenen wie auch neue Dienstleister und Marktteilnehmer entstehen, die mit unterschiedliche Schnittstellen (sowohl technisch wie organisatorisch) miteinander verbunden sein müssen.

So sind bereits durch das Unbundling zwei unterschiedliche Ebenen bzw. Funktionen (Netzbetrieb, Energielieferung) geschaffen worden. Diese Tendenz des Entstehens zusätzlicher, teilweise paralleler technischer Ebenen und Schnittstellen, sind im Strombereich bereits teilweise zu beobachten, etwa bei Pooling und Steuerung von Demand Response Ressourcen durch Aggregatoren. Eine ähnliche Situation ist bei virtuellen Kraftwerkskonzepten feststellbar.

2.1.10 Smart Grids als transaktive Netze

Als einer der wesentlichen Charakteristika eines „smarten“ Netzes wurde dessen Fähigkeit zur Vernetzung und Integration der unterschiedlichen Stakeholder des Energiesystems und der Ermöglichung von Transaktionen zwischen diesen identifiziert.

Der häufig im Smart Grid Kontext verwendete Begriff Prosumer bildet die Heterogenität der unterschiedlichen Stakeholder jedoch nur ungenügend ab und kann nur als vereinfachender Überbegriff für höchst unterschiedliche, neue Marktteilnehmer gesehen werden. Im Gassektor werden es etwa primär gewerbliche oder industrielle „Prosumer“ sein, die zugleich als Energieverbraucher wie auch Einspeiser auftreten können. In einem Smart Grid müssen insbesondere auch die Betreiber von Sub-Netzen (Mikro-Grids) und zentralen Backbone-Netzen, Speicherunternehmen, Intermediäre und Systemdienstleister bestmöglich in ein solches smartes Netz integriert werden.

Diesbezüglich konnten Vorarbeiten zu „transaktiven Netzen“ hinsichtlich der Stromnetze identifiziert werden⁵, die in ähnlicher Weise auch für „smarte“ Netze für gasförmige Energieträger von Relevanz wären. Als diesbezüglich entscheidendes Kriterium für die Sinnhaftigkeit von solchen transaktiven Netzen wurde die Höhe der Transaktionskosten identifiziert.

Nur bei geringen Transaktionskosten, was in der Praxis nur durch eine Automatisierung von Transaktionen möglich ist⁶, wäre eine derart komplexe, aber notwendige Abstimmung zwischen den unterschiedlichen Stakeholdern sinnvoll bewältigbar.

2.1.11 Marktmodelle und Handelsplätze in einem Smart Grid

Zukünftige Handelsplätze oder Märkte müssten in einem Smart Grid völlig anders aussehen, wie dies im aktuellen Energiesystem der Fall ist. Diesbezüglich wurden unterschiedliche Ansätze für zukünftige Handelsplätze analysiert.

Derzeit werden Gas und Strom, identisch wie Finanzprodukte, entweder über Gas- und Strombörsen oder direkt zwischen den Marktteilnehmern, ohne Zwischenschaltung einer Handelsplattform, gehandelt. Der Gashandel findet dabei an sogenannten „Hubs“ statt. Während es sich beispielsweise beim wichtigsten Gashandelsplatz in den USA (Henry Hub) um eine physische Location handelt, sind wichtige Handelsplätze in Europa wie NBP oder TTF lediglich virtuelle Handelsplätze⁷.

Bei solchen virtuellen Handelsplätzen speist der Verkäufer das verkaufte Erdgas in ein bestimmtes Marktgebiet, das auch wie ein großer Gas-„See“ angesehen werden kann, ein und der Käufer kann dieses Gas an einem beliebigen Ausspeisepunkt aus dem Gas-„See“ wieder entnehmen, ohne dass eine Verrechnung für den Transport in diesem Marktgebiet erfolgt.

⁵ Der Begriff wurde auf Ebene der Stromnetze zunächst von Lynne Kiesling verwendet [Kiesling 2009].

⁶ Dies beinhaltet sowohl die eigentlichen Transaktionen (Kauf, Verkauf von Energie), aber auch die (wirtschaftliche) Entscheidungsfindung beim Marktteilnehmer (z.B. durch Verwendung von Optimierungsalgorithmen) und die Anbindung an die technischen Systeme beim Anwender.

⁷ [GTS 2010]

In einem „intelligenten“ Netz erscheint ein solches Marktmodell nur bedingt geeignet, da die technischen Möglichkeiten des Smart Grids dabei nur ungenügend abgebildet werden bzw. dieses keine Motivation für die Stakeholder bietet, ihr Verhalten in Hinblick auf die Optimierung des Gesamtsystems anzupassen.

Ein möglicher alternativer Denkansatz für ein Marktmodell in einem Smart Gas Grid mit vielen dezentralen Einspeisern besteht darin, jeden der Ein- und Ausspeisepunkte als eigenen Handelsplatz zu definieren, an dem Transaktionen (Käufe und Verkäufe) stattfinden können und welche von einem oder mehreren eigenen Handelssystem oder einem sonstigen Clearinghaus abzuwickeln und zu verrechnen wären⁸.

Ein solches Handelssystem unterscheidet sich damit in wesentlichen Aspekten von einer „klassischen“ Börse. De facto wäre jedem Ein- und Ausspeisepunkt zugleich ein eigener „virtueller“ Börseplatz zugeordnet, auch wenn diese durch ein gemeinsames technisches Handelssystem abgewickelt würden.

Dieses aus virtuellen Handelsplätzen mit jeweils direkt zugeordneten realen Handelspunkten bestehende Marktmodell würde völlig andere Tradingstrategien von Seite der Händler erfordern, da jeder dieser Handelsplätze nur ein sehr eingeschränktes Handelsvolumen hätte. Erst aggregiert hätten die „virtuellen“ Börseplätze ein entsprechendes Handelsvolumen bzw. ausreichende Liquidität.

Die gehandelten Kontrakte könnten als unterschiedliche, wenn auch sehr ähnliche Produkte verstanden werden, die im Normalfall nur ein geringes Basisrisiko aufweisen. Bei beschränkter oder teurer Transportkapazität würde sich dieses Basisrisiko allerdings deutlich erhöhen.

Für die Sicherstellung der Liquidität auf diesem Bündel von „virtuellen“ Handelsplätzen müssten neue, innovative Handelsstrategien sowie passende Softwaretools und Tradingstrategien entwickelt werden.

⁸ Ein solches Marktmodell unterscheidet sich auch wesentlich vom derzeitigen System, bei dem es durch die Anwendung des Briefmarkenmodells gleichgültig ist, an welchem Ort z.B. eine (dezentrale) Einspeisung von Biomethan erfolgt.

Als besondere Herausforderung an solche „virtuellen“ Marktplätze - im Unterschied zu klassischen Börsen – wurden die deutlich geringeren Kontraktgrößen und damit die Notwendigkeit zu geringen Transaktionskosten, die hohe Anzahl an unterschiedlichen Lieferorten (physikalischen Trading-Points) sowie die große Anzahl von unterschiedlichen Marktteilnehmern und damit auch die Sicherstellung des Counterparttrisikos identifiziert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es in einer „Smart Grid Welt“ auch zukünftig zentrale Leitbörsen geben würde, auf der die großen Importvolumina gehandelt werden. Daneben würde es aber eine größere Zahl von dezentralen „Trading Points“ geben, bei denen die Handelstransaktionen von einer oder mehreren („virtuellen“) Handelsplattformen abgewickelt werden. Die Handelsprodukte würden auf diesen Handelsplattformen wie an einer zentralen Börse standardisiert sein; mit einer Ausnahme: dem Lieferort oder „Trading Point“ (siehe Abbildung 2).

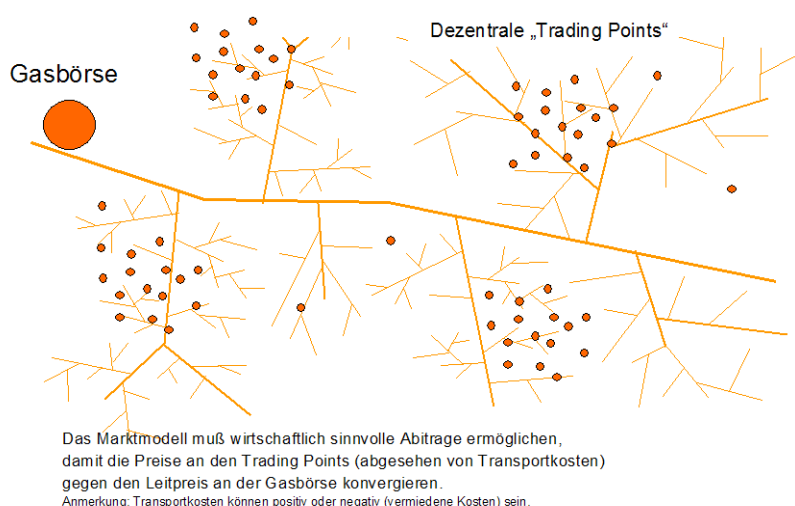


Abbildung 2: Nebeneinander von zentraler Leitbörse und dezentralen "Trading Points" (Quelle: eigene Darstellung)

Aufgrund der großen Zahl unterschiedlicher „Trading Points“ mit nur kleinen Volumina stellt dies eine Herausforderung an die Handelsteilnehmer dar. Es müsste stark automatisationsunterstützt entschieden werden, welche Mengen wann und wo eingekauft werden sollen, um den Gesamtbezugspreis, d.h. der Energiepreis zuzüglich der transportabhängigen und zeitvariablen Transportkosten in einem Smart Grid, zu optimieren.

Marktmodelle und Handelsplätze könnten zwar in einem Smart Gas Grid im Detail sehr unterschiedlich ausgestaltet sein. Folgende Grundprinzipien wären beim Design smarter Marktmodelle jedoch zu berücksichtigen:

- Die Komplexität der Handelsplätze hängt wesentlich vom Tarifmodell im dazugehörigen Marktgebiet ab. Abhängig von den Tarifmodellen für die Netztarife sind nur bestimmte Typen von Handelsplätzen möglich bzw. zweckmäßig. Das Design eines Handelsplatzes muss mit dem Netztarifmodell abgestimmt werden.
- In einem Smart Gas Grid könnten bzw. sollten Marktmodell/Marktplätze und Netztarife auch völlig integriert sein; d.h. auch die Höhe der Netztarife sind marktbasiert, zeitlich unterschiedlich und hängen primär von Angebot und Nachfrage ab.
- Jedenfalls sollte nicht nur die Energielieferung, sondern auch die Transportkapazität standardisiert und zeitnahe gehandelt werden (für kleine Einspeiser/Verbraucher ev. als Kombi-Paket)
- In einer solchen Smart Grid Welt sind auch negative Preise für Transport von Gas möglich⁹

2.1.12 Zusammenhang zwischen Smart Gas Grid und Unbundling

Wie auch die Bearbeitung konkreter Fragestellungen zur Integration von smarten Elementen in das derzeitige Gasnetz gezeigt hat (Arbeitspaket 3; siehe hierzu Abschnitt 2.2), zwingt die Komplexität des Smart Grid Konzeptes zu einer gesamthaften Betrachtung des Energiesystems, dass im letzten Jahrzehnt in den regulierten Netzbetrieb und den liberalisierten Marktbereich (Energielieferung) aufgespalten wurde.

Diese Perspektive lässt sich am besten durch die Aussage des Vertreter eines Energieversorgers illustrieren: „*Das Smart Grid ist eine technologische Integration dessen, was durch die Marktliberalisierung (Unbundling) voneinander getrennt wurde.*“

⁹ Etwa bei Transport des Gases gegen die Hauptflussrichtung bei zugleich knappen (=teuren) Transportkapazitäten.

In einer solchen Sichtweise könnten Smart Grid Ansätze auch als Gegenentwicklung oder sogar als Widerspruch zum Unbundling angesehen werden, insbesondere da viele Aspekte der Marktliberalisierung sich als tatsächlich hinderlich in Hinblick auf die Implementierung oder Demonstration von Smart Grid Maßnahmen herausgestellt haben (z.B. Nicht-Anerkennung von Netzkosten durch den Regulator).

Trotz dieser praktischen Probleme muss das Unbundling trotzdem als Grundvoraussetzung für „smart markets“ angesehen werden, da dadurch von Infrastrukturbetreiber neue Marktteilnehmer diskriminierungsfrei zugelassen werden müssen.

Genauso wie das Web 2.0 zu einer Revolution des Internets und der auf ihr angebotenen Dienstleistungen geführt hat, kann das Smart Grid als Revolution des liberalisierten Energiedienstleistungsmarktes verstanden werden, auch wenn dies zugleich eine Weiterentwicklung des derzeitigen Regulierungsschemas erfordert.

2.1.13 Zusammenhang zwischen Smart Grids und Web 2.0; Erfahrungen aus der Entwicklung von Web 2.0 Dienstleistungen

Bei den grundlegenden Konzepten und Charakteristika von Smart Grids und Web 2.0 sind einige verblüffende Ähnlichkeiten feststellbar. So ist die Bezeichnung Web 2.0 ein seit dem Jahr 2004 ständig weiterentwickelter Begriff, der sich auf einen neuen Typ von Internetanwendung bezieht und die interaktiven und nutzerbezogenen Design-Elemente von Web-Anwendungen hervorstreicht. Diese Bezeichnung bezieht sich also weniger auf technische Spezifikationen, sondern vielmehr auf „cumulative changes in the ways software developers and end-users use the Web“¹⁰.

Die Charakterisierung von Web 2.0 Dienstleistungen kann auch als Hilfestellung zum Design und zur Charakterisierung von zukünftigen Energiedienstleistungen in einem Smart Grid dienen.

¹⁰ http://en.wikipedia.org/wiki/web_2.0; abgerufen am 3. Februar 2010, 11:10

Solche Web 2.0 Dienstleistungen sind jedoch nicht mit der Infrastruktur an sich zu verwechseln. Vielmehr nützen Web 2.0 Dienste das Internet lediglich als (technologische) Plattform. Zugleich sind diese neuen Anwendungen so konzipiert, dass sie als Plattform für weitere Anwendungen dritter Dienstleister dienen. Dies kann auch als Rollenbild für Smart Grids Anwendungen bzw. Infrastruktur angesehen werden.

Zugleich gibt die kurze Geschichte des Web 2.0 auch Anhaltspunkte für die mögliche zeitliche Entwicklung bei der Markteinführung von Smart Grid Anwendungen. So sind etwa die konkreten Anwendungen im Web 2.0 nicht systematisch geplant worden, sondern eher zufällig und erst im Laufe der Zeit entstanden. Typisches Beispiel ist die Web 2.0 Anwendung Facebook, die vielen Charakteristika einer Web 2.0 Anwendung geradezu mustertypisch entspricht.

Diese nützt das Internet als Plattform, ist aber zugleich eine Plattform für Anwendungen von Drittanbietern, für welche Facebook eine eigene Programmierschnittstelle zur Verfügung stellt. Die große Zahl der von Drittanbietern angebotenen Anwendungen ist einer der Gründe für die Attraktivität und das dynamische Wachstum von Facebook.

Das Smart Gas Grid könnte man sich daher - aus dem Kontext des Web 2.0 heraus - aus folgenden Komponenten zusammengestellt vorstellen:

- Der eigentlichen physischen Netzinfrastruktur aus Stahl und Kunststoff (ähnlich wie Kupfer und Eisen bei Strom bzw. Internet);
- Einer Basisinfrastruktur für den Betrieb dieser physischen Infrastruktur und als Voraussetzung für intelligente Web 2.0 Anwendungen (entspricht der Basisinfrastruktur des Internets; d.h. z.B. Internet-Backbone und Basisprotokolle wie HTTP);
- Den neuen Applikationen, die den eigentlichen Mehrwert des Smart Grids bzw. Internets ausmachen;
- Den Nutzern dieser neuen Anwendungen, die zugleich Empfänger (Verbraucher) und Sender (Produzent) von Informationen bzw. Energie sind. Der bisherige Energiekunde wird damit zum Prosumer¹¹.

¹¹ Auch der im Smart Grids (Strom) oft verwendete Begriff „Prosumer“ wurde zunächst in der Diskussion von Internet- bzw. Web 2.0 Anwendungen verwendet.

Analog zu den Erfahrungen im Web 2.0 kann für die Verbreitung von Smart Grid Anwendungen gefolgert werden, dass offene Standards und Protokolle von entscheidender Bedeutung sind, um den Eintritt neuer Marktteilnehmer zu ermöglichen und eine entsprechende Marktdynamik zu erzeugen.

2.1.14 Grundsatzfragen zur IKT-Infrastruktur in einem Smart Gas Grid (Eigentümerschaft, Verfügungsberechtigung und Regulierung)

Im Sinne der Ermöglichung von Wettbewerb und Förderung von neuen innovativen Geschäftsmodellen, - aber auch in Hinblick auf das Vermeiden von volkswirtschaftlich ineffizienten parallelen Infrastrukturen - wurde die grundsätzliche Frage, inwieweit die neu zu schaffende Basisinfrastruktur, die jedenfalls ähnlich wie das Internet auf verschiedenen „Levels“ aufgebaut ist, Teil des regulierten Sektors (Netz) oder des Marktbereiches sein soll, als einer der wesentlichen strukturellen Grundsatzfragen des Smart Grids identifiziert.

Die Fragestellungen lassen sich vereinfacht auf folgende Punkte reduzieren:

- Welchen Stakeholdern soll die neu zu schaffende IKT-Infrastruktur gehören?
- Wer soll diese Infrastruktur bezahlen (direkt oder indirekt)?
- Wer trifft die notwendigen Investitionsentscheidungen sowie die Entscheidungen betreffend Technologiewahl und Schnittstellen?
- Falls diese Infrastruktur von dem Wettbewerb unterliegenden Stakeholdern geschaffen wird (nicht-regulierter Bereich): Sollen Dritte zu dieser Infrastruktur einen diskriminierungsfreien Zugang erhalten? Zu welchen Bedingungen?

Bei IKT-Infrastruktur, die von den regulierten Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt werden, stellt sich die Problematik, dass in der Praxis - durch die Notwendigkeit der Kostenanerkennung - dem Regulator die Rolle eines „Architekten“ des Smart Grids selbst in Detailfragen zukommt, was jedoch nicht dem eigentlichen Rollenbild einer Aufsichtsbehörde entspricht.

Die Errichtung der IKT-Infrastruktur durch ausschließlich nicht regulierte Bereiche würde hingegen auch nur wenig Sinn machen. So wäre es etwa im Bereich des Internet unzweifelhaft volkswirtschaftlicher Unsinn, wenn jeder Anbieter von Internetdienstleistungen

eine parallele Backbonestruktur (Glasfaserleitungen etc.) aufbauen würden. Dies gilt gleichermaßen für Basisfunktionalitäten des Smart Grids.

Die Stärke des Internet ist es, auf Grundlage von Basisprotokollen vielfältige (proprietäre) Anwendungen zu ermöglichen, die bei Schaffung der grundlegenden Infrastruktur nicht einmal gedacht wurden (z.B. Filesharing, Web 2.0, Facebook etc.). Diese Erfahrung kann sinngemäß auf das Smart Grid (=Internet der Energie) übertragen werden.

Die Zuordnung der IKT-Infrastruktur zu Markt- oder regulierten Sphäre hat weitreichende Auswirkungen auf die Dynamik von neuen Geschäftsmodellen. Diese Problematik kann als derzeit noch ungelöst betrachtet werden, sowohl konzeptionell wie auch in der Praxis durch die existierenden Regulative.

2.1.15 Smart Grid Ansatz als Werkzeug zur Erreichung von Energieautarkie – oder als Widerspruch zu dieser?

Smart Grids unterstützen durch die Ermöglichung der vermehrten Integration von erneuerbaren Energieträgern das Ziel der Erhöhung der Energieautarkie. Andererseits bedeutet ein Smart Grid zugleich auch einen intelligenten und vermehrten Austausch der Energieflüsse, sowohl zwischen einzelnen Energiesystemen als auch zwischen einzelnen Regionen. Unter diesen Rahmenbedingungen könnte der Smart Grid Ansatz auch als Widerspruch zu einer Maximierung von (lokaler) Energieautarkie angesehen werden, insbesondere wenn durch das Systemdesign eines solchen Netzes zugleich die Abhängigkeit von anderen Regionen zunimmt.

Grundsätzlich ist die Erhöhung der Energieautarkie nur eine Zielgröße des Smart Grid Ansatzes und kann daher im Einzelfall in Konkurrenz zu anderen Zielen, wie etwa der Optimierung der Gesamteffizienz, stehen. So kann der Austausch bzw. Import von Energie bzw. von Rohstoffen aus anderen Regionen kostenmäßig oder hinsichtlich der Ressourceneffizienz bedeutend effizienter sein, als dessen Aufbringung in einem regional eng begrenzten Gebiet.

Insbesondere wenn auch für kleinere Regionen bzw. solche mit sehr hohem Energieverbrauch auf geringer Fläche (wie z.B. städtische Strukturen) Energieautarkie

gewünscht ist, muss die unter Umständen teuer erkaufte werden, indem auch kostenmäßig wenig effiziente Technologien eingesetzt werden müssen. In diesem Sinne können Smart Grids durchaus als gegenläufiges Konzept verstanden werden, da dieses sich nicht primär auf (lokale) Energieautarkie beschränken, sondern vielmehr auch den intelligenten Austausch zwischen einzelnen Energiesystemen fördert bzw. ermöglicht.

Zwar wird als genereller Trend in einer Smart Grid Welt die Energieproduktion bzw. -umwandlung in vielen Fällen näher beim Energiekonsumenten liegen. Aufgrund der ungleichen Verteilung von Ressourcen wie von Verbrauchern werden aber auch zukünftig Regionen mit Ressourcenüberschuss solchen mit Nachfrageüberschuss gegenüberstehen. Während städtische Regionen primär Ressourcen aus anderen Regionen importieren müssen, können ländliche Regionen tendenziell eher einen Ressourcenüberschuss produzieren.

Ein völlig energieautarkes, nur auf einen engen räumlichen Bereich reduziertes Energiesystem kann daher durchaus als Widerspruch zum Smart Grid Ansatz angesehen werden, wenn dadurch die Effizienzpotentiale, die etwa im Leistungsaustausch zwischen unterschiedlichen Regionen liegen, nicht genützt werden. In vielen Fällen muss davon ausgegangen werden, dass diese „Autarkie“ durch geringe Systemeffizienz erkaufte wurde oder Fragen und Kosten von Backuplösungen nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

2.1.16 Rolle von Netzknoten im Energiesystem

Als jene Standorte, an denen aus grundsätzlichen Überlegungen zukünftige Smart Grid Elemente am effizientesten eingesetzt werden könnten, wurden sogenannte Netzknoten identifiziert. Darunter sind jene Punkte in Energiesystemen zu verstehen, an denen der Energieträger sein Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändert.

Besondere Potentiale besteht an jenen Standorten, wo zusätzlich eine Energieumwandlung erfolgt, da in der Kombination der einzelnen Systeme und Netze der höchste Effizienzgewinn liegt. Dies führt daher zwangsläufig zu einer Integration der bisher nur getrennt betrachteten Energiesysteme zu einem Smart PolyGrid, in dem die „smarten“ Netzknoten eine besondere Rolle spielen.

Ähnlich wie GasPlus-Technologien bei Gasanwendungen werden hierzu GridPlus Technologien nötig sein, die jedoch im Unterschied zu Anwendungstechnologien von deutlich höherer Komplexität sind, sowohl betreffend der technischen Einbindung wie auch hinsichtlich der Geschäftsmodelle und Einpassung in regulatorische Vorschriften.

Im Gasnetz sind insbesondere jene Orte für GridPlus Technologien geeignet, an denen eine Druckerhöhung oder Druckerniedrigung stattfindet. So kann der Druck bei Druckreduzierstationen anstelle mit konventionellen Einrichtungen, die nach dem Grundprinzip der adiabatischen Drosselung arbeiten, auch durch Wärmekraftmaschinen (Entspannungsanlagen) reduziert und das Druckgefälle dabei zur Stromproduktion verwendet werden (siehe dazu auch die Arbeiten in Arbeitspaket 3).

Diesbezüglich wäre es zur vermehrten Nutzung von Synergiepotentialen sinnvoll, dass die (physischen) Netzknoten der einzelnen Systeme, bei denen der jeweilige Energieträger sein Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändert, auch rein örtlich näher zusammenrücken. Diese erwartete Entwicklung wird in Abbildung 3 symbolisch dargestellt.



Abbildung 3: Integrierte Netzknoten als künftige Energie- und Umwandlungszentralen (Quelle: eigene Darstellung)

Diese zukünftigen Netzknoten wären jedoch nicht nur beschränkt auf die eigentlichen Netze zu sehen. Als Betreiber von Netzknoten würden nicht nur die eigentlichen Netzbetreiber in Frage kommen, sondern auch andere Stakeholder (z.B. Industriebetriebe, kommunale Infrastrukturbetreiber, neue Dienstleister).

Mögliche Betreiber eines solchen Netzknotens wären beispielsweise Kläranlagenbetreiber, die sich aufgrund der Natur ihrer Aktivitäten nahezu perfekt als dezentrale Smart Grid Zentralen und „transaktive“ Netzknoten eignen. Die wichtigsten Funktionalitäten einer Kläranlage als transaktiver Netzknoten sind in Abbildung 4 dargestellt.

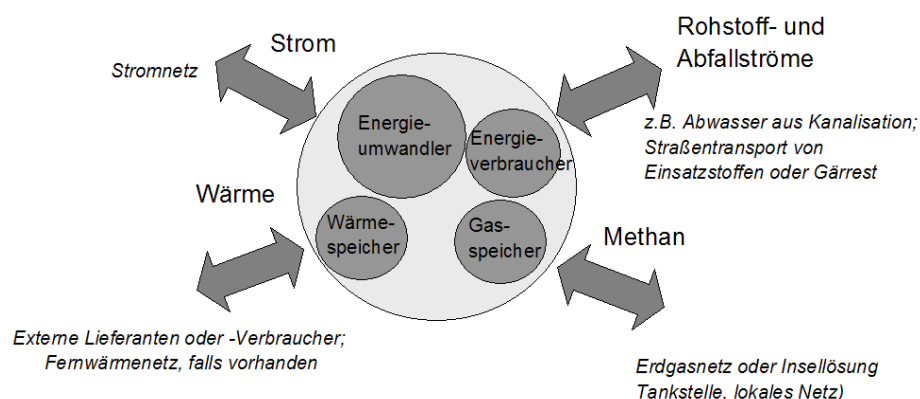


Abbildung 4: Schematische Darstellung eines "transaktiven" Netzknotens (Quelle: eigene Darstellung)

Kläranlagen sind die größten kommunalen Verbraucher von Strom und Wärme. Zugleich verfügen sie bei Verwertung des Klärgases nicht nur über ein großes Potential für die Strom- und Wärmeproduktion, sondern bei Aufbereitung des Klärgases auch für die Herstellung von Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz oder zur direkten Verwendung als Treibstoff in (kommunalen) Insellösungen [Hinterberger 2010].

Aufgrund der typischen Großverbraucher (Pumpen, Gebläse) in den Kläranlagen ist es weiters möglich, große Teile der elektrischen Lasten zu verschieben. Eine typische Kläranlage eignet sich daher nahezu perfekt als dezentrale „Smart Grid Zentrale“, in der je nach Verbrauchssituation in den Netzen Gas, Strom und Wärme entweder produziert oder abgenommen wird. Durch die Pufferfunktion und die Kopplung der Energieträger kann etwa Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert werden, was – passende Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt - sowohl betriebswirtschaftlich für die Betreiber als auch volkswirtschaftlich für das Gesamtsystem interessant ist.

Weitere Netzknoten würden sich sowohl auf verschiedenen Ebenen im eigentlichen Netz (z.B. bei Verdichterstationen), an der Schnittstelle zu Endkunden (bei Industrie und Gewerbe z.B. auch durch Einsatz von Röhrenspeiche) und zur kommunalen Infrastruktur (z.B. Einsatz von Gaswärmepumpen zur Fernwärmeerzeugung aus dem Abwasser) befinden.

2.1.17 Erfordernisse an Smart Meters in einem Smart Grid

Grundsätzlich hat Smart Metering, auf den ersten Blick etwas überraschend, sehr wenig mit Smart Grids zu tun. So ist nach Ansicht der E-Control¹² Smart Metering für Kleinstverbraucher und -erzeuger entkoppelt vom Smart Grid zu betrachten. Smart Meters, wie sie in der Energieeffizienzrichtlinie und dem 3. Energiemarktliberalisierungspaket gefordert werden, sollen den Endkonsumenten im wesentlichen nur ein zeitnahes Feedback über seinen Energiekonsum und damit die Möglichkeit zur Verhaltensänderung (Energieeinsparung) geben.

Diesbezüglich wurden eine Anzahl von darüber hinausgehenden Funktionalitäten identifiziert, welche ein Smart Meter in einem Smart Grid haben müsste, um tatsächlich mit dem Energiesystem interagieren zu können (z.B. als Prosumer):

- Smart Meters müssten „multi supplier“ fähig sein;
- Smart Meters müssten Informationen in quasi Echtzeit übertragen können (z.B. Verbrauchs- oder Erzeugungsprognosewerte von dezentralen Einspeisern- oder Verbrauchern)
- Smart Meters (bzw. die dahinterliegende Infrastruktur) müssen Transaktionen ermöglichen (Abgabe von Angeboten zur Energielieferung, Vertragsabschlüsse)
- Mit Smart Metern (bzw. der dahinterliegenden Infrastruktur) müssten „smart appliances“ unterstützt werden; d.h. diese müssen mit anderen Geräten interagieren können, z. B. diese zentral ein- oder ausschalten

So besteht zwar aufgrund von Richtlinien der EU die Verpflichtung für die Netzbetreiber (Strom und Gas), Smart Meters einzuführen. Es ist jedoch eine offene Frage, welche

¹² siehe dazu [Friedl 2010]

Basisfunktionalität ein solches Smart Meter - bzw. der notwendige Backbone – IKT Infrastruktur - haben sollte.

Diesbezüglich stellt sich die grundsätzliche Frage, welche Smart-Meter relevanten Kommunikationsdienstleistungen über den Netzbetreiber (als Netz- bzw. Messdienstleistung) angeboten und welche von Dienstleistern als proprietäre IKT-Systeme ausgeführt werden sollen.

2.1.18 Vermehrte Integration von dezentralen Gasspeichern in die Energienetze

Aufgrund ihrer einfachen Speicherbarkeit haben gasförmige Energieträger eine Sonderstellung im Energiesystem, vor allem auch da die Gasspeicherung grundsätzlich auf fast allen Netzebenen (Druckniveaus) möglich ist. Im Gegensatz dazu ist man im Strombereich deutlich eingeschränkter.

In einem Smart Grid wird die zunehmende Verschränkung der Energiesysteme auf allen Stufen der Wertschöpfungskette und quer über alle Marktteilnehmer zu beobachten sein. Durch dieses vermehrte „switchen“ zwischen den Energieträgern wird sich zusätzlicher Speicherbedarf vor allem bei jenen Energieträgern ergeben, bei denen die Speicherung am einfachsten und kostengünstigsten möglich ist, d.h. insbesondere auf Ebene der Gasnetze.

In einem solchen Smart Grid Szenario würden sich allerdings die Anforderungen an die Gasspeicher sowohl betreffend der Standorte, Speichergrößen wie auch Einpress- und Entnahmeleistung verändern. Diesbezüglich wird ein vermehrter Trend zu dezentralen Gasspeichern mit geringeren Betriebsdrücken erwartet. Als neue zusätzliche Teilnehmer auf einem Speichermarkt kommen dabei insbesondere Großverbraucher (z.B. Industriebetriebe, Betreiber von Gaskraftwerken) und größere Biomethan-Einspeiser wie etwa Kläranlagenbetreiber in Frage.

Speicherunternehmen würden im Smart Grid jedenfalls auf allen Netzebenen an Bedeutung gewinnen, da ohne Speicher keine Arbitragemöglichkeiten zwischen den Energieträgern und damit auch kein kompetitiver Markt möglich ist. Zugleich wird jedoch auch eine horizontale Integration der unterschiedlichen Speichermöglichkeiten erwartet. So werden

Speicherunternehmen zukünftig nicht nur einen Energieträger speichern, sondern im Querverbund sowohl Gas, Wärme, Kälte und auch Strom (z.B. durch elektrische Lastverschiebungsprodukte als „indirekte“ Stromspeicherung) vorhalten und ihre Wertschöpfung dadurch optimieren -> Zukunftstrend Multy Commodity Storage.

Zugleich stehen auch die eigentlichen Gasnetze, die ansonsten primär dem Transport des gasförmigen Energieträgers dienen, auch als Energiespeicher zur Verfügung, da die ausgedehnten Rohrsysteme eine nicht unerhebliche Menge an Energie zwischenspeichern können. In einem smarten Gasnetz würde das eigentliche Netz wieder vermehrt als Speicher verwendet werden, soweit dem nicht andere Überlegungen wie z.B. die Minimierung von Gasleckagen, entgegenstehen. Damit ist ein fundamentaler Unterschied zum Stromnetz gegeben, das keine solche Speicherfunktion besitzt.

2.1.19 Gasnetze und weitere Energie- und Versorgungsnetze als Energieproduzenten

In einer Gesamtbetrachtung sind die Netze jedoch nicht nur als Transportmittel oder Speicher anzusehen. Vielmehr sind sie durch die Netzverluste¹³ zugleich Energieverbraucher, können aber unter Umständen auch als Energieproduzenten bzw. -umwandler (für andere Energieträger) herangezogen werden. In diesem Sinne ist auch die Netzinfrastuktur, gleichermaßen wie die Energieproduzenten und -verbraucher, als „Prosumer“ in einem Smart Grid angesehen.

Neben den klassischen Energienetzen Strom und Gas wäre auch die Rohstoff, Abfall- und Abwasserinfrastruktur in diese Überlegungen mit einzubeziehen, insbesondere in Hinblick auf ein zu entwickelndes Smart Cities Konzept, dass die Integration der Energienetze mit kommunaler Infrastruktur im Fokus hat. Bisher identifizierte praktische Beispiele für Netze als Energieproduzent bzw. -umwandler sind:

- Nutzung des Vordruckes der Erdgasversorgung zur Stromproduktion bzw. Kälteerzeugung
- Nutzung der Abwärme aus Verdichterstationen zur Stromerzeugung

¹³ Sowohl durch den Verbrauch von Arbeitsgas wie auch Methanleckagen.

- Nutzung des Gefälles in Trinkwasser- und Abwasserleitungen zur Stromproduktion
- Nutzung des Kanalnetzes für die Fernwärmebereitstellung durch Einsatz von Gas- oder Stromwärmepumpen

In der jetzigen Konzeption der Netztarife bzw. Marktregeln ist die Nutzung des Netzes zur Energieproduktion, wie auch zur Gasspeicherung, nicht vorgesehen. In dieser Hinsicht wurden insbesondere folgende Fragestellungen identifiziert, die bei den regulierten Netzen (Gas, Strom) von Interesse sind:

- Wie wären Erträge aus der Energieerzeugung durch Netzeinrichtungen bei der Berechnung der Netztarife zu berücksichtigen?
- Darf der Netzbetreiber selbst als Energieerzeuger in Erscheinung treten? Oder soll er sich dazu Contractors bedienen? Wie wären Erträge daraus zu berücksichtigen?
- Wie würden diese Effekte z.B. in der Anreizregulierung berücksichtigt werden?

2.1.20 Mikro-Grids und räumliche Ausdehnung von Energiesystemen (Systemgrößen)

Im Smart Grid Kontext ist insbesondere die Frage der räumlichen Ausdehnung von Energiesystemen (Systemgrößen) interessant bzw. unter welchen Rahmenbedingungen ein Mikro-Grid¹⁴ überhaupt energieeffizienter und wirtschaftlicher sein kann wie ein „normales“ Grid.

Diesbezüglich ist bei Mikro-Grids zu beachten, dass die Effizienz vieler Umwandlungstechnologien (z.B. Gasmotor, Gasturbine) mit abnehmender Anlagengröße deutlich geringer wird und zugleich die spezifischen Investitionskosten ansteigen. Die geringere Größe des Systems alleine macht daher Mikro-Grids jedenfalls nicht energieeffizienter oder wirtschaftlicher.

Die Nachteile geringerer Wirkungsgrade und höherer spezifischer Investitionskosten müssen durch höhere Systemintegration beim Kunden oder im Netz und eine daraus folgende höhere Rohstoffnutzung zumindest ausgeglichen werden, damit ein Mikro-Grid Sinn macht.

¹⁴ Zur Definition von Mikro-Grids auf Ebene der Stromnetze, siehe [Microgrids 2010]

Dies bezieht sich sowohl auf die technischen Parameter (Wirkungsgrad), wie auch auf die wirtschaftlichen („economies of scale“).

Eine richtige Dimensionierung vorausgesetzt kann ein Mikro-Grid jedoch sowohl energetisch wie auch wirtschaftlich vorteilhafter sein wie eine klassische dezentrale KWK-Anlage oder der klassische Netzbetrieb. Das Versorgungsgebiet eines solchen Mikro-Grids kann dabei von der Versorgung nur einiger Wohnungen bis hin zu gesamten Stadt-/Ortsteilen oder Regionen reichen. Diesbezüglich können auch die klassischen Stadtwerknetze als Mikro-Grid angesehen werden, wenn auch dabei die möglichen Synergieeffekte bis dato nur teilweise genutzt wurden bzw. dafür auch noch die regulativen Voraussetzungen fehlen.

Die klassischen Stadtwerke sind aus der Zielsetzung entstanden, ein klar umgrenztes Versorgungsgebiet mit Energie zu versorgen. In den letzten Jahren wurde dem Bestreben nach vermehrter Energieautarkie wieder mehr Aufmerksamkeit geschenkt. Ein Mikro-Grid könnte im Smart Grid Kontext jedoch auch hinsichtlich anderer Parameter bzw. Zielgrößen optimiert werden.

Ebenso denkbar ist es jedoch, dass ein Mikro-Grid weniger auf einen maximalen Grad von Energieautarkie strebt, sondern dass es sich auch als Systemdienstleister für das übergeordnete Netzwerk versteht. Ein solches Mikro-Grid könnte rund um einen „Netzknoten“ als Mikro-Grid Zentrale angeordnet sein, würde mehrere Energieträger miteinander verschränken und die Gesamteffizienz optimieren. Ein solches Mikro-Grid ist in Abbildung 5 schematisch dargestellt.

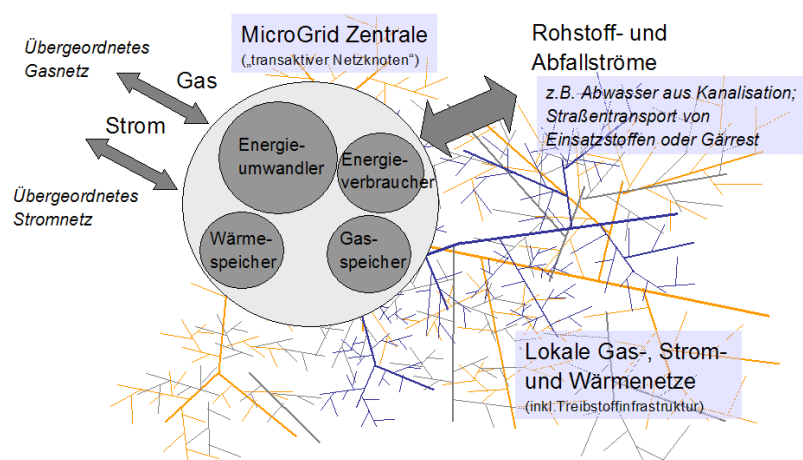


Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Mikro-Grids über mehrere Energiesysteme hinweg (Quelle: eigene Darstellung)

Zusammen mit den lokalen (Gas-, Strom- und Wärmenetzen) könnte ein solcher Netzknoten als Mikro-Energieversorger verstanden werden, der über das Backbone-Netz wirtschaftliche Transaktionen mit anderen Netzknoten abschließt. Entsprechend den lokalen Rahmenbedingungen und entsprechende Auslegung vorausgesetzt, kann ein solches Mikro-Grid eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit erzielen wie ein klassisches Mikro-Grid.

Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten in solchen Mikro-Grids wäre eine völlig andere; es wäre hinsichtlich der maximalen Wertschöpfung durch Lieferung von Systemdienstleistung in das übergeordnete Netz und weniger etwa in Hinblick auf maximale Energieautarkie optimiert.

Als entscheidendes Kriterium für die Machbarkeit eines solchen Konzeptes wurde der Regulierungsrahmen identifiziert (siehe hierzu folgenden Abschnitt 2.1.21)

2.1.21 Einpassung von Mikro-Grids in den derzeitigen Regulierungsrahmen – Grundsatzüberlegungen hinsichtlich einer praktischen Umsetzung von Mikro-Grids

Ein Mikro-Grid auf Ebene der Gasnetze, das bilanziell weitgehend energieautark ist und nur in begrenztem Maße die Schwankungen in Produktion und Verbrauch durch ein übergeordnetes Netz ausgleicht bzw. Systemdienstleistungen in das übergeordnete Netz liefert bzw. bezieht, ist in der österreichischen Gesetzgebung bzw. Regulierungsschema nicht vorgesehen.

Im rechtlichen Sinne könnte ein Mikro-Grid entweder nur ein Teil des Erdgassystems sein, wobei die Regelungen des GWG zur Anwendung kommen oder es wäre als ein reines Biomethannetz, komplett von diesem getrennt und würde sich in gewisser Weise im „rechtsfreien Raum“ befinden. Da es in Österreich für den zweiten Fall keinerlei Präzedenzfälle gibt, wäre die Rechtsunsicherheit jedenfalls nicht unerheblich.

Ist ein Mikro-Grid jedoch mit den übergeordneten Versorgungsnetzen verbunden, so würde dieses unter den Geltungsbereich des GWG¹⁵ und der dazugehörigen Tarifverordnungen der E-Control fallen¹⁶.

Da die Kosten für das komplette Gasnetz in einem Netzgebiet (=Bundesland) gemeinsam bestimmt und die Netzgebühren für das gesamte Netzgebiet verordnet werden, würde dies letztlich bedeuten, dass die Netzgebühren in einem (kleinen) Gas-Mikrogrid praktisch unabhängig von den tatsächlichen Kosten des Netzbetriebes dieses Mikro-Grids sind.

Sollten die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebes in diesem Mikro-Grid höher sein als im jeweiligen Bundesland (z.B. wegen ungünstiger Topographie, Siedlungsstruktur etc.), dann müssten die Netzbetreiber dieses Bundeslandes Ausgleichszahlungen leisten und damit den Betrieb des Mikronetzes subventionieren¹⁷.

Im umgekehrten Fall, dass die Netzkosten im Mikro-Grid geringer wären wie im gesamten Bundesland, müsste hingegen der Betreiber des Mikro-Grids die anderen Netzbetreiber (bzw. das übergeordnete Leitungsnetz) durch Ausgleichszahlungen subventionieren.

Wenn Mikro-Netze in dichten Siedlungsstrukturen errichtet und/oder das Mikronetz bzw. dessen Kunden nur in viel geringerem Ausmaß die übergeordnete Leitungsstruktur benötigen, wenn etwa der Großteil der Energieträgeraufbringung lokal geschieht, kann dieser Kostenvorteil durch günstigere Netzkosten daher trotzdem nicht an die Endkunden weitergegeben werden. Vielmehr wäre der Betreiber des Mikronetzes verpflichtet, den übergeordneten Betreiber bzw. dessen Kunden durch Ausgleichszahlungen zu subventionieren (anteilig niedrigere Preise im gesamten Netzgebiet).

Umgekehrt können aber die Mehrkosten, die durch die dezentrale Erzeugung oder vermehrte Nutzung erneuerbarer Energieträger entstehen, nicht auf die Kunden des

¹⁵ Gaswirtschaftsgesetz (GWG); siehe [GWG 2008]

¹⁶ Betreffend der Nutzung der Gasnetze wäre dies die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung; siehe [GNST-VO 2009]

¹⁷ Unabhängig davon müsste der Betrieb eines Mikro-Netzes jedenfalls gemäß § 13 ff GWG von der Energie-Control-Kommission genehmigt werden.

übergeordneten Netzes überwältigt werden¹⁸ und müssen von den Kunden des Mikronetzes alleine getragen werden. -> Schlechterstellung der Kunden eines Mikronetzes nach der derzeitigen Regelung.

Ein Abkoppeln der Netztarife im Mikronetz von den Einheitstarifen je Netzgebiet scheint nach derzeitiger Rechtslage nicht möglich - zumindest insofern Erdgas, wenn auch nur zu einem kleineren Teil, im Mikronetz verwendet wird.

2.1.22 Auswirkungen von Tarifsystemen; Ermöglichung bzw. Verhinderung von Smart Gas Grids

Aufgrund der massiven Änderungen im Energiesystem durch den Smart Grid Ansatz ist davon auszugehen, dass die Umsetzung eines Smart Grids zwingend Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (EU-Richtlinien, Gaswirtschaftsgesetz, Verordnungen der E-Control und der E-Control Kommission) erfordert.

Derzeit ist der Begriff „Smart Grids in den nationalen Gesetzen nicht einmal erwähnt, weder im GWG, im EIWOG¹⁹ noch in den nachgelagerten Bestimmungen. Jede praktische Implementierung eines „Smart Gas Grids“ kann aber nur innerhalb eines gesetzlich und regulatorisch klaren Rahmens erfolgen. So wäre etwa die Anerkennung von Kosten im Zusammenhang mit dem Probetrieb von „Smart Grid“-Teilnetzen eine Grundvoraussetzung.

Abgesehen von dieser Notwendigkeit zur Anerkennung der Kosten von Demonstrationsprojekten wurden die grundsätzlichen Notwendigkeiten bzw. Anforderungen an ein Tarifsysteem in zukünftigen intelligenten Netzen analysiert.

Diesbezüglich wurden drei konkrete wesentliche Aspekte von Transaktionen in einem Smart Grid identifiziert, bei welchen sich die Unzulänglichkeiten des derzeitigen Systems

¹⁸ Diese Mehrkosten beziehen sich nicht auf den Netzbetrieb sondern die Beschaffung bzw. Produktion des Energieträgers und unterliegen im Gegensatz zum Netzbetrieb nicht der Regulierung, sondern dem freien Markt.

¹⁹ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

manifestieren und Wettbewerbsverzerrungen auftreten²⁰, die im Smart Grid Kontext von entscheidender, grundsätzlicher Bedeutung sind:

- Gleichstellung der dezentralen Einspeisung in die Gasnetze

Bei der in Österreich verwendeten Methode zur Tariffestsetzung handelt es um ein sogenanntes Briefmarkensystem. Deren Anwendung bewirkt, dass die Kosten für den Gastransport über das Leitungsnetz entfernungsunabhängig sind. Des weiteren werden die Kosten der Netzebenen 1 und 2 auf die unterste Netzebene 3 überwält.

Das führt dazu, dass die Kosten des Transportes von dezentral eingespeistem Biogas gleich hoch wie der üblicherweise deutlich weitere Transport des an zentralen Einspeisepunkten angelieferten Erdgases zum Endverbraucher sind. Vermiedene Netzentgelte, wie etwa in Deutschland, sind im österreichischen Regulierungsschema nicht vorgesehen, sodass es zu einer Benachteiligung von dezentralen Systemen kommt²¹. Bei kurzen Distanzen ist der Transport von Biomethan über eigene Biomethanleitung deutlich kostengünstiger als die Benutzung der bestehenden Netze, was zu unerwünschten Parallelstrukturen führen würde.

- Integration der Tarifsysteme über die Systemgrenzen der einzelnen Energiesysteme hinweg

In den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen in Österreich, sowohl betreffend der Gas- wie der Stromnetze, ist zwar grundsätzlich geregelt, dass die Entgelte für die Netz- bzw. Systemnutzung verursachergerecht umzulegen ist. Die Tarifmodelle werden für Gas und Strom jedoch bis dato getrennt betrachtet und berücksichtigen etwa nicht die Synergieeffekte bei dezentraler Stromerzeugung durch Mikro-KWK.

²⁰ Zwar kann bzw. sollte die grundlegende Bestimmung in § 23a Abs. 2 GWG, dass „*der Netznutzungstarif kostenorientiert zu bestimmen ist und den Grundsätzen der Kostenverursachung zu entsprechen hat*“, auch in einer „Smart Grid“-Welt gelten. Die konkrete Umsetzung in [GSNT-VO 2009] müsste jedoch zukünftig die Spezifika des Smart Grid Ansatzes bzw. vermehrter dezentraler Einspeisung mitberücksichtigen.

²¹ Siehe dazu insbesondere auch Abschnitt 2.2.1.5.

So zeigt sich in einer Vergleichsrechnung, in der ein erdgasbetriebenes Spitzenlastkraftwerk mit einem angedachtem virtuellem Kraftwerk, bestehend aus gasbetriebenen kleineren KWK-Anlagen verglichen wird, dass die Kostenbelastung des virtuellen Kraftwerkes durch die gesamten Netznutzungsentgelte (Strom und Gas) eine deutlich höhere ist, da durch die jeweils isolierte Anwendung des Briefmarkenmodells bzw. Brutto-Wälzverfahrens die effektive Systemnutzung bzw. die Spezifika eines solchen virtuellen Kraftwerkes nicht ausreichend berücksichtigt werden.

Das Zusammenwachsen der bisher einzeln betrachteten Energiesysteme bedingt daher zwingend auch die Integration ihrer jeweiligen Tarifsysteme. So dürfte in einem Smart Grid bezüglich der Netztarife ein virtuelles nicht schlechter als ein klassisches Gaskraftwerk gestellt sein, außer dies wäre sachlich zu begründen²².

- Gesamthafte Betrachtung (Integration) von Netztarifen und Marktmodell (Marktregeln)

Bisherige Konzepte oder Demoprojekte für neue Marktplätze²³ (z.B. E-Energy) denken lediglich über innovative Preisfindungsmechanismen für die Energielieferung nach, beziehen aber die Netzgebühren (Tarifmodelle) nicht mit ein.

Diesbezüglich wurden mehrere Varianten von Tarifsystemen in Hinblick auf das Entstehen von neuen (dezentralen) Energiemärkten hin diskutiert (Briefmarkensystem, Punkt-zu-Punkt-Tarife, modifiziertes Briefmarkensystem). Des weiteren wurden die konzeptionellen Grundlagen unterschiedlicher Typen von vermiedenen Netzentgelten verglichen, sowohl von der Gas- wie der Stromseite²⁴.

So würden in einem idealen Smart Grid die Netztarife weder entfernungs- noch kapazitäts- oder systemzustandsunabhängig sein können. Transportkapazitäten würden vielmehr auch

²² Ein solches virtuelles Gaskraftwerk wird in den verordneten Netztarifen nicht bewusst schlechter gestellt. Vielmehr wurden die untersuchten Sondereffekte – mangels konkreter Anlassfälle bzw. aufgrund der getrennten Bestimmung von Strom- und Gasnetztarifen – bisher nicht einmal wahrgenommen.

²³ Hier sind primär Projekte aus dem Strombereich gemeint, da es diese im Gasbereich (noch) nicht gibt.

²⁴ Beide betreffend die Situation in Deutschland; vermiedene Netzentgelte sind bis dato im österreichischen Regulierungsregime nicht vorgesehen.

im Verteilnetz standardisiert und zeitnahe gehandelt werden bzw. die Preise für die Systemnutzung so gestaltet sein, dass Anreize für die Optimierung des Gesamtsystems bestehen. So würde ein zeitabhängiger Tarif den Systemnutzungsgrad der Netze und etwa auch die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Speichern deutlich verbessern.

2.1.23 Mögliche Herkunft der Rohstoffe für die Biomethanherzeugung; Fragen zu den „Grenzen des Systems“

Obwohl alle Ausgangsstoffe für Gewinnung, Erzeugung oder Umwandlung von gasförmigen Energieträgern, egal ob erneuerbar oder fossil, direkt oder indirekt von der Sonne stammen und damit grundsätzlich fast unbegrenzt verfügbar wären, ist deren Nutzung ganz klaren Systemgrenzen unterworfen. Bei der Gewinnung von Green Gases aus der Fermentation von NAWAROS sind diese Systemgrenzen durch die verfügbaren landwirtschaftlichen Flächen, deren Konkurrenznutzungen bzw. die Flächeneffizienz vorgegeben.

Insbesondere auch die Nutzung der derzeit wirtschaftlichsten Rohstoffe (biogene Abfälle, Klärgas) sind mengenmäßig klar begrenzt. Durch die Erzeugung von Green Gases aus ligninhaltigen Rohstoffen (holzartige Biomasse) kann die verfügbare Rohstoffmenge zwar deutlich gesteigert werden. Allerdings sind diese Konzepte nicht für alle geographischen Rahmenbedingungen geeignet bzw. sind ebenfalls klaren Systemgrenzen unterworfen.

Falls eine weitgehende Substitution von Erdgas erwünscht ist, reichen die bisher erschlossenen Rohstoffquellen bzw. Umwandlungstechnologien jedenfalls nicht aus bzw. sind durch Konkurrenznutzungen oder aus Kostenüberlegungen nur eingeschränkt verfügbar. Diesbezüglich wurden jene Rohstoffe bzw. Umwandlungstechnologien identifiziert, denen in einer Langfristperspektive vermehrt Bedeutung zukommen könnten bzw. müssten:

- Erzeugung von Green Gases aus Mikroalgen

Mikroalgen kommt insbesondere deswegen eine besondere Bedeutung zu, da diese im Vergleich zu NAWAROS oder holzartiger Biomasse die höchste Flächeneffizienz

aufweisen²⁵. Des Weiteren verspricht die Methanisierung des aus Mikroalgen erzeugten Materials eine höhere Wirtschaftlichkeit als etwa die Herstellung von Treibstoff.

- Direkte Nutzung der Sonnenenergie

Die Technologien zur direkten Umwandlung von Sonnenenergie und CO₂ zu Methan oder Wasserstoff (direkte Photosynthese) sind zwar noch in den Kinderschuhen, aber grundsätzlich möglich [Cheng 2009]. Da kein Umweg über ein Trägermedium wie Mikroalgen notwendig ist, wäre zumindest grundsätzlich sogar eine noch höhere Flächeneffizienz möglich.

- Übergangsszenario Kohlevergasung

In einem Übergangsszenario wäre aufgrund der weltweit bedeutenden Kohlevorkommen auch die Wiederbelebung der Kohlevergasung denkbar, vor allem in Schwellenländern wie China, allerdings aus Klimaschutzgründen nur in Kombination mit neuen CCS-Technologien. Durch eine Wiederbelebung dieser Vergasungstechnologien mit anschließender Methanisierung und Einsatz von CCS-Technologien könnte das fossile Zeitalter bei gasförmigen Energieträgern verlängert werden.

2.1.24 Integration der zukünftigen CO₂-Infrastruktur in die bestehende Erdgasinfrastruktur

Eine grundsätzliche Möglichkeit sowie zugleich strategische Herausforderung für die Gasnetzbetreiber wäre es, in dem Verschränkungsprozess der unterschiedlichen Versorgungssysteme neben den klassischen Energieträgern vorausschauend auch die zukünftige CO₂-Infrastruktur mit zu berücksichtigen. Diesbezüglich kann die Gaswirtschaft vielfältige Beiträge zum Aufbau der CCS (Carbon Capture and Storage) Infrastruktur beitragen.

Viele der CCS-Technologien kommen ohnehin ursprünglich aus der Gaswirtschaft. Auch wenn technische Adaptierungen notwendig sind, handelt es sich etwa bei den Verfahren zur

²⁵ Vgl. u.a. [Chemiereport 2008]

CO₂-Abtrennung grundsätzlich um die gleichen Technologien, die bereits seit Jahrzehnten zur Erdgasaufbereitung verwendet werden.

Auch der geplante Transport des abgetrennten CO₂ über Pipelines von den Emittenten zu den Endlagerstätten unterscheidet sich nur unwesentlich vom Kerngeschäft der Gaswirtschaft: Transport und Verteilung von gasförmigen Stoffen. Selbst die Technologien zur Endlagerung des CO₂ in ehemaligen Gasfeldern sind die gleichen, die auch für unterirdische Gasspeicher verwendet werden.

Nicht nur für die großen Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch für Verteilnetzbetreiber tun sich damit neue Betätigungsfelder auf, da nicht nur die großen, sondern auch mittelgroßen Emittenten durch eine Kombination von CO₂-Pipelines und Containertransporte sinnvoll in ein Gesamtkonzept eingebunden werden müssen²⁶.

Neben diesen Synergieeffekten würde es schon aus reinen Kostenüberlegungen Sinn machen, die Gas- und die zukünftige CO₂-Infrastruktur gemeinsam zu betreiben. Da die Transportwege grundsätzlich die gleichen sind, wäre die Kostenreduktion alleine durch parallele Trassenführung, zusammengefasste Genehmigungsprozesse und Synergien in Betriebsführung und Wartung bereits enorm.

2.1.25 Smart Cities: Erweiterung des Smart Grid Konzeptes

Als nächster Schritt eines „system of systems“ Ansatzes wird in urbanen Räumen das Smart Cities Konzept gesehen. Neben der Optimierung der Energiesysteme und –netze sowie sonstiger Infrastrukturen sind dabei insbesondere auch Aspekte von Raumplanung und Architektur, aber insbesondere auch das Nutzerverhalten mit einzubeziehen.

Da die Energieautarkie in urbanen Räumen in den meisten Fällen jedoch nicht die kosteneffizienteste Energieversorgungsstrategie sein wird, müssen die umliegenden Regionen mit berücksichtigt werden. In diesem Gesamtkontext einer smart region wird für ländliche Regionen der Anspruch nach Energieautarkie durch dezentraler Versorgung mit

²⁶ Diesbezüglich hat die Gaswirtschaft in Japan die Themenführerschaft übernommen und verfolgt bereits erste Konzepte zu dezentralem CO₂-Transport und Speicherung.

Energie aus erneuerbaren Energiequellen jedoch zu kurz gegriffen sein (Notwendigkeit der Schaffung von Energie^{Plus} Regionen).

2.1.25.1 Die übergeordneten Ziele einer Smart City

Die zentralen Ziele einer „smart city“ (z.B. mit Zeithorizont 2050) wären

- eine schrittweise Reduktion des CO₂-Fussabdruckes in Richtung einer „Zero Emission City“ (Zero Emission in 2050);
- eine massive Reduktion des Energie- und Rohstoffeinsatzes um zumindest den Faktor 10;
- eine Energieversorgung zu 100% aus Erneuerbaren Energiequellen;
- eine Erhöhung der Lebensqualität im urbanen Raum bezüglich dessen wesentlicher Funktionen (Wohn-, Arbeits- und Freizeitraum);
- wobei die Finanzierbarkeit der Maßnahmen für öffentliche Haushalte und soziale Aspekte (= Leistbarkeit der Maßnahmen auch für low-income Haushalte) besondere Berücksichtigung finden müssen.

2.1.25.2 Methodischer Ansatz von Smart Cities

Das Smart Cities Konzept wird nicht als bloßer Mix unterschiedlicher innovativer Technologien, sondern vielmehr als ein ganzheitliches Konzept in Hinblick auf die oben angeführten Ziele verstanden. Es handelt sich um einen systemischen Ansatz – und nicht bloß den Einsatz von neuen Technologien.

Als Hilfsmittel dazu wurde das Triple-smart-Konzept (s³) entwickelt. Durch die Anwendung dieser oder ähnlicher Methoden sollen bei Demonstrations- und Umsetzungsprojekten möglichst alle Aspekte einer „Stadt der Zukunft“ gesamthaft integrieren werden. Die unterschiedlichen Handlungsfelder, die bei Transformation einer „konventionellen“ Stadt in eine „smarte“ berücksichtigt werden müssen, können anhand folgender drei Themencluster dargestellt werden (Abbildung 6).

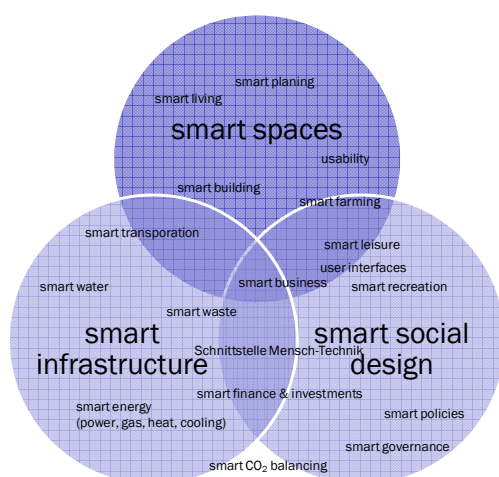


Abbildung 6: Themencluster in einer Smart City (Quelle: eigene Darstellung)

Diese drei Themencluster sind sowohl als inhaltliche Themenbereiche, aber auch als methodische Toolbox zur Implementierung von Smart Cities zu verstehen. Bei praktischen Umsetzungsmaßnahmen müssen alle drei Aspekte berücksichtigt werden, um Energie- und Rohstoffeinsatz wie CO₂-Fußabdruck tatsächlich massiv reduzieren zu können.

RÄUME (smart spaces)

Die geeignete Planung und Auslegung der Räume (Raum- und Stadtplanung, Außen- und Innenarchitektur), wie auch deren Einpassung in die Natur²⁷, sind eine grundlegende Voraussetzung für die notwendige massive Verbesserung von Rohstoff- und Energieeffizienz²⁸.

INFRASTRUKTUREN (smart infrastructures)

Die höchste Effizienz kann nur durch Integration der unterschiedlichen Energieträger und Infrastrukturen erzielt werden. Dies lässt sich sowohl aus den Prinzipien der Nachhaltigkeit²⁹ wie auch den Designprinzipien der Bionic³⁰ ableiten.

²⁷ Einpassung in Landschaftstopologie und Klimazone sind ganz wesentliche Voraussetzungen für Erhöhung von Energie- und Rohstoffeffizienz.

²⁸ Bzw. kann bei ungenügender Berücksichtigung der zugrundeliegenden Gesetzmäßigkeiten auch das größte Hindernis für die Zielerreichung sein.

²⁹ Zum Beispiel dem Grundprinzip der kaskadischen Nutzung von Rohstoffen bzw. Energieträgern; vgl. [BMVIT 2005]

Einer der wesentlichen Ziele von Smart Cities Pilotprojekten ist daher die Demonstration der Integration der Infrastrukturen unterschiedlicher Systeme und Energieträger (grid of grids; inklusive Wasser- und Abwasserinfrastrukturen) sowie von dezentralen und zentralen Versorgungssystemen.

Eine weitere Herausforderung an smarte Infrastrukturen, neben der Vernetzung der unterschiedlichen Netze und Systeme, ist deren Anpassung an die jeweils unterschiedlichen Rahmenbedingungen. So sind in unterschiedlichen Städten bzw. Stadtteilen höchst unterschiedliche Zugänge und Technologien erforderlich.

MENSCHEN (*smart social design*)

Auch das soziale Design muss in allen Aspekten einer Smart City berücksichtigt werden. Das bezieht sich zum einen auf die städteplanerischen Prozesse, z.B. durch Partizipation der Bewohner bei Stadt- und Grünraumplanung, aber auch das Aufsetzen und Vorantreiben von Partizipationsmodellen, wie etwa von Bewohnern gemeinsam finanzierten Photovoltaik- oder Solarthermieanlagen.

Bisherige Erfahrungen bei der Einführung von technischen Innovationen zeigen, dass diese, ohne ein an die Bedürfnisse der Menschen angepasstes „social design“, in vielen Fällen abgelehnt werden bzw. an den Bedürfnissen der Bewohner vorbeigehen.

Smart Cities bedeutet nicht automatisch ein Maximum an High-Tech Lösungen

Zusammenfassend lässt sich anmerken, dass die Maßnahmen zur Transformation einer heutigen Stadt in eine Smart City nicht automatisch auf ein Maximum an High-Tech hinauslaufen darf, sondern vielmehr auf eine Optimierung des Nutzens für alle Stakeholder (Bewohner, Betriebe, Volkswirtschaft bzw. Gemeinschaft als Ganzes) ausgerichtet sein muss.

³⁰ Vgl. [Stokholm 2006]

2.1.25.3 Vorgeschlagene Herangehensweise bei der Implementierung von Smart Cities Demonstrationsprojekten

Fokussierung auf bestimmte Zielgebiete in einer Stadt

Um auch mit begrenzten finanziellen Mitteln eine kritischer Masse zu erreichen und europaweite Sichtbarkeit zu erreichen, bietet es sich an, die Aktivitäten in einer ersten Umsetzungsphase auf bestimmte, geographisch klar definierte Zielgebiete sowie zu definierende Aktionsfelder zu fokussieren.

Wichtig im Sinne eines holistischen Ansatzes ist es, dabei in allen Aktionsfeldern alle drei zuvor genannten Themencluster zu berücksichtigen. Beispiel für eine solche Berücksichtigung ist etwa der Aspekt der Anschlussmobilität in einem imaginären Zielgebiet, das zwar mit öffentlichen Verkehrsmitteln sehr gut erreichbar ist, bei dem die Anschlussmobilität jedoch nicht gegeben ist.

Ohne zusätzliche Maßnahmen würden viele Bewohner weiterhin primär den motorisierten Individualverkehr bevorzugen. Zur Problemlösung in einem solchen Fall müssen Aspekte aller drei Themencluster angesprochen werden; sowohl *smart infrastructures* (z. B. neue City-Bus Linie, Errichtung von Ladeinfrastruktur für e-bikes), aber auch *smart spaces* (Erhöhung der Attraktivität von Fußwegen) oder *smart social design* (Einbindung der Bevölkerung in die Planungsprozesse; Entwicklung von Begleitmaßnahmen, um die Bewohner zu animieren, die neuen Angebote überhaupt auszutesten).

Besondere Berücksichtigung der Demonstration von Schlüsseltechnologien und –systemen (horizontale Aktivitäten)

Die Ziele einer Smart City sind durch Maßnahmen, die ausschließlich auf einen Stadtteil beschränkt bleiben, nicht erreichbar. Viele Maßnahmen sind vielmehr nur im Gesamtkontext der Stadt bzw. der gesamten Region technisch und wirtschaftlich sinnvoll umsetzbar. Solche Querschnittsthemen (horizontale Aktivitäten) sind beispielsweise:

- Speichertechnologien, um den Anteil erneuerbarer Energieträger massiv erhöhen zu können (in Richtung Endziel 100% Erneuerbare Energieträger)
- Fragen der Versorgungssicherheit (Energieversorgungsicherheitsplanung)

- Katalysatoraktivitäten wie Verbreitungsstrategien (smart policies) oder Finanzierungsthemen (smart finance; Contracting-, PPP- oder Beteiligungsmodelle)
- „Grid of Grid“ Aspekte: Kombination von hierarchischen und dezentralen Erzeugungstechnologien sowie Steuer- und Optimierungsmechanismen (z.B. Anbindung von solarthermischen Großanlagen an die städtische Fernwärmeversorgung)

Strategische Ziele und Nutzen der Stakeholder im Vordergrund

Der bloße Einsatz von neuen Technologien (insbesondere von viel IKT, die sowohl zusätzliche Stromverbräuche wie neue Abhängigkeiten schaffen), steht nicht im Vordergrund. Technologie ist kein Selbstzweck. Es geht vielmehr um die Steigerung des Nutzens hinsichtlich Lebensqualität und Attraktivität der urbanen Räume für die Bewohner sowie Minimierung von Energie- und Rohstoffeinsatz und CO₂-Fußabdruck bei gleichzeitiger Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit (=Leistbarkeit für alle sozialen Gruppen).

Smart Cities Innovationsansatz: Systeminnovationen versus Technologieinnovationen

Smart Cities Lösungen werden, ähnlich wie Smart Grids, grundsätzlich technologieoffen gesehen. Diese werden weniger als konkrete Technologien, sondern vielmehr als systematischer Ansatz verstanden, durch welchen unter Einsatz neuer und herkömmlicher Technologien die zentralen Ziele einer Smart City systematisch in allen Prozessen (von der Planung, dem Bau, der Benutzung bis hin zum (mögl.) Rückbau urbaner Strukturen) berücksichtigt werden.

Kombination von in Zielgebieten lokalisierten Aktivitäten und Querschnittsthemen

Zur Erreichung der Projektziele sollen die Aktivitäten zwar primär auf ein räumlich begrenztes Zielgebiet fokussiert sein, um trotz begrenztem Mitteleinsatz einen sichtbaren Effekt zu erzielen. Zugleich sollen diese um solche ortsungebundene Querschnittsthemen ergänzt werden (z.B. Energiespeicher, kommunale Netze), die als strategisch entscheidend für die Zielerreichung angesehen werden.

Smart Cities bedeutet systematisches Lernen von best practice Beispielen

Das Neu-Erfinden von Lösungen, die an anderen Standorten bereits eingesetzt und erprobt wurden, wäre keinesfalls smart. Bei Smart Cities Projekten soll daher besonderer Wert auf den transnationalen Austausch gelegt werden (sowohl hinsichtlich Erfahrung beim Technologieeinsatz wie bei Dissemination-Strategien).

Ausgewogene Mischung zwischen praxisorientiertem Ansatz und reflektiertem Handeln (Prozessinnovation)

Als entscheidend für den Projekterfolg wird eine ausgewogene Mischung zwischen Top-Down Planung (strategische Zielsetzungen) und Bottom-Up Ansatz (Ideengenerierung, Projektentwicklung) gesehen. Entscheidend ist, dass geeignete “feedback loops” im Projektdesign vorgesehen werden.

Smart Cities realisieren zugleich die Vision von „regenerative cities“

Eine smarte City ist langfristig nicht nur Zero-Emission, sondern ändert zugleich den „metabolism“ der Stadt von linear zu circular³¹. Damit ist allerdings nicht nur 100% Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen, sondern auch das Schließen der Stoffströme gemeint. Dies wird als einer der Paradigmen der Städte von morgen angesehen.

Verbindung von urbanen Zentren und Umland (sub-urbaner Peripherie)

Die urbanen Zentren und die suburbane Peripherie haben vielseitige Wechselwirkungen (z.B. Verkehrsproblematik). Smart Cities und deren Umland sollen zu „smart regions“ zusammenwachsen.

Einbindung von lokalen Stakeholdern und Entscheidungsträgern als Voraussetzung für erfolgreiche Projektumsetzung

³¹ Vgl. [Giardet 2010]

Eine möglichst breite Einbindung der lokalen Stakeholder sowie Know-How Träger der unterschiedlichen Fachdisziplinen über die ganze Planungsphase hinweg ist unbedingte Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung einer Smart City.

2.2 Bearbeitung aktueller Fragestellungen der Gasnetze (AP 3)

Ein weiterer wichtiger Schwerpunkt dieses Projektes war es, ausgehend von der realen Situation in der Gaswirtschaft, konkrete praktische Fragestellungen bzw. Themenbereiche zu bearbeiten.

Der thematische Fokus der Arbeiten lag dabei in jenen Bereichen, bei denen im Smart Grid Kontext bereits vorab entsprechender Handlungsbedarf identifiziert (z.B. Integration von vermehrter Biomethaneinspeisung in die Erdgasnetze) oder Möglichkeiten zur Verbesserung der Systemeffizienz vermutet wurden. Diese Themenbereiche wurden insbesondere in Hinblick auf mögliche Ansatzpunkte zur Integration von möglichen Smart Gas Grid Elementen in den bestehenden Netzen untersucht.

Dabei wurden aber nicht ausschließlich technische Fragestellungen bearbeitet, sondern – hinsichtlich möglicher späterer Umsetzung in Demonstrationsprojekten - auch Wirtschaftlichkeitsüberlegungen angestellt und die Kompatibilität mit dem derzeitigen Regulierungsregime untersucht.

Folgend werden die wichtigsten Erkenntnisse aus der Bearbeitung dieser Fragestellungen zusammenfassend dargestellt. Eine detailliertere Dokumentation der Arbeiten (Ergebnis von Technologierecherchen, angestellte Berechnungen etc.) aus diesem Arbeitspaket findet sich im dazugehörigen Materialienband.

2.2.1 Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger, Integration von Green Gases in die bestehende Erdgasinfrastruktur (allgemein)

Nach der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie soll bereits im Jahr 2020 zumindest 20% der in der Europäischen Union verbrauchten Primärenergie aus Erneuerbaren Energieträgern stammen. Das für Österreich verbindliche Ziel ist deutlich höher und liegt bei 34 %³².

³² [EU 2009]

Für die Gaswirtschaft würde jedoch die Substitution von nur einem Bruchteil des in Österreich verbrauchten Erdgases durch „Green Gases“ erhebliche Anstrengungen bedeuten. Eine Substitution von nur 10% des derzeit verbrauchten Erdgases würde die Errichtung von 1.000 Biogasanlagen inkl. Methanaufbereitungsanlage in der Größe der Biogasanlage in Bruck/Leitha erfordern.

Neben Fragen der Rohstoffaufbringung und der notwendigen Gasqualitäten (z. B. bei Klärgas) würde der Netzintegration dabei eine besondere Rolle zukommen, da aufgrund von Netztopologie und Lastgangkurven die dezentrale Einspeisung in die derzeitigen Gasnetze nur in sehr begrenztem Umfang möglich ist. Ohne lokale Erweiterungen bzw. Anpassungen in der Infrastruktur beträgt das mögliche Substitutionspotential nur wenige Prozentpunkte des gesamten Erdgasverbrauches in Österreich³³.

Ambitionierte Ziele, wie sie etwa in Deutschland oder den Niederlanden beschlossen bzw. vorgeschlagen wurden, würden verstärkte Forschungsaktivitäten auf praktisch allen Stufen der Wertschöpfungskette erfordern. Notwendige F&E-Aktivitäten wurden nicht nur hinsichtlich der technischen Systemintegration in die Netze, sondern auch bei Fragen zu Gasqualität, Rohstoffeffizienz und Aufbereitungstechnologien identifiziert, welche anschließend in den folgenden Unterabschnitten dargestellt werden.

2.2.1.1 Technische Integration von Biomethan-Einspeiseanlagen in die derzeitige Netztopologie

Die dezentrale Einspeisung von Green Gases in das Erdgasnetz ist aufgrund der derzeitigen Netztopologie und der Lastgangkurven nur in sehr begrenztem Umfang möglich. Die grundsätzliche Problemstellung ist ähnlich der Integration von Windkraftanlagen in das Stromnetz. Ohne Anpassungen in der Infrastruktur können nur geringe Mengen von Erdgas durch Green Gases substituiert werden.

Im Vergleich zum Stromnetz ist das Gasnetz, von der Netztopologie aus betrachtet, noch stärker hierarchisch aufgebaut. Der Großteil des Erdgases gelangt über die

³³ Lt. [Hofmann 2005] könnten aufgrund von Netztopologie und Lastkurven lediglich 2,3 % bzw. 3,8 % des Inlandgasverbrauches durch dezentrale „Green Gas“-Einspeisungen substituiert werden.

interkontinentalen Fernleitungen von Russland zum Erdgashub in Baumgarten, von wo es über die Fernleitungen der Netzebene 1 in die jeweiligen Netzgebiete transportiert wird.

An mehreren Übergabestationen gelangt das Erdgas dann in das Rohrleitungssystem der Netzebene 2, wobei zugleich der Betriebsdruck deutlich abgesenkt wird. Nach der regionalen Verteilung auf der Netzebene 2 gelangt das Erdgas über Druckreduzierstationen auf die Netzebene 3, wobei der Betriebsdruck auf unter 6 bar reduziert wird³⁴.

Während etwa im Stromnetz der elektrische Strom in beide Richtungen von einer Spannungsebene in die nächste fließen kann, ist dies über die unterschiedlichen Druckniveaus im Gasnetz nicht möglich. Daher kommen im Gasnetz, neben der Problematik der Netzsteuerung, bei dezentraler Einspeisung weitere technische Herausforderungen hinzu.

Da dezentrale Erzeugungsanlagen von Biomethan im Regelfall auf der untersten Netzebene (Netzebene 3) einspeisen (müssen), der Verbrauch hingegen sowohl saisonal wie auch im Tagesverlauf sehr stark schwankend ist³⁵, müssten die überschüssigen Mengen an dezentral eingespeistem Gas, die im jeweiligen Netzabschnitt auf der dritten Netzebene nicht abgenommen oder in den Leitungen zwischengespeichert werden können, daher auf die nächsthöhere Netzebene 2 gebracht werden.

Dies bedingt zwingend, dass die beim Übergang von der zweiten zur dritten Netzebene befindliche Druckreduzierstation um einen Kompressor sowie eine intelligente Steuerung erweitert werden muss. Nur durch diese Kombination von Druckreduzierstation, Kompressor und intelligenter Steuerung kann der Fluss des gasförmigen Energieträgers in beide Richtungen, über die Druckstufen hinweg, ermöglicht werden.

Diese angedachten Ergänzungen in der Netztopologie sind in Abbildung 7 schematisch dargestellt.

³⁴ Die 6 bar Grenze zwischen Netzebene 2 und Netzebene 3 wird im Gaswirtschaftsgesetz festgelegt. In der Praxis können in den Systemen der jeweiligen Netzebene mehrere unterschiedliche Druckverhältnisse herrschen.

³⁵ Im Jahresverlauf betragen die Verbrauchsmaxima, abhängig vom Netzabschnitt, teilweise das Mehrhundertfache der Verbrauchsminima.

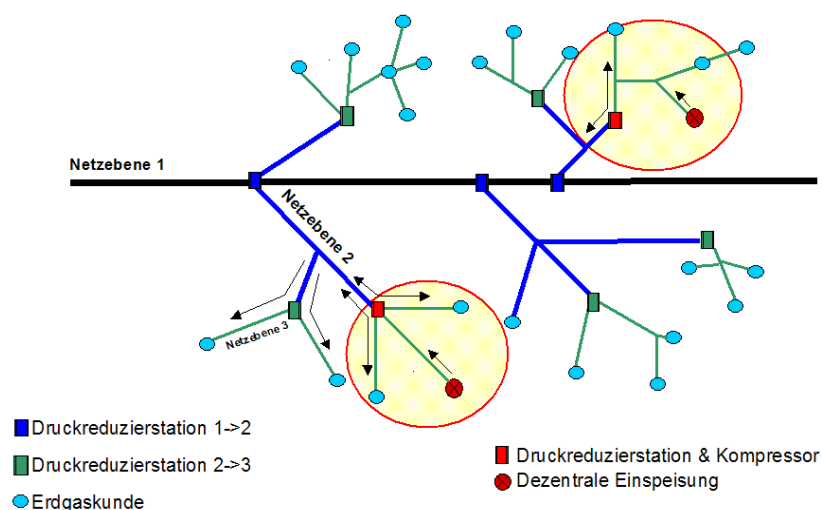


Abbildung 7: Netztopologie des Erdgasnetzes bei dezentraler Einspeisung (Quelle: eigene Darstellung)

Das Problem der Netzsteuerung bei dezentraler Einspeisung ist jedoch nicht auf die Netzebene 3 beschränkt, da auch die Netzebene 2 hohen Verbrauchsschwankungen unterliegt. Nur sofern die Summe der maximalen dezentralen Einspeisemengen geringer als der minimale Gesamtverbrauch in diesem Netzabschnitt der Ebene 2 ist, können höhere Einspeisemengen durch eine Verringerung der Einspeisemengen von der übergeordneten Netzebene 1 ausgeglichen werden. Ansonsten ist entweder eine Rückspeisung von Gas auf die Netzebene 1 oder eine Zwischenspeicherung von Gas in lokalen Gasspeichern im jeweiligen Netzabschnitt notwendig.

Eine vermehrte dezentrale Einspeisung erfordert daher sowohl eine Erweiterung der Druckreduzierstationen um Druckerhöhungseinrichtungen, um einen bi-direktionalen Gasfluss überhaupt physisch möglich zu machen, als auch eine intelligente Steuerung der Netzkomponenten auf der Verteilnetzebene. Ähnlich wie die Stromnetzbetreiber haben auch die Gasnetzbetreiber derzeit auf den unteren Netzebenen³⁶ im Regelfall jedoch nicht die notwendige Informations- bzw. Kommunikationsinfrastruktur, um die dezentrale Einspeisung richtig steuern zu können.

³⁶ Auf der Netzebene 1 hat die Dispatchingzentrale des Regelzonenführers hingegen alle notwendigen Informationen real-time zur Verfügung.

Für den Fall einer vermehrten dezentrale Einspeisung wurden daher folgende notwendige Anpassungen in der Gasnetzinfrastruktur identifiziert:

- Notwendigkeit, die Druckreduzierstationen (passive Stellglieder) um aktive Stellglieder zu erweitern (Kompressoren), um einen bi-direktionalen Gasfluss über die Netzebenen hinweg zu ermöglichen
- Notwendigkeit der aktiven Steuerung der Netzkomponenten auch auf der Verteilnetzebene samt Schaffung der dazugehörigen IKT-Infrastruktur, um die dezentrale Einspeisung und die Lastflüsse im gesamten Verteilnetz steuern zu können
- Bei vermehrter dezentraler Einspeisung müsste sich auch die Dimensionierung der Rohrquerschnitte verändern. So müssten die Rohrleitungen in Netzebene 3 von größeren dezentralen Einspeisern hin zu den Druckregelstationen verstärkt werden; im Einzelfall wären entsprechende Anpassungen auch auf der Netzebene 2 notwendig. Zugleich würden Leitungskapazitäten auf den vorgelagerten Netzabschnitten (Netzebene 1; einzelne Abschnitte der Netzebene 2) nicht mehr im gleichen Umfang benötigt werden.
- Im Fall der vermehrten dezentralen Einspeisung ergäbe sich zusätzlich die Notwendigkeit zum Einsatz lokaler Gasspeicher oder alternativ einer Rückspeisung auch auf die Netzebene 1.

Bei einer Nutzungsdauer von teilweise mehr als 30 Jahren für die technische Infrastruktur müssten die zukünftigen Entwicklungen bereits jetzt in Planung und Netzausbau berücksichtigt werden. Es wäre daher wünschenswert, ähnlich wie im Strombereich beim Projekt DG DemoNet, die Einbindung von dezentralen Einspeisern in die Gasnetzinfrastruktur praktisch zu erproben, um diese Erkenntnisse vorausschauend berücksichtigen zu können.

Allerdings wurden zwei Hindernisse identifiziert, die eine zeitnahe Umsetzung von solchen Demoprojekten derzeit als schwierig erscheinen lassen:

- Derzeit sind nur wenige Biomethaneinspeisungsanlagen in Österreich in Betrieb, sodass die vermehrte und intelligente Einbindung in die Gasnetze, insbesondere die Untersuchung eventueller Wechselwirkungen von mehreren Einspeisern in einem Netzabschnitt, nur schwer ausgetestet werden kann.

- Regulatorische Hindernisse: es wäre insbesondere sicherzustellen, dass der Mehraufwand der Netzbetreiber für Demonstrationsprojekte bei Berechnung der Netztarife anerkannt und auch in der Anreizregulierung berücksichtigt wird.

Aufgrund der großzügigen Förderpolitik für Biogas sind in Deutschland inzwischen deutlich mehr Einspeiseprojekte als in Österreich realisiert worden. Die Umsetzung von größeren „real life“ Demoprojekten wäre daher dort viel leichter möglich. Aus diesem Grund würden sich gemeinsame Demoprojekte Österreich – Deutschland im Rahmen der zukünftigen D-A-CH Kooperation im Bereich Smart Grids anbieten. Österreichische Partner könnte Konzeption und/oder Komponentenentwicklung einbringen, die Feldtests würden dann in Deutschland stattfinden, wobei jedoch Netzbetreiber beider Länder von den Ergebnissen profitieren könnten.

Eine wichtige ergänzende Fragestellung wurde weiters in der Transformation (Ausbau) der bisherigen Druckreduzierstationen zu intelligenten Netzknoten³⁷ identifiziert, bei denen etwa die bisher nicht genutzte Druckdifferenz („waste pressure“) an Druckreduzierstationen zur Strom- oder Kälteerzeugung genützt werden kann (siehe hierzu Abschnitt 2.2.2.2).

2.2.1.2 Sicherstellung der Gasqualität bei dezentraler Einspeisung unter Nutzung innovativer Aufbereitungstechnologien

Für die vermehrte dezentrale Einspeisung von Green Gases ist das Vorhandensein geeigneter technischer Normen und Standards hinsichtlich der geforderten Gasqualität bei der Einspeisung von entscheidender Bedeutung. Diese Normen müssen einerseits dem Netzbetreiber hinreichende Sicherheit bezüglich dem Netzbetrieb wie auch dem Endkunden bezüglich der Produktqualität garantieren, dürfen aber zugleich keine unnötigen Qualitätsanforderungen stellen und damit zusätzliche Kosten für die Biomethaneinspeiser verursachen.

Diese Normen und technischen Standards sind zugleich eng mit der Weiterentwicklung innovativer Aufbereitungstechnologien verbunden bzw. voneinander abhängig. So bedingen höhere Qualitätsanforderungen notwendigerweise technische Weiterentwicklungen in

³⁷ Zur Charakterisierung des Begriffs „Netzknoten“ vgl. insbesondere Abschnitt 2.1.16

Aufbereitungstechnologien, Messtechnik und Gasanalytik. Zum anderen können Normen und Standards nur auf Basis von Kenntnis der Möglichkeiten und Grenzen von marktreifen Technologien entwickelt werden, um den Aufwand für Messtechnik und Analytik auf ein wirtschaftlich sinnvolles Ausmaß einzugrenzen.

Diesbezüglich wurde bereits vor Jahren als Ergänzung der ÖVGW Richtlinie G31³⁸ die ÖVGW Richtlinie G33³⁹ erarbeitet, welche die Qualitätsanforderungen an in das Erdgasnetz eingespeistes Biomethan regelt. Es kann jedoch als unbefriedigend angesehen werden, dass diese Richtlinie bestimmte Arten von Green Gases aus ihrem Geltungsbereich prinzipiell ausschließt (z.B. Klärgas), obwohl es diesbezüglich z.B. in Schweden bereits seit mehr als 10 Jahren Erfahrungen gibt. Auch die Erfahrungen aus der Schweiz oder Deutschland sind bisher nur ungenügend eingeflossen.

Betreffend der Gasreinigung bei Klärgas stellt sich nach Analyse von internationalen Erfahrungen sowie nach Diskussion mit Vertretern der Gaswirtschaft daher die Situation wie folgt dar bzw. lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen⁴⁰:

- Problematisch bei Klärgas sind die Siloxane. Im Gegensatz zur Klärgasverstromung sind in Schweden bei Treibstoffprojekten, trotz der jahrzehntelangen Verwendung von aufbereitetem Klärgas, keinerlei Probleme mit Siloxanen aufgetreten. Grund dafür dürfte sein, dass die beiden in Schweden üblicherweise verwendeten Methanaufbereitungsverfahren (Druckwasserwäsche, PSA) eventuell vorhandene Siloxanbestandteile ohnehin abscheiden. Untersuchungen bzw. gesicherte Ergebnisse unabhängiger dritter Stellen betreffend diese Abscheidung von Siloxanen durch die unterschiedlichen Methanaufbereitungsverfahren liegen jedoch nicht vor.
- Beim Membranverfahren, wie es etwa in Bruck/Leitha oder in Margarethen/Moos verwendet wird, dürften Siloxanbestandteile vermutlich nicht abgetrennt werden bzw. liegen hierzu noch keine Erkenntnisse vor. In diesem Fall wären zusätzliche Reinigungsstufen notwendig. Weiters wurde bis dato noch nicht untersucht, ob oder in

³⁸ Siehe [ÖVGW G31]

³⁹ Siehe [ÖVGW G33]

⁴⁰ Schlussfolgerungen teilweise übernommen aus [Hinterberger 2010]; ergänzt um zusätzliche Informationen und Erkenntnisse.

welcher Weise das Trennverhalten der Membrane durch Siloxane (positiv oder negativ) beeinflusst wird.

- Die ÖVGW G33 ist die einzig europäische Norm in Europa, die einen Grenzwert für Siloxane vorsieht, schließt jedoch Klärgas zugleich aus ihrem Geltungsbereich grundsätzlich aus. Eine Einspeisung von aufbereitetem Klärgas in das Erdgasnetz war daher bei Erlassung der Richtlinie im Jahr 2006 daher überhaupt nicht möglich. Inzwischen wird es durch einen Zusatz zur Richtlinie den einzelnen Netzbetreibern überlassen, die Einspeisung von Klärgas – allerdings auf eigenes Risiko - zuzulassen. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Gestattung der Einspeisung wie bei Biogasen, die der G33 unterliegen, existiert hingegen nicht.
- Die Genehmigungspraxis bei den in Planung befindlichen Projekten in Österreich ist stark unterschiedlich; manche Netzbetreiber lehnen die Einspeisung von Klärgas grundsätzlich ab, andere sehen dies problemlos.
- Die deutschen wie auch die schweizer Normen sind in Hinblick auf die Gasqualität generell sehr ähnlich mit den österreichischen Normen ÖVGW G31 / G33. Im Unterschied zu Österreich steht dort einer Einspeisung von Klärgas ins Erdgasnetz jedoch nichts Grundsätzliches entgegen.
- Sowohl in Deutschland wie in der Schweiz wurde Klärgas bereits in des Erdgasnetz eingespeist. Von der technischen Komplexität und der Maschendichte sind die dortigen Gasnetze mit dem österreichischen vergleichbar. Es liegen keinerlei Berichte über negative Begleiterscheinungen durch Siloxane vor.

Da die Ausgangsbedingungen (Netzdichte, Netztopologie, technische Normen) zwischen Deutschland und Österreich sehr ähnlich sind, wären durch eine koordinierte Vorgangsweise hinsichtlich F&E vielfältige Synergieeffekte zu erwarten, insbesondere da der DVGW im Bereich Biogas bereits seit 2007 ein koordiniertes und ambitioniertes Forschungsprogramm vorantreibt. Ähnliches würde für eine institutionalisierte Kooperation (Erfahrungsaustausch, Abstimmung von Forschungsvorhaben, gemeinsame Aktivitäten, etc.) mit dem SVGW gelten.

Daraus lassen sich insbesondere folgende Empfehlungen ableiten:

- In einem ersten Schritt könnte der Erfahrungsaustausch zwischen den Verbänden in Deutschland, Österreich und der Schweiz institutionalisiert und F&E-Ergebnisse sowie Praxiserfahrungen ausgetauscht werden. In einem weiteren Schritt wären etwa auch die Abstimmung von Forschungsaktivitäten bzw. auch gemeinsame Forschungsprogramme bzw. Beauftragungen vorstellbar.
- Neben den Aktivitäten des DVGW im Bereich Biogas könnte diese Zusammenarbeit auch auf andere Gebiete im Bereich der Gaswirtschaft ausgeweitet werden (z.B. Innovationsoffensive im DVGW, Brancheninitiativen wie Initiative Gaswärmepumpe oder Callux).

Ein weiterer wichtiger Grund für eine bilaterale Zusammenarbeit wären die derzeitigen Bestrebungen zu einer europaweiten Standardsierung der Gasqualitäten bei Einspeisung von Green Gases, da die Interessenslage in den drei Ländern aufgrund ihrer vergleichbaren Rahmenbedingungen grundsätzlich sehr ähnlich ist.

Diese europäische Standardisierung erfolgt auf Basis von im Jahr 2006 veröffentlichten Empfehlungen einer Arbeitsgruppe in der Marcogaz - „Injection of Gases from Non-Conventional Sources into Gas Networks“ und wird seit 2008 im Rahmen von CEN/TC 234/WG 9 („Injection of non-conventional gases into gas networks“) vorangetrieben. Die Ergebnisse werden höchstwahrscheinlich bereits 2011 vorliegen, was entsprechende Auswirkungen auf die ÖVGW G33 und damit die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz in Österreich hätte.

Eine solche europaweite Regelung könnte insbesondere auf deutlich höhere Anforderungen hinsichtlich der Gasanalytik hinauslaufen. Während dies bei Großanlagen unproblematisch ist, würden solche zusätzlichen Anforderungen vor allem bei Einspeiseanlagen mit geringerer Anlagenkapazität zu einer hohen finanziellen Zusatzbelastung führen.

Parallel zu CEN/TC 234/WG 9 beschäftigt sich die CEN/TC19 mit der Standardisierung von gasförmigen Treibstoffen. Diesbezüglich ist von einer künftigen Anpassung der österreichischen Kraftstoffverordnung entsprechend den (zukünftigen) Empfehlungen von CEN/TC19 auszugehen, die jedoch nicht zwingend konform mit der Neuregelung in der CEN/TC 234/WG 9 gehen muss. Jedenfalls ist eine solche Anpassung der

Kraftstoffverordnung bei Vorliegen einer europäischen Standardisierung bereits im Verordnungstext vorgesehen.

Es ist jedenfalls davon auszugehen, dass diese aktuellen Entwicklungen in Richtung einer einheitlichen europäischen Festlegung der Gasqualität bei Einspeisung von Green Gases entscheidende Auswirkungen auf zukünftig notwendige Komponentenentwicklung (bzgl. Aufbereitungsverfahren, Messtechnik und Analytik) hat, insbesondere für Anlagen mit geringeren Durchsatzmengen.

Abgesehen von notwendigen Anpassungen in der ÖVGW G33 aufgrund europaweiter Standards wurde als wichtigste Maßnahme für zukünftige Green-Gas Projekte die Regelung der Einspeisung jener Green Gases, die bisher nicht in dieser Richtlinie berücksichtigt werden (wie z.B. Klärgas), identifiziert. Aktuell wird eine solche Öffnung der ÖVGW G33 von einigen Gasnetzbetreibern zwar gewünscht, von anderen hingegen abgelehnt.

Aufgrund des interessanten Potentials von Klärgas und der bestehenden Restunsicherheiten betreffend möglicher Auswirkungen von Siloxanen auf die technische Netzinfrastruktur bzw. des Fehlens gesicherter Erkenntnisse darüber, welche der Aufbereitungsverfahren in welchem Ausmaß Siloxane abscheiden können, wäre eine besondere Berücksichtigung dieser Fragestellungen in zukünftigen F&E-Ausschreibungen besonders wünschenswert.

Betreffend die Methanaufbereitungstechnologien sind bereits eine größere Anzahl von Methanaufbereitungstechnologien kommerziell verfügbar⁴¹. Aus österreichischer Sicht ist das Membranverfahren, das im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte im Rahmen von „Energiesysteme der Zukunft“ kontinuierlich weiterentwickelt wurde, von besonderem Interesse. Dieses in der Erdgasaufbereitung schon länger angewandte Verfahren wurde im Zuge mehrjähriger F&E-Aktivitäten für die bei der Biogasaufbereitung relevanten deutlich kleineren Durchsatzmengen optimiert („downscaling“).

Das Membranverfahren ist vor allem im kleinen Leistungsbereich unschlagbar günstig im Vergleich zu den konkurrierenden Technologien. Bei Analyse der einzelnen Kostenbestandteile (Investmentkosten, Stromkosten, sonstige Betriebskosten) zeigt sich,

⁴¹ Ein Überblick über verfügbare Technologien und Anbieter sind beispielsweise in [Urban 2008], [Hinterberger 2010] zu finden.

dass das Membranverfahren aufgrund seiner technologischen Spezifika bei Anwendung von Polygeneration im Smart Grid Kontext auch bei mittleren und größeren Anlagenkapazitäten einen deutlichen Kostenvorteil gegenüber etablierten Technologien aufweist. So sind aufgrund der Kostendegression bei den Investitionskosten spezifische Gesamtkosten von unter 1 Cent/kWh möglich.

Die Methanaufbereitung mittels Membranverfahren ist einer der Stärkefelder der österreichischen F&E-Institutionen und Stakeholder. Durch Folgeaktivitäten, wie z.B. Untersuchungen hinsichtlich der Auswirkung von Siloxanen auf das Trennverhalten der Membrane oder durch Unterstützung bei der Marktdurchdringung könnte man den vorhandenen Technologievorsprung weiter ausbauen.

Die betrachteten Methanaufbereitungstechnologien sind aber nicht nur für die Aufbereitung von Green Gases, sondern insbesondere auch für Carbon Capture & Storage (CCS) relevant. Diesbezüglich ist zusätzlich das BABIU Verfahren zu erwähnen, das an der Universität für Bodenkultur entwickelt wurde. Dieses hat nicht nur Potential zur Reinigung und Aufbereitung von Green Gases, sondern insbesondere in Hinblick auf dezentrale CCS – Technologien, da durch das Verfahren CO₂ in Müllverbrennungsschlacke dauerhaft stofflich gebunden werden kann.

2.2.1.3 Mögliche zukünftige Rohstoff- und Energieumwandlungstechnologien

Unter Biogas wird in Österreich zumeist lediglich das aus NAWAROS durch Fermentation erzeugte Rohgas verstanden. Dies ist jedoch eine stark eingeschränkte Sichtweise, da Green Gases als Ersatz für Erdgas aus einer größeren Anzahl von Roh- oder Abfallstoffen durch unterschiedliche Umwandlungstechnologien erzeugt werden kann.

Das wirtschaftliche Potential der aus NAWAROS erzeugten Green Gases ist grundsätzlich sowohl durch die Rohstoffkosten wie auch durch die begrenzten Anbauflächen eingeschränkt⁴². Um bei zugleich vertretbarem Förderaufwand langfristig erhebliche Anteile des derzeitigen Erdgasverbrauches substituieren zu können, müssen daher neue

⁴² Die Flächeneffizienz von Biogas ist zwar deutlich höher wie etwa von Biodiesel (Faktor 4 höher); trotzdem befindet sich die Erzeugung des Rohstoffes (außer bei Zwischenfrüchten) in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion.

Rohstoffquellen erschlossen wie auch effizientere Umwandlungstechnologien entwickelt werden.

Insbesondere durch die fundamentale Abhängigkeit zwischen Erdöl-/Erdgaspreis und den Erzeugerpreisen für landwirtschaftliche Produkte erscheint es derzeit nur wenig wahrscheinlich, dass sich das Preisdifferential zwischen NAWAROS und fossilen Energieträgern zukünftig deutlich im Sinne der Biogasverwertung verbessern wird.

Diesbezüglich muss sinnvollerweise zwischen kurz- und mittelfristigen Perspektiven und Zielen (bis zum Jahr 2020) und den langfristigen Perspektiven und Möglichkeiten (bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus) unterschieden werden, jeweils für die Themenbereiche (a) Rohstoffnutzung und (b) Verbesserung der Energieumwandlung.

2.2.1.3.1 Kurz- und mittelfristige Perspektiven der Rohstoffnutzung zur Biomethanerzeugung (bis zum Jahr 2020)

Insbesondere in einer kurz- bis mittelfristigen Betrachtung wird sowohl aus Kostenüberlegungen, des Fehlens geeigneter Förderinstrumente wie auch aus Gründen der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion für Biomethan aus NAWAROS kein besonders hohes Potential gesehen. Kurz- und mittelfristig sind die interessantesten wirtschaftlichen Potentiale vor allem im Abfallsektor und bei der Verwertung von Klärgas zu erwarten. Diesbezüglich können folgende Aussagen getroffen werden:

- Grundsätzlich ist das Mengenpotential von biogenen Abfällen zwar begrenzt. Ein großer Teil der in Österreich getrennt gesammelten biogenen Abfälle wird jedoch derzeit kompostiert⁴³. Eine Verlagerung von Abfallmengen von der Kompostierung hin zur Fermentation würde das Rohstoffpotential für die Erzeugung von Green Gases deutlich erhöhen⁴⁴.
- Auch das Potential für die Klärgasnutzung ist bei weitem noch nicht ausgeschöpft, da die bestehenden Kläranlagen energetisch teilweise höchst ineffizient sind. So wird

⁴³ Im Gegensatz zur Fermentation wird dabei jedoch keine Energie gewonnen.

⁴⁴ Eine solche Verlagerung könnte durch Lenkungseffekte wie etwa auch gesetzliche Regelungen auf der Länderebene beschleunigt werden.

typischerweise von Energieeffizienzsteigerungspotentialen im Bereich von 30 % bis 50 % des Energieverbrauches ausgegangen⁴⁵, wobei das größte Potential in der Verbesserung der Klärschlammnutzung gesehen wird. Diese zusätzlichen, ungenutzten Potentiale sind etwa:

- In vielen Fällen wurde auf die Errichtung einer Schlammfaulung überhaupt verzichtet⁴⁶. Bei kleineren Anlagen könnte durch geeignete Logistikkonzepte, etwa durch eine gemeinsame Faulung an größeren Standorten, die Wirtschaftlichkeit erhöht werden. Die im Schlamm enthaltene Energie könnte dann genutzt und zugleich die Entsorgungskosten damit reduziert werden.
- Auch bei Anlagen mit Schlammfaulung wird das entstehende Klärgas oft nur ineffizient genutzt. Oft erfolgt keine Verstromung, sondern lediglich eine thermische Nutzung. Teilweise werden erhebliche Mengen an Klärgas ungenutzt über die Fackel verbrannt.
- Selbst in Anlagen mit Verstromung werden die zusätzlichen Potentiale meist nur teilweise genutzt, da die aktuellen Stromeinspeisetarife als unattraktiv angesehen werden. Möglichkeiten der Klärschlammdeintegration (Steigerung der Methanausbeute) werden daher nur selten eingesetzt bzw. eher nur in Hinblick auf die Reduzierung der Klärschlammengen.
- Teilweise bestehen hohe ungenutzte Faulraumkapazitäten⁴⁷; die Möglichkeit der Co-Fermentation mit biogenen Abfällen wird in Österreich nur an wenigen Standorten⁴⁸ genutzt. Diese Nutzung bestehender Infrastruktur würde zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Green Gases führen.

Die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit von Biogasprojekten auf Basis Klärgas und/oder biogenen Abfällen zur Einspeisung in das Erdgasnetz (oder lokalen Treibstoffnutzung) kann

⁴⁵ Siehe [BMLF 2002]

⁴⁶ Von untersuchten 172 Kläranlagen mit Ausbaugröße > 3.000 EW verfügten nur 67 Anlagen über eine Schlammfaulung [BMLF 2002].

⁴⁷ In der Literatur werden Werte von durchschnittlich 20% angegeben. An einzelnen Standorten kann die Methangasausbeute jedoch auch problemlos verdoppelt werden.

⁴⁸ Beispiele: Leoben, Knittelfeld

vor allem im kommunalen Umfeld - aufgrund der erfolgreichen Best Practice Beispiele in Schweden, aber auch der Schweiz - grundsätzlich als gegeben angenommen werden⁴⁹.

Auch wenn das verfügbare Mengenpotential von Abfällen und Abwässern naturgemäß beschränkt ist, sollte dieses in den nächsten Jahren bestmöglich genutzt werden. Wie internationale Beispiele zeigen, sind Projektumsetzungen mit diesen Ausgangsstoffen auch mit sehr begrenztem Förderbudget möglich. Diese Projekte sind „low hanging fruits“; d.h. bei teilweise sehr hoher Wirtschaftlichkeit relativ zeitnah und einfach zu realisieren.

2.2.1.3.2 Langfristige Perspektiven der Rohstoffnutzung zur Biomethanerzeugung (bis zum Jahr 2050)

In einer längerfristigen Perspektive sind die Rohstoffpotentiale aus Abfall- und Abwassernutzung bei weitem nicht ausreichend, ebenso wie das Potential zur Erzeugung von Green Gases aus NAWAROS auch langfristig durch die Rohstoffkosten wie die begrenzten Anbauflächen eingeschränkt ist.

Zusätzliche Potentiale können etwa durch die Nutzung ligninhaltiger Rohstoffe zur Biomassevergasung erschlossen werden⁵⁰. Das Flächenpotential in Österreich ist jedoch begrenzt⁵¹ und die Sinnhaftigkeit des Importes aus Übersee, im Unterschied zur Situation in den Niederlanden, aus logistischen Gründen sehr zweifelhaft.

Diesbezüglich könnten in einer Langfristbetrachtung Mikroalgen zukünftig deswegen eine größere Bedeutung zukommen, da diese im Vergleich zu NAWAROS oder holzartige Biomasse die höchste Flächeneffizienz aufweisen. Eine Methanisierung des aus Mikroalgen erzeugten Materials verspricht weiters eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit als etwa die Herstellung von Treibstoff.

⁴⁹ Siehe hierzu auch [Hinterberger 2010]

⁵⁰ So sollen etwa nach den Plänen der „New Gas Plattform“ in den Niederlanden im Jahr 2030 bereits 20 % des verbrauchten Gases aus „Green Gases“ kommen, im Jahr 2050 bereits 50 %, zum großen Teil durch Biomassevergasung importierter Rohstoffe.

⁵¹ Das Holz wird derzeit sowohl stofflich genutzt (Papierindustrie), aber auch zur Beheizung (Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel) wie zur Stromerzeugung; Restmengenpotential sind nur begrenzt verfügbar.

Mit Blickrichtung in das Jahr 2050 wäre auch die direkte Nutzung der Sonnenenergie denkbar. Die Technologien zur direkten Umwandlung von Sonnenenergie und CO₂ zu Methan oder Wasserstoff (direkte Photosynthese) sind zwar noch in den Kinderschuhen, aber grundsätzlich möglich.

2.2.1.3.3 Kurz- und mittelfristige Perspektiven zur Verbesserung der Umwandlungstechnologien (bis zum Jahr 2020)

In Hinblick auf die Erreichung der Klimaziele bis zum Jahr 2020 konnten hinsichtlich der Verbesserung der Umwandlungstechnologien, sowohl betreffend der Erhöhung der Rohstoffeffizienz wie der Kostenreduktion, im Wesentlichen zwei Maßnahmen identifiziert werden. Zum einen wäre dies die Verwendung bisher ungenützter Infrastrukturressourcen durch Einsatz von Co-Fermentation, zum anderen die Verbesserung der Biomethanausbeute (=Rohstoffeffizienz) durch Aufschlussverfahren.

Co-Fermentation

Die gemeinsame Fermentation von Klärschlamm und biogenen Abfällen wird in einigen Ländern wie Schweden schon seit langem erfolgreich eingesetzt. Co-Fermentation ist vor allem deswegen interessant, da die Faultürme der kommunalen Kläranlagen sehr oft viel zu groß dimensioniert wurden. Aufgrund dieser bereits bestehenden und abgeschriebenen Infrastruktur sind die Gestehungskosten der Methanproduktion wesentlich geringer als bei der Neuerrichtung einer Biogasanlage. In Abbildung 8 ist beispielhaft die Co-Fermentationsanlage der Stadtwerke Eskilstuna (Schweden) zu sehen.



Abbildung 8: Beispiel für Co-Fermentation von biogenen Abfällen gemeinsam mit Klärschlamm in Schweden (Quelle: New Energy)

In Österreich gibt es hingegen nur vergleichsweise wenig Betriebserfahrung⁵² mit der Nutzung freier Faulraumkapazitäten für die Co-Fermentation. Die Herausforderungen in der Betriebsführung liegen in der Aufbereitung der zusätzlichen Materialien und der Steuerung des Prozesses. Nicht jedes Material ist für die Vergärung in Faultürmen geeignet bzw. muss es vorher geeignet aufbereitet werden.

So hat die Inbetriebnahme einiger Co-Fermentationsanlagen in Österreich (z.B. Kläranlage Leoben) sowohl die Betreiber wie die ausführenden Firmen vor erhebliche Probleme gestellt (insb. unzureichende Rohgasproduktion). Zwar sind bei den ersten Projekten in Schweden ähnliche Probleme aufgetreten, die jedoch aufgrund der inzwischen langjährigen Erfahrung von Planern und Betreibern kaum mehr auftreten⁵³.

Diesbezüglich kann die Empfehlung zu bilateralen „Twinning Projekten“ (Schweden-Österreich) ausgesprochen werden, bei denen durch Know-How Transfer zwischen kommunalen Betreibern und Planungsfirmen Fehler in zukünftigen Projekten in Österreich von vornherein vermieden werden können.

Aufschlussverfahren

Es wurden Technologierecherchen betreffend der Möglichkeiten zur Verbesserung der Umwandlungseffizienz bei der Erzeugung von Green Gases angestellt. Diesbezüglich wurden die größten Potentiale bei der Verbesserung der Rohstoffeffizienz durch Aufschlussverfahren identifiziert.

Bei diesen Aufschluss- bzw. Desintegrationsverfahren werden durch unterschiedliche thermische, chemische, biochemische oder sonstige Methoden die Zellwände der im Fermenter von den Mikroorganismen abzubauenen organischen Materialien bereits im Vorfeld zerstört. Dadurch kann der Abbaugrad (=Rohstoffeffizienz) bzw. die Abbaugeschwindigkeit im Fermenter sehr deutlich erhöht und die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Green Gases erheblich verbessert werden.

⁵² Beispiele für solche Co-Fermentationsanlagen in Österreich sind Leoben oder Knittelfeld. Dabei sind die Betriebserfahrungen in Knittelfeld als positiv, jene in Leoben als negativ anzusehen.

⁵³ Siehe dazu [Hinterberger 2010]

Umfangreiche Marktrecherchen wurden angestellt und innovative Anbieter und Aufschlussverfahren wurden identifiziert (z.B. Cambi, Veolia, Pondus, VTA, Ultrawaves) und miteinander verglichen. Einige der recherchierten Verfahren bzw. Anbieter sind in Tabelle 1 dargestellt. Die detaillierten Ergebnisse dieser Technologierecherche sind im Anhang zu finden.

Verfahren	Technologie	Land	Information, Kontakt	Referenzen
Cambi	TDH ⁵⁴	Norwegen	www.cambi.no	Weltweit 23 Anlagen
Biothelys (Veolia)	TDH	Frankreich	www.veoliawaterst.com/biothelys/fr	2 Anlagen in Frankreich; 1 in Bauphase in Italien
Pondus /Limus	Thermisch/ Chemisch	Deutschland	www.pondus-verfahren.de	Kläranlage Gifhorn (Deutschland)
ATZ	TDH	Deutschland	www.atz.de	von Firma R. Scheuchl GmbH weiterentwickelt und eingesetzt
VTA	Ultraschall	Österreich	www.vta.cc	36 Referenzen weltweit
Ultrawaves	Ultraschall	Deutschland	www.ultrawaves.de	Referenzinstallationen in Deutschland und Polen
Lehmann Maschinen- bau GmbH	Mechanisch/ Bioextrusion	Deutschland	www.lehmann-maschinenbau.de	
Enpure	Ultraschall	UK	www.enpure.co.uk	

Tabelle 1: Übersicht über unterschiedliche Desintegrationsverfahren (Quelle: New Energy, eigene Recherchen)

Beispielhaft für die unterschiedlichen Verfahren und Anbieter, die bei dieser Technologierecherche identifiziert werden konnten, sei das norwegische Unternehmen Cambi genannt, welches die Thermodruckhydrolyse bereits seit 1995 zur Effizienzoptimierung von Klär- und Biogasanlagen einsetzt. Durch das Verfahren können sowohl die zu entsorgende Klärschlammmenge deutlich reduziert, die Investitionskosten durch deutlich höhere Kapazität der Fermenter (bzw. geringere Fermentergrößen) gesenkt und zusätzlich die Methanausbeute um bis zu 100% gesteigert werden (siehe Abbildung 9).

⁵⁴ Thermodruckhydrolyse (TDH)

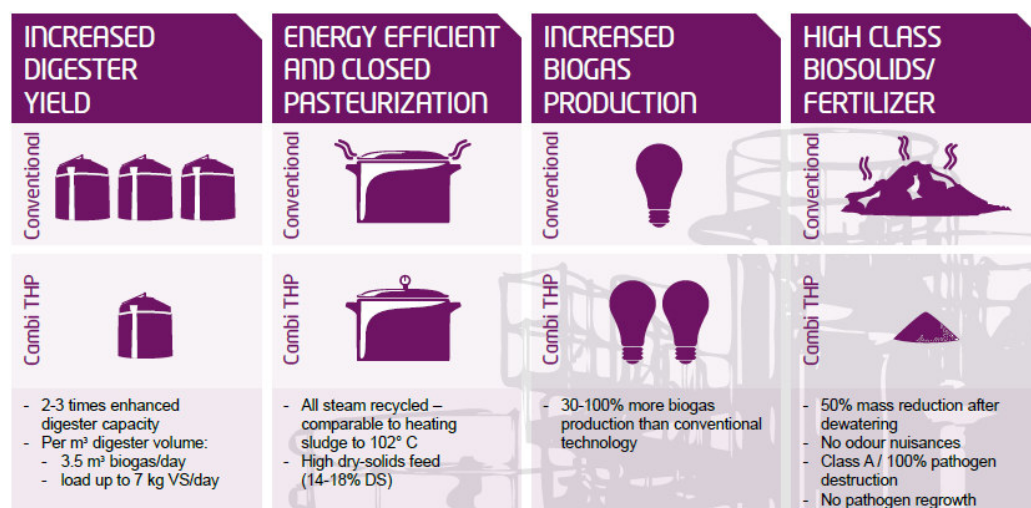


Abbildung 9: Vergleich Cambi Verfahren und klassische Fermentation (Quelle: Cambi)

Neben thermischen, chemischen oder biochemischen Methoden des Aufschlusses können aber auch mechanische Verfahren die Desintegration erleichtern. So kann alleine durch die Zerkleinerung der Einsatzstoffe die Bioverfügbarkeit im nachfolgenden Vergärungsprozess deutlich erhöhen werden. Zu diesen mechanischen Verfahren zählt auch die Ultraschallmethode. Dabei werden durch piezokeramische Ultraschallwandler mechanische Schwingungen in das Medium (Rohstoffmischung) eingebracht. Durch die dabei auftretenden sehr hohen Flüssigkeitgeschwindigkeiten kommt es zur Bildung sogenannter Kavitationsblasen und folgend zur Implusion und Zerstörung der Zellwände [ATV 2003].

Die recherchierten Verfahren sind zwar grundsätzlich bereits seit längerem bekannt, wurden jedoch bisher in den meisten Fällen nur an einzelnen Standorten eingesetzt und nicht systematisch auf ihre Eignung für die möglichen, unterschiedlichen Einsatzstoffe untersucht. So wurde etwa die Thermodruckhydrolyse bereits in den 40er-Jahren des letzten Jahrhunderts unter dem Namen Porteus Verfahren entwickelt und in vielen Kläranlagen auch eingesetzt. Ziel war damals allerdings nicht die Erhöhung der Methanausbeute, sondern die bessere Entwässerbarkeit des anfallenden Klärschlammes [ATV 2003].

Diese frühen Anlagen wurden nach mehreren Jahrzehnten jedoch wieder außer Betrieb gesetzt (Geruchsprobleme). Durch Änderungen im Prozess (niedrigere Temperaturen) und eine andere Verfahrenstechnik (z.B. ATZ, Limus) konnten viele Schwachstellen dieses Verfahrens inzwischen behoben werden.

Selbst bei der gleichen Technologiefamilie sind die technischen Lösungen sehr unterschiedlich. Beispielhaft seien hier die Desintegrationsreaktoren der Firmen VTA Engineering und Ultrawaves angeführt (siehe Abbildung 10), die zwar beide auf dem Ultraschallprinzip beruhen, aber mit völlig unterschiedlichen Reaktorsystemen arbeiten.



Abbildung 10: Desintegrationsreaktoren der Firmen VTA und Ultrawaves (Quelle: VTA Engineering GmbH, Ultrawaves)

In der Technologie- bzw. Literaturrecherche konnten jedoch keine Untersuchungen identifiziert werden, in welchen die einzelnen Verfahren systematisch miteinander verglichen und deren Eignung für die unterschiedlichen Rohstoffkategorien untersucht wird. Allerdings lassen sich folgende grundsätzliche Aussagen treffen:

- Die Effizienz und Sinnhaftigkeit der jeweiligen Methode ist stark von der Art und Beschaffenheit des eingesetzten Rohstoffes abhängig. Falls die Aufschlussverfahren und eingesetzten Materialien nicht aufeinander abgestimmt sind, ist die Ertragssteigerung nur gering bzw. kann es sogar zu einer negativen Energiebilanz kommen.
- Aufschlussverfahren sind bei leicht vergärbaren Einsatzstoffen mit ohnehin hohem Aufschlussgrad (wie z.B. NAWAROS) am wenigsten sinnvoll, da der mögliche, nur geringe Mehrertrag den zusätzlichen Aufwand und die einzusetzenden Energiemengen in vielen Fällen nicht rechtfertigt.
- Schwer vergärbare Materialien bzw. solche mit geringem Abbaugrad (z.B. Stoffe mit hohem Anteil von Lignozellulose, Schlachtabfälle etc.) sind hingegen für

Aufschlussverfahren perfekt geeignet, da die Effizienzgewinne erheblich sein können. Selbst eine Verdopplung des Methanertrages ist möglich.

- Ultraschall-Verfahren eignen sich grundsätzlich eher für flüssige Einsatzstoffe mit geringem oTS-Anteil, sonstige mechanische Verfahren und die Thermodruckhydrolyse eher für Rohstoffe mit hohem oTS-Anteil⁵⁵.

Aufgrund dieser Rechercheergebnisse wird zukünftiger Forschungsbedarf daher vor allem beim systematischen Vergleich der unterschiedlichen Aufschlussverfahren und der Untersuchung deren Eignung für die unterschiedlichen Anwendungsfälle bzw. Rohstoffkategorien gesehen. Ziel sollte der breite Einsatz dieser Verfahren in jenen Fällen sein, bei denen die Ressourceneffizienz tatsächlich auf kosteneffiziente Art und Weise gesteigert werden kann.

2.2.1.3.4 Langfristige Perspektiven zur Verbesserung der Umwandlungstechnologien (bis zum Jahr 2050)

Es wird damit gerechnet, dass die Umwandlungstechnologien für die Umwandlung ligninhaltiger Rohstoffe (Biomasse-Vergasung) bis zum Jahr 2050 kommerziell verfügbar sein werden. Als einschränkende Faktoren werden bei diesem Zeithorizont weniger die Umwandlungstechnologien, sondern vielmehr die Rohstoffbasis angesehen.

Mögliche weitere Potentiale werden vor allem in neuen Umwandlungstechnologien gesehen, die jedoch bis dato noch nicht verfügbar sind. Beispiel für eine solche vielversprechende Zukunftstechnologie, die identifiziert werden konnte, ist die katalytische nasse Biomassevergasung. Diese Technologie ist zwar bei weitem noch nicht marktreif; es liegen jedoch bereits erste Erfahrung mit Prototypen vor.

Die Entwicklung solcher neuer, unter Umständen bahnbrechender Technologien sind jedenfalls der Grundlagenforschung zuzuordnen. Inwieweit diese (bzw. welche) tatsächlich kommerziell verfügbar sein werden, ist derzeit noch nicht absehbar.

⁵⁵ Ergebnis eines Erfahrungsaustausches mit Vertreter des Swedish Gas. Eine systematische wissenschaftliche Untersuchung betreffend Eignung von unterschiedlichen Aufschlussverfahren für jeweils unterschiedliche Rohstoffkategorien ist nicht bekannt.

2.2.1.3.5 Kohlevergasung als strategische Option (Übergangstechnologie)

Der Ursprung der gasförmigen Energieträger liegt in der Kohlevergasung (Stadtgas)⁵⁶. Im Sinne einer Diversifikation der Lieferoptionen stellt diese „alte“ Technologie wieder eine neue Option – wenn auch unter neuen Vorzeichen - dar.

Aufgrund der weltweit bedeutenden Kohlevorkommen wäre in einem Übergangsszenario die Wiederbelebung der Kohlevergasung durchaus denkbar, vor allem in Schwellenländern wie China, allerdings aus Klimaschutzgründen nur in Kombination mit neuen CCS-Technologien. Durch eine Wiederbelebung dieser Vergasungstechnologien mit anschließender Methanisierung des Synthesegases und Einsatz von CCS-Technologien könnte das fossile Zeitalter bei gasförmigen Energieträgern verlängert werden.

Die Technologien zur Kohlevergasung und anschließender Methanisierung sind in Europa wie in den USA bereits intensiv erforscht und bis zur Marktreife gebracht worden. Das Interesse an einer kommerziellen Umsetzung ist im Laufe der 1980er- Jahre jedoch gesunken und die weiteren F&E-Aktivitäten eingestellt worden.

Betreffend der Methanisierung des Synthesegases⁵⁷ ist grundsätzlich die gleiche Technologie wie in der Biomassevergasung anwendbar. Allerdings sind die Gaszusammensetzung wie die Art und Konzentration der Gasverunreinigungen unterschiedlich. Der Unterschied liegt primär in der zwischen Vergaser- und Methanisierungsstufe befindlichen Gasreinigung.

Die derzeit einzige kommerzielle Anlage zur Kohlevergasung, Methanisierung und Einspeisung in das Gasnetz, die recherchiert werden konnte und die in den USA in Betrieb ist, ist jene der Dakotoa Gasification Company. Herzstück der Anlage sind 14 baugleiche Vergaser, in denen täglich 18.000 Tonnen Braunkohle verarbeitet werden. Die Anlage mit einer durchschnittlichen täglichen Produktionsmenge von 153 Mio. cf Methan⁵⁸ ist seit dem

⁵⁶ Siehe z.B. [Cerbe 2008]

⁵⁷ Der Wirkungsgrad der Erzeugung von Synthesegas aus Biomasse ist rd. 50 % höher als die Umwandlung in flüssige Energieträger durch die Fischer-Tropsch Synthese (vgl. [Graf 2009]).

⁵⁸ Entspricht rd. 4,3 Mio. Nm³ Methan pro Tag bzw. 1,58 Mrd. Nm³ Methan pro Jahr.

Jahr 1984 durchgehend in Betrieb. Die jährliche Produktionsmenge entspricht damit annähernd 18 % des gesamten jährlichen Erdgasverbrauches in Österreich.

Eine weitere Besonderheit der Anlage ist die Verwertung des anfallenden CO₂. Dieses wird über eine mehr als 300 Kilometer lange CO₂-Pipeline nach Saskatchewan in Kanada gepumpt und seit 2000 in die dortigen Öllagerstätten hineingepresst⁵⁹. Im Unterschied zu den Abgasströmen normaler Kohlekraftwerke bestehen diese bei der eingesetzten Vergasungstechnologie bereits zu 97 % aus CO₂. Eine weitere Reinigung des Abgasstromes vor Transport oder Speicherung ist daher nicht mehr notwendig.

Diese strategische Option würde sich vor allem für rasch wachsende Schwellenländer wie China anbieten, die zwar über erhebliche Kohlevorkommen, aber kaum Erdgasvorräte verfügen. Begrenzender Faktor für die Technologie sind derzeit die Kosten, da bei dem derzeitigen Preisniveau Erdgas noch immer deutlich günstiger zu beschaffen ist.

2.2.1.4 Lokale Biogasnetze und deren Anbindung an das Erdgasnetz

Im Rahmen der Recherchen konnten ausschließlich in Schweden eine größere Anzahl lokaler Biogasnetze identifiziert werden, bei denen jedoch teilweise bereits mehr als 10 Jahre Betriebserfahrung vorliegen. Grund für dieses Alleinstellungsmerkmal in Europa ist, dass in Schweden aufgrund der in der Vergangenheit sehr günstigen Strompreise die Konkurrenznutzung Biogasverstromung unattraktiv war und weiters nur in einigen Regionen⁶⁰ eine Anbindung an das Erdgasnetz überhaupt besteht. In anderen Ländern gibt es hingegen nur ganz wenige Praxisbeispiele, wie etwa in Steinfurt in Deutschland.

Die Möglichkeiten zum Betrieb von lokalen Biogasnetzen auch in Österreich wurden bereits in Grundlagenstudien grundsätzlich erarbeitet⁶¹. Herausforderung ist die konkrete Umsetzung von Demonstrationsprojekten, auch unter den derzeit schwierigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

⁵⁹ Dieses Einpressen von CO₂ dient zur Erhöhung der Erdölförderung („enhanced oil recovery“); dzt. werden rd. 50% der gesamten CO₂-Anfalls der Anlage eingepresst

⁶⁰ An der Westküste Schwedens von Malmö bis Göteborg.

⁶¹ [Hornbachner 2008], [Hinterberger 2010]

Diesbezüglich konnten folgende Themenfelder bzw. Forschungsfragestellungen als relevant für eine Verbreitung von lokalen Biomethanetzen identifiziert werden:

Wissenstransfer zur Realisierung von dezentralen Biomethanetzen im kommunalen Umfeld (Biogas-Modellregionen)

Die Erfahrungen aus Schweden lassen Umsetzungsprojekte vor allem im kommunalen Umfeld am aussichtsreichsten erscheinen. Bei österreichischen Kommunen gibt es hingegen diesbezüglich kaum Erfahrungswerte. Da in Schweden bereits sehr viele Erfahrungen bei der Umsetzung von lokalen Biogasnetzen gesammelt wurden, wäre der direkte Wissenstransfer zwischen Kommunen bzw. kommunalen Betrieben der effizienteste Weg zur Aktivierung der Stakeholder.

Diesbezüglich ist insbesondere von Interesse, wie die Erfahrungen von Schweden am besten nach Österreich transferiert bzw. wie praxisorientierte Twinning-Projekte strukturiert und gemanagt werden können.

Technische Fragestellungen betreffend Backupsysteme

In Schweden wird die Versorgungssicherheit primär durch aus Norwegen geliefertes LNG sichergestellt. Aufgrund des Fehlens einer LNG-Infrastruktur in Österreich wären andere Backup-Lösungen als in Schweden notwendig. Mögliche Lösungsansätze sind etwa dezentrale Containersysteme. Diese technischen Lösungen sind zwar grundsätzlich verfügbar (z. B. virtuelle Pipeline von Galileo), wurden jedoch in Österreich bisher noch nicht eingesetzt. Von Relevanz ist diesbezüglich einerseits die Anpassung an nationale Vorschriften, aber auch die Verzahnung zwischen dezentralen Micro-Grids und Erdgasinfrastruktur durch solche CNG-Trailersysteme⁶².

Rechtliche und wirtschaftliche Fragestellungen (Tarifsysteme, Unbundling)

Dezentrale Biogasnetze sind im österreichischen Regulierungsrahmen nicht vorgesehen. Diesbezüglich sind eine große Anzahl von Fragen noch ungeklärt (siehe hierzu insbesondere

⁶² Grundlagenstudien zu dieser Thematik: [Hornbachner 2009], [Hinterberger 2010]

Abschnitt 2.1.21 (Einpassung von Mikro-Grids in den derzeitigen Regulierungsrahmen) und folgenden Abschnitt 2.2.1.5)

2.2.1.5 Netznutzungsgebühren und Tarifsysteme und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der dezentralen Einspeisung

Im Rahmen der Projektarbeit wurde das derzeitige Regulierungsschema dahingehend untersucht, inwieweit die geltenden Tarifbestimmungen dezentrale Einspeisung ermöglichen bzw. verhindern. Zusammenfassend lässt sich dazu festhalten, dass bei der Ausgestaltung der Netztarife die Spezifika der dezentralen Einspeisung, im Unterschied etwa zu Deutschland, nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

Bei der in Österreich verwendeten Methode zur Tariffestsetzung handelt es um ein sogenanntes Briefmarkensystem⁶³. Der gesamte Netzbereich kann dabei als riesiger „Gas-See“ angesehen werden, in dem die Höhe der Netznutzungsentgelte unabhängig davon ist, wo innerhalb des Netzbereiches das Gas ein- oder ausgespeist wird. Die Netznutzungsentgelte werden dann vom Endverbraucher direkt getragen. Diese Grundsätze der Netztarifgestaltung wurden im Rahmen der Liberalisierung der Gas- und Strommärkte im Gaswirtschaftsgesetz kodifiziert und in Verordnungen der E-Control und E-Control-Kommission detailliert festgelegt.

Die Verwendung des beschriebenen Briefmarkenmodells bewirkt, dass die Kosten für den Gastransport über das Verteilnetz entfernungsunabhängig sind. Die Netzkosten für das dezentral eingespeiste Biogas sind damit gleich hoch wie der üblicherweise deutlich weitere Transport des angelieferten Erdgases zum Endverbraucher.

Durch das zusätzlich angewandte Bruttowälzverfahren, das durch das Gaswirtschaftsgesetz zwingend vorgeschrieben wird, werden die Kosten der Netzebenen 1 und 2 auf die Netzebene 3 überwälzt. Obwohl sich bei dezentraler Einspeisung also z. B. sowohl Einspeiser wie Verbraucher auf der Netzebene 3 befinden, muss der Kunde die Kosten der oberen Netzebenen 1 und 2 anteilig mittragen.

⁶³ [GWG 2008], [GNST-VO 2009]

Die derzeitige Rechtslage in Österreich betreffend der Netznutzungstarife, die Grundprinzipien von Briefmarkensystem und Kostenwälzung sowie deren detaillierte Ausgestaltung in der Systemnutzungsverordnung wurden im Anhang detailliert dargestellt. Weiters wurden typische Netznutzungsentgelte für verschiedene Netzebenen und Netzbereiche errechnet und miteinander verglichen.

Dabei konnten große regionale Unterschiede identifiziert werden. So sind für typische Abnahmemengen (Haushaltskunden) die spezifischen Netzentgelte in den teuersten Netzbereichen (Tirol, Salzburg) mehr als dreimal so hoch wie in den günstigsten (Niederösterreich, Oberösterreich, Steiermark).

Aus der Analyse des derzeit gültigen Tarifschemas können daher insbesondere folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Durch die Ausgestaltung des österreichischen Tarifsystems als Briefmarkensystem sind die Netzgebühren unabhängig von der Transportentfernung.
- Weiters werden die Kosten der oberen Netzebenen (1 und 2) auf die Kunden der Netzebene 3 überwälzt, unabhängig davon, auf welcher Netzebene eingespeist wird.
- Dies führt de facto dazu, dass bei dezentraler Produktion und dezentralem Absatz eigene Distributionssysteme, wie etwa parallel errichtete Biogaspipelines, deutlich kostengünstiger sein können. Dieser Aufbau solcher Parallelstrukturen ist zwar volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, kann aber im jeweiligen Einzelfall für den Projektbetreiber betriebswirtschaftlich deutlich günstiger sein.
- Eine Regelung, die diesen Kostennachteil der dezentralen Einspeisung gegenüber solchen Parallelstrukturen ausgleicht, wie etwa die vermiedenen Netzentgelte in Deutschland, ist im österreichischen System nicht vorgesehen.
- Zur Vermeidung eines volkswirtschaftlich unerwünschten, parallelen Direktleitungsaubaus wurden in Deutschland – neben der Festlegung vermiedener

Netzentgelte - auch Sonderformen der Netznutzungsentgelte ermöglicht.⁶⁴ Auch das ist im österreichischen Tarifschema nicht vorgesehen.

In diesem Zusammenhang wurden auch die Regeln betreffend Netzzugang und Netzeinspeisung in Deutschland eingehend analysiert. So sind im deutschen Tarifschema neben einer Sonderregelung hinsichtlich des Bilanzausgleiches (§ 41e GasNZV) insbesondere die pauschalen vermiedenen Netzentgelte⁶⁵ von Relevanz. Im Unterschied zu Österreich zahlen die Biomethaneinspeiser nicht die Kosten für die zentrale Infrastruktur (Hochdruckleitungen etc.) mit, sondern bekommen vielmehr eine Gutschrift für „vermiedene“ Netzentgelte, was die höheren Produktionskosten von Biomethan im Vergleich zum Einkaufspreis von Erdgas zumindest teilweise ausgleicht.

Die relevanten Bestimmungen in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)⁶⁶ und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und deren Konsequenz auf dezentrale Biomethaneinspeisung in Deutschland sind im Anhang detaillierter dargestellt.

Ergänzend wurden weitere Best Practice Beispiele hinsichtlich vermiedener Netzentgelte identifiziert. Auch auf Ebene der Stromnetze werden in Deutschland vermiedene Netzentgelte berechnet, die jedoch mit einem anderen Berechnungsmechanismus bestimmt werden und sich lediglich auf die vorgelagerten Netzebenen beziehen⁶⁷.

Diesbezüglich wurde insbesondere der Frage nachgegangen, welche der beiden in Deutschland verwendeten Systematiken für die Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte für den österreichischen Gasmarkt grundsätzlich besser geeignet wäre. Dazu wurden die Höhe der Tarife (und der Tarifsprünge) in den Strom- und Gasnetzen ermittelt und miteinander verglichen, wobei beispielhaft für die Bundesländer Wien, Niederösterreich und Steiermark der Anteil der übergeordneten Netzarife errechnet wurde. Diese lagen bei der Netzebene 7 (Strom) zwischen 44,8 % und 56,9 % der gesamten Tarifhöhe und damit um ein Vielfaches höher als im Gasnetz.

⁶⁴ Geregelt in § 20 GasNEV; [GasNEV 2005]

⁶⁵ Diese sind in § 20a GasNEV geregelt und sind mit 0,007 Euro/kWh festgelegt (Stand: 31. 12. 2010)

⁶⁶ [GasNZV 2005]

⁶⁷ Siehe § 18 StromNEV

Vermiedene Netzkosten im österreichischen Stromnetz würden daher bei Verwendung beider in Deutschland verwendeten Methodiken zu einer spürbaren Kostenerleichterung bei dezentraler Einspeisung führen. Bei dezentraler Gasnetzeinspeisung wäre eine Methodik wie nach § 18 StromNEV hingegen nicht geeignet.

Auf Basis der Analyse des regulatorischen Rahmens in Deutschland konnten weiters folgende Schlussfolgerungen betreffend möglicher zukünftiger Anpassungen des Tarifschemas in Österreich gezogen werden:

- Vermiedene Netzentgelte für Strom und Gas können die wirtschaftliche Schlechterstellung der dezentralen Einspeisung beseitigen oder zumindest deutlich verringern.
- Zukünftig wäre auch der Systemnutzen durch die Verwendung dezentraler Speicher (gegenüber der Nutzung von Untertagespeichern auf höherer Netzebene) durch vermiedene Netzentgelte oder einen sonstigen Ausgleichsmechanismus zu berücksichtigen.
- Die Höhe der Netztarife im Gas- wie im Stromnetz (bzw. der vermiedenen Entgelte) müssen jedenfalls auch im Gesamtkontext gesehen werden, d.h. in einer gemeinsamen Betrachtung der Gas- und Stromnetztarife. Insbesondere bei virtuellen Gaskraftwerken (z. B. bestehend aus Mikro-KWK) ist sicherzustellen, dass der gesamte Systemnutzen ausreichend berücksichtigt ist und es nicht zu einer Schlechterstellung gegenüber zentralen Gaskraftwerken kommt. >>> Ein Zusammenwachsen der Netztarife wäre langfristig wünschenswert.
- Vermiedene Netzentgelte sind lediglich eine Annäherung. In einem zukünftigen Smart Gas Grid wären die Netztarife sowohl entfernungs-, kapazitäts- und systemzustandsabhängig. Dies würde den Marktteilnehmern marktbasierende Anreize zur Optimierung des Gesamtsystems geben.

2.2.2 Energieeffizienz im Gasnetz und –system, intelligente Konzepte zur Effizienzoptimierung

Die Analyse des Energiesystems Erdgas zeigt, dass grundsätzlich in fast allen Stufen der Wertschöpfungskette noch teilweise erhebliche Optimierungspotentiale bestehen. Diese Effizienzsteigerungen stehen meist im Zusammenhang mit der Kopplung und Interaktion der unterschiedlichen Energiesysteme, Netze und Energieträger.

Die notwendigen Technologien sind vielfach bereits seit Jahren marktreif und kommerziell verfügbar. Bei Anwendungen in niedrigeren Leistungsklassen ist die Technologie hingegen oft noch im R&D- oder Demonstrationsstadium.

Um einen breiteren Einsatz zu ermöglichen sind jedoch oft Hindernisse in Hinblick auf die Einbindung in das bestehende Energiesystem zu überwinden, wie z.B. durch die Anpassung von Tarifsystemen oder Fördermechanismen. Weiters sind die Einsatzmöglichkeiten in den relevanten Stakeholderkreisen aufgrund des Fehlens von Deploymentstrategien oft nur unzureichend bekannt.

Marktreife Anwendungen, die eine Rolle in einem zukünftigen Smart Gas Grid spielen können, wurden recherchiert und konnten primär an jenen Orten im Gasnetz identifiziert werden, an denen der Energieträger seinen Betriebsdruck verändert. Die Rechercheergebnisse und Überlegungen betreffend der Nutzung von „Waste Heat“ bei Verdichterstationen (Abschnitt 2.2.2.1) und von „Waste Pressure“ an Druckreduzierstationen (Abschnitt 2.2.2.2), insbesondere in Kombination mit KWK-Technologien oder Erneuerbaren Energieträgern, sind folgend dargestellt.

2.2.2.1 Nutzung von „Waste Heat“ von Verdichterstationen

Ausgangslage

Beim Transport des Erdgases über die interkontinentalen Fernleitungen verliert das zu transportierende Erdgas durch den Strömungswiderstand in den Pipelines laufend an Druck. Entlang der überregionalen Transportleitungen müssen daher alle 100 bis 200 km sogenannte Verdichter- oder Kompressorstationen errichtet werden, in denen das Erdgas

erneut komprimiert wird, um die entstandenen Druckverluste auszugleichen. Eine solche Verdichterstation besteht aus einer Antriebsmaschine, einem Kompressor sowie den dazugehörigen Hilfseinrichtungen [Cerbe 2008].

Die üblicherweise verwendeten Gasturbinen erreichen dabei meist Wirkungsgrade von bis zu 35 %. Die Abluft aus den Gasturbinen hat ein sehr hohes Temperaturniveau und könnte energetisch genutzt werden, was jedoch im Regelfall nicht geschieht. Grundsätzlich wäre die anfallende Abwärme sowohl für die Fernwärmenutzung wie für die Stromerzeugung nutzbar.

Praktisches Problem bei der Fernwärmenutzung ist, dass die Verdichterstationen aufgrund ihrer Größe und Umweltauswirkungen auf die Anrainer (Lärm, Emissionen) möglichst weitab von Siedlungen bzw. bewohntem Gebiet errichtet werden. Aufgrund der langen Leitungswege ist eine Nutzung der Abwärme für die Einspeisung in ein Nahwärmenetz daher in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich möglich.

Hinsichtlich der Nutzung zur Stromerzeugung kann eine Verdichterstation als „halbes“ GuD Kraftwerk, d.h. GuD-Kraftwerk ohne Dampfstufe, angesehen werden. Während die aus der Gasstufe gewonnene mechanische Energie nicht zur Stromerzeugung, sondern zur Erdgasverdichtung verwendet wird, kann mit der Abwärme aus den Gasturbinen eine weitere Stufe betrieben werden (siehe Abbildung 11). Als Arbeitsmedium eignen sich entweder Dampf oder organische Flüssigkeiten mit einer niedrigeren Verdampfungstemperatur (ORC-Prozess).

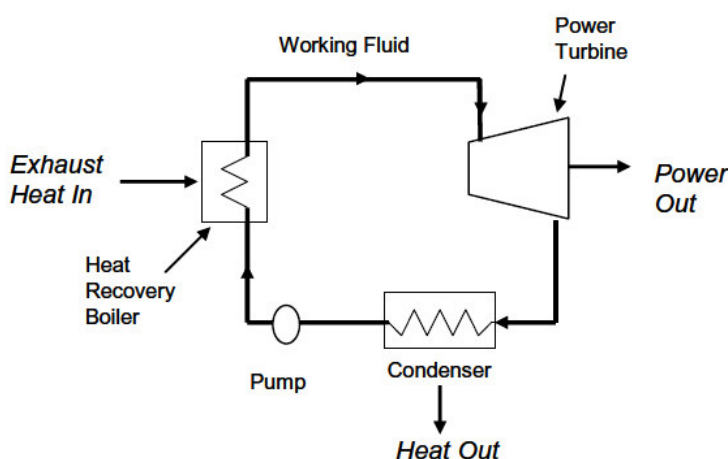


Abbildung 11: Prozessschema Nutzung von Abfallwärme (Quelle: Energy and Environmental Analysis, Inc.)

Die erste Anlage in Europa⁶⁸, bei der die Abwärme der Erdgas-Verdichter tatsächlich genutzt wird, wird vom Netzbetreiber Wingas in Mallnow an der deutsch-polnischen Grenze betrieben (siehe Abbildung 12).



- 1 Maschinenhaus mit Gasturbine und Verdichter
- 2 Abhitzeessel
- 3 Maschinenhaus mit Dampfturbine und Verdichter
- 4 Gasaufbereitung
- 5 Luftkondensator

Abbildung 12: Verdichterstation in Mallnow (Quelle: Man Turbo AG)

Die drei am Standort bereits vorhandenen und seit 1999 in Betrieb stehenden Turboverdichter wurden im Jahr 2008 durch einen vierten Verdichter erweitert, wobei die Abwärme der neuen Gasturbine in einem von der Firma Bertsch gelieferten Abhitzeessel zur Dampferzeugung genutzt wird. Dabei werden stündlich bis zu 85 Tonnen Heißdampf erzeugt, die zum Antrieb einer Dampfturbine von 20 MW Leistung verwendet wird. Im Unterschied zur Stromerzeugung wurde an die Dampfturbine jedoch kein Generator angekoppelt, sondern mit der mechanischen Energie ein vierter Erdgasverdichter angetrieben.

Unabhängig davon, ob der aus den heißen Abgasen erzeugte Dampf zur Stromerzeugung oder zum Direktantrieb einer zusätzlichen Erdgasverdichters genutzt wird, steht in beiden

⁶⁸ Persönliche Kommunikation GF Dir. Dr. Arno Kolbitsch, Josef Bertsch GmbH & Co KG

Fällen der Rohstoff de facto kostenlos zur Verfügung. Inwieweit die Stromerzeugung oder der Antrieb eines weiteren Verdichters die wirtschaftlichere Option ist, hängt vom jeweiligen Einzelfall (Transportmengensteigerung, Kosten der Anbindung an das Stromnetz, Verhältnis von Strom und Gaspreis, etc.) ab.

Neben dem Dampfprozess kann auch ein ORC Prozess verwendet werden. Im Unterschied zum Dampfprozess wird dabei ein anderes Arbeitsmedium verwendet (organische Flüssigkeit, oft auch Thermo-Öl genannt). ORC-Anlagen werden seit vielen Jahren etwa bei Geothermiekraftwerken oder bei jenen Industrieanlagen eingesetzt, bei denen Wärme nur auf geringerem Temperaturniveau zur Verfügung steht. Ein Beispiel für die Stromerzeugung mittels ORC-Prozess aus der Abwärme von Verdichterstationen in den USA ist in Abbildung 13 zu sehen.

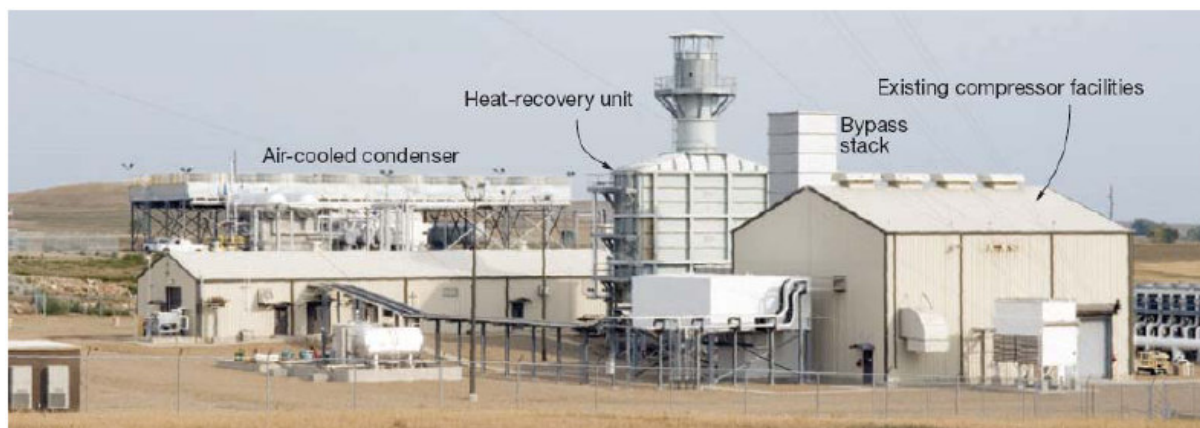


Abbildung 13: Stromerzeugung mittels ORC Prozess bei Kompressor Station Nr. 7, Northern Border Pipeline Co. (Quelle: Ormat Technologies, [Hedman 2008])

Erfahrungen aus den USA

Wie die Rechercheergebnisse zeigen, wird im Gegensatz zu Europa die Abwärme von Verdichterstationen in den USA viel häufiger genutzt. So wurde die Wirtschaftlichkeit der Nutzung der Abwärme aus Kompressorstationen in den USA im Auftrag der INGAA (Interstate Natural Gas Association of America) bereits systematisch untersucht [Hedman 2008].

Nach dieser Studie wurden in den USA bei Verdichterstationen bis dato ausschließlich ORC-Anlagen und keine Dampfturbinen eingesetzt. Wichtigster Anbieter ist die Firma Ormat.

Eine Auflistung der bisher von der Firma Ormat bei Verdichterstationen errichteten Systeme ist in Tabelle 2 zu sehen.

Project	Gas Turbine	Turbine Horsepower	Recovered Power	Power Purchaser	Year
TransCanada Pipeline, Gold Creek Station, Alberta, Canada	Rolls Royce, RB211	38,000 hp	6.5 MW	Alberta Power Pool	1999
Neptune Gas Processing, Centerville, Louisiana	Solar Mars 100 (2)	12,000 hp (each)	4.6 MW	Internal Use	2004
Northern Border Pipeline, St. Anthony, North Dakota	Rolls Royce, RB211	38,000 hp	5.5 MW	Basin Electric Cooperative	2005
Northern Border Pipeline, Wetonka, South Dakota	Rolls Royce, RB211	38,000 hp	5.5 MW	Basin Electric Cooperative	2006
Northern Border Pipeline, Clark, South Dakota	Rolls Royce, RB211	38,000 hp	5.5 MW	Basin Electric Cooperative	2006
Northern Border Pipeline, Estelline, South Dakota	Rolls Royce, RB211	38,000 hp	5.5 MW	Basin Electric Cooperative	2006
Alliance Pipeline, Kerrobert Station, Saskatchewan, Canada	GE LM2500	33,000 hp	5.5 MW	SaskPower	2006

Tabelle 2: ORC Technologie bei Verdichterstationen in Nordamerika (Quelle: [Hedman 2008])

Neben dem Verkaufspreis für den erzeugten Strom und der Verfügbarkeit von Förderungen wurden in dieser Studie folgende Faktoren identifiziert, die für die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit solcher Projekte entscheidend sind (Auswahl):

- Kompressorleistung; als untere Grenze werden - unter den Rahmenbedingungen in den USA - eine Turbinenkapazität von 15.000 PS angegeben.
- Bauliche Voraussetzungen; es muss genügend Platz für die Zusatzeinrichtungen (insb. Luft-Kondensator) am Gelände vorhanden sein.
- Lastprofil; je schwankender das Lastprofil ist, desto schwieriger ist die Wirtschaftlichkeit darstellbar. Als Faustregel wird ein Lastfaktor von 60 % als Untergrenze für die Wirtschaftlichkeit angegeben.
- Klimatische Voraussetzungen, Temperatur; je höher die Umgebungstemperatur, desto geringer ist der Wirkungsgrad
- Entfernung zum Stromnetz (Leitungslänge)

Als typische spezifische Investitionskosten einer geeigneten ORC Anlage werden 2.000 bis 2.500 USD/kW angegeben. Augenfällig ist, dass der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten extrem gering (rd. 2,3%) ist. Dies kommt vor allem dadurch zustande, da der Rohstoff (=Abwärme) kostenlos zur Verfügung steht. Auch die sonstigen Betriebskosten sind beim ORC Prozess relativ niedrig, da die Anlage weitgehend unbeaufsichtigt betrieben werden kann und kein ständiges Bedien- oder Aufsichtspersonal notwendig ist.

Wichtigste Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit ist daher, neben dem Verkaufspreis für den Strom und die Investitionskosten, ein möglichst hoher Lastfaktor bzw. möglichst große Anzahl von jährlichen Volllaststunden. Die Ergebnisse der amerikanischen Studie sind in Abbildung 14 zu sehen. Die in den USA erzielbaren Stromverkaufspreise, die in der Bandbreite zwischen 0,035 und 0,05 USD/kWh liegen (abhängig vom Bundesstaat), sind im Diagramm grün markiert.

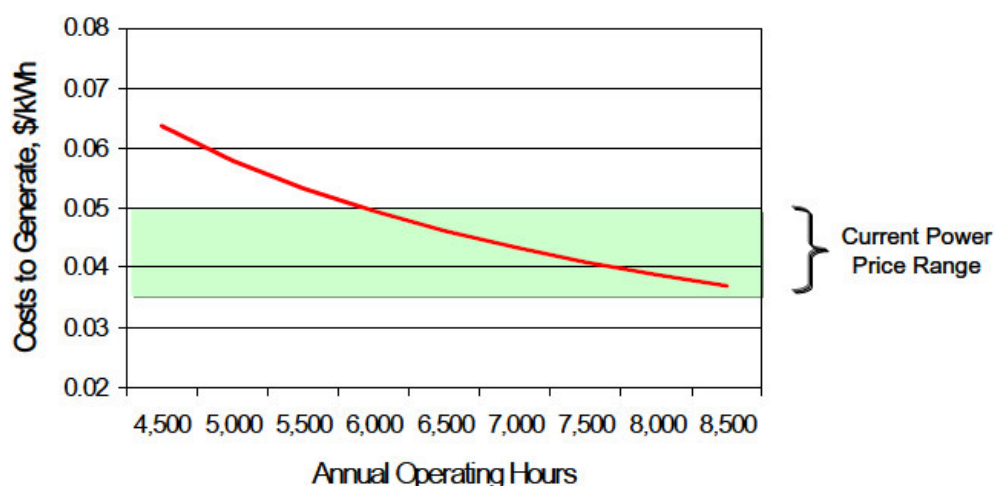


Abbildung 14: Kostenentwicklung in Abhängigkeit von Volllaststunden (Zahlen aus US; Quelle: [Hedman 2008])

Ein Vergleich dieser Preise mit den durchschnittlichen Strompreisen an der EEX in Leipzig zeigt, dass die aktuellen Strompreise jedenfalls kein grundsätzliches Hindernis für die Realisierung ähnlicher Projekte in Österreich oder Deutschland wäre (Daten siehe Anhang).

Potentielle Standorte in Österreich

Die Trans-Austria-Gasleitung (TAG) kann hinsichtlich der Transportleistung als wichtigste Erdgas-Fernleitung in Österreich angesehen werden. Diese führt von der österreichisch-slowakischen Grenze bei Baumgarten durch Niederösterreich und die Steiermark nach Kärnten, wo sie nach Arnoldstein auf italienischem Gebiet weitergeführt wird. Das transportierte Volumen (23,5 Mrd. Nm³ in 2008) ist deutlich höher als der gesamte Erdgasverbrauch in Österreich (rd. 9 Mrd. Nm³).

Die anderen Transportleitungen wie die HAG (Richtung Ungarn), die SOL (Richtung Slowenien) oder die WAG (Verbindung West/Ostösterreich, Deutschland) haben eine deutlich geringere Transportkapazität. Im Vergleich zur TAG sind diese weiteren Fernleitungen nicht nur kleiner dimensioniert, sondern auch deutlich weniger ausgelastet. So beträgt etwa die tatsächliche Transportmenge über die HAG im Durchschnitt nur etwa ein Zehntel von jener über die TAG⁶⁹.

Von den insgesamt 7 Kompressorstationen in Österreich sind daher fünf entlang der TAG, zwei in Niederösterreich (Reichersdorf, Kirchberg). Grundsätzlich wäre daher – aufgrund der höheren Durchflussmengen – vor allem bei den Verdichterstationen entlang der TAG die vermehrte Abwärmenutzung interessant.

Die gesamte Streckenlänge der TAG in Österreich beträgt 380 km. Das gesamte Leitungssystem besteht derzeit aus drei parallelen Leitungen, vier Kompressorstationen sowie mehreren Ein- und Ausspeisepunkten. Die in den Verdichterstationen verbrauchte Primärenergie wird jedoch nur teilweise genutzt.

So werden etwa in der neuen Gasverdichterstation Weitendorf von einer Eingangsenergie von 125,8 MW lediglich 48,6 MW als Nutzleistung verwendet (46,6 MW davon als

⁶⁹ Entlang der HAG ist auf österreichischem Gebiet keine eigene Verdichterstation erreicht worden. Von der Verdichterstation in Baumgarten zum Übertritt der HAG nach Ungarn sind es lediglich rd. 50 km.

mechanische Leistung). 77,2 MW gehen hingegen in Form von Abgaswärme ungenutzt verloren (d.h. mehr als 60 % der eingesetzten Primärenergie)⁷⁰.

Weitere Standorte von Kompressorstationen an der TAG sind Baumgarten, Eggendorf, Grafendorf und Ruden. Die Transportkapazität der TAG ist sehr gut ausgelastet und wurde in den letzten Jahren schrittweise erweitert. Die Auslastung der TAG ist in Abbildung 15 zu sehen.

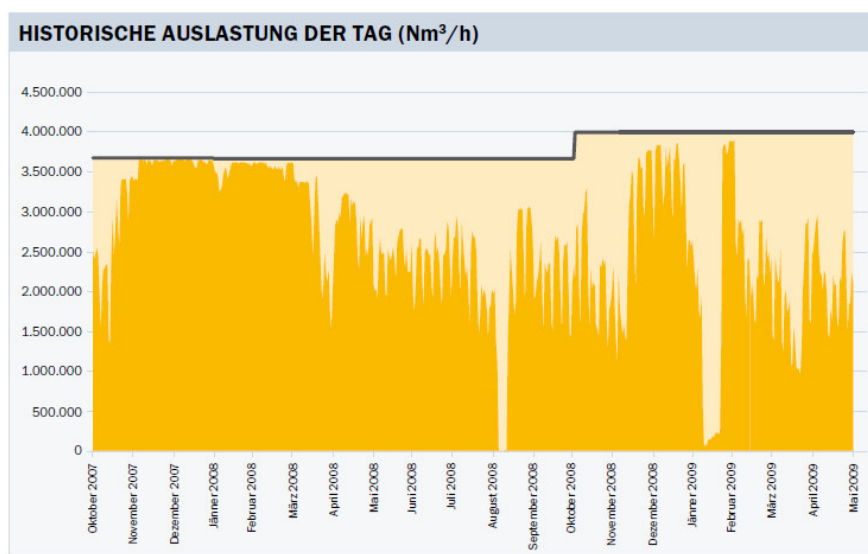


Abbildung 15: Auslastung der TAG-Leitung (Quelle: E-Control, TAG GmbH)

Neben der im Jahresverlauf schwankenden Transportmenge sind insbesondere folgende Hemmnisse bzgl. der Abwärmenutzung anzumerken:

- Die Verwendung des Stromes vor Ort ist im Regelfall nicht möglich, da der Eigenstrombedarf der Kompressorstationen (verhältnismäßig) gering ist. Lediglich die Netzeinspeisung erscheint sinnvoll.
- Es existieren keine speziellen Einspeisetarife für diese Art der Abwärmenutzung, ähnlich wie bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger.

⁷⁰ Zahlen aus Umweltverträglichkeitserklärung zur Gasverdichterstation Weitendorf. Die Abwärme am Standort Weitendorf soll ab dem Jahr 2011 zur Stromerzeugung genutzt werden. Eine Nutzung der Anlage in Eggendorf ist hingegen nicht vorgesehen.

- Bei geringen Durchsatzmengen (z. B. in den Sommermonaten) werden die einzelnen Verdichterstationen nur alternierend betrieben⁷¹.
- Die Gasnetzbetreiber in Europa sehen die Stromerzeugung bzw. die Vermarktung des erzeugten Stromes nicht als ihre Kernkompetenz an.
- Falls der Netzbetreiber ein solches Projekt selbst umsetzt, ist die entscheidende Frage, wie die Investitionen und die Betriebseinnahmen bei der Festsetzung der Netztarife bzw. in der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

Innovative Geschäftsmodelle in den USA

Da auch in den USA die Netzbetreiber die Stromproduktion nicht als ihr Kerngeschäft ansehen, geht der Trend in den USA vermehrt in Richtung Auslagerung und Contracting- bzw. Finanzierungsmodelle. Die Kraftwerksprojekte werden dabei von externen Projektentwicklern umgesetzt, die auf die Umsetzung von „waste heat“ Projekten spezialisiert sind [Hedman 2008].

Die Lieferung der Wärme erfolgt dabei auf „as available“ Basis. Die Wirtschaftlichkeit ist von Standort zu Standort sehr verschieden, kann aber aufgrund der historischen Lastprofile sehr gut abgeschätzt werden.

Der Pipelinebetreiber erhält eine (geringe) Zahlung für die ansonsten ohnehin nicht genutzte Abwärme von typischerweise 0,005 USD/kWh, was ca. 10 % des Stromverkaufspreises entspricht. Teilweise wurden auch Mindestvergütungen vereinbart, die in der Bandbreite zwischen 50.000 und 65.000 USD liegen. Projektbetreiber bzw. Contractinganbieter in den USA sind etwa die Firmen Ormat, EnPower oder NRGreen.

⁷¹ Der Einsatzzeitpunkt wird dabei durch eine Optimierungsprogramm vorgegeben, in das im Normalbetrieb - aufgrund der Verträge mit den (italienischen) Transportkunden - nicht eingegriffen werden kann.

So wurden beispielsweise vom Unternehmen NRGreen Power inzwischen bereits vier ORC-Stromerzeugungsanlagen von jeweils rd. 5 MW bei den Verdichterstationen von Alliance Pipeline errichtet. Weitere drei Standorte entlang dieser Pipeline sind derzeit in Planung.

Identifizierte Best Practice Beispiel zur Kombination von „Waste Heat“ und erneuerbaren Energieträgern (Biomassenutzung)

Ein weiteres von externen Finanzgebern errichtetes und betriebenes Projekt zur Nutzung der Abwärme von Erdgaskompressorstationen wurde in Kanada realisiert. Die Besonderheit dieses Projekt liegt in der kombinierten Nutzung der Abwärme von zwei Kompressorstationen und einem Biomassekessels.

Die Anlage wurde direkt neben der von TransCanada betriebenen Kompressorstation Nr. 88 errichtet. Neben der Abwärme aus zwei Gasturbinen werden in dem Biomassekessel jährlich 320.000 Tonnen Holzabfälle zur Dampferzeugung und anschließenden Stromproduktion verwendet. Für die Dampferzeugung aus den Turbinengasen werden spezielle Durchlaufdampferhitzer („once through steam generators“) verwendet und der erzeugte Dampf in einer 41 MW-Turbine von Alstom in elektrischen Strom umgewandelt [CPI 2010]. Das grundsätzliche Prozessschema ist in Abbildung 16 zu sehen.

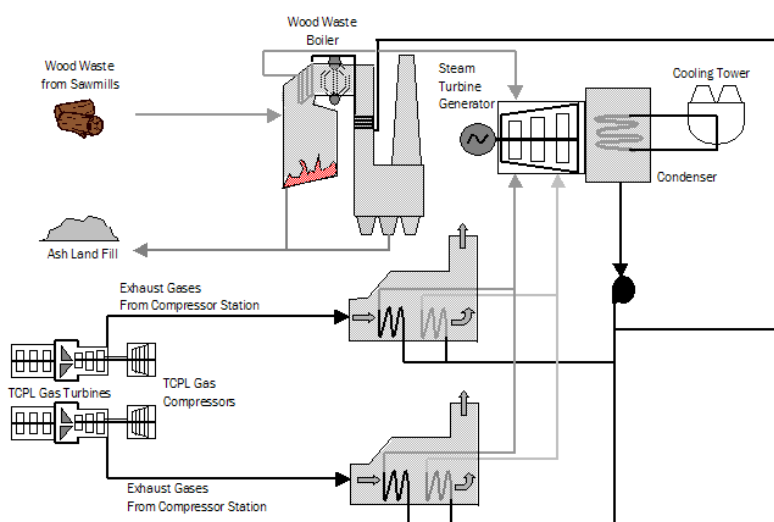


Abbildung 16: Kombination von "Waste Heat" und Biomasse; Best Practice Beispiel aus Kanada (Quelle; eigene Darstellung nach Capital Power Income L.P.)

Durch die gemeinsame Verwertung von Abwärme und Biomasse können die Anzahl der Betriebsstunden und damit die Gesamtwirtschaftlichkeit optimiert werden. So kann bei entsprechend hohem Abwärmeangebot Rohstoff (Biomasse) eingespart bzw. muss bei einem Abschalten der Kompressorstation nicht auch der Dampfprozess hinuntergefahren werden.

Umsetzungsbarrieren und mögliche Lösungsansätze bei der Nutzung von „waste heat“ aus Verdichterstationen in Österreich

Die grundsätzlichen Hemmnisse wurden bereits oben angeführt. Größtes Problem dabei ist der diskontinuierliche Betrieb der einzelnen Verdichterstationen. So erfolgt die Lieferung des Erdgases aus Russland zwar grundsätzlich als sogenannte Bandlieferung, d.h. die Transportmenge ist unabhängig von der Jahreszeit. Damit können die kontinentalen Transportpipelines optimal ausgelastet werden.

Da der Verbrauch im Winter jedoch deutlich höher als im Sommer ist, müssen die überschüssigen Mengen in den großen Untertagespeichern zwischengespeichert werden. Die diesen saisonalen Speichern nachgelagerten Transportleitungen weisen hingegen saisonale Schwankungen auf⁷². Nach Angaben der Betreiber sind einzelne Verdichter daher teilweise wochenlang nicht in Betrieb.

Der Betrieb und die Entscheidung für das Ein- und Ausschalten einzelner Stationen erfolgt dabei durch ein Optimierungsprogramm. Aufgrund der geltenden Transportverträge darf im Normalbetrieb auf deren Betriebsweise nicht manuell eingegriffen werden.

Im Gesamtkontext würden sich daher zwei Denkansätze für eine Optimierung der Betriebsweise anbieten:

⁷² Die Verdichterstationen, die den saisonalen Speichern vorgelagert sind, würden sich daher am besten zur Abwärmenutzung eignen. Diese befinden sich allerdings in unseren östlichen Nachbarländern (Slowakei, Ukraine, Russland).

Variante 1:

Es wird nur ein Teil der Verdichterstationen mit Abwärmenutzungseinrichtungen ausgestattet. Diese Anlagen werden im Rahmen des Dispatchings bei Teillast als letzte außer Betrieb gesetzt. Diese Betriebsweise – d.h. integrierte Optimierung der Gesamtenergieeffizienz, sowohl in Hinblick auf Transportkosten wie Abwärmenutzung - wäre in die derzeitigen Optimierungsprogramme zu integrieren⁷³.

Variante 2:

Bei diesem Projektansatz würde die Nutzung der Abwärme mit anderen Brennstoffen (z. B. Biomasse) kombiniert werden. Eine solche Betriebsweise kann aus Sicht der Abwärmenutzung die Anlagenbetriebsdauer erhöhen bzw. aus Sicht der Biomassenutzung die Rohstoffkosten deutlich senken. Eine Zusatzfeuerung durch Erdgas (bei nur kurzfristigen Schwankungen) wäre ebenfalls denkbar.

Problematisch bei der kombinierten Biomasse/Abwärmenutzung ist jedoch, dass aufgrund der Distanz zu Siedlungen die auch beim Dampf- bzw. ORC-Prozess anfallende Niedertemperaturwärme im Regelfall nicht genutzt werden kann. Dies wäre bei einer Gesamteffizienzbetrachtung jedenfalls zu berücksichtigen.

Auch bei Variante 2 wäre es sinnvoll, die Optimierung der Wärmenutzung in die Optimierungsprogramme für die Transportleitungen mit einzubinden. Wenn eine aktive Beeinflussung des Dispatchings aus geschäftspolitischen, praktischen oder rechtlichen Überlegungen nicht möglich ist, wäre es zumindest wünschenswert, aus dem Dispatching Prognosewerte zu bekommen, um den (relativ) trägen Dampfprozess in Hinblick auf zukünftige Schwankungen der Abwärmemengen optimieren zu können (Mehr- oder Wenigerzugabe von Biomasse).

Abgesehen von diesen beiden Varianten kann die Wirtschaftlichkeit erhöht werden, indem die Dimensionierung der Komponenten der Abwärmenutzung nur auf einen Teilstrom - und nicht auf die Maximalkapazität bezogen – erfolgt.

Mögliche nächste Schritte, identifizierte Forschungsfragestellungen:

⁷³Diesbezüglich müssten die als eher gering eingeschätzten Mehrkosten, die primär durch eventuell erhöhten Verbrauch von Arbeitsgas entstehen, den Transportkunden abgegolten werden.

- Analyse der historischen Betriebsdaten (Laufzeit der einzelnen Kompressorstationen); Wirtschaftlichkeitsberechnungen (Abschätzungen) an beispielhaften Standorten
- Entwicklung eines Konzept zur Integration der Abwärmenutzungskonzepte in die Optimierungsprogramme des Dispatchings; Abschätzung des maximalen Effizienzverlustes in Hinblick auf Transportkosten bei „OVERRULING“ der Optimierungsprogramme (Simulationsrechnung)
- Technologierecherche betreffend Stromerzeugung aus Abwärme und Biomasse; Recherche weiterer Best Practice Beispiel
- Technologierecherche betreffend Optimierung des Anfahrtsverhaltens (bei diskontinuierlichem Betrieb)
- Kombination der Nutzung von „waste heat“ mit Erneuerbaren Energieträgern; welche sonstigen Synergieeffekte wären denkbar? Wie könnte eine solche Anlage zu einem „Netzknoten der Zukunft“ ausgebaut werden?
- Entwickeln von technischen Lösungen für kleine Standorte bzw. Transportkapazitäten; Anmerkung: bei Biomasseverbrennung werden ORC-Anlagen in Kompaktbauweise (Container) bereits ab 200 kW angeboten, teilweise auch kleiner.
- Minimierung der Anfahrverluste durch Entwicklung neuer Betriebsweisen und Prognosemodelle

2.2.2.2 Nutzung von „Waste Pressure“ von Druckreduzierstationen

Beim Übergang zwischen den einzelnen Netzebenen im Gasnetz muss der Betriebsdruck in Druckreduzier- bzw. Druckregleinrichtungen verringert werden. Dabei werden üblicherweise einfache Drosselventile eingesetzt. Da beim Entspannungsvorgang in einem solchen Drosselventil eine Temperaturerniedrigung auftritt (Joule Thomson Effekt), muss das Gas vorgewärmt werden⁷⁴. Durch diese Vorwärmung wird verhindert, dass bei der Temperaturerniedrigung der Kondensationspunkt des Wasserdampfes und der höheren Kohlenwasserstoffe unterschritten wird. Das grundsätzliche Prozessschema einer solchen einfachen Druckreduzierstation ist in Abbildung 17 zu sehen.

⁷⁴ [Cerbe 2008]

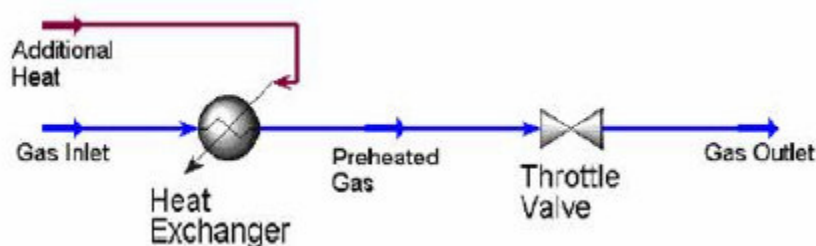


Abbildung 17: Prozessschema Druckreduzierstation / adiabatische Drosselung (Quelle: [Ardali 2009])

Anstelle mit einer solchen einfachen Druckreduzieranlage, die nach dem Grundprinzip der adiabatischen Drosselung arbeitet, kann der Druck auch mittels spezieller Wärmekraftmaschinen reduziert werden. Dabei wird das Erdgas nicht als stofflicher Energieträger genutzt, sondern lediglich als Arbeitsmittel im thermodynamischen Sinn. Diese speziellen Wärmekraftmaschinen werden Erdgasentspannungsanlagen (engl.: Turbo-Expander) genannt.

Die durch die Druckreduktion verfügbare mechanische Arbeit kann dann zur Stromproduktion genutzt werden, wobei durch Zufuhr von Wärme elektrische Wirkungsgrade von 80 % bis 90 % erreicht werden⁷⁵. Das Prinzipschema einer Druckreduzierstation mit Entspannungsanlage ist in Abbildung 18 zu sehen⁷⁶.

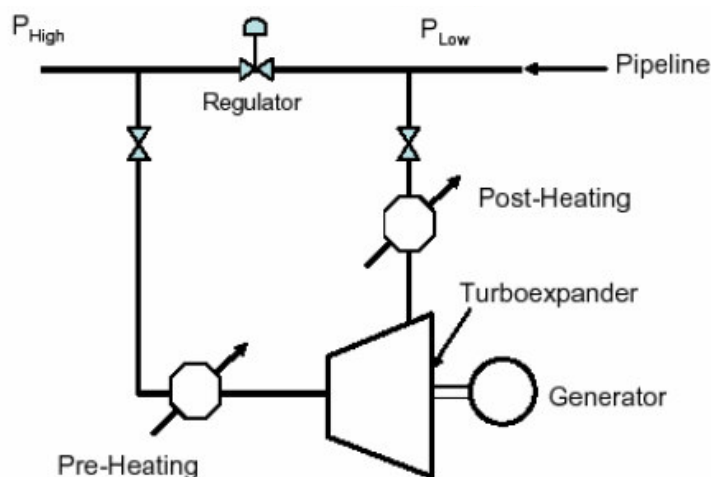


Abbildung 18: Prinzipschema einer Druckreduzierstation mit Erdgasentspannungsturbine (Quelle: [Ardali 2008])

⁷⁵ [UTA 2002], [Ardali 2009]

⁷⁶ Inwieweit eine Beheizung des Gasstromes auch nach der Entspannungsanlage notwendig ist, hängt von Anlagenauslegung bzw. vom jeweiligen Einzelfall ab.

In einer energetischen Betrachtung ist jedoch zu berücksichtigen, dass die auftretende Temperaturerniedrigung in Entspannungsturbinen deutlich höher ist als in einer klassischen Druckreduzierstation (Drosselventil). Die Wirtschaftlichkeit von Entspannungsanlagen hängt daher wesentlich davon ab, inwieweit Wärme (Abwärme) günstig zur Verfügung steht bzw. ob die Temperaturerniedrigung z. B. für Kälteanwendungen genutzt werden kann⁷⁷.

Erdgasentspannungsturbinen bzw. -motoren sind grundsätzlich marktreif. Allerdings ist diese Technologie nur wenig bekannt und wird daher nur selten eingesetzt. Laut [IUTA 2002] waren in Deutschland im Jahr 1999 lediglich 40 Gasentspannungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 50 MW_{el} in Betrieb, im übrigen Europa nur 34 Anlagen. In Gesprächen mit deutschen Gasnetzbetreibern konnte keine einzige Entspannungsanlage identifiziert werden, die seit der Liberalisierung des Gasmarktes neu an das Netz gegangen ist. Für Österreich konnten keine Zahlen oder Statistiken betreffend den Einsatz von Erdgasentspannungsturbinen identifiziert werden. Lediglich in der Schweiz wurden neue Anlagen installiert (siehe folgende Beschreibung des Best Practice Beispiels Arlesheim)

Technische Ausführungen, Bauweisen, technische und wirtschaftliche Auslegung

Grundsätzlich können alle thermischen Arbeitsmaschinen als Expansionsmaschinen verwendet werden. Vorwiegend kommen jedoch entweder Kolbenmaschinen oder Turbinen zum Einsatz, wobei bei der Turbinenausführung sowohl axiale wie radiale Turbinen verwendet werden. Axialturbinen haben den Vorteil, dass sie direkt in die Rohrleitung eingebunden werden können und dann nur wenig Platz benötigen⁷⁸.

Hubkolbenmotoren haben dafür den Vorteil eines besseren Teillastverhaltens und werden üblicherweise eher im unteren Leistungsbereich eingesetzt. Der größere Leistungsbereich ist hingegen Entspannungsturbinen vorbehalten, die den Vorteil der kompakteren Bauweise und des ölfreien Betriebes aufweisen.

Die Anlagen werden, abhängig vom Verhältnis von Eingangsdruck zu Ausgangsdruck, entweder ein- oder zweistufig ausgeführt. Bei hohem Druckdifferential würde es in

⁷⁷ Entspannungsanlagen sind die effizienteste Methode zur Herstellung tiefer Temperaturen und werden vor allem auch in der LNG-Industrie angewandt.

⁷⁸ [Sousa 2004]

einstufigen Anlagen zu unzulässig niedrigen Temperaturen kommen (Bildung von Kondensaten bzw. Vereisung), sodass in diesen Fällen eine zweistufige Entspannung mit Zwischenerwärmung notwendig wird.

Die verfügbare elektrische Leistung ist neben dem Wirkungsgrad der Arbeitsmaschine insbesondere vom Druckverhältnis (Eingangs- zu Ausgangsdruck) und von der Durchflussmenge pro Zeiteinheit abhängig. Die verfügbare elektrische Leistung kann beispielsweise mittels eines im Anhang dargestellten Nomogramms überschlagweise bestimmt werden.

Kostendaten und -funktionen

Im Auftrag der deutschen Stiftung Industrieforschung wurden von der IUTA sowohl Literaturdaten erhoben und Richtpreisangebote bezüglich Entspannungsturbinen eingeholt und darauf aufbauend Kostenfunktionen ermittelt. Die Ergebnisse dieser Recherchen sind im Anhang dargestellt.

Die ermittelten spezifischen Investitionskosten für Hubkolbenmotoren betragen bei einer elektrischen Anlagenleistung von 1 MW rd. 4.500 Euro/kWh. Dieser Wert scheint – im Vergleich zu KWK-Anlagen in gleicher Größenklasse - auf den ersten Blick relativ hoch⁷⁹. Allerdings ist in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen, dass der Rohstoff („waste pressure“) bei Entspannungsanlagen kostenlos zur Verfügung steht. Abgesehen von den Kosten für die Anlagenwartung fallen keine Betriebskosten an.

Bei größeren Anlagen werden hingegen vorwiegend Entspannungsturbinen verwendet, deren spezifische Investitionskosten bei großen Leistungen deutlich unter jene von Expansionsmotoren absinken.

Diese von der IUTA ermittelten und im Anhang dargestellten Kostenfunktionen ermöglichen eine erste Abschätzung betreffend der Investitionskosten und Wirtschaftlichkeit von Gasentspannungsanlagen, sind jedoch als oberste Grenze anzusehen. So gibt etwa [Ardali 2009] für die spezifische Investitionskosten von Entspannungsturbinen Werte zwischen 600

⁷⁹ Typische spezifische Investmentkosten für gasbetriebenes BHKW liegen zw. 500 und 1.000 Euro/kWh, in Abhängigkeit von der Anlagengröße.

und 2.300 USD /kWh an. Kosten für Hilfseinrichtungen sowie Planung und Engineering sind sowohl bei [IUTA 2002] wie [Ardali 2009] bereits enthalten.

Parameter für die Wirtschaftlichkeit von Entspannungsanlagen

Entscheidende Parameter für die Wirtschaftlichkeit von Entspannungsanlagen sind die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden (Lastprofil), die Gasdurchflussmenge, das Druckgefälle, die Anzahl der Expansionsstufen (ein- oder mehrstufig) und die Kosten für die zuzuführende (zusätzliche) Wärmeenergie.

Als Untergrenze für die Wirtschaftlichkeit wird von [IUTA 2002] ein Minstdurchsatz von 3.000 bis 5.000 Nm³/Stunde (ganzjährig, d.h. stabiles Lastprofil) bei einem Druckverhältnis von 5 bis 6 angegeben. Dies kann als Orientierungswert für eine erste Abschätzung der Wirtschaftlichkeit dienen. In der Technologierecherche konnten jedoch Technologien bzw. Best Practice Beispiele identifiziert werden, die auch bei wesentlich geringeren Gasdurchflüssen bzw. Druckverhältnissen wirtschaftlich betrieben werden⁸⁰.

Kombination von Entspannungsanlagen mit KWK-Technologien

Da die Kosten der Vorwärmung des Gasstromes entscheidend für die Wirtschaftlichkeit sind, ist es konzeptionell naheliegend, sofern nicht ohnehin kostenlose, ungenutzte Abwärme zur Verfügung steht⁸¹, die Entspannungsanlage mit einem BHKW zu koppeln, das parallel betrieben wird und dessen Abwärme die notwendige Wärme für die Entspannungsturbine liefert. Eine solche Anlagenkonzeption entspricht dem Konzept eines Netzknotens im Smart Gas Grids (siehe dazu Abschnitt 2.1.16).

Im Fall einer solchen Kopplung von Entspannungsturbine und BHKW wären diese Anlagen dann selbst in Ortnetzen mit geringeren Durchflüssen und stärker ausgeprägten saisonalen Schwankungen wirtschaftlich betreibbar.

⁸⁰ Beispiel dafür ist etwa das „Expansion Power Module“ von Kühnle, Kopp & Kausch

⁸¹ Dies kann z.B. bei Entspannungsanlagen an Standorten von Industriebetrieben der Fall sein.

Bei Einsatz von Biogas für das parallel zur Entspannungsturbine betriebene BHKW kann die Abwärme vollständig genutzt die Primärenergie praktisch zu 100 % zur Stromerzeugung verwendet werden.

Bei saisonal schwankenden Gasmengen kann bzw. sollte die Entspannungsanlage auf einen Teilvolumenstrom ausgelegt werden, wobei die (schwankende) Restmenge über die bestehende Druckreduziereinrichtung mit adiabatischer Drosselung geführt wird.

Best Practice Beispiel Arlesheim

Als erstes und praktisch einziges⁸² Best Practice Beispiel in Europa für eine solche Kopplung von Entspannungs- und KWK-Anlage wurde ein Standort in der Schweiz identifiziert, an dem im Jahr 2003 eine solche Anlagenkombination errichtet wurde und die nun schon seit einigen Jahren in Betrieb ist⁸³. In der DRM-Station in Arlesheim wird der Druck des Erdgases in den Fernleitungen von 50 bar auf 4,5 bar gedrosselt und danach in das Verteilnetz der Stadt Basel eingespeist. Vor der Inbetriebnahme der Anlage (siehe Abbildung 19) wurde die durch den Gasdruck freiwerdende Energie nicht genutzt.



Abbildung 19: Zweistufige Erdgasentspannungsturbine in Arlesheim (Quelle: Gasverbund Mittelland AG)

⁸² Abgesehen vom Nachfolgeprojekt der GVM in Oberbuchsitzen und dem Einsatz einer Entspannungsanlage in Börnsen (Deutschland).

⁸³ Quelle: Unterlagen der GVM – Gasverbund Mittelland AG

Die zweistufige Entspannungsturbine, die vom französischen Unternehmen Cryostar⁸⁴ geliefert wurde, ist auf einen Erdgasvolumenstrom von 35.000 Nm³/h ausgelegt und erzeugt eine elektrische Leistung von maximal 1.8 MW.

Damit am Ausgang der jeweiligen Turbinenstufe eine Temperatur von 10°C nicht unterschritten wird, muss das Erdgas vor dem Eintritt in die beiden Turbinenstufen jeweils auf 80°C vorgewärmt werden. Die für die Vorwärmung benötigte Wärmemenge wird durch zwei eigens errichtete, gasbetriebene Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von je 625 kW_{el} erzeugt. Die elektrische Gesamtleistung der Anlage (zweistufige Entspannungsturbine und zwei BHKWs) beträgt damit 3 MW. Das Prinzipschema der Gesamtanlage ist in Abbildung 20 zu sehen.

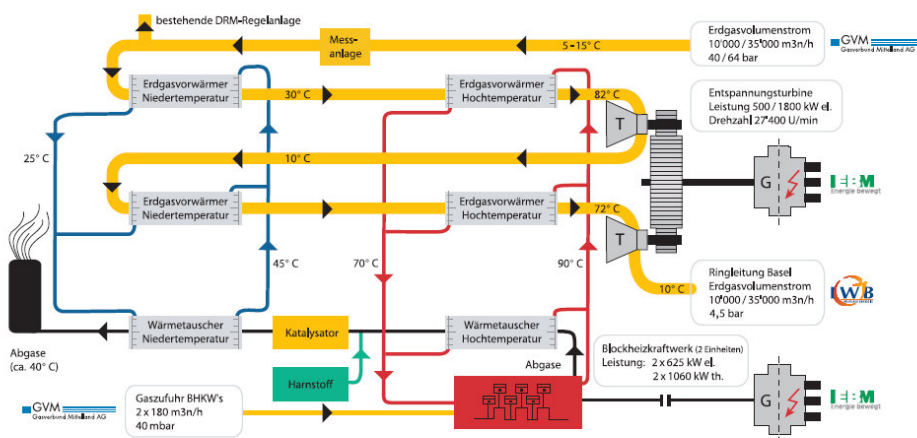


Abbildung 20: Prinzipschema der Erdgasentspannungsanlage in Arlesheim (Quelle: Gasverbund Mittelland AG)

Jährlich werden damit 18 Mio. Kilowattstunden an Strom erzeugt und in das lokale Versorgungsnetz eingespeist. Zwei Drittel der erzeugten Strommenge fallen aufgrund der ausgeprägten Lastkurven im Winterhalbjahr an.

Die Amortisationszeit der Anlage wird von den Betreibern in Arlesheim mit 15 Jahren angegeben⁸⁵. Als entscheidender Vorteil der Entspannungsturbine wird der hohe elektrische Wirkungsgrad angesehen, der deutlich über sonstigen Stromerzeugungsverfahren liegt.

⁸⁴ Teil des Linde-Konzerns

Aufgrund der guten Erfahrungen der GVM in Arlesheim wurde von dieser inzwischen eine weitere Erdgasentspannungsanlage in Oberbuchsitzen errichtet. Im Gegensatz zur Anlage in Arlesheim sind der Gasdurchsatz (3.000 – 7.000 Nm³/h) und die elektrische Gesamtleistung rd. 700 kW_{el}) deutlich geringer.

Weitere innovative Projektideen oder Konzepte wurden im UK (National Grid) und den USA identifiziert. So wurde in den USA im Jahr 2008 die weltweit erste und einzige Anlage, bei der eine Gasentspannungsturbine und eine Brennstoffzelle gemeinsam eingesetzt werden, vom kanadischen Unternehmen Enbridge Inc. in den Probebetrieb gesetzt. Das börsennotierte Unternehmen ist einer der größten Energieverteiler Nordamerikas und betreibt Kanadas größtes Erdgasverteilnetz.

Das Grundkonzept ist grundsätzlich ähnlich wie in Arlesheim, nur dass anstatt eines BHKWs eine stationäre Brennstoffzelle (Lieferant: FuelCell Energy, Inc.) verwendet wird. Die Erzeugung von Strom auf diese Art und Weise wird vom Unternehmen „ultra-clean generation“ genannt [Enbridge 2010]. Das Prinzipschema ist in Abbildung 21 zu sehen. Nach der Pilotanlage mit 2,2 MW elektrischer Leistung waren weitere Standorte mit insgesamt 18 MW vorgesehen, wurden bis dato jedoch nicht realisiert.

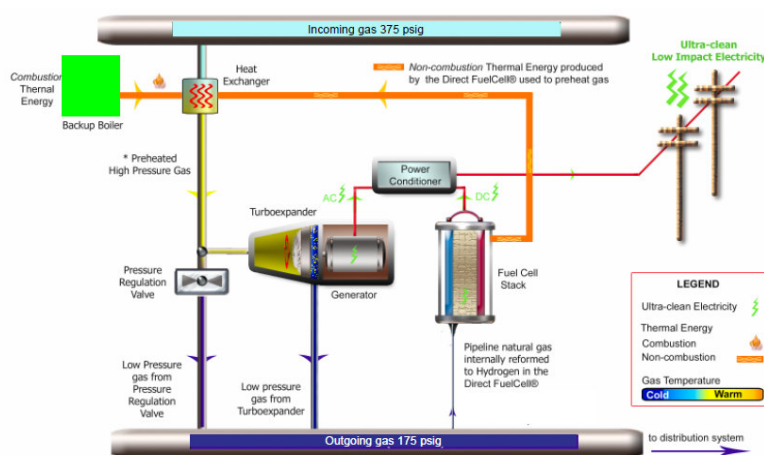


Abbildung 21: Prinzipschema der Kombination Entspannungsturbine und Brennstoffzelle (Quelle: Enbridge Inc.)

⁸⁵ Die Amortisationszeit ist stark abhängig vom jeweiligen Einzelfall, d.h. von Lastprofil bzw. Differential von Gas- und Strompreisen; so wurden etwa in [Ardali 2009] typische Amortisationszeiten von 3 Jahren ermittelt.

Recherche möglicher Lieferanten bzw. Hersteller von Entspannungsanlagen

Folgend wurden Lieferanten bzw. Hersteller von Entspannungsanlagen recherchiert. Es konnten verschiedenste Anbieter von Anlagen unterschiedlichster Leistungsklassen identifiziert werden. Die Ergebnisse dieser Recherchen (verwendete Technologie, verfügbare Leistungsklassen etc.) sind im Anhang zu finden. Beispielhaft sind in Abbildung 22 je ein Expansionsmotor und eine Expansionsturbine unterschiedlicher Hersteller dargestellt.

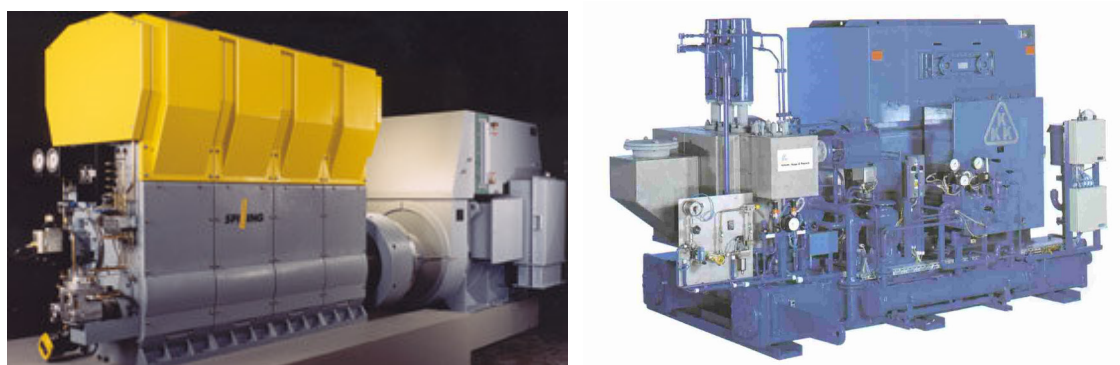


Abbildung 22: Erdgasentspannungsmotor von Spilling (links); Erdgasentspannungsturbine KK&K CFR 3 G5a von Kühnle, Kopp & Kausch AG (rechts) (Quelle: Spilling Energie Systeme GmbH, KK &K)

Einige der Spezialanbieter mit jahrzehnte- bzw. teils jahrhundertelanger Erfahrung in der Gastechnik wurden in den letzten Jahren jedoch von großen Konzernen übernommen (Honeywell, Siemens, Atlas Copco). Diesbezüglich ist schwer absehbar, welche Auswirkungen dies langfristig auf die Verfügbarkeit der derzeit als Nischenprodukte angesehenen Erdgasentspannungsturbinen hat (Modellvielfalt, Preispolitik).

Abgesehen von den klassischen Entspannungsanlagen konnten auch kompakte Turbogeneratoren identifiziert werden, die auch für niedrige Gasdurchflussmengen geeignet und kommerziell erhältlich sind. Beispiel dafür ist das „Expansion Power Module“ (EPM) von Kühnle, Kopp & Kausch AG⁸⁶. Bei dem Gerät handelt es sich um eine kompakt aufgebaute Axialturbine, die direkt in die Gasleitung eingebaut wird. Auch der Generator ist komplett integriert, wobei dessen Abwärme zugleich zur Erdgaserwärmung genützt wird. Dies verringert den Energiebedarf für die Vorwärmung und ermöglicht, bezogen auf den

⁸⁶ Die Kühnle, Kopp und Kausch AG ist inzwischen von der Firma Siemens übernommen worden.

zusätzlichen Energieaufwand, Strömungswirkungsgrade von bis zu 98,8 % [Siemens 2010]. Der Aufbau dieser speziellen Entspannungsturbine ist in Abbildung 23 zu sehen.

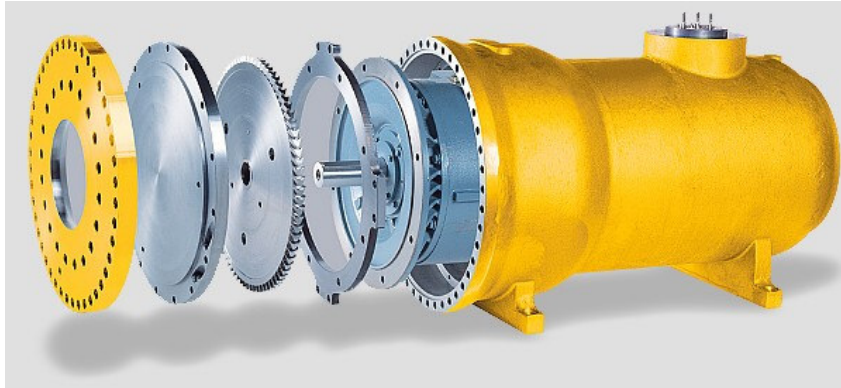


Abbildung 23: "Expansion Power Module" (EPM) (Quelle: KK & K)

Bei Gasflussmengen bis zu 15.000 Nm³/h und Gaseingangsdruck von 70 bar können elektrische Leistungen von 110 kW bei Ausgangsdrücke zwischen 1,1 und 25 bar erzielt werden.

Aufgrund der modularen Konzeption und Verwendung von Standardkomponenten konnten lt. Herstellerangabe die Investitionskosten deutlich gesenkt werden. Selbst bei kleineren Reduzierstationen können kurze Amortisationszeiten erzielt werden. Weiters ist aufgrund des kompakten Aufbaus der Platzbedarf sehr gering. Der typische Raumbedarf beträgt lediglich 1,2 x 0,8 x 0,9 m (LxBxH). Der nachträgliche Einbau ist daher auch bei beengten Platzverhältnissen möglich (siehe Abbildung 24).

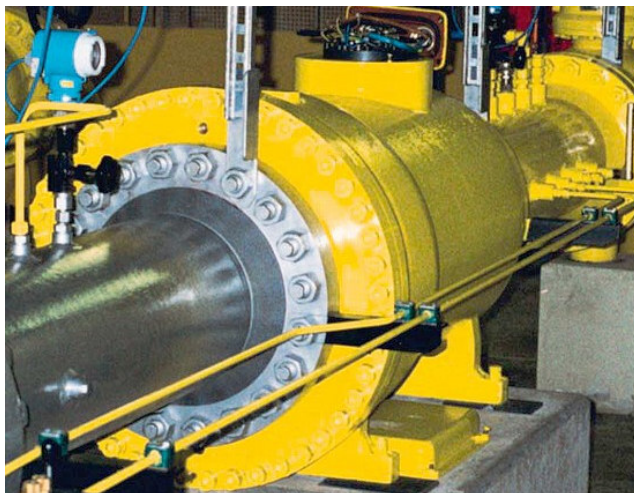


Abbildung 24: Eingebautes "Expansion Power Module" (Quelle: KK & K)

Best Practice Beispiel Gas- und Wärmedienst Borsen

Im Rahmen der Recherche konnte weiters ein kleines Stadtwerk in Deutschland identifiziert werden, das eine Erdgasentspannungsturbine in ihr kommunales Netz integriert hat. Die mehrheitlich im Besitz der Gemeinde stehende Gesellschaft betreibt rd. 40 km Gasnetz, 10 km Wärmenetz, mehrere KWK-Anlagen, Wärmespeicher, einen eigenen Erdgasröhrenspeicher und eine Erdgasentspannungsturbine.

Der Strom wird vorwiegend in kleinen erdgasbetriebenen BHKWs erzeugt, wobei die Abwärme über kurze Nahwärmenetze verteilt wird. Der Strombedarf in der Gemeinde wird fast vollständig durch diese BHKWs abgedeckt. Zum Ausgleich des Wärmeverbrauches werden Wärmespeicher eingesetzt [Klawitter 2007].

Durch den zusätzlichen Einsatz einer Erdgasentspannungsturbine können 75 kW elektrischer Leistung gewonnen werden (von rd. 400 kW Gesamtstromerzeugungskapazität des Gas- und Wärmedienstes Borsen), wobei zugleich der Betriebsdruck von 84 bar auf 16 bar⁸⁷ reduziert wird.

Einsatzmöglichkeiten von Erdgasentspannungsanlagen in Österreich

Grundsätzlich wurden zwei mögliche Einsatzgebiete für Erdgasentspannungsanlagen identifiziert:

- Bei den Übergabestationen der überregionalen Fernleitungen (Übergang von Netzebene 1 auf Netzebene 2) und den größeren Druckreduzierstationen beim Übergang von Netzebene 2 auf Netzebene 3
- Bei Großverbrauchern, die auf Netzebene 2 angespeist werden; d.h. bei Industriebetrieben mit größeren Gasverbräuchen

⁸⁷ Inbetriebnahme im Jahr 2000. Lieferung und Installation durch die Firma HGC (Hamburg Gas Consult).

Forschungsfragestellungen, mögliche nächste Schritte (Deployment)

- Identifikation und Screening möglicher Anlagenstandorte; Analyse konkreter Betriebsdaten (Lastprofile)
- Technische Optimierung und Down-Scaling von Erdgasentspannungsturbinen bzw. Anlagenkomponenten, damit deren Einsatz auch bei (deutlich) geringeren Gasdurchsätzen wirtschaftlich sein kann
- Entwicklung von Deploymentstrategien; Einbindung in Energieeffizienzinitiativen für die Industrie
- Kombination der Nutzung von „Waste Pressure“ mit erneuerbaren Energieträgern; welcher zusätzliche Systemnutzen wäre denkbar?
- Entspannungsgasturbinen und „District Cooling“; Wie könnte dies grundsätzlich machbar sein? Welche Herausforderungen würden bestehen?⁸⁸
- Welche Synergieeffekte zwischen Entspannungsgasturbinen (Kälteerzeugung) und Biogasreinigung wären denkbar? Sind Synergieeffekte in Kombination mit kryogenen Methanaufbereitungsverfahren darstellbar?
- Wie können die Kosten und die Zusatzerträge durch Erdgasentspannungsanlagen im Regulierungsregime berücksichtigt werden? Welche Contracting- oder Finanzierungsmodelle wären geeignet, um die Problematik der Kostenanerkennung bei der Bestimmung der Netztarife zu lösen?
- Entwicklung von „Hybrid“-Anlagen, die sowohl als Kompressor und bei umgekehrtem Gasfluss auch als Erdgasentspannungsturbine betrieben werden können; d.h. Kompressor und Erdgasentspannungsturbine in einem Gerät als zukünftiges aktives Stellglied.

2.2.3 Atmendes Netz mit variablem Betriebsdruck

Als einer der zentralen Aspekte eines zukünftigen Smart Gas Grids (SGG) konnte das sogenannte „atmende Netz“ identifiziert werden. In einem solchen Netz würde der

⁸⁸ Ein Problem stellen jedenfalls die verschobenen Lastprofile (zumindest bei Büros, Haushalten, etc.) dar; größter Gasdurchfluss ist im Winter, wenn Kühlung nicht benötigt wird. Allerdings wäre die Integration der Lieferung von Kälte zu Anwendungen mit ganzjährigem Kälteverbrauch denkbar, wie z.B. Datacenter, Kühlhäuser, etc.

Betriebsdruck im Verteilnetz nicht wie bisher während des ganzen Tages bzw. Jahres weitgehend konstant eingestellt bleiben, sondern vielmehr in Abhängigkeit von der Lastsituation laufend angepasst werden. Der Betriebsdruck und damit der Zustand des Netzes würde sich laufend verändern, vergleichbar mit einem „atmenden Körper“.

Durch den variablen Betriebsdruck in den Verteilnetzen und einer intelligenten Steuerung desselben könnte das Verteilnetz als Pufferspeicher für dezentral eingespeistes Biomethan verwendet werden. Gemeinsam mit unterstützenden Maßnahmen in der Netztopologie könnte damit in vielen Fällen, trotz vermehrter dezentraler Einspeisung, auf eine Rückspeisung in eine höhere Druckstufe verzichtet werden (siehe hierzu auch Abschnitt 2.2.1.1).

Diesbezüglich wurde jedoch die Frage aufgeworfen, inwieweit bei Verwendung des Verteilnetzes als Biomethanspeicher nicht zugleich auch die Methanemissionen in größerem Maße ansteigen. So ist die lineare Abhängigkeit der Emissionen vom Betriebsdruck in den Verteilnetzen hinlänglich bekannt.

Diesbezüglich ist von einem möglichen, grundsätzlichen Zielkonflikt zwischen Biomethanspeicherung im Netz und der Minimierung von Methanemissionen auszugehen. Allerdings könnte durch ein atmendes Netz bzw. dessen intelligente Steuerung in vielen Anwendungsfällen die Methanemissionen in den Verteilnetzen auch vermindert werden.

In der folgenden Literaturrecherche konnte überraschenderweise ein Best Practice Beispiel identifiziert werden (UK National Grid), bei dem ein ähnliches Konzept mit variablem Betriebsdruck im Verteilnetz bereits seit 20 Jahren erfolgreich anwendet. In diesem Fall ist das Ziel der variablen Drucksteuerung jedoch lediglich die Minimierung der Methanemissionen, nicht jedoch die Integration dezentraler Biomethaneinspeisung. Besonders überraschend war diesbezüglich die hohe Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen.

Best Practice Beispiel UK National Grid: Druckregeleinrichtungen für variablen Betriebsdruck im Verteilnetz

Der Leitungstausch und der Einsatz neuer Materialien im Verteilnetz ist die wirksamste Möglichkeit, Methanemissionen zu reduzieren. Allerdings ist dies aufgrund der hohen Kosten

in vielen Fällen wirtschaftlich nicht gerechtfertigt, sodass man bei National Grid alternative Möglichkeiten zur Reduktion der Methanverluste gesucht hat.

Von National Grid wurden diesbezüglich die Möglichkeit der dynamischen Steuerung des Betriebsdruckes in der untersten Ebene des Verteilnetzes zur Minimierung der Methanleckagen detailliert untersucht. Der Betriebsdruck im Netz ist deswegen von hoher Relevanz, weil die Höhe der Methanverluste linear vom Betriebsdruck abhängig ist; d.h. je höher der Druck, desto größer sind auch die Methanverluste. Neben dem verwendeten Rohrmaterialien und den Wartungsintervallen ist der Betriebsdruck daher der wichtigste Einzelfaktor für die Höhe der Emissionen.

Konkret muss der Betriebsdruck im britischen Distributionsnetz, eingeschränkt durch technische bzw. rechtliche Erfordernisse, zwischen 21 und 75 mbar liegen. Bis zur Einführung der neuen Regelsysteme wurden die Betriebsdrücke statisch so eingestellt oder saisonal adjustiert, dass an keinem Kundenanschluss im Netz der Minimaldruck unter- bzw. der Maximaldruck überschritten wurde. Aufgrund dieser statischen Einstellung war der Betriebsdruck damit im Durchschnitt deutlich höher, als eigentlich notwendig [Denett 2009].

Zur dynamischen Optimierung des Betriebsdruckes wurden sogenannte PRS Systeme (pressure profiling systems) entwickelt und seit 1990 im Netz eingesetzt. Mittels dieser Technologie wird der Betriebsdruck im Verteilnetz entsprechend den betrieblichen Notwendigkeiten dynamisch angepasst. Die Komponenten eines solchen Profilers sind in Abbildung 25 zu sehen.

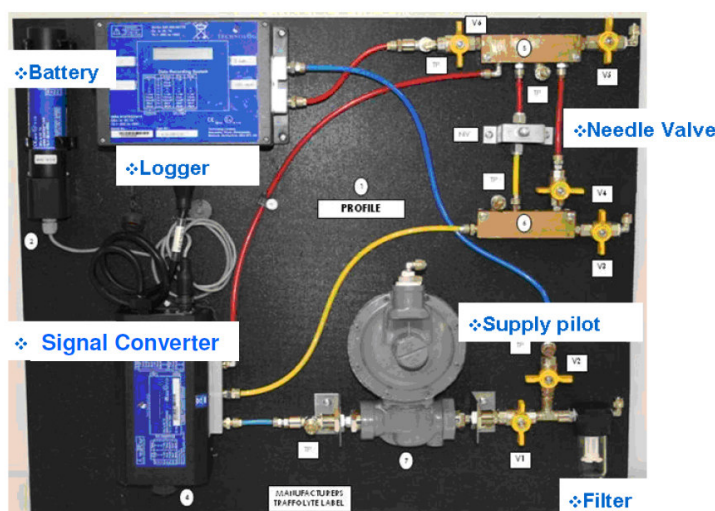


Abbildung 25: Komponenten eines Profilers/PRS Systems (Quelle: National Grid)

Mit Stand 2008 waren bereits rund 3.500 PRS Systeme im Netz von National Grid im Einsatz⁸⁹. Als Teil einer Revision der Netztarife durch den Regulator ist im Jahr 2008 ein neuer Incentive-Mechanismus zur Reduktion der Leckagenrate implementiert worden. Als Folge davon wurde von National Grid ein neues Investitionsprogramm mit einem Gesamtvolumen von 23 Mio. Pfund gestartet, im Rahmen dessen die Anzahl der PRS Systeme um 2.000 auf 5.500 gesteigert werden soll. Alleine durch dieses Investitionsprogramm können Treibhausgasemissionen im Äquivalent von jährlich 125.000 Tonnen CO₂ eingespart werden [Denett 2009].

Die Funktionsweise des Steuerungsmechanismus ist der Abbildung 26 zu entnehmen. An den jeweils extremsten Punkten des Verteilnetzes, möglichst weit von der Druckreduzierstation entfernt, sind Sensoren angebracht, welche die Entwicklung des lokalen Betriebsdruckes an eine zentrale Steuereinheit übermitteln. Auf Basis dieser Daten wird ein Profil erstellt, das für die Einstellung des Betriebsdruckes durch die Druckreduzierstation verantwortlich ist.

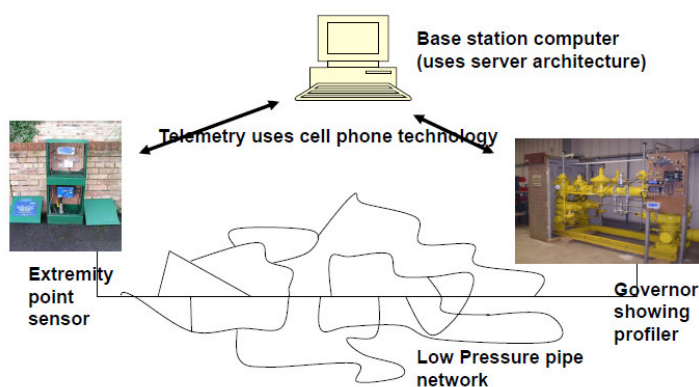
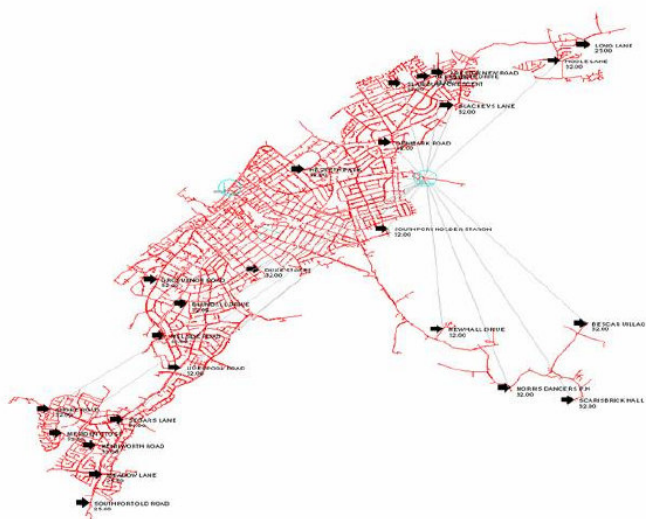


Abbildung 26: Steuerung des Betriebsdruckes durch PRS-System (Quelle: National Grid plc)

Wird aufgrund von unvorhergesehenen Ereignissen (z. B. Änderungen im Lastverhalten der Verbraucher) der Toleranzbereich für den Betriebsdruck an den Außenstellen verlassen, erfolgt eine Benachrichtigung an die Steuereinheit. In diesen Fällen wird das Profil für den jeweiligen Tag verändert und die Druckreduzierstation instruiert, den Betriebsdruck entsprechend anzupassen.

⁸⁹ [Denett 2009]



⁹⁰ [Denett 2009]

Österreich anwendbar wären; Identifikation und Evaluierung weiterer, ähnlicher Technologien

- Wirtschaftliche Analysen solcher Druckmanagementsysteme; Untersuchung der Kompatibilität mit dem Regulierungsrahmen (Netztarifverordnung, Anreizregulierungsverordnung)
- Konkrete Untersuchungen an einen oder mehreren realen Netzgebieten, die als typisch angesehen werden können, wobei anhand konkreter Daten
 - die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines atmendes Netzes aufgezeigt werden;
 - die positiven wie negativen Auswirkungen eines atmenden Netzes in Hinblick auf den CO₂-Fußabdruck analysiert werden;
 - die technische Grundkonzeption eines solchen atmenden Netzes entwickelt werden;
 - unterschiedliche technische Ausgestaltungsvarianten identifiziert und analysiert werden (z.B. zentrale versus dezentrale Optimierung und Steuerung)
 - die Kosten sowie die Wirtschaftlichkeit eines solchen atmendes Netzes in einem konkreten Netzgebiet abgeschätzt werden;
 - mögliche Umsetzungsbarrieren aufgezeigt werden (insbesondere hinsichtlich der Regulierung);
 - Argumentationsgrundlagen (Kosten-/Nutzenanalyse) für die Verhandlung der Interessensvertreter mit Regulator bzw. politischen Entscheidungsträgern zur Beseitigung eventueller Umsetzungsbarrieren erarbeitet werden;
 - Entscheidungsgrundlage für das Treffen der Investitionsentscheidung für die Netzbetreiber geschaffen werden.

Forschungsfragestellungen

- Welches sind die Möglichkeiten und Grenzen eines atmenden Netzes als Biomethanspeicher in einem konkreten Netzgebiet?
- Welches sind die Möglichkeiten und Grenzen eines atmendes Netzes hinsichtlich der Reduktion des CO₂-Fußabdruckes in einem konkreten Netzgebiet?
- Ist zwingend ein Zielkonflikt zwischen Biomethanspeicherung im Netz und der Reduktion des CO₂-Fußabdruckes gegeben? Wie lässt sich dieser quantifizieren?

- Welche Netzgebiete bzw. –topologien sind für atmende Netze geeignet? Welche nicht?
- Welches sind die Anforderungen an die technische Infrastruktur (Gasdruckregeleinrichtungen, IKT etc.)?

2.2.4 Querschnittsthema Minimierung der direkten Methanemissionen

Ausgangslage / Motivation

Aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung (hoher Wasserstoff-, geringer Kohlenstoffanteil) hat Erdgas betreffend der Treibhauswirkung grundsätzlich deutliche Vorteile gegenüber anderen Energieträgern und kann als sauberster fossiler Energieträger angesehen werden. Bei Betrachtung der Klimafolgen verdienen Methanleckagen jedoch eine besondere Betrachtung, da entweichendes Methan eine 21-fach höhere Treibhausauswirkung als CO₂ hat. Diesbezüglich emittieren vor allem die großen Produzenten- bzw. Transportländer Russland, USA und Ukraine sehr hohe Mengen an Methan. So sind die Methanemissionen in Russland und den USA deutlich höher, als etwa der gesamte jährliche Erdgasverbrauch in Österreich.

Der Beitrag dieses Querschnittthemas zum Gelingen eines Smart Gas Grids wird als sehr hoch angesehen, da die Minimierung des CO₂ -Footprint eines der Hauptziele eines solchen Smart Grids ist. Aufgrund der hohen Treibhauswirkung von Methan würde ein Vernachlässigen dieses Querschnittthemas der Minimierung der direkten Methanemissionen alle anderen Bemühungen, die Klimarelevanz durch Effizienzsteigerungen zu minimieren, zunichte machen.

Bezüglich der direkten Methanemissionen aus Gassystemen und –netzen in Österreich konnten offizielle Zahlen aus dem UNFCCC-Reporting recherchiert werden [Umweltbundesamt 2009]. Nach diesen Daten, die vom Umweltbundesamt (UBA) im Auftrag des Lebensministeriums ermittelt wurden, haben sich die Methanemissionen des Gassektors in Österreich von 1990 bis 2007 mehr als verdoppelt. Diese Zahlen sind Ausgangsbasis für das offizielle Kyoto Reporting und damit relevant für eventuelle Strafzahlungen wegen Nichterreichen der österreichischen Treibhausgasziele.

Wie die folgenden Recherchen zeigen steht diese Entwicklung im krassen Gegensatz zu den Emissionsstatistiken in anderen Ländern, in denen die Methanemissionen durch eine Fülle von Maßnahmen nachweislich massiv reduziert wurden, wie z.B. in den USA durch ein freiwilliges Benchmarking der Gasnetzbetreiber und Produzenten.

Im Koordinationsausschuss Gas im ÖVGW war man der einhelligen Meinung, dass die Zahlen des Umweltbundesamt den Erfahrungen der Netzbetreiber widersprechen und nicht richtig sein können. Tatsächlich wurde die letzten 20 Jahre im Netzbetrieb sehr viel unternommen, um Methanleckagen zu minimieren.

Diesbezüglich wurde die Situation in den USA, in Europa (Marcogaz) sowie in Deutschland recherchiert. Abschließend wurden diese Daten und Erfahrungen aus dem Ausland mit der Situation und den Zahlen in Österreich verglichen.

Situation und Datenmaterial aus den USA

Basis für das Reporting der Methanemissionen der Gasindustrie in den USA ist eine umfangreiche Studie des Gas Research Institute (GRI) und der US Environmental Protection Agency (EPA). In dieser Studie aus dem Jahr 1996 wurden mehr als 80 Emissions- und Aktivitätsfaktoren entwickelt, welche die Emissionsmengen der unterschiedlichen Anlagen und Komponenten in der Gasindustrie beschreiben. Diese Daten wurden sowohl aus verfahrenstechnischen Analysen der angewandten Verfahren wie auch aus Messung an repräsentativen Anlagen abgeleitet. Die recherchierte Entwicklung der Methanemissionen aus Gassystemen in den USA ist in Tabelle 3 zu sehen.

Angaben in Gg CH ₄	1990	1995	2000	2005	2006	2007
Produktion	1.629	1.842	1.918	1.256	1.323	1.066
Gasaufbereitung	714	717	692	550	555	584
Transport und Speicherung	2.237	2.212	2.123	1.862	1.828	1.926
Verteilung	1.591	1.543	1.498	1.393	1.285	1.409
Summe	6.171	6.314	6.231	5.062	4.991	4.985

Tabelle 3: Methanemissionen von Erdgasnetzen und -systemen in den USA (Quelle: [EPA 2009])

Im Zeitraum zwischen dem Kyoto-Referenzjahr 1990 und dem Jahr 2007 sind die Methanemissionen in der Gaswirtschaft damit um insgesamt 19 % gesunken⁹¹. Diese Entwicklung steht im Gegensatz zur generellen Entwicklung der Treibhausgase in den USA, die insgesamt deutlich gestiegen sind. So sind etwa die Treibhausgasemissionen in der Energieerzeugung im gleichen Zeitraum um fast 20 % gestiegen.

Grund für diese deutliche Verbesserung der Emissionsstatistik in der amerikanischen Gasindustrie ist ein systematisches, freiwilliges Benchmarking und eine kontinuierliche Optimierung der verwendeten Technologien und Prozesse bei Produktion, Transport und Verteilung. Dadurch konnten die technologiebedingten Methanemissionen erheblich reduziert werden.

Diese Reduktionen wurden nicht durch größere Einzelmaßnahmen, sondern vielmehr durch eine Vielzahl von kleineren Verbesserungen erreicht, die in Summe zu einer solchen deutlichen Reduktion geführt haben. Die Amortisationszeit der einzelnen Maßnahmen war in vielen Fällen sogar unter einem Jahr.

Der gegenseitige Erfahrungsaustausch und das Benchmarking zwischen den Gaswirtschaftsunternehmen erfolgte im Rahmen des Natural Gas Star Programms der EPA. Diesbezüglich sind umfangreiche Ressourcen (Beschreibung von Best Practice Beispielen, Evaluierung unterschiedlicher Technologien, Berechnungstools etc.) auch online verfügbar. In 2006 wurde das Programm in Kooperation mit der Methane to Market Partnership international ausgeweitet.

Die recherchierte prozentuelle Zuordnung der Methanemissionen zu den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette sowie zu einzelnen Anlagenbestandteilen ist im Anhang zu finden. Auch wenn die Erfahrungen nur teilweise auf die Situation in Österreich übertragbar sind, ist relativ gut erkennbar, welche Netzkomponenten für die Methanemissionen von besonderer Relevanz sind⁹².

⁹¹ Die USA haben das Kyoto-Protokoll zwar nicht ratifiziert, ermitteln jedoch jährlich ihre Emissionen entsprechend den UNFCCC Richtlinien

⁹² Untersuchungen in diesem Detaillierungsgrad wurden weder in Österreich noch auf europäischer Ebene (Marcogaz) bisher angestellt.

Reduktion der Methanemissionen – Beispiel für technische Einzelmaßnahmen in den USA

Bei den Maßnahmen geht es neben der Verkürzung von Wartungsintervallen vor allem auch um die Technologieauswahl bei Einzelkomponenten. Die Möglichkeiten und Größenordnung des Reduktionspotentials sei folgend an den unterschiedlichen, bei Kompressorstationen angewandten Dichtungskonzepten illustriert (siehe Abbildung 28).

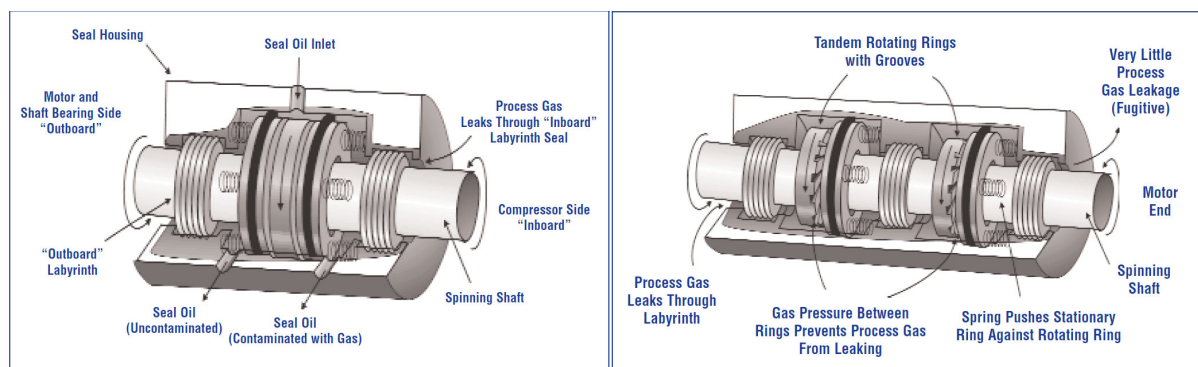


Abbildung 28: Unterschiedliche Dichtungskonzepte - links: "wet seal"; rechts: "dry seal" (Quelle: EPA)

Die Unterschiede bei den technologiebedingten Emissionen dieser Dichtungskonzepte sind enorm. So entweichen bei den „wet seals“ im Normalbetrieb zwischen 40 und 200 Cubic Feet/Minute, während die Emissionen bei einem „dry seal“ mit 0,5 bis 3 Cubic Feet/Minute nur einen Bruchteil davon betragen. Die Methanemissionen können durch die Verwendung von „dry seals“ damit auf 1/400 des ursprünglichen Wertes reduziert werden⁹³.

Technische Details und Wirtschaftlichkeitsberechnungen von durchgeführten Umrüstprojekten sind in [EPA 2006] zu finden. So konnten bei Investitionskosten von rd. 300.000 USD die Emissionen um bis zu 97 % reduziert werden. Die Amortisationszeit für die Investition betrug dabei 10 Monate.

In Österreich bzw. generell in Europa wurden in den letzten Jahren zwar sehr viele ähnliche und teilweise weitergehende Maßnahmen getroffen (z.B. insbesondere Austausch von älteren Gasleitungen im Verteilnetz), um Methanleckagen zu minimieren. Diese Maßnahmen erfolgten in Europa jedoch primär aus Gründen der Verbesserung der Anlagensicherheit.

⁹³ [EPA 2006]

Eine systematische Erhebung des Optimierungspotentials aus Sicht des Klimaschutzes ist bis dato flächendeckend noch nicht erfolgt.

Es wäre daher wünschenswert, wenn die technologiebedingten Methanemissionen der unterschiedlichen Technologien zukünftig vermehrt als bisher systematisch in die Planungs- und Beschaffungsprozesse integriert werden würden.

Als grundsätzliches Hemmnis wurde jedoch identifiziert, dass nach den derzeit geltenden Tarifbestimmungen die Netzverluste den Netzbetreibern über die regulierten Tarife von den Kunden ohnehin abgegolten werden. Dessen Motivation zur Verminderung der Methanemissionen liegt daher in der Erhöhung der Anlagensicherheit, ansonsten jedoch primär in der Kostenreduktion und weniger in der wirtschaftlichen Optimierung der Netzverluste.

Recherche von Situation und Datenmaterial aus Europa

Von der Marcogaz wurde eine eigene Working Group „Methan Emissions“ eingerichtet, die in einer Studie⁹⁴ europaweite Best Practice Beispiele zur Reduktion von Methanemissionen identifiziert und zusammengestellt hat.

Trotz der interessanten Beispiele in der Marcogaz-Studie wird im Vergleich zwischen Europa und USA deutlich, dass die in den USA verfügbaren Informationen wesentlich umfangreicher und detaillierter sind. In den USA erfolgt ein laufender Erfahrungsaustausch und zugleich freiwilliges Benchmarking, während sich die Aktivitäten in Europa im Wesentlichen auf eine Dokumentation von Einzelbeispielen und das Erarbeiten von Empfehlungen oder Richtlinien beschränken. Selbst der bilaterale Austausch zwischen den Vertretern in den Working Groups erfolgt nur sehr eingeschränkt.

Von derselben Working Group in der Marcogaz wurden bereits im Jahr 2006 Emissionsfaktoren für die Verteilnetze bei unterschiedlichen Materialien (Stahl, Grauguss, Kunststoff, etc.) ermittelt, die in weiterer Folge mit den vom Umweltbundesamt verwendeten Werten verglichen wurden. Die Emissionsfaktoren sind in Tabelle 4 dargestellt, weiterführende Informationen sind im Anhang und in [Marcogaz 2006] zu finden.

⁹⁴ [Marcogaz 2008]

NATURAL GAS EMISSION FACTORS FOR DISTRIBUTION						
No.	System Category	Pressure	Emission factors			Unit
			MIN	MAX	Average	
1.	Distribution Lines					
1.1.	Grey cast iron with lead joint	Low	2528	11160	7388	m ³ /km
1.2.	Ductile cast iron	Low	671	8000	3190	m ³ /km
1.3.	Steel	Low	300	869	585	m ³ /km
		Medium	869	1300	1085	m ³ /km
1.4.	Steel with cathodic protection	Low	70	900	485	m ³ /km
		Medium	300	300	300	m ³ /km
1.5.	Steel without cathodic protection	Low	900	3813	2357	m ³ /km
		Medium	300	3822	2061	m ³ /km
1.6.	Plastic Polyethylene PE	Low	72	900	292	m ³ /km
		Medium	64	300	153	m ³ /km
1.8.	Material in general not specified	Low	869	1284	1018	m ³ /km
2.	Service Lines					
2.1.	Customers		3	3	3	m ³ /No./a
2.2.	Percentage of Total emissions of Distribution Grid		20%	90%	55%	%

Tabelle 4: Bandbreite der Emissionsfaktoren in Gasverteilnetzen (Quelle: Marcogaz)

Augenfällig sind nicht nur die große Bandbreite innerhalb der einzelnen Rohrleitungsmaterialien⁹⁵, sondern vor allem die Unterschiede zwischen den Materialien. So könnten im Extremfall die Methanemissionen einer Graugussleitung um das 155-fache höher sein als in einem Kunststoffrohr.

Diesbezüglich muss angemerkt werden, dass es sich bei diesen Zahlen um Richtwerte (Schätzwerte) handelt. Die tatsächlichen Emissionen hängen neben Wartung und Alter der Leitung insbesondere vom Betriebsdruck im Leitungssystem ab; je höher der Betriebsdruck, umso größer werden die Methanemissionen. Je niedriger der Betriebsdruck (bei gleicher Liefermenge und gleichem Rohrsystem), desto geringer sind die Methanemissionen. (siehe dazu auch die Ausführungen zum „atmendem Netz“ in Abschnitt 2.2.3).

Derzeit ist kein einziges europäisches Land bekannt, dass die Methanemissionen bzw. dessen Reporting spezifisch regelt⁹⁶. Einige europäische Unternehmen berechnen jedoch auf freiwilliger Basis ihre Methanemissionen. Beispiel dafür ist das italienische Unternehmen

⁹⁵ Die Werte sind Erfahrungswerte bzw. Abschätzungen von Netzbetreibern unterschiedlicher Länder; neben der Schwierigkeit zur Bestimmung der tatsächlichen Emissionen spielen vor allem die Wartungsintervalle, Qualität der technischen Ausführung und das Alter der Rohrleitungen eine entscheidende Rolle.

⁹⁶ nach Annex 1 in [Marcogaz 2008]

Snam Rete Gas, dass dabei sowohl auf Messungen wie auf adaptierte Emissionsfaktoren von GRI/EPA zurückgreift.

Recherche von Situation und Datenmaterial aus Deutschland

Betreffend der Methanemissionen durch die Verwendung von Gas in Deutschland konnte lediglich eine detaillierte (nicht öffentliche) Studie identifiziert werden, die im Auftrag des DVGW vom Fraunhoferinstitut ISI (Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) im Jahr 2000 durchgeführt wurde.

Methodisch werden in dieser Studie zunächst - auf Basis von typischen (historischen) Leckmengen, Leckhäufigkeit, und typischer Wartungsintervalle – die für die unterschiedlichen Rohrleitungsmaterialien geltenden spezifischen Emissionsfaktoren festgelegt. Nach Ermittlung der unterschiedlichen Leitungslängen konnten daraus die Emissionsmengen für die Verteilnetze errechnet werden. Für die Bestimmung der Methanemissionen bei Gasproduktion, Gasspeicherung und Fernverteilung wurden hingegen spezifische Emissionswerte von Betreibern oder Literaturwerte verwendet.

Nach diesen Berechnungen sind die Methanemissionen in Deutschland von 589 Mio. Nm³ im Jahr 1990 auf 464 Mio. Nm³ im Jahr 1997 gesunken. Dies entspricht einer Reduktion der Methanemissionen um etwas über 20 % in einem Zeitraum von 7 Jahren. Die Ergebnisse dieser Berechnungen, aufgeschlüsselt nach deren Herkunft, sind in Tabelle 5 zu sehen.

in Mio. m3	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Gewinnung	24	24	24	23	23	24	26	25
Fernverteilung	26	26	30	31	33	30	30	29
Ortsgasnetze	304	279	255	230	210	198	188	178
Hausanschlüsse	120	118	122	112	109	104	101	96
Verwendung	115	117	119	120	125	129	135	137
Emissionen gesamt	589	564	549	516	501	485	480	464

Tabelle 5: Gesamte inländische Emissionen in Deutschland durch Einsatz von Gas (Quelle: [Reichert 2000])

Den größten Anteil an der Reduktion der Methanemissionen machen die Ortsgasnetze aus (minus 41 %). Ebenso konnten die Emissionen bei den Hausanschlüssen deutlich verringert werden (ca. 20 %), während jene in der Fernverteilung oder in der Gewinnung relativ gleich geblieben sind. Bei der Verwendung in den Endgeräten musste hingegen, aufgrund des höheren Gesamtverbrauches, von einer Erhöhung der Emissionen ausgegangen werden.

Die massive Reduktion in den Ortsgasnetzen konnte vor allem durch den Austausch der alten Graugussrohre durch Stahl- oder PE-Leitungen erreicht werden. Details siehe [Reichert 2000]. Die Gesamtentwicklung der Emissionen im Zeitverlauf sind in Abbildung 29 graphisch dargestellt.

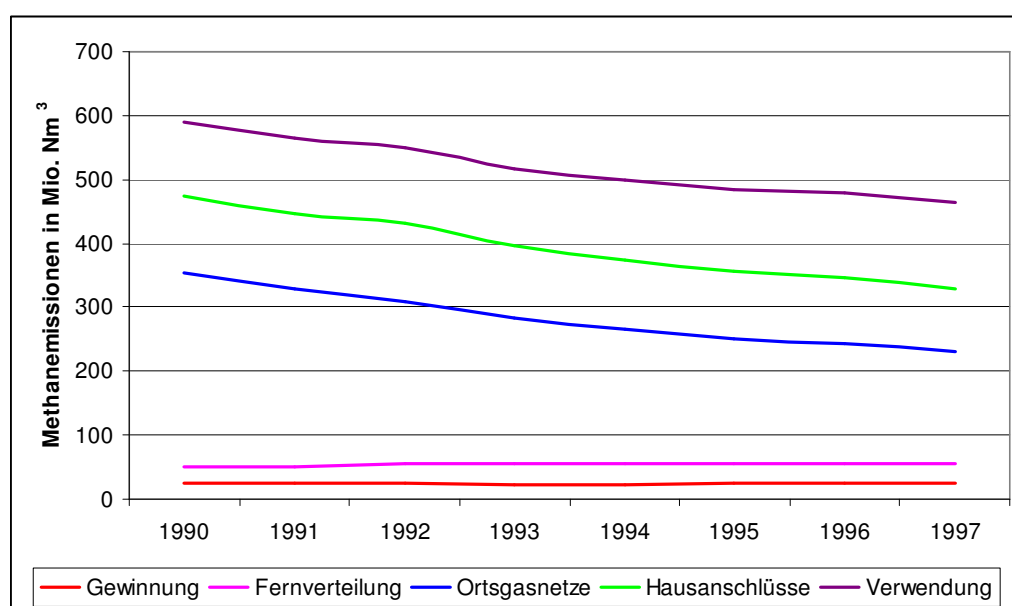


Abbildung 29: Methanemissionen durch den Gaseinsatz in Deutschland (Quelle: [Reichert 2000])

Weiters wurde in dieser Studie aus dem Jahr 2000 die Entwicklung der Methanemissionen bis zum Jahr 2010 prognostiziert. Die Ergebnisse dieser Prognoserechnung sind in Tabelle 6 dargestellt.

in Mio. m ³	1997	2010	Reduktion
Gewinnung	25	12	52%
Fernverteilung	29	14	52%
Ortsgasnetze	178	82	54%
Hausanschlüsse	96	57	41%

Verwendung	137	111	19%
Emissionen gesamt	464	276	41%

Tabelle 6: Prognose der Entwicklung der Methanemissionen (Quelle: Reichert 2000)

Nach dieser Prognose würden die Gesamtmethanemissionen durch die Gasverwendung von 1997 bis 2010 um weitere 41 % sinken. Während die Emissionsreduktionen in Ortsgasnetzen und bei den Hausanschlüssen durch Modernisierung und Sanierung zustande kämen, würde die Reduktion in der Gewinnung zu einem großen Teil durch den erwarteten Produktionsrückgang erfolgen. Die Studienautoren halten jedoch fest, dass diese Reduktionen nur unter der Voraussetzung der Fortsetzung der erheblichen Anstrengungen in Leitungstausch und Modernisierung erzielbar wären.

Recherche von Situation und Datenmaterial in Österreich

Für Österreich liegen betreffend der Methanemissionen aus Gassystemen lediglich die vom Umweltbundesamt ermittelten Daten für das offizielle UNFCCC-Reporting vor [Umweltbundesamt 2009]. Diese Zahlen gehen, wie bereits eingangs erwähnt, von einer Verdopplung der Methanemissionen aus (siehe Tabelle 6).

Methanemissionen in Nm ³ /Jahr				
	Distribution	Transport	Gasspeicher	Summe
1990	7.477.607	2.391.235	519.834	10.388.676
1991	8.061.420	2.391.235	519.834	10.972.489
1992	8.741.203	2.391.235	559.821	11.692.258
1993	9.373.001	2.391.235	679.782	12.444.018
1994	10.204.734	2.391.235	455.854	13.051.823
1995	10.996.481	2.391.235	623.800	14.011.516
1996	11.508.317	2.871.081	623.800	15.003.199
1997	12.132.118	2.871.081	623.800	15.626.999
1998	12.683.941	2.871.081	623.800	16.178.823
1999	13.427.703	3.150.992	623.800	17.202.495

2000	14.163.468	3.150.992	575.816	17.890.275
2001	14.611.324	3.150.992	391.875	18.154.191
2002	15.491.043	3.150.992	271.913	18.913.948
2003	15.738.964	3.318.938	567.818	19.625.720
2004	16.626.679	3.318.938	591.811	20.537.428
2005	17.090.531	3.318.938	759.757	21.169.226
2006	17.386.436	3.590.851	1.015.675	21.992.962
2007	17.570.377	3.590.851	991.683	22.152.911

Tabelle 7: Methanemissionen von Gassystemen in Österreich (Quelle: [Umweltbundesamt 2009])

Im Koordinationsausschuss Gas des ÖVGW war man der einhelligen Meinung, daß die Zahlen des UBA unrichtig sein müssen. Alleine durch den Austausch der alten Graugussleitungen in den 1990-Jahren müssen die Methanemissionen deutlich gesunken sein.

Nach Erinnerung von Mitarbeitern einiger Gasnetzbetreiber ist vor mehr als 10 Jahren eine Studie betreffend Methanleckagen in den Gasnetzen in Österreich erstellt worden. Nach Recherchen hat sich jedoch herausgestellt, dass diese Studie nicht mehr auffindbar war bzw. die Studienergebnisse als ohnehin überholt anzusehen sind.

Die Zahlen des Umweltbundesamtes, die in Abbildung 30 in ihrer zeitlichen Entwicklung auch graphisch dargestellt sind, konnten daher lediglich hinsichtlich der Berechnungsmethodik und der Datenbasis analysiert und dann mit den Werten aus Deutschland bzw. im europäischen Kontext verglichen werden.

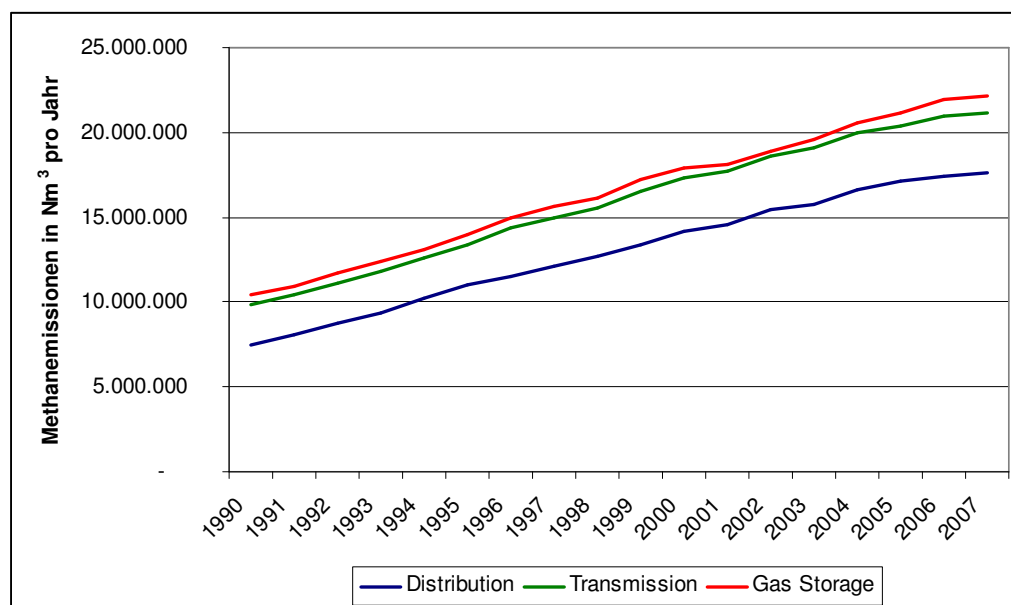


Abbildung 30: Berechnete Entwicklung der Methanemissionen aus Gassystemen in Österreich/UNFCCC Reporting (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von [Umweltbundesamt 2009])

Herkunft der vom Umweltbundesamt für das UNFCCC Reporting verwendeten Daten

Die Datenbasis und die Berechnungsmethodik des Umweltbundesamtes für das UNFCCC-Reporting wurden eingehend analysiert. Es wurde festgestellt, dass für die Berechnung der Methanemissionen in Verteilung, Transport und Speicherung von Erdgas die sogenannte Tier 1 Methodik und die aus [IPCC 2000] entnommenen „default emission factors“ verwendet wurden. Diese Emissionsfaktoren sind im Anhang dargestellt.

Nach Analyse von [IPCC 2000] ist anzumerken, dass die Berechnung der Emissionen auf Basis von unterschiedlichen Methoden erfolgen kann (Tier 1, Tier 2 oder Tier 3). Eine Berechnung nach der Tier 3 Methode wäre grundsätzlich zu bevorzugen, da diese deutlich genauer die Realität abbildet. Allerdings wären in diesem Fall detaillierte Daten bezüglich der vorhandenen technischen Infrastruktur und der (bottom up) ermittelten Emissionsfaktoren für die einzelnen Komponenten erforderlich.

Falls diese Daten nicht verfügbar sind, kann ersatzweise auf die Tier 1 Methode zurückgegriffen werden, wobei die im Anhang angeführten „default emissions factors“ verwendet werden. Diese Emissionsfaktoren wurden jedoch aus nordamerikanischen

Installationen (USA, Kanada) abgeleitet und differenzieren etwa nicht zwischen unterschiedlichen Materialien für die Rohrleitungen.

Als Ergebnis der Recherche kann festgehalten werden, dass die untypische Entwicklung der Methanemissionen aus Gassystemen und –netzen im österreichischen UNFCCC-Reporting durch die Anwendung der Tier 1 Methode bei gleichzeitigem Ausbau der Gasnetze (= Erhöhung der Leitungslänge) zustande kommt. Durch die Verwendung der „default emission factors“ werden die unterschiedlichen Emissionsfaktoren des Rohrleitungsmaterials bzw. der Austausch derselben jedoch nicht berücksichtigt.

Vergleich der gewählten Emissionsfaktoren („default emission factors“) mit den europäischen Werten (Marcogaz) und jenen aus Deutschland (Fraunhofer ISI)

Folgend wurden die Emissionsfaktoren unterschiedlicher Quellen (Marcogaz, Fraunhofer Studie im Auftrag DVGW) bei unterschiedlichen Materialien miteinander verglichen und in Tabelle 8 dem vom Umweltbundesamt verwendeten Emissionsfaktor gegenübergestellt.

Emissionsfaktoren in m ³ /km/Jahr	
Grauguss max. (Marcogaz)	11.160
Grauguss max. (Deutschland; [Reichert 2000])	8.396
Grauguss min. (Marcogaz)	2.528
Emissionsfaktor UBA ⁹⁷ (bzw. [IPCC 2000])	492
PE min (Marcogaz)	64
PE min. (Deutschland; [Reichert 2000])	27

Tabelle 8: Vergleich der Emissionsfaktoren für unterschiedliche Rohrleitungsmaterialien (Quelle: eigene Darstellung)

Dabei wird die große Bandbreite der Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Rohrleitungsmaterialien sichtbar, die sich teilweise mehrere Zehnerpotenzen voneinander unterscheiden. So ist der von der Marcogaz ermittelte maximale Emissionsfaktor für Graugussrohre mehr als 400 mal höher als der gleiche Wert für Kunststoffrohre nach der

⁹⁷ Die vom Umweltbundesamt verwendeten Emissionsfaktoren sind materialunabhängige Durchschnittswerte.

DVGW/Fraunhofer-Studie. Der vom Umweltbundesamt verwendete Wert liegt im mittleren Bereich. Er ist zwar um das 18-fache höher als der Minimalwert, beträgt aber nicht einmal ein Zwanzigstel des Maximalwertes.

Abschließend lässt sich festhalten, dass der tatsächliche implizite Emissionsfaktor eines Gasleitungsnetzes zu einem großen Teil von den verwendeten Rohrleitungsmaterialien abhängt. Der „default emission Faktor“ nach [IPCC 2000] kann in Gasnetzen, in denen Graugussleitungen gegen Kunststoff- oder Stahlrohre getauscht wurden – wie etwa in Österreich oder Deutschland – die tatsächliche Entwicklung der Methanemissionen nicht einmal annähernd abbilden und ergibt entweder viel zu hohe oder viel zu niedrige Werte.

UNFCCC-Reporting der Bundesrepublik Deutschland

Ergänzend wurde recherchiert, welche Daten von der Bundesrepublik Deutschland für das UNFCCC-Reporting verwendet bzw. mit welcher Methodik sie ermittelt werden. Die relevanten Daten des Reporting von Deutschland an das UNFCCC-Sekretariat sind in Tabelle 9 dargestellt.

Parameter	1990	1995	2000	2005	2007
Total length of pipeline network [km]	245,852	320,876	369,390	366,094	364,794
Total methane emissions [t]	199,567	208,473	191,344	165,866	158,301
Implied emission factor [kg/km]	811.7	649.7	518.0	453.1	433.9
Change in the emission factor with respect to the base year	0 %	20 %	36 %	44 %	47 %

Tabelle 9: Entwicklung der Methanemissionen und des implizierten Emissionsfaktors der Gasverteilung in Deutschland (Quelle: [D-UBA 2009])

Ebenso wie die USA verzichtet Deutschland auf den einfacheren Tier 1 Ansatz. Durch die gewählte Methodik (Berücksichtigung des Austausches der alten Graugussleitungen) reduziert sich der spezifische implizierte Emissionsfaktor von 1990 bis 2007 um 47 %. Aufgrund des zeitgleichen Ausbaues des Leitungsnetzes (von 245.852 auf 364.795 km) sinken die Methanemissionen in absoluten Zahlen um 20 %.

Die Entwicklung der Methanemissionen hat damit einen klar abnehmenden Trend, auch wenn die absoluten Zahlen von der DVGW/Fraunhofer Studie abweichen. Bei Verwendung

des Tier 1 Ansatzes würden in Deutschland, ebenso wie in Österreich, die errechneten Emissionen hingegen deutlich ansteigen.

Best Practice Beispiele Österreich, Abschätzung der tatsächlichen Entwicklung der Methanemissionen

Wie eingangs festgehalten sind die Maßnahmen der österreichischen Gasnetzbetreiber zur Reduktion der Methanemissionen bei Gassystemen und Netzen bisher nicht systematisch dokumentiert worden.

Auch wenn derzeit keine Studien wie von [Reichert 2000] vorliegen, wurden einzelne Maßnahmen als Best Practice z.B. im Rahmen der Marcogaz Working Group „Methan Emissions“ kommuniziert. Drei Beispiele seien hier angeführt⁹⁸:

Verteilnetz Wien Energie Gasnetz

In einem mehrjährigen Austauschprogramm während der Jahre 1983-1995 wurden 1.178 km Graugussleitungen gegen Stahl- oder PE-Leitungen ausgewechselt. Eine Kalkulation auf Basis der Emissionsfaktoren der Marcogaz ergibt eine Reduktion der Methanemissionen um jährlich 12,8 Mio. Nm³ Erdgas, was 0,16 % des gesamten Erdgasverbrauches Österreichs entspricht. Alleine diese Emissionsreduktion ist höher, als die mit der Methodologie des Umweltbundesamtes errechneten Gesamtemissionen der Gassysteme im Referenzjahr 1990 für Gesamtösterreich.

Verteilnetz der Energie Graz

Bereits im Jahr 1976 wurde in Graz das Gasnetz von Stadtgas auf Erdgas umgestellt. Dies führte jedoch zu einem sukzessiven Austrocknen der bei den Graugussleitungen verwendeten Dichtungen. Ende der 1980/Anfang der 1990 mussten daher die alten Graugussleitungen sukzessive ausgetauscht werden. Mit 2005 waren die letzten dieser Leitungen ersetzt. Bei Investitionskosten von 24 Mio. Euro konnte eine errechnete jährliche Methanemissionsreduktion von 1,3 Mio. m³ pro Jahr erzielt werden.

⁹⁸ Informationen aus [Marcogaz 2008]; technische Details siehe ebenda bzw. im Anhang.

Komponententausch bei einer Mess- und Regelstation der OMV

Bei einer Mess- und Regelstation der OMV (max. Kapazität 240.000 Nm³/h; durchschnittlicher Durchfluss 100.000 Nm³/h), die in den 1970er-Jahren errichtet wurde, wurden die Methanemissionen vor und nach dem Austausch einzelner Komponenten gemessen. Die Messungen ergaben Methanemissionen von 8.585 Nm³/Jahr vor dem Komponententausch und lediglich 1.282 Nm³/Jahr danach, was einer Reduktion der ursprünglichen Emissionen um 85 % entspricht.

In einer zusammenfassenden Analyse der bisherigen Recherchen kann man davon ausgehen, dass

- aufgrund des noch erheblichen Anteils von Graugussleitungen am Gesamtbestand im für das Kyotoprotokoll relevanten Referenzjahr 1990 - und des extrem hohen Emissionsfaktors derselben - die Methanemissionen aus dem Gasnetz deutlich höher waren, als im offiziellen UNFCCC-Reporting ausgewiesen;
- diese Emissionen aus dem Verteilnetz, vor allem durch den Austausch der alten Graugussleitungen, inzwischen auf einen Bruchteil reduziert wurden und niedriger liegen, als dies den aktuellen Berechnungen des UBA entspricht;
- aufgrund der fehlenden Differenzierung der materialabhängigen Emissionsfaktoren die Entwicklung der Emissionen während der Kyoto-Periode ähnlich wie in den USA oder in Deutschland ist; d.h. im Zeitraum von 1990 bis 2007 hat eine deutliche Reduktion anstatt einer Verdopplung der Methanemissionen stattgefunden, allerdings von einem deutlich höherem Niveau.
- bei Korrektur der Emissionswerte ev. Strafzahlungen wegen Verfehlens der Kyoto-Ziele reduziert werden könnten. Über die gesamte Kyoto-Periode 2008 bis 2012 würde dies zumindest einen zweistelligen Millionenbetrag ausmachen.

Mögliche Forschungsfragestellungen

Aufgrund des offensichtlichen Widerspruches zwischen den offiziellen Zahlen des Umweltbundesamtes (UBA) und der tatsächlichen Situation wäre es zu empfehlen, die tatsächlichen Methanemissionen aus Gasnetzen und –systemen im Rahmen eines

Forschungsprojektes zu erheben, da die unvoreilhaften Zahlen Ausgangsbasis für das Kyoto Reporting und damit relevant für eventuelle Strafzahlungen wegen Nichterreichen der österr. Treibhausgasziele sind. So könnten durch eine Adaptierung der Studienergebnisse von EPA/GRI (1996) reale Emissionsfaktoren nach einem „bottom up“ Ansatz bestimmt werden.

Weiters wäre die Identifizierung von Maßnahmen zur weiteren Verminderung der Methanleckagen wie auch die Evaluierung der Möglichkeiten eines „dynamischen (smarten) Netzes“, ähnlich wie etwa in UK, von Interesse in Hinblick auf die österreichischen Kyoto-Verpflichtungen. Diesbezüglich wäre auch ein kontinuierliches Benchmarking der Netzbetreiber wünschenswert.

2.2.5 Börsen, Handelsplätze und Zertifikatesysteme

Ausgangslage für Einspeiser von Biomethan

Aufgrund der typischerweise nur geringen Erzeugungskapazitäten ist es für Einspeiser von Biomethan derzeit praktisch nicht möglich und wirtschaftlich sinnvoll, die eingespeisten Mengen direkt an Endkunden zu vertreiben. Neben einer dezentralen Verwendung besteht die einzige Verwertungsoption aktuell darin, die eingespeisten Mengen mit langfristigen Verträgen an einen etablierten Gaslieferanten zu verkaufen. Dies bedeutet Planungssicherheit und erleichtert auch die Beschaffung der notwendigen Fremdfinanzierung. Allerdings kann dabei nicht immer auch der günstigste Verkaufspreis erzielt werden.

Aus Sicht der Entwicklung eines eigenen Marktes für Biomethan wäre es daher sinnvoll, ergänzend einen Spotmarkt bzw. in Folge auch Futuresmarkt für dezentrale Einspeiser zu etablieren. Nach der Analyse der grundsätzlichen Möglichkeiten muss festgehalten werden, dass bereits das Grunddesign für solche Handelsplätze durch das jeweils geltende Netztarifmodell vorgegeben bzw. eingeschränkt wird (siehe dazu u.a. Abschnitt 2.1.11).

Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen (Verteilnetztarife sind entfernungs-, zeit- und betriebszustandsunabhängig) bestehen die identifizierten Hindernisse und Herausforderungen hinsichtlich zukünftiger Marktplätze für Biomethan vor allem in der

geringeren Transaktionsgröße, in der Sicherstellung der Marktliquidität und der Notwendigkeit zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

Da die verschiedenen Möglichkeiten zur Ausgestaltung von Netztarifen und Marktregeln und dessen Zusammenhang bereits in Abschnitt 2.1.11 analysiert und ergänzend die Auswirkungen der Tarifsysteme auf ein zukünftiges Smart Grid in Abschnitt 2.1.22 dargestellt wurden, wird der Schwerpunkt der folgenden Überlegungen auf Marktplätze unter den Rahmenbedingungen des derzeit geltenden Netztarifsystems gelegt. Diesbezüglich konnten folgende Rahmenbedingungen bzw. Hindernisse für die Etablierung eines Marktplatzes identifiziert werden:

- Derzeit gibt es in Österreich noch keine aktiven Marktteilnehmer, die Biomethan auf einem solchen Marktplatz anbieten würden bzw. könnten; ohne eine ausreichende Anzahl von Marktteilnehmer kann sich aber kein Markt entwickeln bzw. ohne Markt wird es auch keine Anbieter geben (klassisches „Henne-oder-Ei“-Problem).
- Insbesondere in der Anfangsphase eines Marktes werden Market-Maker als notwendig erachtet, welche die notwendige Liquidität auf einem solchen zukünftigen Marktplatz für dezentral eingespeistes Gas (Green Gas) sicherstellen.
- Ein gemeinsamer Marktplatz für Strom- und Gasprodukte wäre sinnvoll, da es einerseits im Strombereich mehr potentielle Marktteilnehmer gibt (Kostenersparnis durch Synergieeffekte) und zum anderen einige dieser Marktteilnehmer auf dieser gemeinsamen Plattform dann sowohl ihre Rohstoffe zukaufen wie Endprodukte vertreiben können (z.B. Mikro-KWKs, die Biomethan einkaufen und Ökostrom verkaufen).
- Im Smart Grid Kontext („smart markets“) wäre insbesondere von Interesse, ob bzw. wie über solche Marktplätze eine Direktvermarktung von Biomethan an die Endkunden möglich wäre.

Direktvermarktung von Biomethan an Endkunden über alternative Marktplätze bzw. Geschäftsmodelle

Handelsplätze können sich nur dann zu einem liquiden Markt entwickeln, wenn eine ausreichende Anzahl von Anbietern wie auch Abnehmern daran teilnehmen. Eine identifizierte Gestaltungsoption für einen Marktplatz der Zukunft würde daher darin bestehen, eine direkte Beteiligung von Endkunden an den zukünftigen Handelsplätzen zu ermöglichen, indem sie automationsunterstützt eine bestimmte Menge Biomethan direkt über diese

Handelsplattform erwerben. Damit würde sich die Anzahl der Marktteilnehmer auf der Nachfrageseite deutlich erhöhen und zugleich ein wirklicher Markt geschaffen werden. Herausforderungen wären dabei sowohl die Verrechnung aber auch die Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

Die Betreiber der zukünftigen Smart Meter Architektur⁹⁹ könnten bzw. müssten diesbezüglich die Funktion eines „Gatekeepers“ übernehmen und die Transaktionen über ein solches zukünftiges Handelssystem unterstützen, d.h. mit möglichst geringem Aufwand und niedrigen Transaktionskosten ermöglichen.

So wäre es wünschenswert, wenn ein Kunde nicht wie bisher nur den Energielieferanten wechseln kann, sondern dass er über den gleichen Anschluss Energielieferungen von mehreren Energielieferanten beziehen kann. Aus Kundensicht ähnelt eine solche Vorgangsweise dem Telekommunikationsbereich bei der Ermöglichung von privaten Festnetzanbietern. So kann auch der Telefonkunde ohne einen komplizierten und zeitaufwendigen Wechselmechanismus alleine durch das Wählen einer Vorwahl die Telekomdienstleistung anstatt vom Standardanbieter von alternativen Anbietern beziehen.

Eine solche Flexibilisierung würde insbesondere bei Industrie- und Gewerbekunden zu einer Belebung des Marktes und automatisch auch zu einer Vielzahl von neuen Tarifmodellen, wie etwa saisonal und tageszeitlich unterschiedlichen Energiepreisen, führen.

Die Vereinfachung der regulatorischen Rahmenbedingungen für dezentrale Einspeiser (z. B. Ausgleichsperiode etc.) wäre kurz- und mittelfristig dabei von entscheidender Bedeutung. In einem weiteren Entwicklungsstadium eines Smart Grid wäre es aber auch denkbar, wenn Endkunden bei Direktbezug von Energie die nötigen Speicher- und Systemdienstleistungen über entsprechend automatisierte Prozesse automatisiert mitbuchen und beziehen.

Hinsichtlich einer konkreten Implementierung eines solchen Marktplatzes konnten folgende entscheidende Fragestellungen identifiziert werden:

⁹⁹ In Österreich identisch mit dem Netzbetreiber; in Deutschland wurde hingegen auch das Messwesen liberalisiert.

- Wer könnte/sollte der Betreiber eines solchen Handelsplatzes sein? Welche regulatorischen Anforderungen müsste ein solcher Betreiber erfüllen?
- Welche Typen von Kontrakten, Kontraktgrößen etc. wären sinnvoll bzw. machbar hinsichtlich der spezifischen Situation von Biomethaneinspeisern?
- Wie müssen die Marktregeln beschaffen sein bzw. die bestehenden (geringfügig) adaptiert werden, um einen solchen Markt zu ermöglichen?
- Wie könnten die technischen und organisatorischen Schnittstellen zwischen den einzelnen Stakeholdern (Käufer, Verkäufer, Netzbetreiber, Marktplatzanbieter, Abrechnungsstellen) aussehen?
- Wie könnten konkrete IKT-Lösungen aussehen bzw. wie in die im Aufbau befindliche Smart Meter Infrastruktur integriert werden?

2.2.6 Gasspeicher

Motivation, Ausgangslage

Während es mit heutigen Technologien nur sehr begrenzte Möglichkeiten zur Speicherung von Strom gibt, lässt sich Gas verhältnismäßig einfach speichern. Im Smart Grid Kontext ist dabei vor allem von Interesse, inwieweit die bestehenden Speichertechnologien auch für dezentrale Speicherung geeignet sind und wie solche Speicher bestmöglich in die bestehende Netzinfrstruktur integriert werden können. Diesbezüglich wurden insbesondere neue innovative Speichertechnologien identifiziert und analysiert, inwieweit diese mittel- bzw. langfristig Marktreife erreichen können.

Unterschiedliche Funktionen von Gasspeichern

Während zur Optimierung der Auslastung der Transportleitungen die Lieferung des Erdgases aus Russland grundsätzlich als Bandlieferung erfolgt, ist der Verbrauch saisonal sehr unterschiedlich. Die Erdgasspeicher in Österreich dienen daher primär als saisonale Speicher, um Lieferung und Verbrauch aneinander anzupassen (siehe dazu Abbildung 31), und waren ursprünglich nicht als strategische Speicher gedacht.

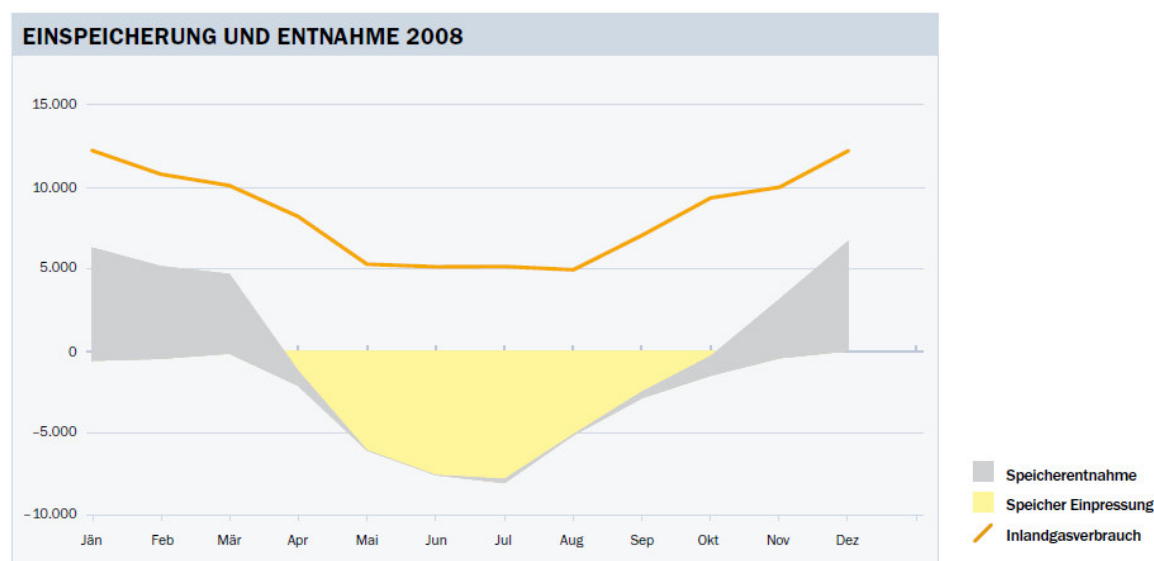


Abbildung 31: Einspeicherung und Entnahmen aus den österreichischen Erdgasspeichern (Quelle: E-Control)

Österreich hat sehr große Erdgasspeicher und im europäischen Vergleich, bezogen auf den Verbrauch der Haushalte, mit Abstand die größte Speicherkapazität. Im Unterschied dazu haben Länder wie etwa Serbien keinerlei Erdgasspeicher. Diese sind auf die Speicherkapazitäten anderer Länder angewiesen bzw. erfolgt die Lieferung saisonal entsprechend dem Bedarf mit sehr unterschiedlichen Mengen.

Speicherbetreiber der großen saisonalen Speicher in Österreich sind die OMV Gas, die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) und deren Joint Venture Gesellschaften mit Gazprom und Wingas. Die Speicherkapazitäten der österreichischen Erdgasspeicher samt deren Einspeise- und Ausspeisekapazitäten sind im Anhang zu sehen.

Bei Betrachtung der Speicherkapazität ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Erdgasspeicher in Oberösterreich (Haidach, Puchkirchen) zur saisonalen Speicherung des für den deutschen Markt bestimmten Erdgases ausgelegt sind.

Bauarten von Gasspeichern

Gasspeicher können grundsätzlich unterschiedliche Funktionen übernehmen. Sie können etwa als saisonale Speicher oder als strategische Reserve dienen bzw. die Tageslastkurven ausgleichen oder den Gasdruck sicherstellen. So dienten etwa die Gasometer in Wien nicht

der eigentlichen Speicherung, sondern primär der Sicherstellung des Betriebsdruckes im Stadtgasnetz.

Es muss daher zwischen unterschiedlichen Typen bzw. Bauarten von Gasspeichern unterschieden werden. Diese können grob in Untertagespeicher (als Poren- oder Kavernenspeicher ausgeführt), Niederdruckspeicher, Hoch- und Mitteldruckspeicher, LNG-Speicher aber auch dem eigentlichen Gasnetz als Speicher („linepack“) unterschieden werden.

Der Eignung der unterschiedlichen Bauarten ist abhängig von der jeweiligen Aufgabenstellung (kurzfristige oder saisonale Speicherung, notwendige Ein- oder Ausspeiseleistungen etc.).

Bei allen großen Erdgasspeichern in Österreich handelt es sich um Porenspeicher, d.h. um bereits ausgebeutete Öl- bzw. Gasfelder. Das Speichervolumen ist allerdings nicht als Hohlraum zu sehen, sondern eher als eine Art „Schwamm“, bei dem sich die Gasmoleküle in die Poren der Gesteinsformationen einlagern.

Der Betrieb der Untertagespeicher ist sehr komplex und wird durch die geologischen Voraussetzungen begrenzt. Wichtig ist in diesem Zusammenhang zwischen dem gesamten Gasvolumen und dem Arbeitsgasvolumen zu unterscheiden, da nur ein Teil der gespeicherten Gasmenge überhaupt nutzbar ist. Rund 35 % bis 60 % der in der Gesteinsformation gespeicherten Gasmenge ist sogenanntes „Kissengas“, das zum Druckaufbau bei Entnahme notwendig ist und daher nicht aus dem Speicher entnommen werden kann. Der Wert des Kissengases als „gebundenes Kapital“ ist erheblich und beim Vergleich der Investitionskosten der unterschiedlichen Speichertypen zu berücksichtigen.

Markliberalisierung – Speicherprodukte

Die Gasspeicherung hat sich durch die Marktliberalisierung auch in Österreich von einem „ancillary service“ zu einem unabhängigen Geschäftsbereich entwickelt. Österreichische Gasnetzunternehmen gründen eigene Gasspeichergesellschaften (z. B. Wien Energie) und neue Gasspeicherkapazitäten sind in Planung bzw. Umsetzung.

In den USA ist das Bild ähnlich, wobei die Geschäftsmodelle teilweise davon abweichen. Immer mehr Unternehmen von außerhalb der Gaswirtschaft errichten und betreiben Speicheranlagen. Gasspeicher sind ebenso wie ausreichende Transportkapazitäten nicht bloß notwendige Voraussetzung für die Entwicklung eines Marktes, sondern bieten zugleich vielfältige Möglichkeiten der Preisarbitrage.

In den relevanten Rechtsquellen in Österreich (Gaswirtschaftsgesetz) sind keine Vorgaben betreffend der anzubietenden Produkte oder Produktspezifikationen für die Gasspeicherung zu finden. In den Guidelines der ERGEG wurde empfohlen¹⁰⁰, sowohl bundled und unbundled Services, lang- und kurzfristige Produkte sowie feste und unterbrechbare Speichernutzung anzubieten. Nach Meinung der E-Control werden diese Empfehlungen nur teilweise eingehalten [E-Control 2009].

Grundsätzliches Problem ist jedenfalls, dass ein großer Teil der Speicherkapazitäten in langfristigen Verträgen gebunden ist. So sind etwa in den Speichern der OMV Gas GmbH in den Wintermonaten keine Entnahmeleistungen und in den Sommermonaten keine Einspeicherleistungen mehr erhältlich [E-Control 2009]. Der nur beschränkte Zugang zu Speicherkapazitäten kann als einer der größten Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer am österreichischen Gasmarkt gesehen werden.

Dezentrale Speicher – virtuelle Speicher im Smart Grid Kontext

Bei vermehrter dezentraler Einspeisung wird es energetisch immer ineffizienter und zugleich unrentabel, das dezentral erzeugte Gas zu zentralen Speichern zu transportieren - d.h. über mehrere Druckstufen zu transportieren und dabei für die notwendige Druckerhöhung Energie zu verbrauchen, um das Gas zum Zeitpunkt des Verbrauchs dann vom zentralen Speicherort zu den dezentralen Verbrauchern zurück zu transportieren.

Die Situation wird folgend in Abbildung 32 veranschaulicht. Im Regelfall werden dezentrale Erzeugungsanlagen von Biomethan auf der untersten Netzebene (Netzebene 3) einspeisen, wobei das Einspeiseprofil im Regelfall einer schwankenden Bandlieferung entspricht. Der Verbrauch in diesem Netzabschnitt wird hingegen sowohl saisonal wie auch im Tagesverlauf mehr oder weniger stark schwanken.

¹⁰⁰ [E-Control 2009]

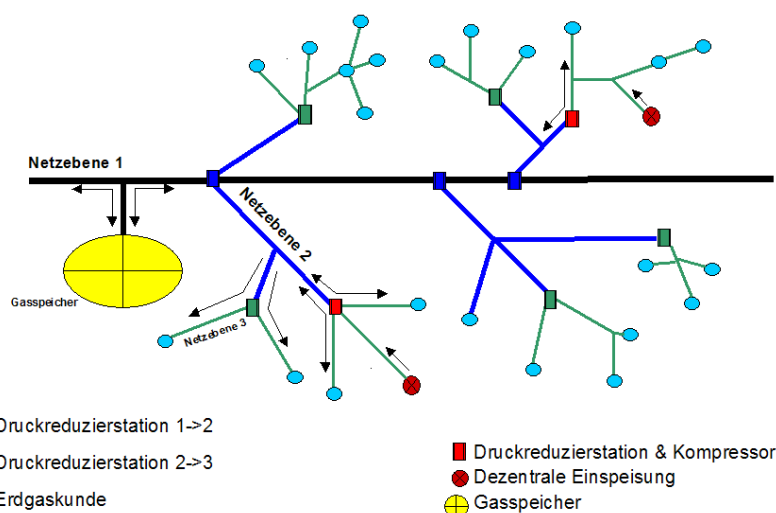


Abbildung 32: Netztopologie mit zentralem Gasspeicher (Quelle: eigene Darstellung)

Die überschüssigen Mengen, die im jeweiligen Netzabschnitt auf Netzebene 3 nicht sofort abgenommen und auch nicht kurzfristig in den Leitungen zwischengespeichert werden können (Netz als Speicher; „line pack“), müssen über einen - in der jetzigen Netzarchitektur nicht vorgesehenen - Kompressor auf die nächsthöhere Netzebene 2 gebracht werden.

Aber auch auf der zweiten Netzebene treten die gleichen saisonalen Schwankungen auf. Insofern die Summe der dezentralen Einspeisemengen geringer ist als der Gesamtverbrauch in diesem Netzabschnitt der Ebene 2, kann das Problem relativ einfach durch Verringerung der Einspeisemengen von der übergeordneten Netzebene 1 gelöst werden. Wenn die Menge an dezentraler Einspeisung jedoch weiter ansteigt, müsste Gas von der niedrigeren (NE 2) auch auf die höhere Netzebene (NE 1) gebracht werden. In Umkehrung der normalen Gasflussrichtung müsste dezentral erzeugtes Biomethan dann zu den zentral gelegenen saisonalen Speichern transportiert werden, um dann Monate später den gleichen Weg quer durch Österreich, nun aber in die Gegenrichtung, zurückzulegen¹⁰¹. Eine vermehrte

¹⁰¹ Anmerkung: Von den Betreibern der Untertagespeicher wird dzt. noch darauf bestanden, dass Biomethan physisch nicht in die Untertagespeicher gelangen kann. Nach Meinung der Betreiber kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, dass durch den Fermentationsprozess Bakterien in das Biomethan gelangen, die möglicherweise den Betrieb der Porenspeicher negativ beeinflussen oder nachhaltig schädigen.

dezentrale Einspeisung erfordert daher zunehmend Speicherkapazitäten, die ebenfalls dezentral verteilt sind, d.h. in räumlicher Nähe von Produzenten und Verbrauchern.

Als Standorte für solche dezentralen Speicheranlagen bieten sich die Übergänge von zweiter und dritter Netzebene an, da an diesen Standorten ohnehin bereits technische Einrichtungen (Druckreduzierstation, in Folge auch Kompressoren) vorhanden sind (siehe Abbildung 33).

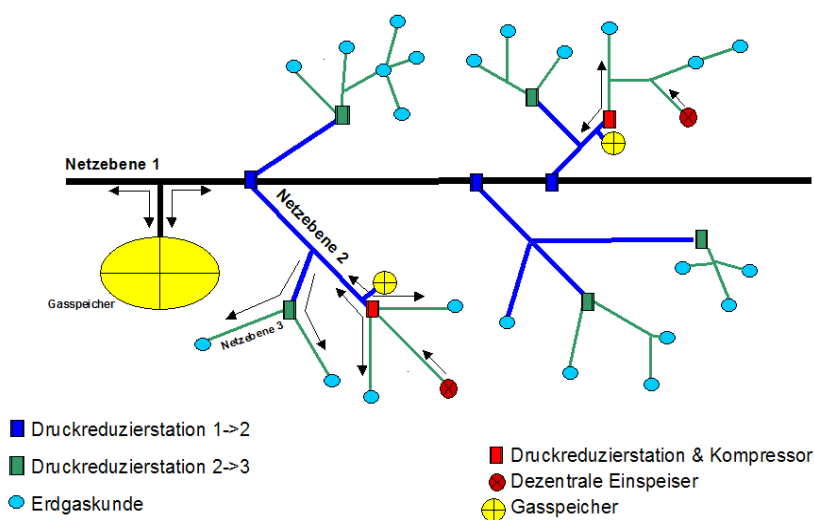


Abbildung 33: Netztopologie mit zentralem und dezentralen Gasspeichern (Quelle: eigene Darstellung)

Die üblichen Untertagespeicher sind für dezentrale Speicheranlagen, u.a. aufgrund der geologischen Erfordernisse, die nur an wenigen Standorten gegeben sind, jedoch nicht einsetzbar¹⁰².

Als Technologien würden sich hingegen Röhrenspeicher oder auch neue Technologien wie z.B. ANG-Speichertechnologien anbieten. Im Falle der Einbindung von dezentralen Biogasnetzen oder von Betankungsinfrastruktur wären auch CNG-Speicher möglich, wie es das Beispiel Schweden zeigt¹⁰³.

¹⁰² So ist etwa in der Schweiz, aufgrund der ungünstigen geologischen Voraussetzungen, derzeit kein einziger Untertagespeicher in Betrieb. Bei den vorhandenen Speichern handelt es sich um Röhrenspeicher, deren Speicherkapazität jedoch begrenzt ist.

¹⁰³ [Hinterberger 2010]

Beim Einsatz dezentraler Speicher geht es um eine System- bzw. Kostenoptimierung, da zentrale Speicher zwar höheren Transportaufwand verursachen, deren Betrieb aufgrund der „economies of scale“ jedoch günstiger ist als jener von kleineren, dezentralen Speichern. Hier gilt es, im jeweiligen Einzelfall ein technisches und gesamtwirtschaftliches Optimum zu finden, das wesentlich auch von zukünftig verfügbaren neuen Speichertechnologien und deren Kosten abhängig sein wird.

Der Betrieb einzelner dezentraler Speicher würde sinnvollerweise koordiniert erfolgen. Das bedeutet, dass der Speicherbetrieb zwar auf viele dezentrale Standorte verteilt ist, zugleich aber durch eine übergeordnete Intelligenz – entweder in Form eines zentralen Dispatchings oder einer dezentralen „Schwarmlogik“ – gesteuert und optimiert würde. Analog zu virtuellen Kraftwerken wären solche virtuellen¹⁰⁴ Speicher wesentliche Bausteine eines zukünftigen Smart Gas Grids.

Insbesondere bei dezentralen Gasspeichern als Teil eines lokalen Mikro-Grids müsste die Steuer- bzw. Optimierungslogik zwei unterschiedliche unter Umständen auch gegenläufige Ziele aufeinander abstimmen. Zum einen sind die Erfordernisse des MikroGrids bzw. Netzknotens (technische und wirtschaftliche Optimierung) zu berücksichtigen, zum anderen ist die Stabilität des Backbone-Netzes und die Versorgungssicherheit auch in benachbarten Netzgebieten sicherzustellen.

Zusammenhang von Speicherbetrieb und Tarifmodell

Das derzeitige Tarifmodell geht von einem Briefmarkenmodell aus. Die Regelzone Ost kann daher wie ein riesiger "Gas-See" angesehen werden, wobei die Höhe der Netztarife grundsätzlich unabhängig davon ist, wo und in welcher Netzebene eingespeist wird. Die Tarife hängen lediglich vom jeweiligen Netzgebiet (Bundesland) und von der Netzebene bzw. Entnahmestruktur (Lastprofil) des Endkunden ab.

¹⁰⁴ Ähnlich wie bei einem virtuellen Kraftwerk gibt es bei einem virtuellen Gasspeicher den Gasspeicher nur „virtuell“; rein physisch ist die Speicherkapazität auf viele kleinere Einheiten verteilt, die jedoch durch eine spezielle Steuerlogik zentral angesprochen werden bzw. sich durch dezentrale Systemintelligenz miteinander vernetzen können.

Betreffend der Zusatzkosten für die Netzbetreiber aufgrund von Inlandsproduktion und Erdgasspeicherung ist in der Gassystemnutzungstarife-Verordnung (§ 5 Abs. 8 lit. 4) lediglich eine pauschale Entschädigung für den betroffenen Netzbetreiber vorgesehen.

Tatsächlich ermöglicht vermehrte dezentrale Speicherung eine gleichmäßigere Nutzung der vorgelagerten Netzinfrasturktur¹⁰⁵. Bestehende Leitungskapazitäten werden besser ausgenutzt und es kann auf zukünftige Ausbauten der Netzinfrasturktur verzichtet werden bzw. wird eine solche erst viel später nötig. Eine der entscheidenden Fragen ist daher, wie dieser Systemnutzen von dezentralen Speichern über die Netztarife abgegolten werden könnte.

In Deutschland sieht die Situation aufgrund des etwas anderen Netzmodells etwas anders aus. So kann es für lokale Stadtwerke auch bei ausschließlich zentraler Belieferung wirtschaftlich interessant sein, lokale Speichereinrichtungen wie Röhrenspeicher zu betreiben, da dadurch die Aufwendungen für externe Strukturierungsleistungen (Anpassung von Gasbezug und Gasentnahme) reduziert werden können. Die Höhe des Vorteils hängt dabei insbesondere von der Anzahl der Marktgebiete ab, die durchquert werden müssen¹⁰⁶.

Betreffend dezentraler, gemeinsam gesteuerter Speicherkapazitäten (koordiniertes Dispatching, Optimierungsstrategien im Zusammenhang mit der Optimierung der Lastflüsse) konnten jedoch weder internationale Vorbilder noch Best Practice Beispiele identifiziert werden. Demonstrationsprojekte im Bereich dezentraler virtueller Gasspeicher würden sich jedenfalls als europaweit sichtbare „Leuchttürme der Innovation“ eignen. Relevante Fragestellungen für die Vorbereitung und Konzeption eines eventuellen Demonstrationsprojektes (Ideensammlung) wurden identifiziert und sind im Anhang zu finden.

Unkonventionelle Speichertechnologien für dezentrale Gasspeichereinrichtungen

Es wurden unterschiedliche, unkonventionelle Speichertechnologien recherchiert, die nachfolgend angeführt werden. Detaillierte Beschreibungen zu den einzelnen Technologien

¹⁰⁵ Dies gilt gleichermaßen für zentrale wie dezentrale Einspeisung.

¹⁰⁶ Weitere Informationen siehe z.B. [Niehörster 2007].

und zu den recherchierten Herstellern bzw. relevanten Forschungsinstitutionen sind im Materialienband im Anhang zu finden.

(a) Adsorptive Speicher (ANG = Adsorbed Natural Gas)

Adsorptive Speicher bestehen aus einem Behälter, der im Unterschied zu einem normalen Röhrenspeicher nicht leer, sondern mit einem die Gasmoleküle adsorbierenden Material gefüllt ist. Bei Befüllung des Speichers lagern sich die Gasmoleküle in den Mikroporen dieses Materials ab [Ginzburg 2006]. Dadurch kann in einem solchen adsorptiven Speicher, bei gleichen Druckverhältnissen und gleichem Behältervolumen, wesentlich mehr Gas gespeichert werden als in einem leeren Speicherbehälter (siehe Abbildung 34).

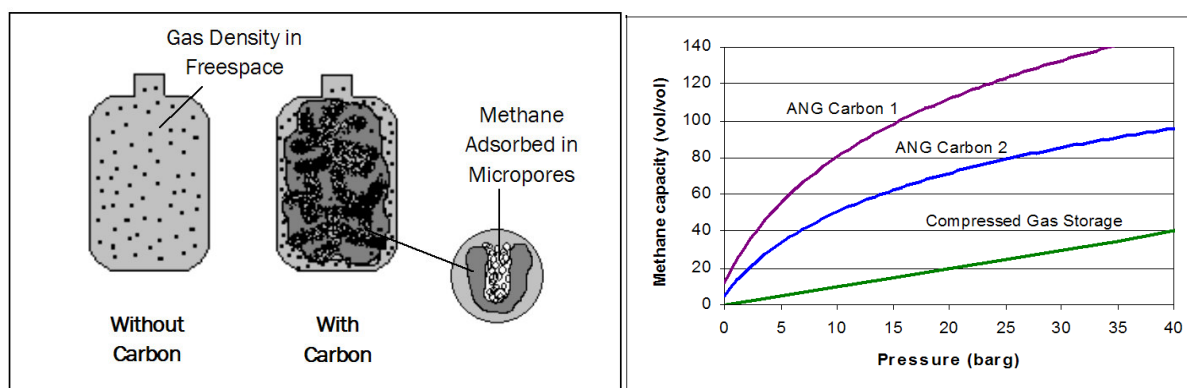


Abbildung 34: Aufbau und Speichervermögen von adsorptiven Speichern (Quelle: Advantica Group)

Folgende drei Parameter bzw. Themenpunkte (Auswahl der Sorbentien, Abtrennung von höheren Kohlenwasserstoffen und Störstoffen, thermisches Verhalten) wurden als maßgeblich für die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von adsorptiven Speichern identifiziert:

1. Auswahl der Sorbentien

Entscheidend für das Speichervermögen von adsorptiven Speichern ist eine möglichst hohe innere spezifische Oberfläche der Sorbentien. Grundsätzlich kommen alle Arten von Aktivkohle in Frage. Während das Ausgangsmaterial (z.B. Steinkohle, Holz, Pflanzenfasern) üblicherweise sehr günstig zur Verfügung steht, ist die Imprägnierung bzw. Behandlung der Ausgangsstoffe, mit der die innere Oberfläche erhöht wird, der kostenbestimmende Faktor.

Während bei mobilen Speichern (Fahrzeugtanks als Ersatz für CNG-Zylinder) sehr hochwertige und teure Materialien zum Einsatz kommen müssen, kann bei größeren stationären Speichern auf weniger hochwertige, aber deutlich kostengünstigere Sorbentien zurückgegriffen werden.

Theoretisch kann das Speichervolumen um das bis zum 270-fachen erhöht werden; praktisch wurden Werte von bis zum 150-fachen erreicht. Sorbentien, die solche Werte erreichen, sind jedoch wirtschaftlich nicht sinnvoll einsetzbar. Am vielversprechendsten für größere ortsfeste Speicher sind Sorbentien aus Biomasse (Sorghumhirse, Weizen), bei denen mit vertretbarem Aufwand bzw. geringen Kosten vergleichsweise hohe spezifische Oberflächen erreicht werden¹⁰⁷.

Eine Demonstrationsanlage eines Adsorptiven Speichers in „utility scale“ ist in Abbildung 35 dargestellt.



Abbildung 35: Demonstrationsanlage Adsorptiver Speicher (Quelle: Advantica Group)

2. Abtrennung von höheren Kohlenwasserstoffen und Störstoffen

Neben Methan als Hauptbestandteil sind im Erdgas auch geringe Anteile oder Spuren von höheren Kohlenwasserstoffen (=Flüssiggasanteil), CO_2 , N_2 und Odierungsmitteln enthalten. Diese Stoffe können die Speicherfähigkeit der Sorbentien jedoch spürbar beeinträchtigen

¹⁰⁷ [Zhang 2010]

und müssen daher vor Eintritt in den Speicher entfernt werden¹⁰⁸. Das Prinzipschema einer solchen Anlage zur Abtrennung dieser Stoffe ist in Abbildung 36 zu sehen.

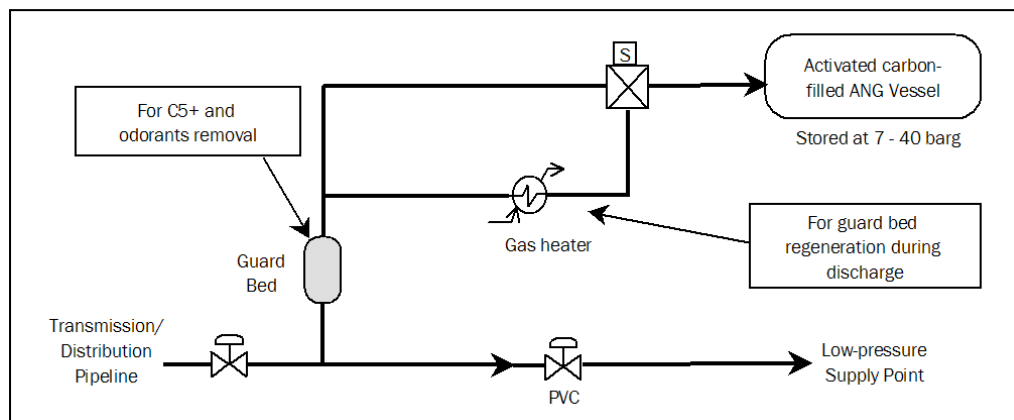


Abbildung 36: Verfahrensschema eines adsorptiven Speicherkonzeptes (Quelle: eigene Darstellung; auf Basis Angaben von Advantica Group)

In Zusammenhang mit der adsorptiven Speicherung wäre aufbereitetes Biogas grundsätzlich deutlich unproblematischer als Erdgas, da Biomethan keine höheren Kohlenwasserstoffe enthält.

3. Thermisches Verhalten des adsorptiven Speichers

Abhängig von der Geschwindigkeit der Befüllung oder Entleerung des adsorptiven Gasspeichers kommt es zu einer Erhöhung (bei Befüllung) oder einer Erniedrigung (bei Entleerung) der Temperatur. Während dies etwa bei saisonalen Speicher aufgrund der langsamen Wechselzyklen grundsätzlich unproblematisch wäre, sind diese thermischen Prozesse bei schnellen Wechselzyklen von entscheidender Bedeutung.

4. Hersteller und Akteure bei ANG-Speichern

Betreffend die Entwicklung von ANG-Speichern als Fahrzeugtank und Ersatz für CNG-Zylinder gibt es eine größere Anzahl von Anbietern, bezüglich größerer oder stationärer

¹⁰⁸ Anmerkung: Der Flüssiggasanteil und das Odierungsmittel müsste danach wieder zugesetzt werden.

Gasspeicher hingegen nur sehr wenige. Diese sowie Hersteller bzw. Lieferanten von Sorbentien wurden recherchiert und sind im Materialienband im Anhang zu finden.

Beispielhaft sei die Firma Angstore Technologies Ltd¹⁰⁹. aus Israel angeführt, welche mobile Niederdruck-Speicheranlagen zum Transport größerer Mengen an Erdgas anbietet. Mit diesen speziellen Transportfahrzeugen werden Industriebetriebe ohne Netzanbindung, Inseltankstellen u.ä. mit Erdgas versorgt. Ein Beispiel eines solchen Transporttrailer ist in Abbildung 37 zu sehen.



Abbildung 37: Low-Pressure Mobile Pipeline (LMP) Bulk Transportation System von Energtek (Quelle: Energtek)

(b) Linepack als Speicher (atmendes Netz)

Technisch wurde das Leitungsnetz schon immer als Speicher verwendet. Vor der Marktliberalisierung (Unbunling) war bei integrierten Unternehmen dessen Nutzung unproblematisch und Teil der normalen Betriebsführung.

Seit der Entflechtung von Netzbetrieb und Energievertrieb kann das Netz aber nicht mehr so einfach als Speicher verwendet werden, da mehrere Unternehmen das Netz gleichzeitig benutzen und es zum Transport „ihres“ Gases zu „ihren“ Kunden nutzen.

Im Smart Grid Kontext könnte das gesamte Rohrleitungssystem auf den verschiedenen Druckstufen systematisch als Speicher eingesetzt und als „atmendes Netzes“ angesehen und betrieben werden. Die notwendigen technischen wie organisatorischen Rahmenbindungen in einem liberalisierten Markt wären insbesondere:

¹⁰⁹ Inzwischen Teil der Energtek Gruppe.

- Die Betriebssicherheit und Funktionalität des Netzes muss jedenfalls garantiert werden; d. h. der minimale Betriebsdruck muss an allen Stellen des Netzes sichergestellt werden. Ebenso darf der maximal zulässige Betriebsdruck nicht überschritten werden.
- Zugleich sollte - zur Minimierung der Netzverluste – der Betriebsdruck so gering als möglich, d.h. dynamisch in Abhängigkeit von der Verbrauchssituation, eingestellt werden können.
- Im Sinne des Unbundlings müsste der Speicherbetrieb eines solchen „atmenden Netzes“ wirtschaftlich und rechtlich vom eigentlichen Netzbetrieb getrennt werden. Die jeweils verfügbaren Speicherressourcen müssten an alle Marktteilnehmer transparent und diskriminierungsfrei vergeben werden.

Wesentliche Voraussetzung ist jedoch, dass die Kosten der dazu notwendigen zusätzlichen Infrastruktur durch verrechnete Speicharentgelte abgedeckt werden können oder bei der Berechnung der Netztarife bzw. in der Anreizregulierungsverordnung entsprechend berücksichtigt werden.

(c) Gashydratspeicher

Gashydrate sind sogenannte Clathrate (Einschlussverbindungen), bei denen in Wassermolekülen Gase eingeschlossen sind.¹¹⁰ Bei natürlichen Hydraten werden vorwiegend Methan oder CO₂ eingeschlossen. Beim Einschluss von Methan werden diese Verbindungen auch Methanhydrate genannt. Diese sehen zwar wie Eis aus, sind aber brennbar (siehe Abbildung 38).



¹¹⁰ [Rogers 2005]

Abbildung 38: Brennendes Gashydrat (Quelle: Leibnitz-Institut für Meereswissenschaften an der Universität Kiel)

Entscheidend für die Bildung von Gashydraten sind Druck, Temperatur und Gaskonzentration. So ist etwa die vermutete Menge an natürlichen Gashydraten am Meeresboden gigantisch und hat hohe Relevanz für den Treibhausgas-Haushalt auf der Erde.

Die Hydratbildung in den Erdgaspipelines in den Regionen nahe des Polarkreises ist seit den 30er-Jahren bekannt. Hoher Druck, tiefe Temperaturen, hohe Gaskonzentration und Spurenelemente von Wasser können zur Methanhydratbildung und damit zur Verstopfung der Pipelines führen. Um dies zu verhindern werden in kalten Regionen dem Erdgas spezielle Chemikalien (Inhibitoren) zugesetzt.

Bereits im Jahr 1942 wurde von M. E. Benesh vorgeschlagen, den chemischen Effekt der Hydratbildung zur Erdgasspeicherung zu verwenden, da in einem m³ Methanhydrat bis zum 185-fachen der Gasmenge wie im Normalzustand gespeichert werden kann¹¹¹. So wurden etwa in Japan, Norwegen und UK Forschungsarbeiten durchgeführt, um den Effekt der Hydratbildung als Konkurrenztechnologie zu LNG zum Speichern und Transportieren von Erdgas zu nutzen.

In den USA wurde hingegen überlegt, inwieweit mit dieser Technologie kleinere, dezentrale Gasspeicher umgesetzt werden könnten (Einsatz von kleineren Gasspeichern in Kombination mit Gaskraftwerken zur Abdeckung von Spitzenlast). Eine Studie¹¹² im Auftrag des DOE (Department of Energy), in denen zum „Proof of concept“ entscheidendes Anlagenequipment konstruiert und getestet wurde, kommt zum Schluss, dass Gasspeicher auf Basis der Nutzung dieser Technologie auch für kleinere Einheiten technisch möglich sind. Mehrere Maßnahmen wurden vorgeschlagen, wie die Kosten reduziert und die Technologie in Richtung Wirtschaftlichkeit optimiert werden könnte (*„The process as demonstrated verified technical capability to serve stationary natural gas storage needs on small scale“*).

¹¹¹ [Rogers 2005]

¹¹² [Rogers 2006]

(d) Mobile Gasspeicher, CNG- Speicherbehälter¹¹³

Ein vermehrter Einsatz mobiler Gasspeicher auf Basis der CNG-Technologie wird zukünftig vor allem im Zusammenhang mit Mikro Grids, dezentralen Netzen oder Transportsystemen in netzfernen Gebieten erwartet.

Insbesondere bei Verwendung des Gases als Treibstoff, wenn für die Fahrzeugbetankung ohnehin hohe Drücke von > 200 bar benötigt werden, haben Hochdruckspeicher, wenn sie sinnvoll in die Betankungsinfrastruktur integriert sind, Kostenvorteile gegenüber Mitteldruckspeichern.

Bezüglich der Verwendung von Containersystemen zum Betrieb einer Biogas-Versorgungslogistik hat Schweden mehr als 10 Jahre Erfahrung. Es ist weltweit das einzige Land, in dem die Verteilung von Biomethan über mobile Gasspeicher gängige Praxis ist. Zwei verwendete Biogas-Transportspeicherbehälter sind in Abbildung 39 zu sehen.



Abbildung 39: Mobiler Gasspeicher zur Versorgung von Biogas-Inseltankstellen (Quelle: New Energy)

In Bezug auf mobile Erdgasspeicher zur Versorgung von netzfernen Regionen oder Inseltankstellen existieren hingegen jahrzehntelange Erfahrungen vor allem in Südamerika (Argentinien, Brasilien) und Asien (China, Indien, Thailand). Einziges europäisches Land mit relevanter Erfahrung ist Italien. So wird in Italien komprimiertes Erdgas bereits seit über 60 Jahren mittels mobiler Gasspeicher verteilt.

¹¹³ Informationen aus [Hinterberger 2010] übernommen und ergänzt

Eine Auswahl von Herstellern bzw. Anbietern solcher Container- oder Trailersysteme sind im Anhang zu finden. Beispielhaft für eine Vielzahl unterschiedlicher kommerziell verfügbarer, in Österreich aber bisher noch nicht eingesetzter Speicher- und Distributionssysteme sind in Abbildung 40 jene der US-amerikanischen Firma NEOGas zu sehen.



Abbildung 40: Distributionslösungen von NeoGas (Quelle: NeoGas)

Diesbezüglich ist anzumerken, dass die Gesamtwirtschaftlichkeit von mobilen Gasspeichern und Transportsystemen entscheidend von der Abstimmung dieser Infrastruktur mit der jeweils verwendeten Tankstellentechnik abhängt.

(e) Sonstige Speichertechnologien

Sonstige Technologien, die recherchiert wurden und die langfristig interessant sein könnten, sind die Gasspeicherung in Carbon Nanocontainers (highly oriented pyrolytic graphite (HOPG)) und in sogenannten MOFs (metal-organic frameworks). Diesbezüglich gibt es hinsichtlich der relevanten Forschungsfragestellungen eine große Anzahl an Anknüpfungspunkten und Synergieeffekten mit CCS bzw. mit der Wasserstofftechnologie. Eine für Spezialanwendungen zukünftig ebenfalls interessante Speichertechnologie wäre die „small scale“ Speicherung von LNG.

Mögliche Forschungsfragestellungen

- Analyse zur Identifikation von Effizienzsteigerungspotentialen bei konventionellen Gasspeichern wie Untertage- oder Röhrenspeichern (z.B. Nutzung von Abwärme und „waste pressure“); jedoch auch Maßnahmen zur Erhöhung von Einpress- und/oder Entnahmeleistung;

- Adsorptive Speicher:
 - Wie können die verwendeten Materialien und Anlagen (Sorbentien, Speichervermögen, Kosten) optimiert werden?
 - Wie können der Flüssiggasanteil bzw. die sonstigen Störstoffe am energieeffizientesten bzw. mit geringsten Kosten aus dem Erdgas entfernt bzw. wieder zugesetzt werden?
 - Wie kann das Wärme- bzw. Kältemanagement von adsorptiven Speichern verbessert werden? Wie kann die entstehende Wärme oder Kälte in einem Netzknoten am besten genutzt werden?
- Wie hoch ist der Nutzen von dezentralen Speichern bei dezentraler Einspeisung tatsächlich? Ab welchem Prozentsatz von dezentraler Einspeisung ist dieser größer, als die Zusatzkosten durch die unvorteilhaftere „economies of scale“ der kleineren Speicher (Simulationsrechnung in unterschiedlichen Netzgebieten)?
- Wie wären die optimalen Speichergrößen in konkreten Netzgebieten (economies of scale der einzelnen Speichertechnologien und des Speicherbetriebes; Erfordernisse des Netzbetriebs)? Wo würden die optimalen Standorte solcher dezentraler Speicher liegen?
- Wie können die Errichtungs- und Betriebskosten dezentraler Speicher verringert werden? Welche Technologieentwicklungen sind nötig? Wie könnte eine detaillierte R&D-Roadmap aussehen?
- Inwieweit könnte in den derzeitigen Netztarifen (Briefmarkenmodell) der Systemnutzen von dezentralen Speichern berücksichtigt werden? Wie kann dieser Nutzen sinnvollerweise quantifiziert und abgegolten werden? Welche alternativen Tarifmodelle wären denkbar?
- Wie könnten Geschäftsmodelle für unabhängige Betreiber bzw. sonstige Stakeholder (Clusterm Mitglieder) von dezentralen Gasspeichern aussehen?

2.2.7 Mikro-KWKs und virtuelle Gaskraftwerke

Mikro-KWKs und ihr Beitrag zu einem Smart Gas Grid

KWK-Anlagen werden dann als Mikro-KWKs bezeichnet, wenn die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung in Aggregaten $< 5 \text{ kW}_{\text{el}}$ erfolgt¹¹⁴. Dabei können unterschiedliche Technologien eingesetzt werden (z.B. Gasmotor, Stirlingmotor, Brennstoffzelle), die jeweils unterschiedliche Marktreife haben.

Mikro-KWKs werden derzeit primär für die kombinierte Eigenstrom- und Eigenwärmeerzeugung verwendet. Im Smart Grid Kontext wird der Einsatz von Mikro-KWKs allerdings im Zusammenhang mit virtuellen Gaskraftwerken interessant, die den Ausgleich der Produktionsschwankungen von erneuerbaren Energieträgern (insbesondere Windkraft) ermöglichen.

Diesbezüglich sind europaweit zwar bereits eine größere Anzahl von F&E- und Pilotprojekten umgesetzt worden, die im Rahmen der Projektarbeit recherchiert wurden. Bis dato ist es jedoch noch keinem Projektproponenten gelungen, ein solches virtuelles Kraftwerk auch kommerziell umzusetzen. Bei der Implementierung eines solchen virtuellen Kraftwerkes müssen relevante Stakeholder sowohl aus der Gas- und Stromwirtschaft (Netz- und Vertriebsgesellschaften) eingebunden und insbesondere auch die Tarifsysteme aufeinander abgestimmt werden.

Im Vergleich zu konventionellen gasbetriebenen Spitzenlastkraftwerken ist bei Mikro-KWKs der Rohstoffnutzungsgrad bzw. die Gesamtenergieeffizienz wegen des wärmegeführten Betriebs deutlich höher, obwohl der elektrische Wirkungsgrad aufgrund der kleineren Anlagengröße geringer ist. Weiters sind aufgrund der „economies of scale“ die spezifischen Investitionskosten höher, was ebenfalls durch den höheren Rohstoffnutzungsgrad ausgeglichen werden muss.

Aufgrund der Vernetzung der unterschiedlichen Energieträger (Netze und Systeme; Gas, Strom, Wärme) wären gasbetriebene Mikro-KWKs ein klassischer Netzknoten (siehe hierzu

¹¹⁴ Der Begriff Mikro-KWK wird uneinheitlich definiert. Teilweise wird die Grenze zwischen Mikro- und Mini-KWK erst bei $15 \text{ kW}_{\text{el}}$ gezogen.

Abschnitt 2.1.16) auf der untersten Stufe der Versorgungskette, bei dem die unterschiedlichen Energieträger und Netze (Gas, Strom, Wärme) zu einem SmartPoly-Grid zusammengeführt werden. Bei größeren Installationen wie Mini-KWK bzw. KWK-Anlagen mittlerer Größenordnung können zusätzlich Kälteanwendungen integriert werden.

Technologieüberblick und -vergleich

Grundsätzlich sind verschiedene Technologien verfügbar. Während sich einige Technologien (z.B. Brennstoffzelle, Stirlingmotor) noch im R&D oder Erprobungsstadium befinden, sind andere bereits als marktreif anzusehen.

Der technische Entwicklungsstand der unterschiedlichen Technologien, deren technologienbedingten Vor- und Nachteile sowie Anbieter in Europa und Japan wurden recherchiert. Die Ergebnisse dieser Technologie- bzw. Anbieterrecherche sind im Anhang zu finden. Neben den unterschiedlichen Stadien der Marktreife unterscheiden sich die Technologien insbesondere durch den technologisch bedingten, maximalen elektrischen Wirkungsgrad (siehe Abbildung 41).

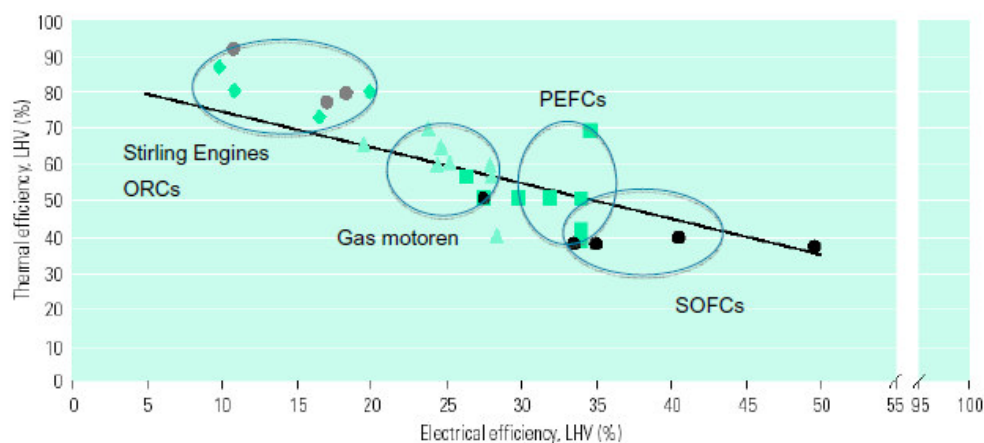


Abbildung 41: Wirkungsgrade der einzelnen Technologien (Quelle: Delta EE)

Während die Gasmotorentechnologie die höchste Marktreife besitzt, liegen die typischen elektrischen Wirkungsgrade dieser Geräte lediglich im Mittelfeld. Brennstoffzellen erreichen deutlich bessere elektrische Wirkungsgrade (bis zu 50 %), sind jedoch deutlich teurer und haben die Marktreife noch nicht erreicht.

Lediglich die Gasmotorentechnologie ist als marktreif anzusehen. Beispielhaft ist in Abbildung 42 das Gerät Ecowill von Honda zu sehen, das bis dato weltweit am meisten verkauft worden ist (100.000 dieser Anlagen in Japan). Die elektrische Leistung beträgt 1 kW, die thermische Leistung 2,8 kW. Dabei wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 22,5 % und ein thermischer von 63 % erreicht (gesamt: 85,5 %).



Abbildung 42: Mikro-KWK Gerät von Honda (Quelle: Honda)

Bis vor kurzem gab es noch keine Zulassung des Gerätes in Europa. Im Jahr 2009 wurde zwischen Honda und Vaillant eine weitgehende Zusammenarbeit vereinbart. Das Honda Ecowill Gerät soll an die Erfordernisse des europäischen Marktes angepasst¹¹⁵ und dann gemeinsam am Markt eingeführt werden. Seit November 2009 werden die ersten Pilotanlagen in Deutschland installiert.

Derzeitige Anbieter von Mikro-KWK Anlagen auf Basis der Gasmotorentechnologie in Europa sind etwa die Firma Vaillant („Ecopower“) und SenerTech („Dachs“) sowie eine Vielzahl kleinerer Anbieter.

¹¹⁵ In Japan werden die Geräte außerhalb des Gebäudes aufgestellt, was für Europa unüblich ist. Die Geräte müssen so adaptiert werden (Lärmschutz, Vibrationen), dass sie auch innerhalb des Gebäudes aufgestellt werden können. Weiters ist eine Anpassung an europäische Emissionsstandards erforderlich (zusätzlicher Einbau eines Katalysators).

Stirlingmotoren sind bereits annähernd marktreif und haben einige Vorteile gegenüber der Gasmotorentechnologie (geringere Lärmentwicklung und Vibrationen, weniger Emissionen, geringere Wartungskosten), haben jedoch im Regelfall einen deutlich geringeren elektrischen Wirkungsgrad (siehe Abbildung 41).

Die Brennstoffzellentechnologie ist hingegen, trotz vielfältiger F&E-Anstrengungen, noch relativ weit von der Marktreife entfernt. Daneben konnten mehrere alternative Technologien bzw. Anbieter recherchiert werden (siehe Anhang), unter anderem der „Lion Powerblock“, der technisch nach dem Prinzip der Dampfmaschine arbeitet. Größter Nachteil ist der technologiebedingt nur geringe Wirkungsgrad. So sind im ersten Jahr eines Feldversuches lediglich durchschnittliche elektrische Wirkungsgrade von 5 % erzielt worden.

Bisherige praktische Erfahrungen mit Mikro-KWKs in Österreich

In Österreich wurden von mehreren Energieversorgern (z.B. Salzburg AG, OÖ Ferngas, E-Steiermark, Wien Energie) bereits vor Jahren Pilotprojekte mit Mikro-KWKs umgesetzt. Diesbezüglich konnten Demonstrationsprojekte und Feldtests in vier Bundesländern identifiziert werden, deren Verlauf und Ergebnisse im Anhang darstellt sind. Bei diesen Feldtests wurden allerdings durchwegs nur Geräte auf Basis der Brennstoffzellentechnologie eingesetzt.

Die Projekterfahrungen lassen sich dahingehend zusammenfassen, dass Brennstoffzellen erst dann kommerziell eingesetzt werden können, wenn sowohl Lebensdauer und Verfügbarkeit erhöht wie auch die Kosten signifikant reduziert werden. Trotz gegenteiliger Prognosen der Gerätehersteller hat es die Brennstoffzellentechnologie bis dato nicht geschafft, die Marktreife zu erlangen. Die bisherigen Aktivitäten der Energiewirtschaft hinsichtlich von Mikro-KWKs in Österreich, die sich auf die Brennstoffzellentechnologie konzentriert haben, wurden daher nicht weiterverfolgt¹¹⁶.

¹¹⁶ So hat etwa die Salzburg AG nach ersten Erfahrungen mit der Brennstoffzellentechnologie ihre Folgeaktivitäten auf Basis der Gasmotorentechnologie fortgesetzt.

Aktuelle Studien zur Marktreife und Wirtschaftlichkeit von Mikro-KWKs in Österreich

In einem aktuellen Forschungsprojekt [Prüggler 2009] wird die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit unterschiedlicher Mikro-KWK Technologien (Gasmotor, Mikrogasturbine, Stirlingmotor und Brennstoffzelle) untereinander sowie mit einem Referenzsystem verglichen. Angenommen wird die Eigennutzung des Stroms sowie die Einspeisung in das Netz, nicht jedoch die Nutzung der Mikro-KWKs als virtuelles Kraftwerk.

Betreffend der Einschätzung der Marktreife der einzelnen Technologien werden die Ergebnisse der Technologierecherche durch diese Arbeit bestätigt. Unter den gegebenen Prognosen für Gas- und Strompreise werden für die Verbrennungsmotorentechnologie geringe bzw. stark fallende notwendige Förderbeträge errechnet. Ähnliche Tendenz wurde bei Stirlingmotoren und Mikrogasturbinen beobachtet, während Brennstoffzellen noch sehr weit entfernt von der (wirtschaftlichen) Marktreife gesehen werden.

Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch eine Studie „Innovative Gastechnologien“ der Prognos AG, die im Auftrag von DVGW und ASUE erstellt wurde. So hat nach Meinung der Studienautoren die Brennstoffzelle zwar ein großes Marktpotential, aber noch eine sehr geringe technische Reife. Die Gasmotorentechnologie wäre von der Marktreife weiter als der Stirlingmotor, hätte aber langfristig ein geringeres Marktpotential. Die Vorteile des Stirlingsmotors sind im wesentlichen geringere Lärmentwicklung und Vibrationen, niedrigere Emissionen, kompaktere Bauweise und geringe Wartungskosten, da u. a. kein Ölwechsel nötig ist.

Internationale Erfahrungen betreffend der Nutzung von Mikro-KWK Anlagen

Diesbezüglich wurden Recherchen betreffend den tatsächlichen Einsatz von Mikro-KWK Anlagen durchgeführt. Die interessantesten Erfahrungen konnten in Japan identifiziert werden, wenn auch aus den bisherigen Entwicklungen in Deutschland und den Niederlanden Rückschlüsse auf mögliche zukünftige Verbreitungsstrategien gezogen werden können.

Japan

Weltweit die größte Anzahl von Mikro-KWK Anlagen sind in Japan installiert. Dort sind bereits mehr als 100.000 Mikro-KWK Anlagen auf Basis der Gasmotorentechnologie im Einsatz. Am Beispiel Japan kann man das interessante Marktpotential von gasbetriebenen

Mikro KWK sehen ($100.000 \times 1\text{kW}_{\text{el}} = 100 \text{ MW}_{\text{el}}$), das auch dort bisher nur zu einem kleinen Teil erschlossen wurde [Dijkstra 2009].

Der Erfolg bei der Verbreitung von Mikro-KWK Anlagen in Japan hat mehrere Gründe. Zum einen werden von der Regierung Investitionsförderungen und Steuererleichterungen gewährt, zum anderen wird die Anschaffung dieser Geräte auch von den Gasversorgern unterstützt. So hat etwa die Tokyo Gas ihren Kunden die Geräte über ein eigenes Leasingprogramm angeboten. Weiters kommen spezielle Gastarife zur Anwendung, die im Regelfall 15 % bis 20 % niedriger als die regulären Haushaltstarife sind.

Eine weitere energetische Gesamtoptimierung erfolgt an einigen Standorten inzwischen durch die Kombination von gasbetriebenen Mikro-KWKs, lokalen Wärmenetzen und dezentralen Wärmespeichern in den einzelnen Wohnungen¹¹⁷.

Deutschland

Durch das Impulsprogramm Mini-KWK¹¹⁸ ist Deutschland im Laufe des Jahres 2009 neben Japan zum wichtigsten Abnehmermarkt für Mikro-KWKs geworden. So hat sich die Anzahl der installierten Anlagen von 1.800 in 2008 auf 4.400 in 2009 deutlich erhöht. Bis Ende 2009 wurden insgesamt bereits mehr als 10.000 Förderanträge gestellt, was hochgerechnet eine elektrische Anlagenleistung von 90 MW ergibt¹¹⁹. Diese Mikro- bzw. Mini-KWK-Anlagen dienen wie in Japan primär der Eigenversorgung und sind wärmegeführt¹²⁰. Lediglich der überschüssige Strom wird in das Netz eingespeist.

Neben einem Investitionskostenzuschuss werden bei der Einspeisung ein „üblicher Preis“ zuzüglich eines KWK-Zuschlages vergütet. Der KWK-Zuschlag wird aber auch für Eigenverbrauch des Stromes gewährt¹²¹. Weiters werden bei der Einspeisung „vermiedene Netznutzungsentgelte“ vergütet¹²².

¹¹⁷ [Yamaguchi 2008]

¹¹⁸ Anlagen mit einer Engpassleistung von $< 50 \text{ kW}_{\text{el}}$ fallen unter dieses Förderregime.

¹¹⁹ Angaben des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung e.V; Presseinformation vom 18. Jänner 2010

¹²⁰ Fördervoraussetzung ist ein Jahresnutzungsgrad von 80 %

¹²¹ § 4 Abs. 3a Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Deutschland)

¹²² § 4 Abs. 3 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Deutschland)

Das derzeit interessanteste Vorhaben ist jedoch das Projekt „Volkswagen-Kraftwerk“ von Lichtblick, welches die Grundidee des virtuellen Kraftwerkes mit einem Contracting-Modell verbindet. Mit Erdgas wird eine Mikro/Mini-KWK-Anlage¹²³ betrieben, wobei der Strom als Spitzenstrom über das Netz verwertet und die Wärme lokal verbraucht wird. Der stromgeführte Betrieb wird dabei durch einen thermischen Wärmespeicher möglich gemacht. Trotz der großen medialen Aufmerksamkeit des „Zuhause-Kraftwerkes“ ist die konkrete Umsetzung jedoch noch offen.

Niederlande

In den Niederlanden ist es bis dato zwar noch nicht zu einer breiteren kommerziellen Anwendung der Mikro-KWK Technologie gekommen. Es sind jedoch bereits größere Feldversuche zum Einsatz der unterschiedlichen Technologien durchgeführt worden (etwa 2008/2009 in der Stadt Ameland (100 Geräte) und 2009 in Apeldoorn (200 Geräte))¹²⁴.

Da die Niederlande ein „Gasland“ ist (Erdgas ist mit einem Marktanteil von > 50% am Primärenergiemarkt der wichtigste Energieträger; Raumheizung erfolgt zu fast 100 % durch Erdgas, entweder durch klassische Gasheizungen oder große erdgasbetriebene KWK-Anlagen) und die lokalen Vorräte zur Neige gehen, haben die Stakeholder (Gasversorger, Geräteproduzenten) verschiedene Initiativen in Richtung einer „smarten“ Verwendung von Gas gestartet.

So wurde in den letzten Jahren sowohl eine „Smart Gas Stiftung“ wie eine „Smart Power Foundation“ gegründet und das Projekt „Smart Power System“ initiiert. Dem Einsatz von Mikro-KWKs (auch als virtuelles Kraftwerk) werden diesbezüglich große Chancen eingeräumt und es wird von einer rasanten Marktentwicklung ausgegangen. Mit 2020 sollen bereits 1,3 Millionen Mikro-KWKs in niederländischen Haushalten installiert sein, im Jahr 2030 sogar 4 Mio. Geräte.

¹²³ Mit einer elektrischen Leistung von 20 kW liegt das „Zuhause-Kraftwerk“ über der Definition eines Mikro-KWKs und wäre bereits als Mini-KWK zu bezeichnen.

¹²⁴ Der Feldversuch in Apeldoorn, der bis Ende 2010 läuft, soll insbesondere auch den Einfluss der vermehrten Nutzung von Mikro-KWKs auf die Netzinfrastruktur von Gas und Strom untersuchen, da für die Wintermonate ein deutlich verändertes Nutzungsverhalten erwartet wird. Der Netzbetreiber Liander will auf Basis dessen ein „intelligentes Netzwerk“ entwickeln.

Schwachstelle der Markteinführung in den Niederlanden ist die kommerzielle Verfügbarkeit der Endgeräte. Die Gasmotorenteknologie kam bisher nicht zur Anwendung, da Heizgeräte in den Niederlanden fast ausschließlich als Kombigeräte an der Wand befestigt werden. Standgeräte sind in den Niederlanden nicht üblich. Fokus der Anstrengungen waren daher bisher der Stirlingmotor bzw. teilweise auch die Brennstoffzelle.

Bisherige Geschäftsmodelle, Faktoren der Wirtschaftlichkeit

Die bisherigen Markteinführungen (Japan, Deutschland) beziehen sich auf die Eigenversorgung der Haushalte (Eigenstromverbrauch). Die Wirtschaftlichkeit kommt primär dadurch zustande, dass die Eigenkosten der Stromerzeugung geringer sind als die Gesamtstrombezugskosten, welche auch die Netzgebühren sowie Steuern und Abgaben beinhalten. Die Anlagen müssen wärmegeführt betrieben werden, um wirtschaftlich zu sein.

Falls Mikro-KWKs auf diese Weise für die dezentrale kombinierte Eigenstrom- und Wärmeerzeugung verwendet werden, so ist die Anzahl der jährlichen Vollaststunden (=Wärmebedarf bzw. Verbrauchsprofil) der entscheidende Faktor der Wirtschaftlichkeit¹²⁵. Die Wirtschaftlichkeit bei vorwiegender Eigenstromerzeugung ist weiters von folgenden Faktoren abhängig:

- Anteil von Eigenverbrauch zu eingespeister Strommenge
- Investitions- bzw. Betriebskosten des Mikro-KWKs
- Elektrischer Wirkungsgrad des Gerätes; Gesamtwirkungsgrad
- Differential in den Energiepreisen (Strom, Gas)
- Differential in den Netzgebühren (Gas, Strom)
- Förderpolitik bzw. Besteuerung
- Einspeisetarife (falls Überschuss in das Netz eingespeist werden muss)

Aufgrund des abnehmenden Wärmebedarfs in Haushalten (bessere Wärmedämmung, Trend zum Niedrigenergiehaus) wird die Wirtschaftlichkeit in dieser klassischen Betriebsweise immer schwerer darstellbar, da durch den wärmegeführten Betrieb - bei technologisch bedingten geringen elektrischen und hohen thermischen Wirkungsgraden der Anlagen - die Anzahl der jährlichen Vollaststunden immer geringer wird.

¹²⁵ Vgl. u.a [Prüggler 2009]

Weiters ist anzumerken, dass die Wirtschaftlichkeit im Regelfall nur dann gegeben ist, wenn der Großteil des erzeugten Stromes selbst verbraucht wird. Die Erlöse bei der klassischen Einspeisung sind im Regelfall zu gering (vgl. dazu Ergebnisse von [Prügler 2009]).

Für den Einsatz von Mikro-KWKs werden im Smart Grid Kontext daher die größten Marktchancen für Mikro-KWKs im koordinierten stromgeführten Betrieb als gasbetriebenes virtuelles Kraftwerk (Biogas oder Erdgas) gesehen. Dabei wird sowohl die lokale Wärmeversorgung sichergestellt, wie auch Spitzenlast oder Ausgleichs-/Regelenergie in das Stromnetz geliefert.

Bisherige Demo-Projekte bzw. Feldtests im Zusammenhang mit virtuellen Kraftwerken

Es wurden international bereits viele, teilweise sehr umfassende Feldversuche, Studien und/oder Demoprojekte zum Thema virtuelle Kraftwerke bzw. Integration von Mikro-KWK in die Energienetze durchgeführt. Diesbezüglich konnte eine große Zahl solcher Projekte identifiziert werden, die vielfach von deutschen oder niederländischen Konsortialführern vorangetrieben wurden. Die Ergebnisse dieser Recherchen (inkl. Linkliste zu den Projekthomepages) sind im Anhang zu finden.

Ebenso wurden in dieser Recherche viele weitere Projekte, die vor allem die Entwicklung von Marktmodellen oder die steuerungstechnische Integration von dezentraler Erzeugung in das Stromnetz zum Ziel haben, wie z.B. DISPOWER, EDISON, Virtplant oder EUVPP (European Virtual Fuel Cell Power Plant), recherchiert. Die meisten dieser Projekte sind jedoch sehr breit angelegt, da zumeist mehrere unterschiedliche Einspeiser im Projektdesign berücksichtigt wurden. In den meisten Fällen sind aber nur sehr wenige konkrete Ansatzpunkte für eine praktische, kommerzielle Umsetzung erkennbar.

Virtuelle Kraftwerke mit gasbetriebenen Mikro-KWK (kommerzielle Projekte)

Das einzige kommerzielle Projekt zum Betrieb von Mikro-KWKs als virtuelles Kraftwerk, das bis dato allerdings nur in der Öffentlichkeit angekündigt und noch nicht umgesetzt wurde, ist das „Zuhause Kraftwerk“ von Lichtblick und Volkswagen. Konzeptionell kommt dieses Projekt einer zukünftigen Smart Gas Grid Anwendung schon sehr nahe.

So stehen im Gegensatz zu anderen Konzepten die zukünftigen Mikro-KWKs nicht im Eigentum der Hauseigentümer, sondern der Firma Lichtblick, die damit als Contractinganbieter auftritt. Der Hauseigentümer kauft die benötigte Wärmemenge zum Äquivalent des Gaspreises zu. Abgesehen von einem Investitionskostenzuschuss muss dieser in die neue Heizungsanlage nichts investieren, sondern bekommt sogar eine geringe Zahlung für die Vermietung seines Heizraumes. Dafür gehört der erzeugte Strom aber auch nicht ihm, sondern dem Contractinganbieter [Lichtblick 2010].

Die Anlagen werden zentral gesteuert und stromgeführt betrieben, wobei die erzeugte Wärme in einem eigenen Wärmespeicher zwischengespeichert wird. Aufgrund der Dimensionierung von KWK-Anlage und Speicher sind weder ein zusätzlicher Spitzenlastkessel nötig, noch muss die Anlage teillastfähig sein, was die Investitionskosten entsprechend erniedrigt. Der erzeugte Strom kann als Spitzenstrom oder als Ausgleichs- und Regelernergie teuer über das Netz verkauft werden.

Herausforderung ist die Steuerung des Anlagenparks sowie der logistische Aufwand (100.000 Anlagen in Deutschland sind geplant). Obwohl als „Schwarmkraftwerk“ bezeichnet, ist noch nicht bekannt, ob die Steuerung bzw. Kommunikation zwischen den Anlagen tatsächlich mit „Schwarmlogik“ funktioniert oder es sich um eine herkömmliche, hierarchisch organisierte Steuerlogik handelt.

Best Practice Beispiel aus Japan: Vom Mikro-KWK zum Mikro-Grid (SmartPoly Grid)

Die japanische Gasindustrie hat mit rd. 100.000 installierten Geräten bisher die meisten Erfahrungen mit Mikro-KWKs. Diesbezüglich konnte in Japan auch ein neues Konzept für Mikro-Grids auf Basis von Mikro- bzw. Mini-KWKs identifiziert werden. Dieses Konzept, das für Appartmenthäuser mit mehreren Wohnungen entwickelt wurde, wird Neighboring Co-Generation System (NCG) genannt und in Abbildung 43 einem klassischen Mikro-KWK-Heizungssystem in Appartmenthäusern gegenübergestellt.

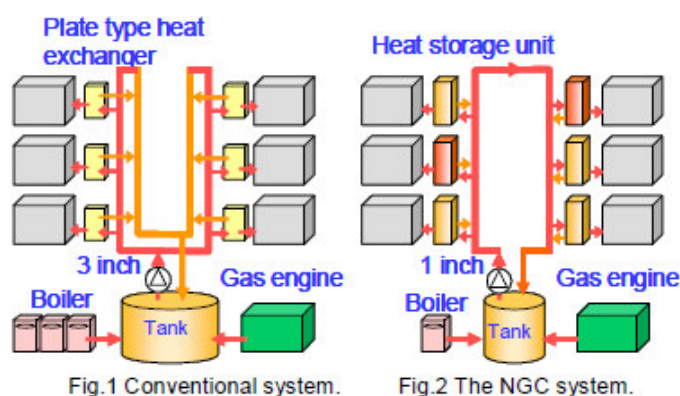


Abbildung 43: Vergleich klassischer KWK-Anlage und NCG-System (Quelle: Osaka Gas)

Bei üblichen Heizungssystemen (linkes Bild) wird die Wärme mittels Plattenwärmetauschern in die einzelnen Wohneinheiten übertragen. So sind bei Anlagen mit 50 Wohneinheiten zwei Leitungsrohre (Zu- und Ablauf) von jeweils 3 Zoll Durchmesser notwendig, um die Spitzenwärmelast im Winter abdecken zu können.

Bei dem neuen System sind hingegen in allen Wohnungen spezielle Wärmespeicher installiert, welche die Spitzenwärmelast puffern können. In der Auslegung der Heizungsrohre (single loop statt double loop) reduziert sich der notwendige Rohrdurchmesser dadurch auf ein Drittel, die Leitungslänge auf die Hälfte. Dadurch kann sowohl die maximale Pumpenleistung reduziert werden (auf 1/9) und die Wärmeverluste verringert werden (auf 1/6). Sowohl die Betriebskosten wie die Investitionskosten für das Leitungssystem reduzieren sich damit deutlich [Yamaguchi 2008].

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist die Verfügbarkeit von geeigneten, besonders kompakten und kostengünstigen Wärmespeichereinheiten. Diese speziellen Einheiten werden seit 2003 gemeinsam von Osaka Gas, der Universität in Kobe, Noritz Corporation und Sumitoma kontinuierlich weiterentwickelt und sind in Abbildung 44 zu sehen.

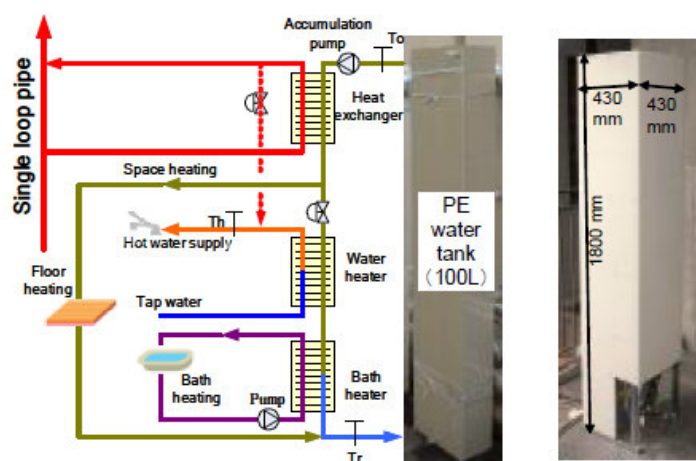


Abbildung 44: Prinzipschema und Aussehen der Wärmespeichereinheiten (Quelle: Osaka Gas)

In einem Pilotprojekt mit 50 Wohneinheiten in einem Appartementhaus in der Provinz Kansai konnte durch ein solches NCG-System der Primärenergieverbrauch über das Jahr um 15 % reduziert werden¹²⁶. Als weitere Schritte sind die Kommerzialisierung der Wärmespeichereinheiten und Pilotversuche in größeren Appartementhäusern geplant.

Das Anlagenkonzept kann im Smart Grid Kontext als Mikro-Grid verstanden werden, bei dem durch eine Mini-KWK Anlage als Netzknoten Strom und Wärme erzeugt wird, um die Wärme dann an die dezentralen Verbraucherstandorte (Wohnungen) zu transportieren und lokal zu speichern. Durch die konkrete Auslegung können im Vergleich zu einer zentralen Speicherung Effizienzgewinne erzielt werden (Reduktion der Netzverluste, aber auch Kostenvorteile bei der Netzauslegung).

Identifizierte Forschungsfragestellungen hinsichtlich Mikro-KWKs und virtuelle Kraftwerke

Gasbetriebene Mikro-KWKs, zu einem virtuellen Kraftwerk verschaltet, würden sich als Leuchtturm- bzw. Katalysatorprojekt zur Demonstration von smarten Elementen in bestehende Netze eignen. Ein solches Projekt würde sowohl den Gas- wie den Strombereich betreffen (Smart Gas- und Smart Power Grid) und würde die Vorteile der Vernetzung der unterschiedlichen Energieträger und Netze aufzeigen.

¹²⁶ Das NCG-Konzept wurde im Jahr 2008 mit dem IGU Gas Efficiency Award ausgezeichnet (IGU=International Gas Union)

Diesbezüglich wurden insbesondere folgende Forschungsfragestellungen im Zusammenhang mit Mikro-KWKs bzw. solchen Leuchtturmprojekten identifiziert:

- Wie können die einzelnen Umwandlungstechnologien optimiert und technisch weiterentwickelt werden (Gasmotor, Stirlingmotor, Brennstoffzelle)? Welche Möglichkeiten der Kostensenkung bzw. Laufzeitverlängerung (Verlängerung Wartungsintervalle) sind möglich?
- Detaillierte Untersuchungen zu möglichen Geschäftsmodellen und Vermarktungsstrategien
 - Wie könnten Vermarktungsmodelle für den erzeugten Strom aussehen (mit bzw. ohne Einbindung von Intermediären)?
 - Wie könnten innovative Verbreitungsstrategien für die Geräte aussehen (z.B. durch Einsatz innovativer Contracting- und Finanzierungsmodelle)?
- Wie können die einzelnen Komponenten (Umwandlungsaggregate, Wärmespeicher) optimal ausgelegt werden?
- Welche Steuer- und Optimierungslogiken (Algorithmen) sind denkbar? Hierarchisch organisierte Systeme (über das Internet) oder „echte“ Schwarmlogiken?¹²⁷ Wie können beide Welten miteinander kombiniert werden?
- Welche Daten müssen für eine optimale, stromgeführte Steuerung übertragen oder gespeichert werden? Soll die Auswertung der Daten (Außentemperatur, Innentemperaturen, Soll-/Ist-Abweichungen) lokal oder zentral erfolgen?¹²⁸ Wie kann etwa die Verknüpfung der Wärmeabnahmeprognosen mit der prognostizierten Strompreisentwicklung erfolgen?
- Entwicklung von IKT-Lösungen zur Vernetzung der Mikro-KWKs; sind z.B. vorhandene Rundsteuerlösungen einsetzbar? Sind die geplanten Smart Meters in der Lage, diese Steuerung mit zu übernehmen? Oder sind neue zusätzliche Technologien bzw. Infrastruktur notwendig?
- Kombination von Mikro-KWKs mit Wärmepumpen; sind durch eine Kombination dieser beiden Technologien Effizienzsteigerungen möglich? (Analyse der bisherigen

¹²⁷ Anmerkung: Eine „echte“ Schwarmlogik würde bedeuten, dass die einzelnen Steuereinheiten untereinander kommunizieren, es jedoch keine übergeordnete hierarchische Steuereinheit gibt. Der Begriff „Schwarmkraftwerk“ ist dabei nicht zwingend gleichzusetzen mit „Schwarmlogik“.

¹²⁸ Anmerkung: Datenschutz spricht jedenfalls für eine dezentrale Auswertung der Daten.

- Erfahrungen aus den Niederlanden und der Schweiz; Entwicklung von Simulationstools; Vorbereitung von Demoprojekten; ergänzend, falls notwendig: Komponentenentwicklung)
- Analyse des Systemnutzens sowie der Energie- und Rohstoffeffizienz von virtuellen Kraftwerken; insbesondere: Ist eine Steigerung dieser Parameter durch Einsatz von Mikro-Grids (anstatt von Mikro-KWKs) möglich? In welchen Fällen? In welchem Ausmaß?

2.2.8 Zusammenhang und Synergieeffekte zwischen CCS und SGG

Bei näherer Betrachtung und Recherche konnten vielerlei Zusammenhänge und Synergieeffekte zwischen Carbon Capture und Storage (CCS) – und Gastechnologien identifiziert werden. Die Gaswirtschaft kann daher vielfältige Beiträge zum Aufbau der derzeit im Entstehen befindliche CCS-Infrastruktur leisten, zum anderen könnten dadurch insbesondere die Netzbetreiber neue Geschäftsmöglichkeiten entwickeln und ihre Wertschöpfungskette damit deutlich erweitern. Gründe dafür sind unter anderem:

Ähnliche Technologien, insbesondere bei der CO₂-Abtrennung

Viele der CCS-Technologien kommen ursprünglich aus der Gaswirtschaft. Auch wenn im Detail technische Adaptierungen notwendig sind, handelt es sich etwa bei den Verfahren zur CO₂-Abtrennung grundsätzlich um die gleichen Technologien, die bereits seit Jahrzehnten zur Erdgasaufbereitung bzw. in Folge auch für die Biomethanaufbereitung (siehe dazu auch Abschnitt 2.2.1.2) verwendet wurden.

CO₂-Transport und Endlagerung unterscheiden sich nur unwesentlich vom Kerngeschäft der Gaswirtschaft

Der geplante Pipeline-Transport des abgetrennten CO₂ von den Emittenten zu Endlagerstätten unterscheidet sich nur unwesentlich vom Kerngeschäft der Gaswirtschaft: Transport und Verteilung von gasförmigen Stoffen. Selbst die Technologien zur Endlagerung des CO₂ (u.a. in ehemaligen Gasfeldern) sind die gleichen, die auch für die Gasspeicher Verwendung finden.

Gemeinsamer Netzbetrieb bringt Kostenvorteile

Alleine aus Kostenüberlegungen (Errichtungs-, aber auch Betriebs- und Wartungskosten) macht es Sinn, die Gas- und die zukünftige CO₂-Infrastruktur gemeinsam zu betreiben.

Da die künftigen CO₂-Pipelines in Europa von den Industrieregionen zu geologisch günstigen Regionen geführt werden müssen, bedeutet dies zugleich, dass sie parallel zu jenen großen Gastransportleitungen liegen, die von (ausgebeuteten) ehemaligen inländischen Erdgasfeldern, die teilweise auch als Gasspeicher genutzt werden, in die großen Industrieregionen führen. Da die Transportwege daher grundsätzlich die gleichen sind, wären die Kostenreduktionen alleine durch parallele Trassenführung, zusammengefasste Genehmigungsprozesse oder Synergien in Wartung und Betriebsführung enorm.

Im CCS-Kontext ist neben der Weiterentwicklung einer Fülle von Einzeltechnologien insbesondere die technische Integration der CO₂-Abtrennung in die Gaskraftwerkstechnologie von Interesse¹²⁹. Betreffend der notwendigen Technologieentwicklungen im Zusammenhang mit CCS-Technologien kann auf bereits vorliegende Arbeiten bzw. eine bereits existierende Roadmap¹³⁰ zurückgegriffen werden.

Folgende Fragestellungen, die von strategischer Wichtigkeit hinsichtlich der möglichen Einbindung der Gaswirtschaft bzw. der Gasnetzbetreiber sind, wurden jedoch bisher nur ungenügend berücksichtigt bzw. verdienen erhöhte Aufmerksamkeit:

- Wie soll die Tarifgestaltung für die Benutzung der zukünftigen CO₂-Pipelines erfolgen? Wie kann der Ausbau eines CO₂-Netzes dadurch forciert werden?¹³¹
- Soll eine ähnliche Auftrennung des Systems in regulierten und unregulierten Bereichen erfolgen, wie bei den Strom- und Gasnetzen (Unbundling)?

¹²⁹ Die Abtrennung von CO₂ bzw. Umrüstung bestehender Kraftwerke ist bei Gaskraftwerken technisch komplexer und in einer Gesamtbetrachtung teurer als bei Kohlekraftwerke. Die derzeit in Planung befindlichen Demonstrationsprojekte in Europa beschäftigen sich daher primär mit der CO₂-Abtrennung bei Kohlekraftwerken.

¹³⁰ [IEA 2009]

¹³¹ Ohne ausreichende Rechtssicherheit betreffend des zukünftigen regulatorischen Rahmens bzw. Tarifschemas sind größere Investitionen sehr risikoreich und damit höchst unsicher.

- Wie kann verhindert werden, dass es zu kostenmäßig ineffizienten Parallelstrukturen kommt? Wie können gleichzeitig quasi-monopolistische Strukturen verhindert werden? Ist der „Third Party Access (TPA)“¹³² ein tragfähiger Ansatz? Welche Ausnahmeregelungen sind notwendig, ähnlich den Regelungen für neue Infrastrukturen in § 22 [EU 2003]?

Von Interesse wären aus österreichischer Sicht weiters folgende Themenfelder, denen derzeit noch wenig Aufmerksamkeit geschenkt wird:

- „small- and medium scale“ CCS-Anwendungen, z.B. dezentrale Logistiksysteme
- stoffliche Verwertung von CO₂ bzw. Nutzung von Synergieeffekten (z.B. gleichzeitige Biogasaufbereitung und CO₂-Abscheidung)
- systemische Überlegungen zur Einbindung der CCS-Komponenten in die sonstige Energieinfrastruktur (Smart PolyGrid)

Diesbezüglich wurden folgende quergedachte Ansätze identifiziert, die sich aufgrund der Größenordnung (geringerer Investitionsbedarf) auch für Demonstrationsprojekte in Österreich eignen würden. Dabei handelt es sich einerseits um die Konzeption und Entwicklung dezentraler CCS-Logistiksysteme, zum anderen um Verfahren zur stofflichen Bindung von CO₂ als Substitut für dessen Speicherung im gasförmigen Aggregatzustand in Gesteinsformationen.

Dezentrale CCS Infrastruktur; Recherche bisheriger Konzepte

Diesbezüglich konnten bereits Vorarbeiten und erste Konzepte bei japanischen Gasnetzversorgern recherchiert werden. So hat insbesondere die Tokyo Gas als größtes Gasversorgungsunternehmen in Japan in ihren Bestrebungen für eine „low carbon society“ bereits Überlegungen in Richtung dezentraler CCS-Technologien angestellt. Nach diesen Konzepten soll neben der Nutzung sonstiger CO₂-Reduktionspotentiale (Energieeffizienzmaßnahmen und vermehrte Nutzung erneuerbarer Energieträger) ein „smart energy network“ auf Gasbasis mit CCS-Technologien für dezentrale Energiesysteme

¹³² § 18 [EU 2003]

entwickelt werden¹³³. Die für die dezentrale CO₂-Abtrennung angedachte Infrastruktur ist in Abbildung 45 zu sehen.

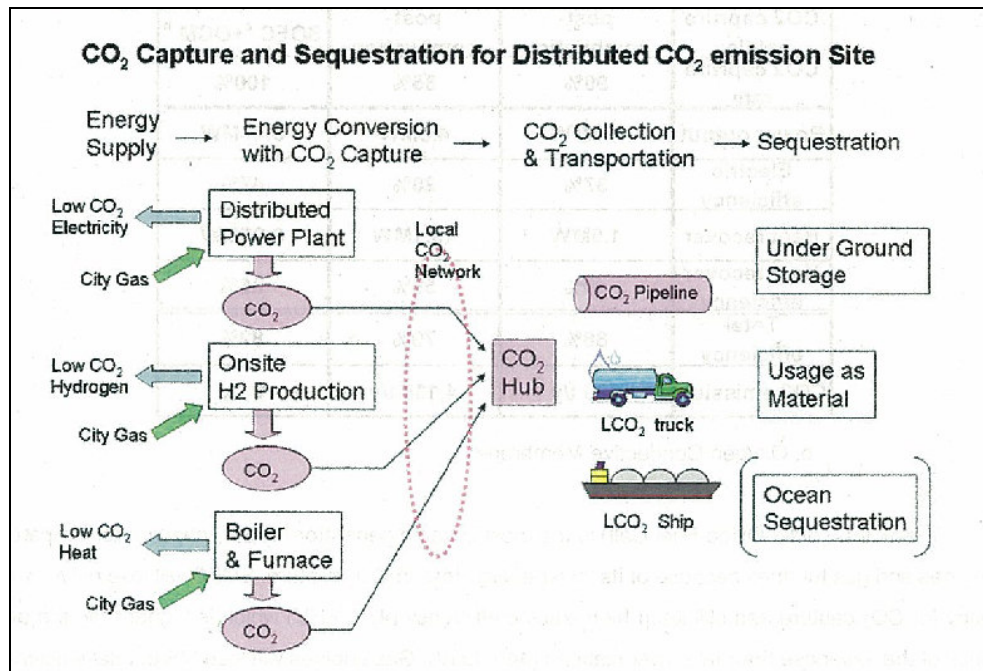


Abbildung 45: CCS-Infrastruktur für dezentrale Energieerzeugung (Quelle: Tokyo Gas)

Diese dezentrale CO₂-Infrastruktur soll bzw. kann auch gar nicht die parallel dazu geplante Large-Scale CCS-Infrastruktur ersetzen. In den von Tokyo Gas entwickelten Szenarien wird hingegen von einer Kombination von großen und kleinen Lösungen ausgegangen, d.h. von Large-Scale CCS ergänzt durch lokale CO₂ -Netzen, die das CO₂ entweder durch Pipelines oder in verflüssigter Form mittels Straßentransport zur Lagerstätte bringen. Ergänzend wird die stoffliche Nutzung des CO₂ angedacht (siehe Abbildung 46).

¹³³ [Kameyama 2009]

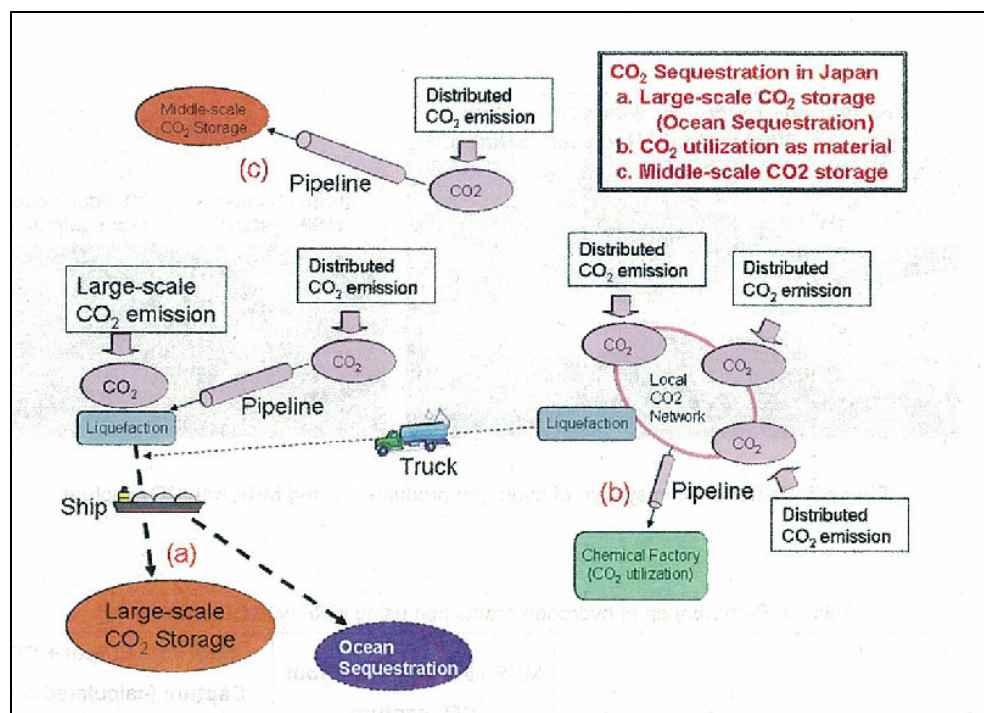


Abbildung 46: Nebeneinander von Large-scale CCS und dezentralen CO₂ Netzen (Quelle: Tokyo Gas)

In einer späteren Phase wird bei Tokyo Gas von einem schrittweisen Umstieg auf Wasserstoffinfrastruktur ausgegangen. Der notwendige H₂ soll dabei sowohl aus erneuerbaren Energieträgern (Wind- und Wasserkraft, Solarenergie und Biomasse), aber auch durch Reformierung von fossilen Energieträgern erzeugt werden, wobei das CO₂ abgetrennt wird.

Solche Szenarien erfordern die Kooperation unterschiedlicher Stakeholder und Integration verschiedener Infrastrukturen und Netze. Viele Aufgaben, etwa die technische und wirtschaftliche Optimierung durch Systemintegration wie die Notwendigkeit der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens, können als sehr ähnlich mit der Integration von lokalen Biogasnetzen in das bestehende Erdgasnetz angesehen werden (siehe dazu auch Abschnitt 2.1.21). Ebenso werden bei dezentraler CO₂-Infrastruktur etwa auch mobile Gasspeicher zum Transport von CO₂ oder dezentrale Speicher, ähnlich wie bei dezentraler Erzeugung und Verbrauch von Biomethan (siehe dazu auch Abschnitt 2.2.6), an Bedeutung gewinnen.

Chemische Bindung und stoffliche Nutzung des CO₂; Recherche innovativer Ansätze

Grundsätzlich gibt es mehrere Ansätze, das CO₂ chemisch zu binden und in Feststoffen einzulagern, anstatt es abzutrennen und in gasförmiger Form zu Untertagespeichern zu transportieren. Diese können dann beispielsweise als Baustoff oder Isoliermaterial verwendet werden.

So konnten mehrere Unternehmen in den USA (Calera), Australien (Calix), Großbritannien (Novacem, Carbon8 Systems) identifiziert werden¹³⁴, die jeweils unterschiedliche Ansätze zur stofflichen Bindung von CO₂ verfolgen.

Im Rahmen der Recherchen konnte auch ein Verfahren identifiziert werden, dass in Österreich entwickelt wurde und dass für die CO₂-Speicherung geeignet wäre. Urprünglicher Fokus des an der BOKU-Wien (Institut für Abfallwirtschaft) entwickelten BABIU Verfahrens war jedoch nicht die CO₂-Speicherung, sondern die Biogasaufbereitung [BOKU 2010].

Bei diesem Verfahren werden die CO₂ und H₂S-Anteile des Biogases mit Hilfe von Müllverbrennungsschlacke aus dem Gasstrom abgetrennt. Das Grundprinzip ist äußerst einfach, wurde aber bisher nur im Labormaßstab getestet.

Bei den bisherigen Pilotversuchen wurde ein Gasgemisch von CH₄ und CO₂, das einer typischen Biogasmischung entspricht, durch geschüttete MVA-Schlacke geleitet. Diese Schlacke wurde aus Wiener Müllverbrennungsanlagen abgesiebt. Volumenströme und Temperaturbedingungen wurden so gewählt, wie sie den typischen Praxisbedingungen an einer Biogasanlage entsprechen.

Während das Methan durch die Schüttung durchgeht und oben abgezogen werden kann, wird das CO₂ dauerhaft als Karbonat gebunden. Zugleich wird durch die Karbonisierung die Auslaugbarkeit von Al und Pb aus der Müllverbrennungsschlacke deutlich verringert und die Freisetzung von Schwermetallen aus der Schlacke damit langfristig verhindert. Bei den Pilotversuchen wurden Reinheitsgrade von bis 99 % Methan erreicht. Das Verfahren eignet sich jedoch nicht nur zur Anreicherung von CH₄, sondern auch von Wasserstoff.

¹³⁴ Eine kurze Technologiebeschreibung und Links zu den recherchierten Unternehmen sind im Materialienband (Anhang) zu finden.

Die Ergebnisse der bisherigen Pilotversuche legen jedenfalls nahe, dass dieses Verfahren, entsprechende Mengen an Müllverbrennungsschlacke und kurze Transportwege vorausgesetzt, deutliche Vorteile gegenüber klassischen Aufbereitungstechnologien aufweist und zusätzlich das CO₂ dauerhaft bindet.

Aufgrund dieser dauerhaften (stofflichen) Bindung von CO₂ und der Einbeziehung von Abfallströmen wird in diesem Verfahren viel Potential für (kleinere) dezentrale CCS Anwendungen gesehen. Aufgrund der nur begrenzt vorhandenen Mengen solcher Schlacken würde sich das Verfahren zwar sicher nicht als Ersatztechnologie für sonstige CCS-Großtechnologien eignen, wäre aber eine geeignete ergänzende Anwendung für kleinere, dezentrale Anlagen.

Wegen der zu erwartenden eher geringen Investitionskosten (Kosten wären primär die Transport- und Logistikkosten für die Schlacke) scheint das Verfahren auch für kleinere Anlagendurchsätze geeignet zu sein.

Identifizierte Forschungsfragestellungen hinsichtlich einer Weiterentwicklung dieses bzw. ähnlicher Verfahren:

- Konzeption einer Demonstrationsanlage zur kombinierten Biomethanaufbereitung und CO₂-Speicherung; Abklären von damit zusammenhängenden technologischen und verfahrenstechnischen Fragestellungen; Up- und Downscaling der Demonstrationsanlage
- Wirtschaftliche Potentialanalyse; welche Mengen an MVA-Schlacke stehen zur Verfügung? Abschätzung von Transport- und Logistikkosten sowie Entwicklung von Verwertungsszenarien für die stoffliche Verwertung der Schlacke, in der das CO₂ gebunden ist.
- Welche sonstigen Stoffe würden sich zur stofflichen Bindung von CO₂ eignen? Wie könnten die unterschiedlichen Materialien, in denen CO₂ gebunden werden kann, stofflich verwendet werden?
- Wie sieht die Speicherkapazität über lange Zeiten aus?
- Wie sehen die Abtrenneigenschaften der Schlacke betreffend Siloxane und anderer typischerweise in Green Gases (z.B. Deponiegas) vorhandener Stör- und Begleitstoffe aus?

2.2.9 Smarte Kundenanwendungen („smart appliances“)

Ähnlich wie im Strombereich kommt dem Kundennutzen die größte Bedeutung auch im Smart Gas Grid zu. Dieser Nutzen kann entweder indirekt durch eine Verbesserung der Energie- oder Kosteneffizienz des Energiesystems (Produktion, Transport, Verteilung, Integration mit anderen Energiesystemen) oder durch direkte smarte Kundenanwendungen geschaffen werden.

Grundsätzlich wird der größte Nutzen eines intelligenten Gasnetzes zwar nicht in einer Einzeloptimierung des Netzes bzw. den Kundenanwendungen gesehen, sondern vielmehr in der Vernetzung über mehrere Energieträger hinaus. Trotzdem konnten in der Recherche neben Anwendungstechnologien, die eine vermehrte Integration von klassischen Gastechnologien mit erneuerbaren Energieträgern ermöglichen, einige „intelligente“ Anwendungen identifiziert werden, die auch in einer Einzelbetrachtung beträchtlichen Kundennutzen schaffen können.

2.2.9.1 Smart Appliances in Industrie, Gewerbe und Infrastrukturanlagen

Aufgrund der Heterogenität dieser Kundengruppen hinsichtlich der Höhe ihres Gasverbrauches - und damit einhergehend der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit- sehen die jeweiligen Lösungen ganz unterschiedlich aus. Die identifizierten und folgend dargestellten „smart appliances“ sind daher in vielen Fällen nur für ganz bestimmte Kundengruppen relevant.

Integration von klassischen Gasanwendungen mit erneuerbaren oder KWK-Technologien

Technologien, welche die Integration von klassischen Gasanwendungen mit erneuerbaren Energieträgern ermöglichen, werden als die entscheidendsten und intelligentesten Anwendungen in einem Smart Gas Grid angesehen. Während etwa im Bereich typischer Verbräuche von Haushaltskunden viele Technologien noch nicht kommerziell verfügbar oder nicht wirtschaftlich sind, konnten in den für Industrie und Gewerbe relevanten Größenklassen eine größere Anzahl von Herstellern identifiziert werden. So können etwa durch Gaswärmepumpen oder Adsorptionskältemaschinen die Vorteile der unterschiedlichen Energieträger bestmöglich genutzt werden.

So sind etwa Gaswärmepumpen - im Vergleich zur elektrisch angetriebenen Wärmepumpen - nur wenig bekannt, obwohl sie in bestimmten Anwendungsfällen sogar deutlich bessere Wirkungsgrade erzielen können. Sie haben technologiebedingt einige Vorteile gegenüber dem elektrischen Pendant und sind in der für den Gewerbebereich relevanten Leistungsklasse als marktreif anzusehen. Insbesondere bei gleichzeitiger Erzeugung von Wärme und Kälte ist der Einsatz von Gaswärmepumpen hoch wirtschaftlich. Hingegen sind diese Geräte in der für Einfamilienhäuser relevanten Leistungsklasse noch im Demonstrationsstadium bzw. an der Schwelle zur Marktreife.

Bei dieser Kundengruppe scheitert der Einsatz sehr oft nicht an technischen Hürden, sondern vielmehr an der mangelnden Bekanntheit der möglichen Lösungen in den Betrieben bzw. bei den befassten Planungsbüros. Die Ergebnisse der Recherche von erfahrenen Technologieanbietern wie auch aktueller F&E-Anstrengungen sind im Materialienband (Anhang) zu finden.

Vermehrte Integration von industriellen Abfallgasen in das zentrale Energiesystem

Bei größeren Industriekunden handelt es sich bei vielen Kundenanwendungen eher um eigene Mikro-Grids als um Einzelanwendungen. Insbesondere bei industriellen Prozessen, bei denen brennbare Gase als Zwischen- oder Abfallprodukte anfallen, geht es um die Gesamtoptimierung ihrer Nutzung. Die diesbezüglich größten Potentiale konnten in der Eisen- und Stahlerzeugung, der petrochemischen, chemischen und der Düngemittelindustrie identifiziert werden.

In großen Industrieanlagen dieser Branchen bestehen meist eigene, betriebsinterne Netze, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von betrieblichen Notwendigkeiten noch heterogener und komplexer als normale Erdgasnetze sind. In diesen Anwendungen, sowohl bei der betriebsinternen Optimierung wie bei der Optimierung der Spitzenlastabdeckung durch externe Systeme könnten Smart (Gas) Grid Konzepte eine größere Rolle spielen¹³⁵.

¹³⁵ So können etwa in Stahlwerken getrennte Kokereigas-, Gichtgas-, Tiegelgas- und Erdgasnetze betrieben werden, wobei die jeweiligen Gase aufgrund ihrer unterschiedliche Bestandteile und Brennwerte unterschiedlich eingesetzt werden.

Diesbezüglich konnte ein aktuelles Projekt der VOEST Alpine Stahl Linz identifiziert werden, bei dem das dynamische Verhalten eines multiverzweigten Gasnetzes optimiert wird¹³⁶. Im Rahmen eines Forschungsvorhabens gemeinsam mit der TU-Wien wurde das bestehende Gichtgasnetz dynamisch simuliert, um zukünftig Druckschwankungen in den unterschiedlichen Netzabschnitten frühzeitig vorherzusehen und damit Fackelverluste reduzieren zu können.

Dezentrale Gasspeicher bei Großkundenanlagen

Obwohl Gasspeicher normalerweise nicht als klassische Kundenanwendung gesehen werden können, würde in einem Smart Gas Grid dessen Einsatz direkt an den Standorten der Großkundenanlagen durchaus Sinn machen.

Für den Kunden werden im Regelfall eine Optimierung der Netztarife und der Einkaufspreise für die Energielieferung im Vordergrund stehen. Daneben können aber auch jeweils prozessspezifische Optimierungsüberlegungen im Querverbund mit dem Energieträger Strom eine Rolle spielen, wie etwa bei Nutzung von günstigen Nachtstromtarifen für die Vorkompression des Gases bei Gaskraftwerken.

Aus Sicht des Netzbetreibers führen dezentrale Gasspeicher zu einer Verbesserung der Auslastung des vorgelagerten Verteil- bzw. Transportnetzes. Aus Sicht des Energielieferanten können dem Kunden wiederum günstigere Lieferkonditionen geboten werden, da der Lieferant seinerseits weniger Strukturierungsleistungen (Speicherkapazität in Untertagespeichern) zukaufen muss.

Verbesserte Brennertechnologien, Porenbrenner

Auch bei Endgeräten, die dem ersten Anschein nach technisch bereits ausgereift sind, konnte teilweise noch erhebliches Effizienzsteigerungspotential identifiziert werden. Beispiel für eine der identifizierten technischen Lösungen ist der Porenbrenner. Diese für Industrieanwendungen entwickelte Brennertechnologie kann durch Verbesserung in der Prozessführung und geringere Aufheiz- bzw. Rüstzeiten in manchen Anwendungsfällen bis zu 70 % an Energie einsparen [Promeos 2010]. In Gebäudeheizungen ist das

¹³⁶ [Schimon 2010]

Einsparpotential bei Verwendung dieser Technologie zwar geringer, aber mit einer Verminderung von bis zu 45 % von Energieverbrauch und Emissionen immer noch beeindruckend.

Smart Appliances in Infrastrukturanlagen

Ebenso wie bei Industrieanlagen können durch die Vernetzung unterschiedlicher Energieträger auch bei Infrastruktureinrichtungen deutliche Steigerungen in der Energie- oder Systemeffizienz erzielt werden. Diesbezügliche Potentiale bei der kommunalen Infrastruktur liegen etwa in der Fernwärme- oder Fernkälteerzeugung durch Nutzung der Abwärme aus dem Kanalnetz mittels gas- oder stromgetriebener Wärmepumpen.

Das bisher größten Potential für intelligente Anwendungen konnten bei kommunalen Kläranlagen identifiziert werden, die zu smarten Netzknoten weiterentwickelt werden können, wobei je nach Verbrauchssituation in den Netzen Gas, Strom und Wärme entweder produziert oder abgenommen wird. Durch die Pufferfunktion und die Kopplung der Energieträger kann etwa Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert werden, was - passende Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt – für den Betreiber betriebswirtschaftlich höchst interessant sein kann.

2.2.9.2 Smart Appliances in Haushalten

Neben Mikro-KWKs (siehe Abschnitt 2.2.7) bieten sich als „smart appliances“ für Haushalte insbesondere Gaswärmepumpen an, bei denen die Vorteile der Gasthechnologie mit erneubaren Energieträgern kombiniert werden können. Diesbezüglich werden vom DVGW in Deutschland unterschiedliche GasPlus-Technologien favorisiert.

Weiters wurde von deutschen Gasnetzbetreibern und Herstellern eine Initiative Gaswärmepumpe (IGWP) gestartet. Durch landesweite Feldtests sollen die an der Schwelle zur Marktreife stehenden Haushaltsgaswärmepumpen getestet, weiterentwickelt und in Folge kommerzialisiert werden [IGWP 2010].

2.2.10 LNG (Liquified Natural Gas)

Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber sind die technischen Aspekte von LNG aufgrund der geographischen Lage für Österreich nur von eingeschränkter Bedeutung. Technische Implementierungen betreffend LNG sind vor allem für jene Länder bzw. Regionen von Interesse, die entweder wie etwa Japan auf die Versorgung über den Seeweg angewiesen sind oder in denen durch den Bau von LNG-Terminals zusätzliche Lieferkapazitäten erschlossen werden können. Für die Entwicklung eines tatsächlichen Marktes wird LNG, sowohl global wie auch im europäischen Kontext, hingegen immer wichtiger [DOE 2010].

So ist aufgrund der zunehmenden Flexibilisierung der LNG-Verträge ein langfristiger Trend in Richtung eines Weltmarktpreises für Erdgas bzw. gasförmige Energieträger auf Basis Methan zu beobachten. Diese global zunehmende Bedeutung von LNG und die Liberalisierung der Gasmärkte in Europa haben langfristig auch Auswirkungen auf das Geschäftsmodell der Gasversorger in Österreich. Diesbezüglich konnten u.a. folgende Trends und Konsequenzen aus dem zunehmenden Einsatz von LNG in Europa identifiziert werden:

- Bei gleichzeitigem Weiterbestehen der in Kontinentaleuropa üblichen Take-or-Pay-Verträge (ToP-Verträge) mit den klassischen Lieferländern wie Russland steigen mit der zunehmenden Möglichkeit der flexiblen Lieferung von LNG zu den Endkunden durch alternative Anbieter die Geschäftsrisiken der etablierten Anbieter.
- Durch die zunehmende Flexibilisierung auf den LNG-Märkten (weg von langfristigen Verträgen hin zu Spot-Lieferungen) wird zunehmend Preisarbitrage möglich; es beginnt sich ein weltweiter Gasmarkt zu entwickeln¹³⁷.
- Als Folge davon werden die Gaspreise konvergieren. Ein weltweiter Gaspreis wird sich zwar erst langfristig entwickeln, der sich dann aber am globalen Verhältnis von Angebot und Nachfrage und nur mehr bedingt am Ölpreis orientieren wird.

¹³⁷ Derzeit sind die Erdgasmärkte in den USA, UK, Kontinentaleuropa oder im pazifischen Raum noch verhältnismäßig unabhängig voneinander. Die wichtigsten Einflussfaktoren auf den Preis sind nicht Angebot und Nachfrage wie etwa bei Erdöl, sondern die Preisgleitklauseln in den langfristigen Lieferverträgen.

- Zur Minimierung dieser zukünftigen Risiken wäre aus grundsätzlichen Überlegungen eine flexiblere Gestaltung der Verträge auch mit den klassischen Lieferanten wünschenswert, um diese Geschäftsrisiken auszuschalten¹³⁸.
- Praktisch ist davon auszugehen, dass damit auch die Preise für die Endkunden, auch wenn durch mehr Lieferoptionen die Versorgungssicherheit grundsätzlich zunimmt, zunehmend volatiler werden. Auch Anbieter von Biomethan oder anderen Green Gases werden sich daher langfristig preislich an einem solchen, sich entwickelnden Weltmarktgaspreis orientieren müssen.

Diesbezüglich lässt sich abschließend anmerken, dass die zunehmende Möglichkeit zur Preisabitrage durch die Verfügbarkeit von LNG bzw. LNG-Infrastruktur der wichtigste Einzelfaktor für ein Zusammenwachsen der weltweiten Erdgasmärkte ist. Dass führt zwar im europäischen Kontext zur Diversifikation der Lieferländer (=Verbesserung der Versorgungssicherheit), würde bei verstärktem Wettbewerb jedoch im Gegenzug einen erheblichen Anstieg der Preisrisiken für etablierte Anbieter bedeuten.

Abgesehen von der generellen Bedeutung von LNG für den Gesamtmarkt konnten Anwendungsfelder für LNG-Technologien bei der Biomethanaufbereitung (kryogene Trennverfahren), bei dezentralen Distributionssystemen wie auch bei der Verwendung als Treibstoff identifiziert werden.

Kryogene Methanaufbereitungsverfahren, Verflüssigung von CO₂ und/oder Methan

Kryogene Trennverfahren nutzen die unterschiedlichen Siedetemperaturen der einzelnen Bestandteile des Biogases zur Methanaufbereitung aus. So liegt der Siedepunkt von Methan bei -161° C, während CO₂ bereits bei -78°C den Phasenübergang hat.

Die aus der Verflüssigung von Erdgas bekannten Technologien sind nicht nur technologisch aufwendig sondern auch sehr energieintensiv, da das Biogas hoch verdichtet werden muss. Kryogene Methanaufbereitungsverfahren werden daher derzeit nur bei größeren Volumenströmen eingesetzt, wie etwa bei der Aufbereitung von Deponiegas.

¹³⁸ Eine solche Flexibilisierung sollte sich sowohl auf die Bezugsmenge wie auf die Preisgestaltung beziehen.

Ein im Rahmen von Technologierecherchen identifiziertes, verhältnismäßig neues kryogenes Verfahren, das in Schweden entwickelt wurde, ist der sogenannte „CO₂ Wash“ Prozess von Terracastus Technologies. Das Unternehmen, das von der Volvo Gruppe finanziell unterstützt wird, hat bei diesem Prozess unterschiedliche Verfahren miteinander kombiniert [Brown 2009].

Das schematische Verfahrensschema dieser neuen Technologie ist in Abbildung 47 zu sehen. Nach Kompression, Entschwefelung und Entfeuchtung werden durch eine Wäsche mit flüssigem CO₂ alle flüchtigen organischen Verbindungen (volatile organic components / VOC) sowie ein Teil des im Biogas befindlichen CO₂ ausgewaschen. Erst nach diesem Schritt wird das Methan mittels eines Membranverfahrens vom restlichen CO₂ getrennt und danach verflüssigt.

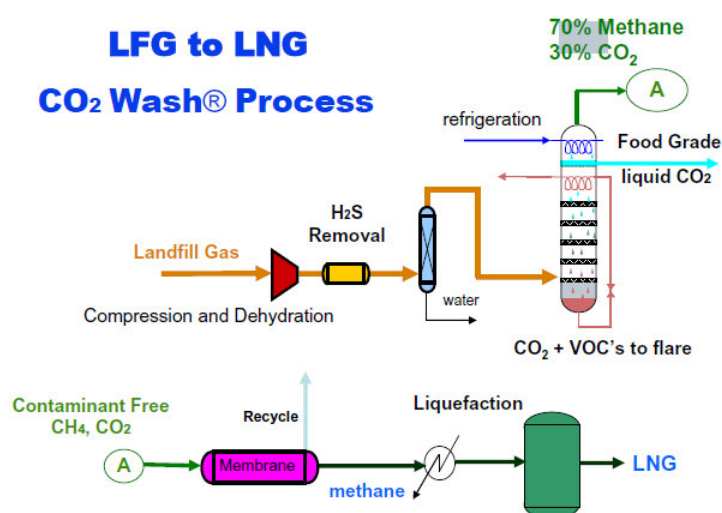


Abbildung 47: Verfahrensschema des "CO₂ Wash" Prozesses (Quelle: Terracastus technologies)

Auch wenn das Verfahren schon in Demonstrationsanlagen erprobt und nahe der Marktreife zu sein scheint, gibt es bisher noch keine längeren praktischen Erfahrungswerte mit diesem Verfahrensschema. Dieses sowie andere kryogene Verfahren haben insbesondere bei Deponiegas sowie in jenen Fällen eine Berechtigung, wo ohnehin LBG/LNG erzeugt werden soll. Sie machen wirtschaftlich vor allem auch dann Sinn, wenn es zusätzlich eine attraktive Verwertungsmöglichkeit für das abgetrennte CO₂ gibt, wie etwa in der Nahrungsmittelindustrie.

In der für Österreich typischen Kapazität der Biogasaufbereitung sind Verfahren wie die Druckwasserwäsche oder das Membranverfahren technologisch jedoch deutlich einfacher und damit kostengünstiger einsetzbar.

Verwendung von LNG bei dezentralen Versorgungssystemen und als Treibstoff

Aufgrund seiner hohen Energiedichte hat LNG auch Einsatzmöglichkeiten bei Treibstoffanwendungen oder als Backuplösung für dezentrale Insellösungen. So wird als Backuplösungen für dezentrale Biogasprojekte in Schweden fast ausschließlich LNG eingesetzt. Grund dafür ist die bereits bestehende LNG-Infrastruktur¹³⁹.

Weiters hat LNG seine Berechtigung vor allem im Treibstoffsektor, wo durch LNG-Fahrzeugtanks eine deutlich höhere Reichweite als durch CNG erreicht werden kann. Eine noch grobmaschige LNG-Betankungsinfrastruktur ist in den USA, in UK, den Niederlanden und Skandinavien im Entstehen. Für Kontinentaleuropa wird die Bedeutung von solchen LNG-Lösungen, aufgrund des sehr gut ausgebauten Erdgasnetzes, allerdings nur in Nischenanwendungen gesehen.

2.2.11 Integration von Verkehrs- und Gasnetzinfrastruktur

Ähnlich wie ein zunehmender Einsatz von Elektrofahrzeugen entsprechende Auswirkungen auf die Strominfrastruktur hat und völlig neue Anforderungen an diese stellt, gilt dies auch für eine zunehmende Nutzung von Gasfahrzeugen.

Die wichtigsten identifizierten Auswirkungen einer solchen zunehmenden Nutzung von Gasfahrzeugen auf die Netzinfrastruktur sind wie folgt:

¹³⁹ Aufgrund des Fehlens dieser Infrastruktur wären solche Lösungen für dezentrale Biogasnetze in Österreich hingegen aus wirtschaftlichen Gründen nur wenig geeignet.

Treibstoffnutzung bewirkt eine deutliche Glättung der Jahreslastkurven

Die Jahreslastkurven beim Gasverbrauch sind grundsätzlich stark saisonal beeinflusst, deutlich stärker noch als im Stromsektor. Abgesehen vom Gasverbrauch in Industrie und Gewerbe erfolgt der Großteil des Haushaltsverbrauches nur im Winterhalbjahr.

Für die Jahreslastkurven ist das Verhältnis der Gasverbräuche der jeweiligen Anwendungen von entscheidender Bedeutung. So entspricht der typische jährliche Verbrauch eines gasbetriebenen PKWs in etwa dem eines durchschnittlichen Haushaltes¹⁴⁰. Eine vermehrte Verwendung von Gas als Treibstoff hat daher erhebliche Auswirkungen sowohl auf den Gesamtverbrauch wie die Lastkurven.

Da die Treibstoffnachfrage im Vergleich zur Nutzung des Gases für Heizzwecke saisonal nur geringfügig schwankt, kommt es bei vermehrter Treibstoffnutzung zu einer erheblichen Glättung der Jahreslastkurven, was zu einer deutlichen Verbesserung der durchschnittlichen Auslastung der Netzinfrastuktur führt. Dessen ungeachtet sind bei regional stark steigender Nachfrage punktuell entsprechende Verstärkungen der Netzinfrastuktur notwendig.

Treibstoffnutzung bewirkt zusätzlich eine moderate Glättung der Tageslastkurven

Da die Betankung der Fahrzeuge bzw. die Befüllung der Gasspeicher¹⁴¹ bei den Tankstellen nicht gleichmäßig über den Tagesverlauf erfolgt, würden sich durch eine zunehmende Treibstoffnutzung von Gas auch deutliche Änderungen in den Tageslastkurven ergeben.

So erfolgt die Tankstellennutzung etwa an Autobahntankstellen viel gleichmäßiger als etwa in Wohngebieten, wo die Tankstellen vorwiegend am frühen Vormittag oder späten Nachmittag angefahren werden und dadurch neue Lastspitzen auch im Gasnetz entstehen können. Anstelle der Vornahme eventuell notwendiger, punktueller Verstärkungen in der Netzinfrastuktur können diese Lastspitzen aber auch durch eine Vergrößerung des ohnehin notwendigen Hochdruckspeichers an der Tankstelle ausgeglichen werden.

¹⁴⁰ [Hinterberger 2010]

¹⁴¹ Bei klassischen Gastankstellen müssen zur Sicherstellung einer Betankungsdauer von nur wenigen Minuten Hochdruckspeicher eingesetzt werden.

Neben dem klassischen Betankungsvorgang, bei dem das Gasfahrzeug wie bei einem normalen Benzin- oder Dieselfahrzeug innerhalb weniger Minuten aufgetankt wird¹⁴², ist bei Gasfahrzeugen auch die Langsambetankung möglich. Hier geht der Betankungsvorgang über mehrere Stunden und ähnelt damit in gewisser Weise den Ladezyklen von Elektrofahrzeugen. Im Einsatz sind solche Langsambetankungseinrichtungen vor allem bei kommunalen oder betrieblichen Flottenfahrzeugen. Vorteil sind die geringeren Kosten für die Kompression bzw. die geringen Energieverluste und Investitionskosten für die Infrastruktur. Allerdings ist deren Einsatz aufgrund baulicher Voraussetzungen bzw. betrieblicher Notwendigkeiten nicht immer möglich.

Bei Einsatz von Langsambetankungseinrichtungen kommt es neben der bereits schon zuvor beschriebenen Glättung der Jahreslastkurven auch zu einer deutlichen Glättung der Tageslastkurven, da der Betankungsvorgang üblicherweise über Nacht erfolgt.

Eine besondere Bedeutung in einem Smart Gas Grid könnte auch die Hausbetankung gewinnen. Dabei werden die von privaten Haushalten verwendeten Gasfahrzeuge nicht bei normalen Tankstellen, sondern zu Hause über die Hausanschlüsse betankt. Dazu werden eigene Hausbetankungsanlagen eingesetzt, die im Wesentlichen aus einem kleinen Kompressor bestehen. Diese Anlagen sind in den USA derzeit am weitesten verbreitet, aber auch bereits in verschiedenen Ländern Europas bei Feldtests oder kommerziell eingesetzt worden [Hinterberger 2010].

Bei Einsatz dieser Hausbetankungsanlagen, deren Betankungsvorgang ähnlich wie bei der Betankung von Elektrofahrzeugen ist, kann die bestehende Gasinfrastruktur auch auf Ebene der Hausanschlüsse deutlich besser und gleichmäßiger ausgelastet werden. Da die Gasnetze eine wesentlich größere Lastspreizung zulassen, sind trotz des ansteigenden Gasverbrauches deutlich geringere Anpassungen bei den Gasverteilnetzen notwendig als auf Ebene der Stromnetze.

¹⁴² Diese Form der Betankung wird auch Schnellbetankung oder „fast fill“ genannt.

Tankstelleninfrastruktur eignet sich auch zur dezentralen Speicherung und Netzzurückspeisung

Gastankstellen, die als Schnellbetankungseinrichtung ausgelegt werden, bestehen neben der eigentlichen Zapfsäule und einem Kompressor vor allem aus einem Gasspeicher, der üblicherweise als Drei-Bank-System ausgeführt ist. Eine solche Gastankstelle kann daher grundsätzlich auch als dezentraler Speicher verwendet werden, der das Gas, entsprechende Steuerung vorausgesetzt, wieder in das Verteilnetz zurückspeisen kann.

Je nach der für die Rückspeisung verwendeten Speicherbank kommt es zu unterschiedlich hohen Energieverlusten und damit auch Speicherkosten, die aber etwa im Vergleich zu den Energieverlusten bzw. Kosten bei der Stromspeicherung (etwa bei Vehicle to Grid Ansätzen), als verhältnismäßig gering angesehen werden können.

Vehicle to Grid (V2G) ist auch auf Ebene der Gasnetze grundsätzlich möglich

Bei der Hausbetankung wären, ähnlich wie bei Elektrofahrzeugen, Vehicle to Grid Ansätze denkbar. Neben den Kosten für notwendige Steuer- und Druckreduziereinrichtungen ist dabei jedoch zu bedenken, dass es bei jedem Speicherzyklus zu Effizienzverlusten kommen würde¹⁴³. Diese Speicherkosten werden trotzdem als tendenziell niedriger als bei Elektrofahrzeugen eingeschätzt, bei denen aufgrund der teuren Akkumulatoren noch höhere Speicherkosten anfallen.

Obwohl Vehicle to Grid auf Ebene der Gasnetze technisch durchaus möglich wäre, ist trotzdem davon auszugehen, dass stationäre Speicherlösungen deutlich kostengünstiger sind als solche neuen Ansätze¹⁴⁴.

¹⁴³ Im Fahrzeugtank ist das Erdgas mit einem Druck von über 200 bar gespeichert, während sich der Betriebsdruck bei den Hausanschlüssen im mbar-Bereich bewegt. So liegt der notwendige Energieaufwand für die Kompression bei Hausbetankungsanlagen im Regelfall zwischen 2 % und 5 % des Energiegehaltes des komprimierten Gases. Nach der Rückspeisung des komprimierten Gases vom Fahrzeugtank in das Verteilnetz muss dieser Energieaufwand bei neuerlicher Tankfüllung nochmals aufgewendet werden.

¹⁴⁴ Damit ist die Situation nicht unähnlich wie im Strombereich; so sind alternative Speicheroptionen, wie etwa Lastverschiebung bei größeren Verbrauchern, aber auch sonstige alternative, stationäre Stromspeicherlösungen, derzeit kostenmäßig bei weitem attraktiver als die Kosten typischer Ladezyklen bei mobilen Stromspeichern in Elektrofahrzeugen.

2.3 Erstellung eines Visions- und Strategiepapiers für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft (AP 4)

Ausgehend von den in Arbeitspaket 2 erarbeiteten konzeptionellen Grundlagen für ein Smart Gas Grid und der Identifikation von möglichen, konkreten Umsetzungsschritten zur Integration von smarten Elementen in die bestehenden Netze wurden ein Visions- und Strategiepapier erarbeitet, in dem, ähnlich wie im entsprechenden Strategiepapier der European Technology Plattform (ETP) Smart Grids für die Stromnetze, insbesondere

- die zukünftigen Herausforderungen an die Gasnetze herausgearbeitet und dargestellt wurde, wie ein „Intelligentes Gasnetz“ (Smart Grid) diese adressieren kann;
- die Vision eines „Intelligenten Gasnetzes“ skizziert und dessen Chancen und Potentiale aufgezeigt wurden;
- die Möglichkeiten der Umsetzung von bestimmten Smart-Grid Elementen in den bestehenden Gasnetzen beschrieben wurden;
- der Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen auf das Entstehen von intelligenten Netzen dargestellt wurde;
- die Möglichkeiten von „Leuchttürmen der Innovation“ bzw. von Katalysatorprojekten untersucht und erarbeitet wurde, auf welche Art und Weise diese am raschesten umsetzbar wären;
- eine Vision entwickelt wurde, wie ein Smart „Poly-Grid“ aussehen könnte (Gas, Strom, Wärme, Stoffströme etc.).

Das erarbeitete und formulierte Visions- und Strategiepapier ist im Anhang zu finden.

2.4 Erarbeitung eines Entwurfes für eine Strategische Research Agenda für ein Smart Gas Grid (AP 4)

Ausgehend vom zuvor erarbeiteten Visions- und Strategiepapier und der Identifikation von konkreten Möglichkeiten zur Integration von smarten Elementen in die bestehenden Netze wurde der Entwurf für eine „Strategic Research Agenda“ erstellt, in dem insbesondere

- jene Bereiche identifiziert wurden, in denen die wesentlichsten Hemmnisse und Schwierigkeiten für den Umbau der bestehenden Netze in eine Smart-Grid Architektur bestehen;
- jene Themenbereiche definiert wurden, in denen Forschungsbedarf besteht (Research Tasks);
- Forschungsschwerpunkte identifiziert wurden, die von besonderer, strategischer Bedeutung sind;
- bezüglich dieser Forschungsschwerpunkte einzelne, mögliche Teilprojekte vorschlagen und deren Aufgabenstellung bzw. erwarteten Ergebnisse definiert wurden;
- jene F&E-Maßnahmen herausgestrichen wurden, die zur Umsetzung von „Leuchttürmen der Innovation“ bzw. Katalysatorprojekten jedenfalls notwendig wären.

Der Entwurf dieser „Strategic Research Agenda“, der inhaltliche Basis für zukünftige Vernetzungsaktivitäten und Ausgangspunkt für zukünftige Forschungsanstrengungen im Bereich der Gaswirtschaft sein soll, ist im Anhang zu finden.

2.5 Vorbereitung von Folgeprojekten (Vernetzungsaktivitäten, Leuchtturmprojekte; AP 4 und AP 5)

Im Rahmen der Projektarbeiten wurden des Weiteren die grundsätzlichen Möglichkeiten für zukünftige Vernetzungsaktivitäten erarbeitet (siehe Abschnitt 2.5.1) wie auch mögliche inhaltliche Folgeprojekte (Abschnitt 2.5.2) identifiziert.

2.5.1 Evaluierung möglicher zukünftiger Vernetzungsaktivitäten (Optionenvergleich)

Hinsichtlich zukünftiger Vernetzungsaktivitäten der Stakeholder wurden die unterschiedlichen Möglichkeiten, wie etwa die Gründung einer Smart Gas Grid Plattform (mit bzw. ohne eigenem Rechtsstatus) oder die Einbindung in bestehende Arbeitsgruppen bzw. Arbeitskreise der Interessensverbände, recherchiert und evaluiert. Die Vor- und Nachteile der jeweiligen Optionen werden in den folgenden Abschnitten analysiert und in Abschnitt 2.5.1.7 miteinander verglichen, um daraus entsprechende Empfehlungen abzuleiten.

2.5.1.1 Option 1: Gründung einer Smart Gas Grid Plattform ohne eigenen Rechtsstatus (analog wie nationale Smart Grid Plattform im Strombereich)

Vorteil einer Smart Gas Grid Plattform ohne eigenen Rechtstatus, ähnlich wie die nationale Smart Grid Plattform im Strombereich, wäre, dass die Gründung einer solchen Plattform ohne besondere formelle Erfordernisse möglich ist. Weiterer Vorteil ist, dass die Gremien bzw. die Art und Weise der Entscheidungsfindung von den Teilnehmern bzw. Gründern einer solchen Plattform völlig frei gewählt werden können.

Nachteil einer solchen Vorgangsweise ist, dass über eine solche Plattform keine direkte Antragstellung bei Förderprojekten möglich ist. Eventuelle Förderanträge müssen dann durch eines oder mehrere der Mitglieder auf deren eigenen Namen und Risiko eingereicht werden. Des Weiteren kann bei Unklarheiten bzw. bei Unstimmigkeiten zwischen den Teilnehmern bzw. bei fehlender rechtzeitiger Abklärung der Rechte und Pflichten der Mitglieder nicht auf eine rechtliche Struktur, wie z.B. auf die Vereinsstatuten bei einem Verein oder die Stiftungsurkunde bei einer Stiftung, zurückgegriffen werden.

Beispiel für eine solche Vernetzungsstruktur ist etwa die Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria¹⁴⁵, die keinen eigentlichen Rechtstatus besitzt. So wurden die Aktivitäten dieser Plattform im Rahmen der Programmlinie „Energie der Zukunft“ gefördert, auch wenn formalrechtlich Arsenal Research bzw. die Siemens AG als Projektantragsteller aufgetreten sind.

2.5.1.2 Option 2: Gründung einer Smart Gas Grid Plattform als juristische Person (z.B. Verein, Stiftung, gemeinnützige GmbH)

Vorteil der Gründung einer Plattform in Form einer eigenen juristischen Person ist der klare Rechtstatuts, die Möglichkeit der direkten Abwicklung von Projekten und das durch die Gründung einer eigenen Rechtsperson nach außen gezeigte Comittment.

¹⁴⁵ <http://www.smartgrids.at>

Nachteil der Organisation von zukünftigen Vernetzungstätigkeiten in dieser Form ist jedoch, dass je nach Wahl der Rechtsform zusätzlicher Aufwand und laufende Kosten entstehen (z.B. durch notwendige, eigene Buchhaltung), die durch Mitgliedsbeiträge, Gründungskapital oder Stiftungsvermögen abgedeckt werden müssen.

So haben etwa auch die Interessensvereinigungen der Gaswirtschaft (ÖVGW, Fachverband Gas-Wärme) einen eigenen Rechtstatus als Verein (ÖVGW) oder Körperschaft öffentlichen Rechts (Fachverband Gas-Wärme als Teil der Wirtschaftskammer).

Beispiel für die Gründung einer nationalen Plattform in Form einer eigenen juristischen Person ist etwa die Plattform Austrian Mobil Power¹⁴⁶, welche die Basis für die Umsetzung der Elektromobilität in Österreich schaffen will. Dazu wurde die Plattform einerseits als Verein institutionalisiert (Plattform Austrian Mobil Power Verein für Elektromobilität), zum anderen die Austrian Mobile Power Management GmbH & Co KG gegründet, welche für das Management und die Durchführung des Projektes EmporA verantwortlich ist.

2.5.1.3 Option 3: Erweiterung bestehender Smart Grid Plattformen (z.B. Nationale Plattform Smart Grids Austria, europäische Plattformen)

Eine weitere Möglichkeit der Vernetzung zukünftiger Smart Gas Grids Aktivitäten wäre es, bestehende Smart Grids Plattformen, die sich bisher auf den Strombereich beschränkt haben, um Akteure aus der Gaswirtschaft sowie eventuell auch Stakeholder anderer Energieträger bzw. -netze zu erweitern.

Der Vorteil einer solchen Erweiterung würde vor allem darin bestehen, dass sich daraus auch inhaltlich neue Sichtweisen oder Blickwinkel ergeben würden. Aus rein organisatorischen Gründen erscheint diese Option aber eher schwierig, da sie das Einverständnis der Mitglieder der jeweiligen Plattform zu einer solchen Erweiterung voraussetzt.

¹⁴⁶ <http://www.austrian-mobile-power.at/>

So ist etwa in der Nationalen Plattform Smart Grids Austria noch keine Festlegung darüber getroffen worden, ob und zu welchem Zeitpunkt bzw. unter welchen Rahmenbedingungen weitere Mitglieder aus dem Strombereich aufgenommen werden sollen.

2.5.1.4 Option 4: Nutzung von Arbeitsgruppen im Rahmen der Interessensverbände (ÖVGW, Fachverband Gas-Wärme)

Eine weitere Option für zukünftige Vernetzungsaktivitäten wäre die Berücksichtigung und Verfolgung der relevanten Themen im Rahmen von Arbeitsgruppen bzw. Arbeitskreisen der Interessensverbände ÖVGW und Fachverband Gas-Wärme. Vorteil dieser Vorgangsweise wäre insbesondere, dass auf bestehende Organisationsstrukturen sowie ein vorhandenes Sekretariat zurückgegriffen werden kann. Weiters ist zu beachten, dass die Gremien im ÖVGW auch verbindliche technische Richtlinien erlassen können, die als Stand der Technik anzusehen sind.

Nachteil ist jedoch, dass die Arbeitsgruppen bzw. Gremien dieser Interessensverbände nur Mitgliedsunternehmen offenstehen bzw. vorgegebene Entscheidungsmechanismen (z.B. Einstimmigkeitsprinzip in bestimmten Gremien des ÖVGW) unter Umständen hinderlich oder schwierig sein können. Des Weiteren müsste berücksichtigt werden, dass die Verantwortlichkeiten für einzelne Themen zwischen den beiden Verbänden klar abgegrenzt und dass die Mitgliederstruktur nur teilweise identisch ist.

2.5.1.5 Option 5: Durchführung von Konsortial- oder Einzelprojekten (F&E- sowie Demonstrationsprojekten)

Eine weitere Möglichkeit bestünde darin, zukünftige Vernetzungsaktivitäten im Rahmen von thematisch klar abgegrenzten Projekten zu organisieren. Vorteil einer solchen Vorgangsweise wäre die große Flexibilität bzw. dass aufgrund einer klar abgegrenzten Themenstellung von einem entsprechenden hohen Comittment der involvierten Akteure ausgegangen werden kann.

Nachteil einer solchen Organisationsform ist, dass die Anzahl der eingebundenen Akteure eher begrenzt und es kaum möglich und in dieser Organisationsstruktur auch nicht sinnvoll

erscheint, eine sehr große Anzahl von Stakeholder bzw. die gesamte Branche einzubinden. Allerdings wäre neben einer direkten Projektteilnahme die Einbindung von zusätzlichen Stakeholdern durch einen Projektbeirat oder ein Steering-Komitee möglich. Damit könnte die Anzahl der eingebundenen Stakeholder deutlich vergrößert werden.

2.5.1.6 Option 6: Einbindung bzw. Teilnahme an der Smart Cities Initiative im Rahmen des SET-Plans

Der größte Vorteil einer Weiterführung der Projektarbeiten im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Planes wird auf der inhaltlichen Ebene gesehen. Da die höchsten Effizienzpotentiale eines Smart Gas Grids ohnehin in der Vernetzung und Integration der unterschiedlichen Energiesysteme und -netze liegen, wäre eine Weiterführung der Smart Gas Grid Aktivitäten im Rahmen der Smart Cities Initiative sehr vielversprechend.

Ein weiterer Vorteil – etwa gegenüber der Erweiterung von bestehenden Smart Grid Plattformen - wäre es, dass die inhaltlichen Schwerpunkte wie auch die Art und Weise der Zusammenarbeit im Rahmen der zukünftigen Smart Cities Initiative noch nicht endgültig feststehen und daher noch entsprechend den Bedürfnissen der Proponenten gestaltet werden kann.

Allerdings liegt der Fokus klar auf der urbanen Infrastruktur, sodass SGG-Aktivitäten mit Potentialen vor allem in ländlichen Regionen nur am Rande Berücksichtigung finden können. Ein weiterer Nachteil ist, dass die konkreten Rahmenbedingungen dieser Initiative noch nicht im Detail bekannt sind.

2.5.1.7 Zusammenfassung der Möglichkeiten und Empfehlungen für zukünftige Vernetzungstätigkeiten

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die unterschiedlichen Optionen für zukünftige Vernetzungsaktivitäten jeweils spezifische Vor- und Nachteile hätten. Diese wurden in Tabelle 10 zusammenfassend dargestellt und miteinander verglichen.

Organisationsform	Vorteile	Nachteile
Technologieplattform ohne eigenen Rechtsstatus	-Hohe Flexibilität betreffend Entscheidungsmechanismen -Keine Formalerfordernisse, minimale Overheadkosten	- Kein eigener Rechtsstatus, daher auch nicht zur Projektantragstellung berechtigt (keine direkte Förderung möglich)
Technologieplattform mit Gründung einer eigenen juristischen Person	-Durch eigenen Rechtsstatus besteht die Möglichkeit einer direkten Abwicklung von Projekten -Sichtbares Commitment nach außen	-Laufende Overheadkosten (Buchhaltung etc.) - Notwendigkeit für Mitgliedsbeiträge, Gründungskapital o.ä. (abhängig von der gewählten Rechtsform)
Erweiterung einer bestehenden Smart-Grid Plattform (Strom)	-Inhaltliche Breite, Synergieeffekte durch Teilnahme von Akteuren aus Gas- und Stromsektor	-Notwendigkeit des Einverständnisses der bisherigen Mitglieder -Entscheidungsfindung bzw. Organisationsstrukturen bereits teilweise vorgegeben
Arbeitsgruppen innerhalb bestehender Strukturen (ÖVGW, Fachverband Gas-Wärme)	-Verwendung bestehender Organisationsstrukturen und Infrastruktureinrichtungen (z.B. Sekretariat) -Gremien im ÖVGW können verbindliche Richtlinien erlassen	-Arbeitsgruppen stehen nur Mitgliedern offen -Inhaltliche Abstimmung zwischen den beiden Interessensverbänden notwendig -Entscheidungsfindung bzw. Organisationsstrukturen vorgegeben (z.B. Einstimmigkeitsprinzip in einigen Gremien)

Vernetzung im Rahmen von projektbezogenen Konsortien und Partnerschaften	-Klarer thematischer Fokus -Hohes Commitment der direkt involvierten Stakeholder durch vertragliche Verpflichtungen (z.B. Konsortialverträge) -Weitere Stakeholder können ev. zusätzlich durch einen Projektbeirat bzw. ein Steering-Committee eingebunden werden	-Konsortien können nachträglich nur schwierig erweitert werden (Ausnahme: Projektbeirat, Steering-Committee). - Eignet sich primär nur für thematisch klar abgegrenzte Themen
Einbindung bzw. Teilnahme an der Smart Cities Initiative des SET-Plans	-Inhaltliche Breite und vielfältige Synergieeffekte über die einzelnen Stakeholdergruppen hinweg -Hoher Gestaltungsspielraum sowohl national wie international, da Smart Cities Initiative erst im Entstehen ist	-Fokus auf urbane Infrastruktur; SGG-Aktivitäten mit Potentialen im ländlichen Regionen würden nur am Rande berücksichtigt werden -Rahmenbedingungen (national und international) noch nicht eindeutig festgelegt

Tabelle 10: Vergleich der unterschiedlichen Organisationsformen von zukünftigen Vernetzungstätigkeiten (Quelle: eigene Darstellung)

Da jede der in Tabelle 10 dargestellten Möglichkeiten ihre spezifischen Vor- und Nachteile hat, wird auf Basis der bisherigen Projekterfahrungen eine dreigeteilte Vorgangsweise vorgeschlagen.

Vernetzung im Rahmen von projektbezogenen Konsortien und Partnerschaften (Ebene 1)

Als Basis zukünftiger Vernetzungsaktivitäten werden projektbezogene Konsortien und Partnerschaften angesehen. Diese können sowohl Forschungsaktivitäten im engeren Sinn wie auch die Weiterentwicklung und Verbreitung marktreifer oder an der Schwelle zur Marktreife stehenden Technologien zum Ziel haben.

Insbesondere marktbezogene Projekte, welche die Entwicklung von neuen Energiedienstleistungen zum Ziel haben, können praktisch nur auf dieser Basis erfolgen, da die Erdgasunternehmen hinsichtlich dieser in Konkurrenz zueinander stehen. Die Vernetzungserfordernis besteht in diesen Fällen vor allem innerhalb der Projektkonsortien (z.B. unterschiedliche Unternehmen aus der Gas- und Stromwirtschaft; Wärmeversorger,

Facility Manager oder Architekten) und weniger zwischen den einzelnen Gaswirtschaftsunternehmen.

Die Initiative für die Bildung solcher Konsortien muss dabei von den jenen Unternehmen ausgehen, welche die Chancen des Smart Grids bzw. der Interaktion mit anderen Netzen, Systemen und Kundenanwendungen bereits erkannt haben. Im Stromsektor ist dies schon teilweise geschehen, u. a. bei den vielfältigen Aktivitäten zu Elektromobilität und Smart Grids. Diese Konsortienbildung kann etwa durch die Vernetzungstätigkeiten im Rahmen der Smart Cities Initiative unterstützt werden.

Ergänzende Vernetzung und Erfahrungsaustausch kann auch im Rahmen von projektbegleitenden Projektbeiräten erfolgen. In diesen Gremien können Erfahrungen ausgetauscht werden, wobei zugleich aber auf die Konkurrenzsituation der Unternehmen Rücksicht genommen werden kann, indem nur bestimmte Informationen in den weiteren Kreis der Stakeholder gelangen (ähnlich wie in den Gremien von ÖVGW und Fachverband) .

Als Beispiel für ein Themenfeld, bei dem eine solche Vorgangsweise zielführend erscheint, wäre die Nutzung von Mikro-KWKs als virtuelles Kraftwerk. Entscheidend dabei ist jedenfalls die Einbindung von Gasnetz- und Stromnetzbetreibern wie auch Gas- und Stromlieferanten.

Obwohl einige der Mitglieder eines solchen Konsortium als zukünftige Energiedienstleister in Konkurrenz zu möglichen weiteren Anbietern stünden, müssten im Zuge eines solchen Projektes Fragestellungen berücksichtigt werden, die für die gesamte Branche von Relevanz sind, wie z. B. eventuelle Anpassungen des Regulierungsschemas.

Vernetzung innerhalb bestehender Organisationsstrukturen (Arbeitsgruppen in ÖVGW oder Fachverband; Ebene 2)

Vernetzungsaktivitäten auf dieser Ebenen gewinnen insbesondere dann an Bedeutung, wenn es bereits erste Erfahrungswerte mit konkreten Projekten gibt und gemeinsame Positionen ausgearbeitet werden müssen. Dies ist insbesondere bei der Weiterentwicklung und Formulierung von Normen und technischen Richtlinien entscheidend.

Die Abstimmung konkreter marktbezogener Einzelprojekte erscheint auf dieser Ebene hingegen wenig sinnvoll, da die treibende Kraft dahinter die einzelnen Unternehmen bzw.

Unternehmenskonsortien sein müssen. Die Verbände können und sollen lediglich als Informationsdrehscheibe dienen bzw. den notwendigen Rahmen (z.B. Richtlinien, Auftritt nach außen, Lobbying etc.) dafür schaffen.

Themenstellungen, die idealerweise im Rahmen dieser bestehenden Organisationsstrukturen behandelt werden, wären etwa die Weiterentwicklung der Regelungen zur Gasqualität bei Biomethaneinspeisung (Weiterentwicklung der ÖVGW G33), aber auch Initiativen zur Entwicklung eines Benchmarkings zur Minimierung von Methanemissionen.

Vernetzung mit anderen Stakeholdern (Stromnetze, Gebäudebereich etc.) im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Plans (Ebene 3)

Ebenfalls große Bedeutung wird einer Vernetzung der unterschiedlichen Stakeholder der Gaswirtschaft in der Smart Cities Initiative des SET-Planes beigemessen, da diese die breite Einbindung von Stakeholdern über verschiedene Energiesysteme und –konsumenten hinweg ermöglicht.

Die im Rahmen dieser Initiative zukünftig geschaffenen Gremien und durchgeführten Vernetzungsaktivitäten können insbesondere zur Ideengenerierung und zur Bildung von themenbezogenen Projektkonsortien dienen.

Die Vorteile einer solchen dreigeteilten Vorgangsweise - gegenüber einer klassischen Technologieplattform - wird einerseits in der hohen Flexibilität und Dynamik bei der Generierung von Projekten, zugleich aber auch in der breiten Einbindung der unterschiedlichsten Stakeholder gesehen. Durch die Einbindung der Aktivitäten in die Smart Grids Initiative des SET-Plans kann die europaweite Sichtbarkeit konkreter Projekte gewährleistet werden.

Die empfohlene dreigeteilte Vorgangsweise ist in Abbildung 48 graphisch dargestellt.

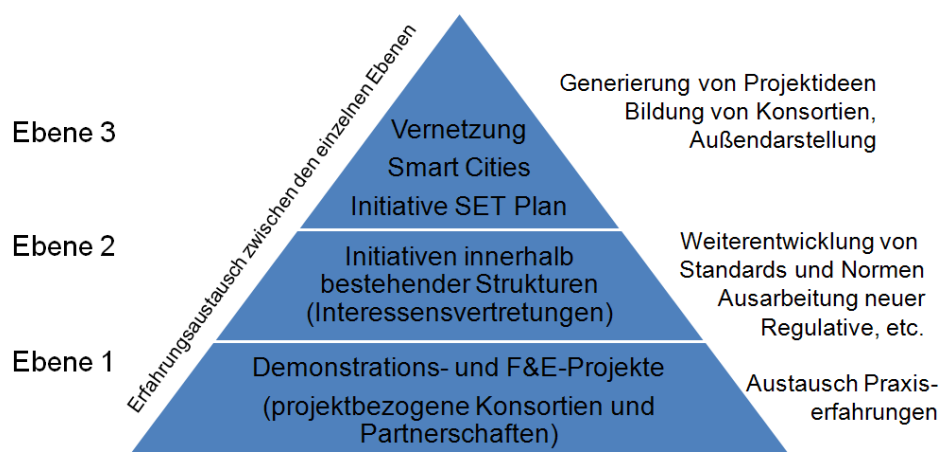


Abbildung 48: Empfohlene zukünftige Vernetzungsaktivitäten (Quelle: eigene Darstellung)

2.5.2 Identifikation von möglichen Leuchtturmprojekten zu intelligenten Gasnetzen (Smart Gas Grids)

Auf Basis des erarbeiteten Entwurfs für eine Strategische Research Agenda wurden besonders interessante Themenfelder identifiziert, die sich aufgrund ihrer strategischen Bedeutung, ihres hohen Umsetzungspotentials oder ihrer hohen Sichtbarkeit als mögliche „Leuchttürme der Innovation“ eignen.

Bei diesen Leuchtturmprojekten sollten in einer Kooperation von Netzbetreibern, Energielieferanten und F&E-Einrichtungen einige der Elemente eines künftigen Smart Gas Grids sowie ausgewählte strategische Fragestellungen in realen Netzgebieten untersucht werden, um umfassende Pilotversuche in Demoregionen vorzubereiten.

Die identifizierten Themenfelder werden in den nachfolgenden Unterabschnitten skizziert. Eine detailliertere Darstellung findet sich im beiliegenden Entwurf für eine Strategische Research Agenda und im sonstigen Anhang (Arbeitspapiere).

2.5.2.1 GridPlus-Technologien: Neue Netzknoten innerhalb des Gasnetzsystems (Integration von Gas, Strom, Wärme Kälte)

Der höchste Effizienzgewinn wird in der Kombination der einzelnen Systeme und Netze der unterschiedlichen Energieträger gesehen. Dies führt zwangsläufig zu einer Integration der bisher nur getrennt betrachteten Energiesysteme zu einem Smart PolyGrid, wobei „smarte“ Netzknoten eine besondere Rolle spielen werden. Unter Netzknoten sind jene Orte in Energiesystemen zu verstehen, an denen der Energieträger entweder umgewandelt wird oder sein Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändert.

Diesbezüglich wird die Entwicklung von GridPlus Technologien als nötig angesehen, um die Synergieeffekte zwischen den einzelnen Netzen und Systemen nutzen zu können, insbesondere zwischen klassischen Gasanwendungen sowie erneuerbaren Energieträgern und KWK-Technologien. Neben der technischen Einbindung wären dabei vor allem Fragen zu Geschäftsmodellen und regulatorischen Vorschriften zu berücksichtigen.

Im Gasnetz sind insbesondere jene Orte für GridPlus Technologien bzw. diesbezügliche erste Demonstrationsprojekte geeignet, an denen eine Druckerhöhung oder Druckerniedrigung stattfindet. So kann der Betriebsdruck etwa anstelle der konventionellen Drosselventile durch Wärmekraftmaschinen (Entspannungsanlagen) reduziert werden, um dieses Druckgefälle zugleich zur Stromproduktion zu nutzen.

Bei diesen Erdgasentspannungsanlagen handelt es sich um technisch ausgereifte aber selten eingesetzte Technologien, da diese in der klassischen Betriebsweise nur mäßig wirtschaftlich sind. Kombiniert man diese aber mit erneuerbaren oder KWK-Technologien, werden sie nicht nur energetisch, sondern auch wirtschaftlich höchst attraktiv. Dabei können elektrische Wirkungsgrade von teilweise über 90 % erreicht werden.

Zielsetzung eines solchen Leuchtturmprojektes wäre die Entwicklung von technischen Lösungen sowie Geschäftsmodellen für ausgewählte „smarte“ Netzknoten, die sowohl als Showcase für zukünftige Smart Grid Elemente dienen können als auch bereits unter dem derzeitigen Regulierungsregime grundsätzlich wirtschaftlich betrieben werden können.

Der Innovationsgehalt eines solchen Projektes würde dabei nicht im eigentlichen Einsatz von Erdgasentspannungsanlagen liegen, sondern vielmehr

- in der Systemintegration, d.h. Kopplung der Erdgasentspannung mit KWK-Technologien und erneuerbaren Energieträgern (z.B. virtuellem Biomethan), sowie in Folge mit intelligenten Kälteanwendungen und deren Anbindung an künftige Kältenetze;
- der Überwindung der regulatorischen und sonstigen Umsetzungsbarrieren durch den Einsatz neuer innovativer Geschäfts- und Finanzierungsmodelle, insbesondere durch Joint Ventures und Contracting.

Wie bei den meisten Smart Grids Anwendungen würde es sich nicht um eine technologische, sondern vielmehr um eine System-Innovation handeln. Die praktische Erprobung eines solchen smarten Netzknotens könnte beispielhaft für neue Geschäfts- und Kooperationsmodelle im Energiemarkt 2.0 sein und als Leuchtturmprojekt auch europaweit sichtbar werden.

2.5.2.2 Atmende Gasnetze mit variablen Betriebsdrücken

Als einer der zentralen Aspekte eines zukünftigen Smart Gas Grids (SGG) konnte das sogenannte „atmende Netz“ identifiziert werden. In einem solchen Netz würde der Betriebsdruck im Verteilnetz nicht wie bisher während des ganzen Tages bzw. Jahres weitgehend konstant eingestellt bleiben, sondern vielmehr in Abhängigkeit von der Lastsituation laufend angepasst werden. Der Betriebsdruck und damit auch der Zustand des Netzes würden sich laufend verändern, vergleichbar mit einem „atmenden Körper“.

Durch den variablen Betriebsdruck in den Verteilnetzen und einer intelligenten Steuerung desselben könnte das Verteilnetz als Pufferspeicher für dezentral eingespeistes Biomethan verwendet werden. Gemeinsam mit unterstützenden Maßnahmen in der Netztopologie könnte damit in vielen Fällen, trotz vermehrter dezentraler Einspeisung, auf eine Rückspeisung in eine höhere Druckstufe verzichtet werden.

Zugleich scheinen bei Verwendung des Verteilnetzes als Biomethanspeicher aber die Methanemissionen merkbar ansteigen. So ist die lineare Abhängigkeit der Emissionen vom Betriebsdruck in den Verteilnetzen hinlänglich bekannt.

Diesbezüglich ist von einem möglichen, grundsätzlichen Zielkonflikt zwischen der Biomethanspeicherung im Netz und der Minimierung von Methanemissionen auszugehen. Allerdings könnten durch ein atmendes Netz bzw. dessen intelligenter Steuerung in vielen Anwendungsfällen die Methanemissionen in den Verteilnetzen auch vermindert werden.

Im Rahmen eines solchen Leuchtturmprojektes wäre(n) daher

- in technischen Durchführbarkeitsstudien zu untersuchen, inwieweit bisher verwendete Druckmanagementsysteme zur variablen Steuerung des Betriebsdruckes auch im österreichischen Gasnetz anwendbar wären;
- wirtschaftliche Analysen betreffend der Wirtschaftlichkeit solcher Druckmanagementsysteme anzustellen und zu untersuchen, inwieweit diese mit dem derzeitigen Regulierungsrahmen (Netztarifeverordnung, Anreizregulierungsverordnung) kompatibel wären;
- konkrete Untersuchungen an einem oder mehreren realen Netzgebieten anzustellen, die als typisch angesehen werden können, wobei anhand konkreter Daten
 - die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines atmendes Netzes aufgezeigt wird;
 - die positiven wie negativen Auswirkungen eines atmenden Netzes in Hinblick auf den CO₂-Fußabdruck analysiert werden;
 - die technische Grundkonzeption eines solchen atmenden Netzes entwickelt werden;
 - unterschiedliche technische Ausgestaltungsvarianten identifiziert und analysiert werden (z.B. zentrale versus dezentrale Steuerung und Optimierung)
 - die Kosten sowie die Wirtschaftlichkeit eines solchen atmendes Netzes in einem konkreten Netzgebiet abgeschätzt werden;
 - mögliche Umsetzungsbarrieren, insbesondere hinsichtlich der Regulierung, aufgezeigt werden;
 - Argumentationsgrundlagen (Kosten-/Nutzenanalyse) für die Verhandlung der Interessensvertreter mit Regulator bzw. politischen Entscheidungsträgern zur Beseitigung eventueller Umsetzungsbarrieren erarbeitet werden;

- Entscheidungsgrundlage für zukünftige Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber geschaffen werden.

Im Rahmen eines solchen koordinierten Forschungsvorhabens wären die Erfahrungen aus konkreten Netzgebieten auch zu verallgemeinern und folgende allgemeingültigen Forschungsfragestellungen zu adressieren:

- Welche Netzgebiete bzw. –topologien sind für atmende Netze grundsätzlich geeignet? Welche nicht?
- Welches sind die Möglichkeiten und Grenzen eines atmenden Netzes als Biomethanspeicher?
- Welches sind die Möglichkeiten und Grenzen eines atmenden Netzes hinsichtlich der Reduktion des CO₂-Fußabdruckes?
- Ist zwingend ein Zielkonflikt zwischen Biomethanspeicherung im Netz und der Reduktion des CO₂-Fußabdruckes gegeben? Wie lässt sich dieser quantifizieren?
- Welches sind die grundsätzlichen Anforderungen an die technische Infrastruktur (Gasdruckregeleinrichtungen, IKT etc.)?

2.5.2.3 Mikro-KWKs als virtuelles Kraftwerk

Die bisherigen Markteinführungen von Mikro-KWKs hatten die Eigenversorgung der Haushalte zum Ziel. Deren Betrieb ist nur dann wirtschaftlich möglich, wenn unter Berücksichtigung alternativer Wärmebeschaffungsoptionen die Kosten der Eigenstromerzeugung geringer sind als die ansonsten anfallenden Gesamtstrombezugskosten, welche auch Netzgebühren sowie Steuern und Abgaben beinhalten.

Aufgrund des abnehmenden Wärmebedarfs in Haushalten (bessere Wärmedämmung, Trend zum Niedrigenergiehaus) wird die Wirtschaftlichkeit in dieser klassischen Betriebsweise jedoch immer schwerer darstellbar, da durch den wärmegeführten Betrieb - bei technologisch bedingten geringen elektrischen und hohen thermischen Wirkungsgraden der Anlagen - die Anzahl der jährlichen Volllaststunden immer geringer wird.

Im Smart Grid Kontext wird der größte Nutzen für den Einsatz von Mikro-KWKs daher im koordinierten stromgeführten Betrieb als gasbetriebenes virtuelles Kraftwerk gesehen. Dabei wird zwar auch die lokale Wärmeversorgung sichergestellt, der erzeugte Strom aber im Unterschied zur klassischen Betriebsweise nicht lokal verbraucht, sondern als Spitzenlast oder Ausgleichs-/Regelenergie in das Stromnetz eingespeist.

Die Herausforderung besteht nicht in der Demonstration der grundsätzlichen technischen Machbarkeit, sondern vielmehr in der Kommerzialisierung eines solchen virtuellen Kraftwerkes unter realen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, wobei Fragen hinsichtlich der Steuerung des Anlagenparks bzw. der Kommunikation zwischen den einzelnen Anlagen, falls diese nach den Grundprinzipien einer „Schwarmlogik“ anstelle einer herkömmlichen, hierarchisch organisierten Steuerlogik optimiert werden, entscheidende Bedeutung zukommt.

Gasbetriebene Mikro- oder Mini-KWKs, zu einem virtuellen Kraftwerk verschaltet, würden sich ideal als Leuchtturm- bzw. Katalysatorprojekt zur Demonstration von smarten Elementen in den bestehenden Netzen und zur Demonstration der Verschränkung der Energieträger Gas, Strom und Wärme eignen. Ein solches Projekt müsste jedoch sowohl die Akteure des Gas- wie des Strombereichs einbinden, um erfolgreich sein zu können.

Folgende Forschungsfragestellungen sollten in einem solchen Leuchtturmprojekt u.a. adressiert werden:

- Wie könnten Geschäftsmodelle und Vermarktungsstrategien für den erzeugten Strom aussehen (mit oder ohne Einbindung von Intermediären)?
- Durch welche innovativen Strategien kann die Verbreitung der Geräte erhöht werden (z.B. durch Einsatz von Contracting-, Finanzierungs- oder Fördermodelle)?
- Wie können die einzelnen Komponenten (Umwandlungsaggregate, Wärmespeicher) optimal ausgelegt werden?
- Welche Steuerlogiken bzw. Algorithmen sind denkbar? Hierarchisch organisierte Systeme oder Schwarmlogiken? Wie könnten diese beiden Welten miteinander kombiniert werden?
- Wie können diese neuen Prognose- und Optimierungsalgorithmen sowie Steuer- und Regelkonzepten auf Basis von Schwarmlogik sowie konventioneller hierarchisch strukturierter Systeme konkret aussehen bzw. umgesetzt werden?

- Welche Daten müssen für eine optimale, stromgeführte Steuerung übertragen oder gespeichert werden? Soll die Auswertung der Daten (Außentemperatur, Innentemperaturen, Soll-/Ist-Abweichungen) lokal oder zentral erfolgen? Wie kann etwa die Verknüpfung der Wärmeabnahmeprognozen mit der prognostizierten Strompreisentwicklung erfolgen?
- Entwicklung von IKT-Lösungen zur Vernetzung der Mikro-KWKs; sind z.B. vorhandene Rundsteuerlösungen einsetzbar? Ist die geplante Smart Meter Infrastruktur in der Lage, diese Steuerung mit zu übernehmen? Oder sind neue zusätzliche Technologien und Infrastrukturen notwendig? Welche?
- Grundsätzliche Analysen zum Systemnutzen sowie zur Energie- und Rohstoffeffizienz von virtuellen Kraftwerken; ist eine Steigerung dieser Parameter durch Einsatz von Mikro-Grids (anstatt von Mikro-KWKs) möglich? In welchen Fällen? In welchem Ausmaß?

2.5.2.4 „Virtuelle“ dezentrale Gasspeicher

Während es mit heutigen Technologien nur sehr begrenzte Möglichkeiten zur Speicherung von Strom gibt, lässt sich der gasförmige Energieträger Methan verhältnismäßig einfach speichern. Im Smart Grid Kontext ist dabei vor allem von Interesse, inwieweit die bestehenden Speichertechnologien auch für dezentrale Speicherung geeignet sind und wie diese Speicher bestmöglich in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden können.

So erfordert eine vermehrte dezentrale Einspeisung zunehmend Speicherkapazitäten, die ebenfalls dezentral verteilt sind, d.h. in räumlicher Nähe von Produzenten und Verbrauchern. Als mögliche Standorte für solche dezentralen Speicheranlagen wurden die Übergänge von zweiter und dritter Netzebene identifiziert, an denen ohnehin bereits technische Einrichtungen (Druckreduzierstation, in Folge auch Kompressoren) vorhanden sind.

Der Speicherbetrieb wäre dann zwar auf viele dezentrale Standorte verteilt, würde aber durch eine übergeordnete Intelligenz – entweder in Form eines zentralen Dispatchings oder einer dezentralen „Schwarmlogik“ – gesteuert und optimiert werden müssen.

Betreffend solcher dezentraler, gemeinsam gesteuerter Speicherkapazitäten (koordiniertes Dispatching, Optimierungsstrategien im Zusammenhang mit der Optimierung der Lastflüsse) konnten kaum internationale Vorbilder oder Best Practice Beispiele identifiziert werden.

Demonstrationsprojekte im Bereich dezentraler virtueller Gasspeicher würden sich daher ebenfalls als europaweit sichtbarer „Leuchtturm der Innovation“ eignen.

Ein solches Leuchtturmprojekt zu diesem Themenkomplex sollte dabei insbesondere folgende Forschungsfragestellungen adressieren:

- Wie hoch ist der Nutzen von dezentralen Speichern bei dezentraler Einspeisung tatsächlich? Ab welchem Prozentsatz von dezentraler Einspeisung ist dieser Nutzen höher als die Zusatzkosten durch die unvorteilhaftere „economies of scale“ der kleineren Speicher (Simulationsrechnung in unterschiedlichen Netzgebieten)?
- Was wären die optimalen Speichergrößen in typischen Netzgebieten (economies of scale der einzelnen Speichertechnologien und des Speicherbetriebes; Erfordernisse des Netzbetriebs)? Wo würden die optimalen Standorte solcher dezentraler Speicher liegen?
- Wie kann eine reale Einbindung in die Verteilnetze und das Dispatching erfolgen (zentrales Dispatching vs. dezentrale Intelligenz)? Wie kann der verteilte Speicherbetrieb optimiert werden?
- Inwieweit könnte bzw. müsste der Systemnutzen von dezentralen Speichern in den Netztarifen (Briefmarkenmodell) berücksichtigt werden? Wie kann dieser Nutzen sinnvollerweise quantifiziert und abgegolten werden? Welche alternativen Tarifmodelle wären denkbar?
- Wie könnten Geschäftsmodelle für unabhängige Betreiber (Clustermittglieder) von dezentralen Gasspeichern aussehen?
- Wie können die Errichtungs- und Betriebskosten dezentraler Speicher verringert werden? Welche Technologieentwicklungen sind nötig? Wie könnte eine detaillierte R&D-Roadmap für eine Weiterentwicklung von Speichertechnologien aussehen?
- Wie kann die Steuer- bzw. Optimierungslogik beim Einsatz von dezentralen Gasspeichern als Teil eines lokalen Mikro-Grids die Erreichung der zwei unterschiedlichen, unter Umständen gegenläufigen Ziele – technische und wirtschaftliche Optimierung des MikroGrids bzw. Netzknotens versus Stabilität des Backbone-Netzes und Versorgungssicherheit in benachbarten Netzgebieten – gleichermaßen sicherstellen?

Bei Einsatz von adsorptiven Speichertechnologien anstelle der klassischen Röhrenspeicher wären zusätzliche, wesentliche technologische Fragestellungen zu berücksichtigen:

- Wie können die verwendeten Materialien und Anlagen insbesondere hinsichtlich der Auswahl der Sorbentien, der Erhöhung des Speichervermögens und der Minimierung der spezifischen Speicherkosten optimiert werden?
- Wie können der Flüssiggasanteil bzw. die sonstigen Störstoffe am energieeffizientesten bzw. mit geringsten Kosten entfernt bzw. wieder zugesetzt werden?
- Wie kann das Wärme- bzw. Kältemanagement von adsorptiven Speichern verbessert werden? Wie könnten alternative Nutzungsmöglichkeiten für die entstehende Wärme bzw. Kälte, z.B. in einem Netzknoten bzw. angeschlossenen Mikrogrid, aussehen?

2.5.2.5 Kommunale Netzknoten und Energiezentralen (Beispiele für GridPlus-Technologien am Netzrand)

Die zukünftigen Netzknoten sind nicht auf Standorte innerhalb der eigentlichen Netze beschränkt. Als Betreiber kommen nicht nur die Gas- oder Stromnetzbetreiber in Frage, sondern auch andere Stakeholder wie z.B. Industriebetriebe, kommunale Infrastrukturbetreiber oder neue Dienstleister.

Ausgangspunkt für einen solchen Netzknoten können etwa Kläranlagen sein, da diese nicht nur die größten kommunalen Verbraucher von Strom und Wärme sind, sondern zugleich bei Verwertung des Klärgases über ein großes Potential für die Strom- und Wärmeproduktion wie auch Herstellung von Biomethan verfügen, das entweder in das Erdgasnetz eingespeist oder in kommunalen Insellösungen als Treibstoff verwendet werden kann.

Aufgrund der typischen Großverbraucher in den Kläranlagen (Pumpen, Gebläse) ist es weiters möglich, große Teile der elektrischen Lasten zeitlich zu verschieben. Eine typische Kläranlage eignet sich daher nahezu perfekt als dezentrale „Smart Grid Zentrale“, in der je nach Verbrauchssituation in den Netzen Gas, Strom und Wärme entweder produziert oder abgenommen wird. Durch die Pufferfunktion und die Kopplung der Energieträger kann etwa Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert werden, was – passende Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt - sowohl betriebswirtschaftlich für die Betreiber als auch volkswirtschaftlich für das Gesamtsystem interessant ist.

In einem solchen Leuchtturmprojekt zur Demonstration zukünftiger kommunaler Netzknoten sollten insbesondere folgende Fragestellungen berücksichtigt und integriert werden, wobei teilweise auf Vorarbeiten im Rahmen des Biogas-Schwerpunkts vergangener Forschungsausschreibungen zurückgegriffen werden kann:

- Integration von Biomethan-, Strom- und Wärmeerzeugung (Tri-Generation); Einbindung lokaler Treibstoffinfrastruktur (dezentrale Netze, Biomethan als Treibstoff)
- Integration des Verschiebens von elektrischen Lasten (Verbrauchseinrichtungen); intelligente Steuerung derselben durch neu zu entwickelnde Optimierungsalgorithmen
- Anbindung der Netzknoten an lokale Mikro-Grid Netze und das Backbone-Netz; Klärung regulatorischer Fragen zu Mikro-Grids
- Optimierungsmodelle zur Effizienzoptimierung der Tri-Generation, energetisch wie wirtschaftlich, insbesondere durch Lieferung von Systemdienstleistungen in die übergeordneten Backbone-Netze
- Erhöhung der Methanproduktion durch Co-Fermentation von festen biogenen Abfällen (Integration von Abfallströmen) und dem Einsatz von Aufschlussverfahren; Fragen zur Optimierung der Rohstoffeffizienz und der vorhandenen Infrastruktur bei Kläranlagen
- Effizienzsteigerung und Kostenminimierung der Biomethanaufbereitung durch innovative Aufbereitungsverfahren
- Entwicklung von Technologien und Identifizierung von Nutzungspfaden zur Aufbereitung, Distribution und Verwendung des abgetrennten CO₂ (dezentrale CCS-Lösungen)
- Integration von Gasspeichern in das Gesamtsystem; Optimierung der Speicherkapazitäten von Rohgas- und Biomethanspeicher im Zusammenhang mit der Optimierung von lokaler Verwendung und Einspeisung in das übergeordnete Netz

3 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

3.1 Gewonnene Erkenntnisse für das Projektteam (fachliche Einschätzung)

Erdgasnetz ist bereits sehr „smart“

Als wesentliche Erkenntnis muss festhalten werden, dass das eigentliche Gasnetz bereits sehr „smart“ ist. So wären die hohen Schwankungen zwischen Verbrauchsmaxima und –minima, wie sie in den Gasnetzen üblich sind¹⁴⁷, im Stromnetz keinesfalls verkraftbar. Der Grund liegt darin, dass Methan als stofflicher Energieträger verhältnismäßig leicht speicherbar ist, sowohl in Gasspeichern auf den unterschiedlichen Netzebenen wie auch im Netz selbst.

Vielfältige Möglichkeiten der Effizienzverbesserung, vor allem durch die Vernetzung der unterschiedlichen Energieträger, -systeme und -netze

Wegen dieser hohen Flexibilität der Gassysteme und –netze liegen die interessantesten Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung vor allem in der Interaktion zwischen den einzelnen Netzen und Systemen (Gas, Strom, Wärme, Kälte) und am Netzrand (GasPlus Technologien) hin zu einem Smart Gas Grid bzw. SmartPoly Grid. Durch seine leichte Speicherbarkeit kommt dem stofflichen Energieträger Methan dabei eine Schlüsselrolle zu.

Für diese vermehrte Verschränkung der Energieträger bieten sich die unterschiedlichsten Technologien an, wobei herkömmliche Systemelemente wie etwa Erdgasentspannungsanlagen durch KWK-Technologien oder Erneuerbare Energieträger sinnvoll ergänzt werden können. In Analogie zu GasPlus-Technologien bei Gasanwendungen wurde im Netzkontext der Begriff GridPlus-Technologien geprägt.

¹⁴⁷ Der Gasverbrauch in den Jahresstunden mit dem höchsten Verbrauch kann in manchen Netzgebieten das Mehrhundertfache jenes in den Jahresstunden mit dem geringsten Verbrauch ausmachen.

Konkrete Möglichkeiten wurden identifiziert und in diesem Bericht bzw. im Anhang umfassend dargestellt.

Viele Möglichkeiten der Effizienzverbesserung sind bereits mit bestehenden Technologien und unter den aktuellen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar. Durch Weiterentwicklung von Zukunftstechnologien kann das Gasnetz aber zukünftig eine strategisch noch bedeutendere Rolle im Energiesystem als bisher einnehmen. Beispiel dafür ist etwa die Methanisierung von Windkraftstrom.

Generelle Barrieren und Hindernisse in Richtung der Umsetzung eines Smart Gas Grids

Eine der größten Schwierigkeiten bei der Definition und Erarbeitung von Konzepten zu einem Smart Gas Grids ist es, dass es sich dabei nicht um konkrete Technologien, sondern primär um einen strategischen Ansatz und eine Vision für die gesamte Wertschöpfungskette des Energieträgers handelt.

Vielen vorwiegend technisch ausgerichteten Entscheidungsträgern ist dies nicht immer sofort verständlich. Vielfach werden von den Stakeholdern die auf der technischen Ebene notwendigen Einzelmaßnahmen nicht als direkt „smart grid“-relevant erkannt.

Identifizierte Barrieren und Hindernisse für Implementierung von einzelnen, konkreten Verbesserungsmaßnahmen in Richtung eines Smart Gas Grids (Smart Grid Elemente)

Insbesondere bei der Integration verschiedener Systeme und Netze müssen eine Vielzahl von Stakeholdern eingebunden werden, sowohl aus der regulierten Sphäre (Netzbetreiber) wie jene Akteure, die dem freien Markt (z.B. Energielieferanten) unterliegen. Dabei müssen Unternehmen sowohl aus der Gas-, Strom- und Wärmewirtschaft eingebunden werden. Viele Effizienzpotentiale erfordern zusätzlich auch die Integration bzw. Berücksichtigung weiterer Infrastruktur, wie z.B. der Abwasser- oder Abfallsysteme. Aufgrund der unterschiedlichen Interessenslage dieser Stakeholder erfordert die Umsetzung von konkreten Maßnahmen einen hohen Abstimmungsaufwand, der in diesem Umfang von der Energiewirtschaft bisher noch nicht gelebt worden ist.

Weiteres wichtiges Hemmnis sind die bestehenden Regulierungsregime (z.B. Netztarife), die nicht in Hinblick auf dezentrale Energieerzeugung oder die Integration der unterschiedlichen

Energiesysteme und Netze entwickelt worden sind. So erfordert etwa die Integration von gasbetriebenen Mikro-KWKs insbesondere eine Anpassung des Stromnetztarifschemas (vermiedene Netznutzungsgebühren auf der Stromnetzebene).

3.2 Wie arbeitet das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter?

Weiterverfolgung von Demonstrations- bzw. Pilotprojekten

Die bereits identifizierten und in Grundzügen ausgearbeiteten Demonstrationsprojekte sollen gemeinsam mit Stakeholdern und möglichen Umsetzungspartnern weiter ausgearbeitet und soweit möglich auch umgesetzt werden. Die Forschungsfragestellungen bzw. Ideenskizzen für solche Demonstrations- und Pilotprojekte sind in Abschnitt 2.5.2 bzw. im Anhang zu finden.

Zukünftige Leuchtturmprojekte könnten mittelfristig wahrscheinlich eher in Deutschland umgesetzt werden

Aufgrund der höheren Umsetzungschancen (günstigere rechtliche und regulative Rahmenbedingungen sowie des größeren Interesses der Stakeholder) erscheinen Umsetzungsprojekte - zumindest kurz- und mittelfristig - in Deutschland realistischer bzw. rascher umsetzbar. Die dafür notwendigen Kontakte wurden im Rahmen des Projektes durch die Verbreitung der Projektwischenergebnisse aufgebaut.

Vernetzung im Rahmen der Smart Cities Initiative

Eine zukünftige Vernetzung der Stakeholder aus der Gaswirtschaft in Österreich und Weiterverfolgung des Smart Grid Konzeptes auf Ebene der Gasnetze soll zukünftig unter anderem im Rahmen der im Entstehen befindlichen Smart Cities Initiative erfolgen. Diesbezüglich bieten sich sowohl im nationalen wie im europäischen Kontext die besten Chancen für eine weitere Vernetzung und für konkrete Umsetzungs- bzw. Demonstrationsprojekte. Die Teilnahme an zukünftigen Plattformen wie an Folgeprojekten

und Ausschreibungen wird angestrebt, um die Ergebnisse dieses Projektes in Pilotprojekten auch in Österreich demonstrieren zu können¹⁴⁸.

3.3 Für welche anderen Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?

Gaswirtschaft (Netzbetreiber, Energielieferanten)

Die Projektergebnisse geben den Unternehmen der Gaswirtschaft, sowohl aus den regulierten Bereichen (Netzbetreiber) wie auch den unter Marktbedingungen agierenden Unternehmen, einen Überblick über mögliche Zukunftstrends (Visions- und Strategiepapier) und zeigen zusätzlich Möglichkeiten für Effizienzverbesserung in den bisherigen Systemen und Netzen wie auch Chancen für neue Energiedienstleistungen auf.

Technologielieferanten

Die Projektergebnisse dienen als Richtschnur für mögliche zukünftige Trends in der Gas- bzw. Energiewirtschaft und geben den Technologielieferanten Anhaltspunkte bezüglich sinnvoller Schwerpunktsetzungen bei ihren eigenen F&E-Aktivitäten. Viele der identifizierten Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz und der vermehrten Interaktion der Systeme können Ausgangspunkt für weitere Technologienentwicklungen (Komponentenentwicklung) sein.

Neue Marktteilnehmer, Anbieter neuer Dienstleistungen

Die zukünftigen Veränderungen in der Energiewirtschaft durch Smart Grids werden eine Vielzahl von neuen Dienstleistungen notwendig machen. Die Projektergebnisse enthalten diesbezüglich eine Fülle von Ideen und Ansätzen für neue Geschäftsmodelle, neue Marktteilnehmer und Anbieter neuer, innovativer Dienstleistungen.

¹⁴⁸ Die Konkretisierung der Smart (Power) Grids Aktivitäten durch die EEGI (European Electricity Grid Initiative) macht hingegen deutlich, dass diese auf absehbare Zeit auf die Stromnetze eingeschränkt bleiben wird.

Planungsbüros, Beratungsunternehmen

Die Projekterkenntnisse können von Beratungsunternehmen sukzessive in Richtung konkreter Beratungsangebote weiterentwickelt und in der täglichen Beratungspraxis verwendet werden. Insbesondere für technisch orientierte Beratungsunternehmen mit Fokus auf die Steigerung der Energieeffizienz bietet sich eine Fülle von Möglichkeiten, Smart-Grid Ansätze in konkrete Umsetzungsprojekte einfließen zu lassen.

Politische Entscheidungsträger, Verantwortliche bei Regulierungsbehörden

Die Ergebnisse des Projektes zeigen insbesondere die Notwendigkeit für geeignete gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für ein zukünftiges Smart Grid auf. Insbesondere der Regulator ist daher – als „Architekt des Smart Grids“ – ein wichtiger Adressat der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit.

Forschungsinstitutionen

Der vorgelegte Entwurf für eine Strategische Research Agenda (SRA) ermöglicht einen Überblick über die Herausforderungen und Notwendigkeiten hinsichtlich zukünftiger F&E-Aktivitäten. Für Forschungsinstitutionen sind neben der SRA insbesondere auch die im Rahmen von Arbeitspaket 3 erstellten Arbeitspapiere von Interesse, da die untersuchten Fragestellungen als Ausgangspunkt für weitere, eigene Forschungsaktivitäten dienen können.

4 Ausblick und Empfehlungen

4.1 Chancen/Schwierigkeiten/Risiken bei der Realisierung/Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekte

Generelle Barrieren und Hindernisse in Richtung einer Umsetzung eines Smart Gas Grids

Eine der größten Schwierigkeiten bei der Definition und Erarbeitung von Konzepten eines Smart Gas Grids ist es, dass es sich nicht um konkrete Technologien, sondern primär um einen strategischen Ansatz und eine Vision für die gesamte Wertschöpfungskette des gasförmigen Energieträgers Methan handelt.

Vielen vorwiegend technisch ausgerichteten Entscheidungsträgern ist nur schwer vorstellbar, wie dieser systematische Ansatz, durch die Aspekte Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz oder CO₂ Fußabdruck deutlich stärker als bisher beim grundlegenden Design des Energiesystems berücksichtigt werden, zu verstehen ist. Die technischen Einzelmaßnahmen zur Implementierung eines Smart Grids werden dadurch von den Stakeholdern nicht immer als „smart grid“-relevant wahrgenommen.

Barrieren und Hindernisse für Implementierung von einzelnen, konkreten Verbesserungsmaßnahmen in Richtung eines Smart Gas Grids (Smart Grid Elemente)

Insbesondere bei der Integration von verschiedenen Systemen und Netzen müssen eine Vielzahl von Stakeholdern eingebunden werden, sowohl aus der regulierten Sphäre (Netzbetreiber) wie Akteure, die dem freien Markt unterliegen (z.B. Energielieferanten). Dies betrifft die Stakeholder der Gas- und Strom, aber auch der Wärmewirtschaft. Viele Effizienzpotentiale erfordern aber ergänzend auch die Integration bzw. Berücksichtigung weiterer Infrastruktur, wie z.B. der Abwasser- oder Abfallsysteme. Aufgrund der unterschiedlichen Interessenslage dieser Stakeholder erfordert die Umsetzung von konkreten Maßnahmen einen hohen Abstimmungsaufwand, der in diesem Umfang in der Energiewirtschaft bisher nur sehr selten notwendig war.

Weiteres wichtiges Hemmnis sind die bestehenden Regulierungsregime (z.B. Netztarife), die nicht in Hinblick auf dezentrale Energieerzeugung oder die Integration der unterschiedlichen Energiesysteme und Netze entwickelt worden sind. So erfordert etwa die Integration von gasbetriebenen Mikro-KWKs insbesondere eine Anpassung des Stromnetztarifschemas (vermiedene Netznutzungsgebühren auf der Stromnetzebene).

Konkrete Möglichkeiten zur Umsetzung von Nachfolgeprojekten in Österreich (Demonstrationsprojekte)

Die größten Chancen hinsichtlich von konkreten Folge- bzw. zukünftigen Leuchtturmprojekten in Österreich wird in Initiativen einzelner Unternehmen („first mover“) gesehen. Damit wäre die Entwicklung ähnlich wie im Strombereich. Auch dort sind nach langen Beratungen auf Branchen- und Verbandsebene konkrete Umsetzungsprojekte erst durch das Vorpreschen eines Energieversorgers entstanden, was entsprechende Dynamik in die Branche bzw. das Thema gebracht hat.

Umsetzungschancen sind in Deutschland kurz- und mittelfristig höher

Aufgrund des vermehrten Interesses aus Deutschland (Projektanfragen, Kooperationsangebote) ist davon auszugehen, dass kurz- und mittelfristig die Umsetzungschancen in Deutschland um einiges höher als in Österreich sind. Dieses deutlich stärkere Interesse aus Deutschland liegt am vermehrten Zugzwang, dem die dortige Gaswirtschaft ausgesetzt ist (große Anzahl von Biomethanprojekten, bei denen in die Gasnetze eingespeist wird; Nutzungszwang zu erneuerbaren Energieträgern im Neubau durch das „Erneuerbare Wärme Gesetz“), an der verstärkten Förderung von erneuerbarer Energie durch den Gesetzgeber, dem Regulierungsschema, das dezentrale Einspeisung tendenziell deutlich besser stellt als in Österreich (z.B. durch vermiedene Netzentgelte im Gas- und im Stromnetz), aber auch der proaktiven Herangehensweise der Stakeholder (z.B. Innovationsoffensive Gastechnologie, Initiative Gaswärmepumpe (IGWP) etc.).

4.2 Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Grundsätzlich lassen sich die empfohlenen weiterführenden Arbeiten in drei Kategorien untergliedern:

Weiterentwicklung der konzeptionellen Grundlagen für ein Smart Gas Grid bzw. ein Grid of Grids

Im Rahmen des nun abgeschlossenen Projektes wurden erste konzeptionelle Grundlagen und eine Vision für ein Smart Gas Grids entwickelt. Diesbezüglich liegen als Ergebnis sowohl ein Visions- und Strategiepapier wie auch ein Materialienband vor, die den Stand der inhaltlichen Diskussion widerspiegeln.

Weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sollen diese ersten Konzepte weiterentwickeln, insbesondere hinsichtlich einer weitergehenden Vernetzung der unterschiedlichen Energiesysteme, -netze und sonstigen Infrastrukturen.

Weiterentwicklung einzelner technischer Aspekte

In Arbeitspaket 3 wurde eine Fülle von praktischen Fragestellungen bearbeitet, insbesondere in Hinblick auf die mögliche Steigerung der Energieeffizienz in den Netzen und bei Kundenanwendungen. Diesbezüglich wird vor allem die Weiterentwicklung jener Technologien empfohlen, die an der Schwelle zur Marktreife stehen oder bei denen durch ein Up- oder Downscaling zusätzliche Marktpotentiale erschlossen werden können.

Umsetzung von Demonstrations- bzw. Leuchtturmprojekten

Diese Kategorie von weiterführenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten hat deswegen eine besondere Bedeutung für eine tatsächliche Umsetzung von Smart Grids bzw. von smarten Elementen in den bestehenden Netzen, da viele der einzusetzenden Technologien ohnehin bereits marktreif und kommerziell verfügbar sind. Nicht die reine

Komponentenentwicklung, sondern vielmehr die Integration von Einzeltechnologien und Demonstration des dadurch generierten Nutzens kann als entscheidender Faktor angesehen werden.

Die European Electricity Grid Initiative (EEGI) kommt betreffend eines Smart Grids auf Ebene der Stromnetze zu einer ähnlichen Einschätzung. So würde nach der Roadmap der EEGI das darin vorgeschlagene F&E-Programm *“focuses on system innovation rather than on technology innovation, and addresses the challenge of integrating new technologies under real life working conditions and validating the results”* [EEGI 2010].

Es wird empfohlen, dass sich zukünftige Forschungsprogramme betreffend der Gasnetze bzw. der Integration unterschiedlicher Netze und Systeme ebenfalls auf diesen Aspekt der Systemintegration fokussieren.

Die detaillierten Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind im Anhang im Entwurf für eine Strategische Research Agenda zu finden.

5 Literatur, Abbildungs-, Tabellen- und Abkürzungsverzeichnis

5.1 Literaturverzeichnis

[Ardali 2009]

Ardali, E.; et al: Energy regeneration in natural gas pressure reduction stations by use of gas turbo expander. Proceedings of the 24th World Gas Conference 2009. Buenos Aires 2009.

[ATV 2003]

Abwassertechnische Vereinigung (Hrsg.): Thermische, chemische und biochemische Desintegrationsverfahren. 3. Arbeitsbericht der ATV/DVWK Arbeitsgruppe AK-1.6 "Klärschlammintegration". Hennef 2003

[BMLF 2002]

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Hrsg.): Energieoptimierung von Kläranlagen. Detailuntersuchung von 21 Anlagen. Projektbericht. Wien 2002.

[BMVIT 2005]

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Energiesysteme der Zukunft. 2. Ausschreibung im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften. Leitfaden. Wien 2005.

[BOKU 2010]

Universität für Bodenkultur Wien; Informationen über das Verfahren zur Behandlung von Schlacke und Deponiegas. <http://www.wau.boku.ac.at/10268.html> Abgerufen am 1. April 2011, 14:30

[Brown 2009]

Brown, B.; et al: Waste to Wheels — Renewable Fuel for a Cleaner U.S. Proceedings of National Biomethane Summit 2009. Sacramento 2009.

[Cerbe 2008]

Cerbe, H., et al: Grundlagen der Gastechnik. Carl Hanser Verlag, München Wien 2008.

[Chemiereport 2008]

Chemiereport (Hrsg.): Mikroalgen: Energieträger mit Zukunft. Artikel vom 8. Mai 2008. <http://www.chemiereport.at/chemiereport/stories/8037/> Abgerufen am 3. Februar 2010, 10h45

[Cheng 2009]

Cheng, S. et al: Direct Biological Conversion of Electrical Current into Methane by Electromethanogenesis. In: Environmental Science & Technology, 2009, 43 (19), pp 3953-3959. Washington 2009.

[CPI 2010]

Capital Power Income L.P.; Projektinformation über Calstock Power Plant: Hearst, Ontario; auf: <http://www.capitalpowerincome.ca/en-ca/operations/Canada/Pages/calstock.aspx> Abgerufen am 17. Mai 2010, 16:10

[D-UBA 2009]

(Deutsches) Umweltbundesamt (Hrsg.): National Inventory Report For the German Greenhouse Gas Inventory 1990-2007. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Dessau 2009.

[Denett 2009]

Denett, J. et al: Reducing Fugative Emissions from Gas Distribution Systems by the Systematic Application of Pressure Profiling Technology. Proceedings of 24th World Gas Conference Argentina 2009. Buenos Aires 2009.

[Dijkstra 2009]

Dijkstra, S.: Micro-CHP - edging towards the mass market. In: Cogeneration and On-Site Power Production. Ausgabe Juli/August 2009. Waltham Abbey 2009.

[DOE 2010]

U.S. Energy Information Administration (Hrsg.): Annual Energy Outlook 2010. Washington 2010.

[E-Control 2009]

E-Control (Hrsg.): Marktbericht 2009. Nationaler Bericht an die Europäische Kommission. Wien 2009.

[EEGI 2010]

European Electricity Grid Initiative (Hrsg.): European Electricity Grid Initiative Roadmap and Implementation Plan. Version V2. Brüssel 2010.

[Enbridge 2010]

Enbridge Inc. (Hrsg.): <https://www.enbridgegas.com/corporate/ontario-clean-energy-future/fuel-cell.aspx>. Abgerufen am 28. Juli 2010, 13:20

[EU 2003]

Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L176 Seite 57.

[EU 2009]

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union L 140/16 vom 5. Juni 2009.

[EPA 2006]

Environmental Protection Agency (Hrsg.): Replacing wet seals with dry seals in centrifugal compressors. Lessons Learned from Natural Gas Star Partners. EPA Publication. Washington 2006.

[EPA 2009]

Environmental Protection Agency (Hrsg.): Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Washington 2009.

[Friedl 2010]

Friedl, W.; et al: Die Zukunft der Elektrischen Netze aus regulatorischer Sicht 2010. Proceedings des 11. Symposiums Energieinnovationen, 10.-12. 2. 2010 TU Graz. Graz 2010.

[GasNEV 2005]

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. 7. 2005 (BGBl. I S. 2197) in der Fassung der Novelle vom 8. 4. 2008 (BGBl. I 693). Berlin 2005.

[GasNZV 2005]

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 25. 7. 2005 (BGBl. I S. 2210) in der Fassung der Novelle vom 8. 4. 2008 (BGBl. I 693). Berlin 2005.

[Giardet 2010]

Giardet, H.: Regenerative Cities. Report written for the World Future Council.

http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user_upload/papers/WFC_Regenerative_Cities_web_final.pdf Abgerufen am 12.3.2011 um 17h00

[Ginzburg 2006]

Ginzburg, Y.: ANG storage as technological solution for the „chicken-and-egg“ problem of NGV refuelling infrastructure development. Proceedings of 23rd World Gas Conference. Amsterdam 2006.

[GNST-VO 2009]

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2009, GNST-VO 2009). Wien 2009.

[Graf 2009]

Graf, F.; et al: Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse. In: DVGW energie/wasser-praxis 4/2009. S 10-16. Bonn 2009.

[GTS 2010]

Gas Transport Services (Hrsg.): Title Transfer Facility (TTF) and the Gas Exchange. http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our_services/ttf_gas_exchange. Abgerufen am 6. Mai 2010, 14:20

[GWG 2008]

Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz – GWG); in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2008 (VfGH). Wien 2008.

[Hedman 2008]

Hedman, B.: Waste Energy Recovery Opportunities for Interstate Natural Gas Pipelines. Abschlussbericht der Energy and Environmental Analysis, Inc. im Auftrag der Interstate Natural Gas Association of America (INGAA). Vairfax 2008.

[Hinterberger 2010]

Hinterberger, R.; et al: Biogas als Treibstoff: Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit. Endbericht. Forschungsvorhaben im Rahmen von Energiesysteme der Zukunft. Wien 2010.

[Hofmann 2005]

Hofmann, F., et al: Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das österreichische Erdgasnetz. Institut für Energetik und Umwelt; Studie im Auftrag der E-Control, Leipzig 2005.

[Horn 2010]

Horn, T.: Grundlagen des Internet - Aufbau, Funktionsweise und Dienste. Artikel auf http://www.ibh.de/index_gmbh_11_3004.html. Abgerufen am 3. November 2010. 10:50

[Hornbachner 2008]

Hornbachner, D., et al: Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. BMVIT. Wien 2008.

[Hornbachner 2009]

Hornbachner, D., et al: Wirtschaftliche Chancen der Biogas-Versorgung netzferner Gas-Tankstellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung. BMVIT. Wien 2009.

[IEA 2009]

International Energy Agency/IEA (Hrsg.): Technology Roadmap – Carbon capture and storage. Paris 2009.

[IGWP 2010]

IGWP-Initiative Gaswärmepumpe; Projektinformation auf <http://www.igwp.de/igwp/>

Abgerufen am 6. Mai 2011, 14:50

[IPCC 2000]

IPCC (Hrsg.): Report on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (IPCC Good Practice Report). Genf 2000.

[IUTA 2002]

IUTA e.V. (Hrsg.): Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung. Teil III: Anlagen zur Verbesserung der Stromwirtschaft/Erdgasentspannungsanlagen. IUTA. Frankfurt am Main 2002.

[IZ Mobilfunk 2010]

Homepage des Informationszentrums Mobilfunk. <http://www.izmf.de/html/de/247.html>.

Abgerufen am 1. September 2010, 10:45

[Judd 1998]

Judd, R. et al: The Use of Adsorbed Natural Gas Technology for Large Scale Storage. http://www.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/43_3_BOSTON_08-98_0575.pdf

Abgerufen am 1. März 2010, 11:30.

[Kameyama 2009]

Kameyama, H.; et al: Assessment of Distributed Carbon Capture and Sequestration in Japan – Distributed CCS for City Gas System in Japan. Proceedings of World Gas Conference 2009. Buenos Aires 2009.

[Kiesling 2009]

Kiesling, L.: Smart Policies for a Smart Grid: Enabling a Consumer-Oriented Transactive Network. Presentation to the Harvard Electricity Policy Group Fifty-Fourth Plenary Session. 2009. Cambridge 2009.

[Lau 2007]

Lau, Y. et al: Adsorbed NG moves closer. In: Gas International. Volume 47. Issue 4. May 2007.

[Lichtblick 2010]

Lichtblick AG: Produktinformationen zum Zuhause-Kraftwerk.

http://www.lichtblick.de/h/Ueberblick_286.php Abgerufen am 7. Dezember 2010, 14:20

[Marcogaz 2006]

Marcogaz (Hrsg.): Guidelines for choosing methane emission factors. Working Group Methane Emissions. Report WG-MET-06-02. Brüssel 2006.

[Marcogaz 2008]

Marcogaz (Hrsg.): Reduction of methane emissions in the European gas industry. Joint Group Environment Health and Safety Working Group Methane Emissions. Report JG-ENV-08-11. Brüssel 2008.

[Microgrids 2010]

FP5 Project MICROGRIDS (ENK5-CT-2002-00610). Projekthomepage.

<http://www.microgrids.eu/index.php> Abgerufen am 8. April 2010, 15:45

[Neef 2003]

Neef, A.: Leben im Schwarm. Ein neues Leitbild transformiert Gesellschaft und Märkte.

Artikel auf: http://www.changex.de/Article/article_924 Abgerufen am 17. August 2010, 9:45

[New Gas 2010]

New Gas Platform (Hrsg.): Towards a mature green gas market. State of affairs and points of action. Report. <http://www.energietransitie.nl/sites/default/files/Towards%20a%20Mature%20green%20gas%20Market.pdf> Abgerufen am 14. November 2010, 10h30

[Niehörster 2007]

Niehörster, Ch.; et al: Einsatz von Röhrenspeichern zur Vermeidung von Netzentgelten im vorgelagerten Netz. In: GWF-Gas/Erdgas, 148.Jahrgang (2007) Nr. 1. Essen 2007.

[ÖVGW G31]

Richtlinie G31 Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit; Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach; Wien 2001.

[ÖVGW G33] Richtlinie G33 Regenerative Gase – Biogas; Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach; Wien 2006.

[Promeos 2010]

Promeos GmbH: Informationen auf der Unternehmenshomepage. http://www.promeos.com/cms/front_content.php?idcat=121 Abgerufen am 6. Mai 2011, 16:30

[Prüggler 2009]

Prüggler, W., et al: Marktperspektiven ausgewählter Mikro-KWK-Technologien bis 2020. Proceedings der 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien. IEWT 2009. Wien 2009.

[REGEN 2010]

REGEN Energy Inc. Unternehmenshomepage. <http://www.regenenergy.com/> Abgerufen am 17. August 2010, 11:10

[Reichert 2000]

Reichert, J; et al: Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010. Untersuchung für den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Endbericht. Karlsruhe 2000.

[Rogers 2005]

Rogers, R.; et al: Gas Hydrate Storage Process for Natural Gas. Final Report. In: GasTips, Winter 2005, Volume 11, Number 1. Houston 2005.

[Rogers 2006]

Rogers, R.; et al: Gas Hydrate Storage of Natural Gas. Final Report. DOE Award Number: DE-FC26-01NT41297. Mississippi 2006.

[Schimon 2010]

Schimon, R; et al: Optimierung eines multiverzweigten Gasnetzes in Hinsicht auf die Energieeffizienz am Beispiel des Gichtgasnetzes der VOEST Alpine Stahl Linz. Tagungsband zum 11. Symposium Energieinnovationen der TU Graz. Graz 2010

[Siemens 2010]

Siemens AG (Hrsg.): Produktbroschüre: Pre-designed Steam Turbines. Kompakt-Dampfturbinen für den Leistungsbereich bis 10 Megawatt.
http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/Pre-Designed_Steam_Turbines_de.pdf Abgerufen am 27. April 2010, 15:45

[Sousa 2004]

Sousa, P; et al: Thermodynamische und betriebswirtschaftliche Analysen am Erdgaskavernenspeicher Reckrod. Diplomarbeit an der Fachhochschule Giessen Friedberg. Giessen 2004.

[Klawitter 2007]

Klawitter, N.: Der Zaubertrank der Zwerge. In: Der Spiegel Ausgabe 16/2007. Online abzurufen auf <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-51211765.html>

[Steinmetz 2005]

Steinmetz, R.; et al: (Hrsg): Peer-to-Peer Systems and Applications. Lecture Notes on Computer Science Volume 3485. Heidelberg 2005.

[Stokholm 2006]

Stocholm, M: Bionics. Architecture & Design. Aalborg University. Aalborg 2006.

[Umweltbundesamt 2009]

Umweltbundesamt (Hrsg.): Austria's National Inventory Report 2009. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change. REP-0188. Wien 2009.

[Urban 2008]

Urban, W.; et al: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Studie des Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT). Oberhausen 2008.

[Yamaguchi 2008]

Yamaguchi, H., et al: An Economical Thermal Network Cogeneration System for Apartment Buildings (Neighbouring Cogeneration system). Proceedings of IRIC - International Gas Union Research Conference. Paris 2008.

[Zhang 2010]

Zhang, T.; et al: Grain-based activated carbons for natural gas storage. In: Biosource Technology, Volume 101, Issue 6, March 2010. Pages 1983-1991.

5.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen (Quelle: eigene Darstellung)	9
Abbildung 2: Nebeneinander von zentraler Leitbörse und dezentralen "Trading Points" (Quelle: eigene Darstellung)	25
Abbildung 3: Integrierte Netzknoten als künftige Energie- und Umwandlungszentralen (Quelle: eigene Darstellung)	32
Abbildung 4: Schematische Darstellung eines "transaktiven" Netzknotens (Quelle: eigene Darstellung)	33
Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Mikro-Grids über mehrere Energiesysteme hinweg (Quelle: eigene Darstellung)	38
Abbildung 6: Themencluster in einer Smart City (Quelle: eigene Darstellung)	48
Abbildung 7: Netztopologie des Erdgasnetzes bei dezentraler Einspeisung (Quelle: eigene Darstellung)	57
Abbildung 8: Beispiel für Co-Fermentation von biogenen Abfällen gemeinsam mit Klärschlamm in Schweden (Quelle: New Energy)	68
Abbildung 9: Vergleich Cambi Verfahren und klassische Fermentation (Quelle: Cambi)	71
Abbildung 10: Desintegrationsreaktoren der Firmen VTA und Ultrawaves (Quelle: VTA Engineering GmbH, Ultrawaves)	72
Abbildung 11: Prozessschema Nutzung von Abfallwärme (Quelle: Energy and Environmental Analysis, Inc.)	82
Abbildung 12: Verdichterstation in Mallnow (Quelle: Man Turbo AG)	83
Abbildung 13: Stromerzeugung mittels ORC Prozess bei Kompressor Station Nr. 7, Northern Border Pipeline Co. (Quelle: Ormat Technologies, [Hedman 2008])	84
Abbildung 14: Kostenentwicklung in Abhängigkeit von Vollaustunden (Zahlen aus US; Quelle: [Hedman 2008])	86
Abbildung 15: Auslastung der TAG-Leitung (Quelle: E-Control, TAG GmbH)	88
Abbildung 16: Kombination von "Waste Heat" und Biomasse; Best Practice Beispiel aus Kanada (Quelle; eigene Darstellung nach Capital Power Income L.P.)	90
Abbildung 17: Prozessschema Druckreduzierstation / adiabatische Drosselung (Quelle: [Ardali 2009])	94
Abbildung 18: Prinzipschema einer Druckreduzierstation mit Erdgasentspannungsturbine (Quelle: [Ardali 2008])	94

Abbildung 19: Zweistufe Erdgasentspannungsturbine in Arlesheim (Quelle: Gasverbund Mittelland AG)	98
Abbildung 20: Prinzipschema der Erdgasentspannungsanlage in Arlesheim (Quelle: Gasverbund Mittelland AG)	99
Abbildung 21: Prinzipschema der Kombination Entspannungsturbine und Brennstoffzelle (Quelle: Enbridge Inc.).....	100
Abbildung 22: Erdgasentspannungsmotor von Spilling (links); Erdgasentspannungsturbine KK&K CFR 3 G5a von Kühnle, Kopp & Kausch AG (rechts) (Quelle: Spilling Energie Systeme GmbH, KK &K)	101
Abbildung 23: "Expansion Power Module" (EPM) (Quelle: KK & K).....	102
Abbildung 24: Eingebautes "Expansion Power Module" (Quelle: KK & K)	102
Abbildung 25: Komponenten eines Profilers/PRS Systems (Quelle: National Grid)	106
Abbildung 26: Steuerung des Betriebsdruckes durch PRS-System (Quelle: National Grid plc)	107
Abbildung 27: Schematische Darstellung eines lokalen Verteilnetzes mit markierten PRS Standorten (Quelle: National Grid plc)	108
Abbildung 28: Unterschiedliche Dichtungskonzepte - links: "wet seal"; rechts: "dry seal" (Quelle: EPA)	113
Abbildung 29: Methanemissionen durch den Gaseinsatz in Deutschland (Quelle: [Reichert 2000])	117
Abbildung 30: Berechnete Entwicklung der Methanemissionen aus Gassystemen in Österreich/UNFCCC Reporting (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von [Umweltbundesamt 2009])	120
Abbildung 31: Einspeicherung und Entnahmen aus den österreichischen Erdgasspeichern (Quelle: E-Control)	129
Abbildung 32: Netztopologie mit zentralem Gasspeicher (Quelle: eigene Darstellung)	132
Abbildung 33: Netztopologie mit zentralem und dezentralen Gasspeichern (Quelle: eigene Darstellung)	133
Abbildung 34: Aufbau und Speichervermögen von adsorptiven Speichern (Quelle: Advantica Group).....	136
Abbildung 35: Demonstrationsanlage Adsorptiver Speicher (Quelle: Advantica Group).....	137
Abbildung 36: Verfahrensschema eines adsorptiven Speicherkonzeptes (Quelle: eigene Darstellung; auf Basis Angaben von Advantica Group)	138
Abbildung 37: Low-Pressure Mobile Pipeline (LMP) Bulk Transportation System von Energtek (Quelle: Energtek)	139

Abbildung 38: Brennendes Gashydrat (Quelle: Leibnitz-Institut für Meereswissenschaften an der Universität Kiel)	141
Abbildung 39: Mobiler Gasspeicher zur Versorgung von Biogas-Inseltankstelle (Quelle: New Energy)	142
Abbildung 40: Distributionslösungen von NeoGas (Quelle: NeoGas).....	143
Abbildung 41: Wirkungsgrade der einzelnen Technologien (Quelle: Delta EE)	146
Abbildung 42: Mikro-KWK Gerät von Honda (Quelle: Honda)	147
Abbildung 43: Vergleich klassischer KWK-Anlage und NCG-System (Quelle: Osaka Gas)	155
Abbildung 44: Prinzipschema und Aussehen der Wärmespeichereinheiten (Quelle: Osaka Gas)	156
Abbildung 45: CCS-Infrastruktur für dezentrale Energieerzeugung (Quelle: Tokyo Gas)	161
Abbildung 46: Nebeneinander von Large-scale CCS und dezentralen CO ₂ Netzen (Quelle: Tokyo Gas).....	162
Abbildung 47: Verfahrensschema des "CO ₂ Wash" Prozesses (Quelle: Terracastus technologies)	171
Abbildung 48: Empfohlene zukünftige Vernetzungsaktivitäten (Quelle: eigene Darstellung)	186

5.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über unterschiedliche Desintegrationsverfahren (Quelle: New Energy, eigene Recherchen)	70
Tabelle 2: ORC Technologie bei Verdichterstationen in Nordamerika (Quelle: [Hedman 2008])	85
Tabelle 3: Methanemissionen von Erdgasnetzen und -systemen in den USA (Quelle: [EPA 2009])	111
Tabelle 4: Bandbreite der Emissionsfaktoren in Gasverteilnetzen (Quelle: Marcogaz)	115
Tabelle 5: Gesamte inländische Emissionen in Deutschland durch Einsatz von Gas (Quelle: [Reichert 2000])	116
Tabelle 6: Prognose der Entwicklung der Methanemissionen (Quelle: Reichert 2000)	118
Tabelle 7: Methanemissionen von Gassystemen in Österreich (Quelle: [Umweltbundesamt 2009])	119
Tabelle 8: Vergleich der Emissionsfaktoren für unterschiedliche Rohrleitungsmaterialien (Quelle: eigene Darstellung)	121
Tabelle 9: Entwicklung der Methanemissionen und des implizierten Emissionsfaktors der Gasverteilung in Deutschland (Quelle: [D-UBA 2009])	122
Tabelle 10: Vergleich der unterschiedlichen Organisationsformen von zukünftigen Vernetzungstätigkeiten (Quelle: eigene Darstellung)	183

5.4 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ANG	Adsorbed Natural Gas
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
BABIU	Bottom ash for biogas upgrading (Methanaufbereitungsverfahren unter Verwendung von Schlacke)
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
CCS	Carbon Capture and Storage
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlendioxid
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Anmerkung: Deutschland)
EEGI	European Electricity Grid Initiative
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Anmerkung: Deutschland)

EPA	Environmental Protection Agency
EUR	Euro
F&E	Forschung und Entwicklung
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung (Anmerkung: Deutschland)
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung (Anmerkung: Deutschland)
GuD Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
h	Stunden
H ₂ O	Wasser
IGU	International Gas Union
IGWP	Initiative Gaswärmepumpe
k.A.	Keine Angaben verfügbar
kW _{el}	Kilowatt elektrischer Leistung
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW _{th}	Kilowatt thermischer Leistung
LBG	Liquified Biogas
LNG	Liquified Natural Gas
mbar	Millibar

MVA	Müllverbrennungsanlage
NAWARO	Nachwachsende Rohstoffe
NCG	Neighbouring Co-Generation
NGV	Natural Gas Vehicle
Nm ³	Normkubikmeter (Gasvolumen im Normzustand bei 0° C und 1,01325 bar)
ORC	Organic Rankine Cycle
ÖSG	Ökostromgesetz
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
p.a.	per annum (pro Jahr)
PJ	Peta Joule
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
SGC	Swedish Gas Center
SGG	Smart Gas Grid
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung (Anmerkung: Deutschland)
SVGW	Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches
TDH	Thermodruckhydrolyse
ToP	Take-or-Pay
TPA	Third Party Access
UBA	Umweltbundesamt

USD	Amerikanische Dollar
V2G	Vehicle to Grid
VOC	volatile organic components

5.5 Personenverzeichnis

Wir möchten uns an dieser Stelle bei allen Personen bedanken, die bei der Durchführung dieses Forschungsprojektes unterstützt haben.

Stellvertretend für viele Experten und Auskunftspersonen, die zum Gelingen dieses Vorhaben beigetragen haben, sind folgend jene Personen aufgelistet, die durch inhaltliche Beiträge, Ideen und konstruktives Feedback wesentlich zum Gelingen dieses Forschungsprojektes beigetragen haben (alphabetische Reihenfolge).

Personen aus der Gaswirtschaft

- Dipl.-Ing. Christian Badura, Asset Management, RWE Rheinland Westfalen Netz AG
- Dipl.-Ing. Ulrich Bohn, Asset Management, RWE Rheinland Westfalen Netz AG
- Dipl.- Ing. Christian Domes, EVN AG
- Dipl.-Ing. Dr. Johann Franek, Leiter F&E, WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH
- Dipl.-Ing. Hartmut Heidinger, Konsulent, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
- Jörgen Held, PhD, Managing Director, Swedish Gas Center AB
- Dr. Norbert Hengstler, Netzentwicklung und Asset Management, E.ON Energie AG
- M. Eng. Jens Hüttenrauch, DBI-GUT Gas- und Umwelttechnik
- Roger Kohlmann, Mitglied der Hauptgeschäftsführung, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- DI (FH) Andreas Koren, Gasnetz Steiermark GmbH
- Dipl. Ing. Walter Krecht, Leiter Gasnetz, EVN Netz GmbH
- Dipl.-Ing. Norbert Machan, Steirische Gas-Wärme GmbH
- Mag. Ing. Peter Kondel, MBA, WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH/Wiener Stadtwerke AG
- Ing. Mag. Gerhard Kunit, Hauptabteilungsleiter, WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH
- Mag. Michael Mock, Geschäftsführer, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmungen
- Univ.-Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer, Lehrstuhl Gasversorgungssysteme, TU-Clausthal

- Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring, Fachgebietsleiter Gasnetze/Gasanlagen, DBI-GUT Gas- und Umwelttechnik
- Dipl.-Ing. Klaus Neumann, Bereichsleiter Technische Services, Steirische Gas-Wärme GmbH
- Dipl.-Ing. Dong-Dong Nui, Deutsche Vereinigung für das Gas und Wasserfach e.V.
- Dipl.-Ing. (FH) Manfred Pachernegg, Geschäftsführer, Gasnetz Steiermark GmbH
- Dipl.-Ing. Josef Pavicis, Leiter Gasnetz, BEGAS – Burgenländische Erdgasversorgungs-AG
- Anneli Petersen, PhD, Swedish Gas Center
- Ing. Thomas Podingbauer, Bereichsleiter Gas, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
- Dipl. Ökonom Marko Schiek, Asset Management, EnBW Gasnetz GmbH
- Dr.-Ing. Frieder Schmitt, Leiter Konzernabteilung Technologie & Innovation, MVV Energie AG
- Dipl.-HTL-Ing. Robert Selinger, MBA, Leiter Netzausbau und Instandhaltung, Wien Energie Gasnetz GmbH
- Dipl.-Ing. (FH) Alexander Schwanzer, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
- Prok. Ing. Karl Schwarzberger, Leiter Asset Management, OÖ Ferngas AG
- Dipl.-Ing. Thomas Theisen, Leiter Neue Technologien, RWE Rheinland Westfalen Netz AG
- Dipl.-Ing. Maximilian Urban, Energieeffizienz und Energiedienstleistung, EVN AG
- Mag. Wolfgang Ziehengraser, Konsulent, Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmen

Personen von anderen Fachgebieten:

- Dipl.-Ing. Dr. tech. Peter Amerstdorfer, DiagnoNET
- Dipl.-Ing. Harald Bala, MSc, TBB-Consulting
- Ing. Friedrich Bauer, Ing. Friedrich Bauer GmbH
- Dipl.-Ing. Helmut Berger, Allplan
- Dipl.-Ing. Hubert Fechner, Institut für Erneuerbare Energie, Fachhochschule Technikum Wien
- Dipl.- Ing. Dr. Heike Frühwirth, Leiterin Biotechnologie, BDI – BioDiesel International AG
- Mag. Nuschin Ghahremani, e&t Energie Handelsgesellschaft m.b.H

- Ing. Michael Hübner, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
- Michael Kabourek, Aufwind Engineering GmbH
- Ing. Franz Kirchmayr, ARGE Kompost Biogas
- Dipl.-Ing. Gernot Musalek, Bundesrechenzentrum
- Dipl.-Ing. Dr. tech. Mathias Ottitsch, MBA, Bombardier Transportation, Stockholm
- Dipl.-Wirtsch.-Ing. Magnus Pielke, Technische Universität Braunschweig
- Dipl.-Ing. Sascha Polak, Allplan
- Hans-Günther Schwarz, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
- Dr.-Ing. Ernst August Wehrmann, Institut für elektr. Energietechnik, TU Clausthal
- Dipl.-Ing. Stefan Wiederin, ÖBB Infra Bau AG
- Dipl.-Ing. Dr. Richard Zweiler, Güssing Energy Technologies

6 Anhang

- Visions- und Strategiepapier: Intelligente Gasnetze der Zukunft
- Strategische Research Agenda für ein Smart Gas Grid
- Materialienband: Konzeptionelle Grundlagen für ein Smart Gas Grid
- Materialienband: Praktische Fragestellungen zur Systemeffizienz der Gasnetze

IMPRESSUM

Verfasser

ENERGY RESEARCH AUSTRIA
Business und Research Center
Höchstädtplatz
Meldemannstrasse 18, 1200 Wien
Tel: + 43-1-33 23 560
Fax: + 43-1-33 23 560-3069
E-Mail: energy@energyresearch.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH