

Visions- und Strategiepapier für ein Smart Gas Grid

R. Hinterberger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

57b/2011

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Visions- und Strategiepapier für ein Smart Gas Grid

DI Robert Hinterberger
ENERGY RESEARCH AUSTRIA

Wien, März 2011

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Danksagung

Wir möchten uns an dieser Stelle bei allen Personen und Institutionen bedanken, die bei der Erstellung dieses Visions- und Strategiepapiers und der Durchführung des zugrundeliegenden Forschungsprojektes unterstützt haben.

Stellvertretend für die vielen Unterstützer wurden jene Experten und Auskunftspersonen, die durch vielfältige inhaltliche Beiträge, Ideen und konstruktives Feedback wesentlich zum Gelingen dieses Forschungsvorhabens beigetragen haben, im Endbericht zum Forschungsprojekt „Intelligente Gasnetze der Zukunft – Smart Gas Grids“ 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

Danksagung	I
Inhaltsübersicht	II
Inhaltsverzeichnis	III
Executive Summary	VII
1 Motivation	1
2 Aufbau dieses Visions- und Strategiepapiers	2
3 Herausforderungen an die Gaswirtschaft	3
3.1 Liberalisierung der Energiemärkte in Europa	3
3.2 Weltweit steigende Nachfrage nach Erdgas	5
3.3 Sorge um die Versorgungssicherheit in Europa	7
3.4 Weltweit zunehmende Bedeutung von LNG – mit weitreichenden Konsequenzen für lokale Gasmärkte	9
3.5 Vermehrte Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern	11
3.6 Massive Änderungen im Verbrauchsverhalten der Haushalte	12
4 Smart Gas Grids als Chance für eine erweiterte Rolle der Gaswirtschaft im Energiesystem der Zukunft	14
5 Visionen für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft	16
5.1 Konsequenzen aus den sieben Prinzipien der Nachhaltigkeit	16
5.2 Das intelligente Gasnetz: Was unterscheidet es vom derzeitigen Energiesystem?	20
5.2.1 Die wichtigsten Charakteristika eines Smart Gas Grids	21
5.2.2 Smart Grids sind technologieoffen	23
5.2.3 Gasverteilnetz wird zugleich zum regionalen Transportnetz	24
5.2.4 Veränderte Wertschöpfungsketten und Rollenverteilung	24
5.2.5 Neue Marktteilnehmer im Smart Gas Grid	26
5.2.6 Marktmodelle als Schlüssel: Das Smart Grid ist ein transaktives Netz!	29

5.2.7	Neue Tarifstrukturen verändern die Spielregeln am Markt	30
5.2.8	Dezentrale Intelligenz und Schwarmlogik	31
5.2.9	Peer-to-Peer Architektur des zukünftigen Netzes	32
5.3	Die häufigsten Missverständnisse bezüglich Smart Grids	34
5.3.1	Smart Grids - nur für die Netzbetreiber relevant?.....	34
5.3.2	Smart Grids – zugleich eine komplette Änderung der Netztopologie?	35
5.3.3	Smart Grids – ist das Unbundling tatsächlich ein Hindernis für Smart Grids? 36	
5.3.4	Smart Grids - bedeutet das lediglich mehr IKT?	37
5.3.5	Smart Grids - gleichzusetzen mit Smart Metering?.....	38
5.3.6	Smart Grids – ein Widerspruch zur Energieautarkie?	39
5.3.7	Smart Grids – wird unsere Energieversorgung damit billiger?	40
5.4	Eine Vision: wie kann ein solches Smart Gas Grid konkret aussehen?.....	41
5.4.1	Green Gases: Dezentrale Einspeisung ist ermöglicht und optimiert	45
5.4.2	Gasnetz ist ein atmendes Netz mit variablem Betriebsdruck.....	47
5.4.3	Neue Rohstoffquellen und Umwandlungstechnologien werden systematisch erschlossen	48
5.4.4	Smart Grids als das Web 2.0 des Energiesystems	52
5.4.5	Dezentrale Gasspeicher haben eine wichtige Rolle in zukünftigen Smart Gas Grids.....	54
5.4.6	Wie sieht die Zukunft der Netztarife aus?	55
5.4.7	Entstehen smarterer Netzknoten und neuer Energiezentralen.....	56
5.4.8	Micro-Grids und zentrales Backbone-Netz ergänzen sich.....	58
6	Chancen, Potentiale und Nutzen eines Smart Gas Grids	61
6.1	Chancen und Nutzen für die Endkunden	61
6.2	Chancen und Nutzen für die Volkswirtschaft und den Staat.....	62
6.3	Chancen und Nutzen für die Gaswirtschaft (Netzbetreiber, Energielieferanten) 62	
6.4	Chancen und Nutzen für die sonstige Energiewirtschaft (Strom, Wärme) und kommunale Infrastrukturbetreiber	63

6.5	Chancen und Nutzen für neue Marktteilnehmer und Anbieter neuer Dienstleistungen	64
6.6	Chancen und Nutzen für Technologielieferanten, Planungsbüros und Beratungsunternehmen	65
6.7	Chancen und Nutzen für Forschungseinrichtungen.....	65
7	Visionen für ein Smart PolyGrid (Grid of Grids)	67
7.1	Zusammenwachsen von Gas- und Stromwirtschaft	67
7.2	Integration von Verkehrs- und Energieinfrastruktur	69
7.3	Integration von dezentraler Gasproduktion mit Abfall- und Abwasserinfrastrukturen	72
7.4	Zusammenwachsen des intelligenten Gasnetzes mit der zukünftigen CO ₂ -Infrastruktur	73
7.5	Nutzung vorhandener Rohstoffpotentiale: Ausbau von Energie ^{Plus} -Regionen anstatt bloßer Energieautarkie.....	74
8	Möglichkeiten der Umsetzung von Smart-Grid Elementen in den bestehenden Netzen	77
8.1	Netzabschnitte mit „aktiven“ Anlagenkomponenten	77
8.2	Berücksichtigung von Methanemissionen als Querschnittsthema	80
8.3	Einsatz von intelligenten Kundenanwendungen („smart appliances“)	82
8.4	Virtuelle Kraftwerke mit gasbetriebenen Mikro-KWKs.....	86
8.5	Nutzung gasförmiger Energieträger als Treibstoff auch in netzfernen Gebieten	87
8.6	Methanisierung von Windkraftstrom.....	89
8.7	Kompensationsmechanismen bei dezentraler Einspeisung in die Gas- und Stromnetze.....	92
8.8	Schaffung eines neuen innovativen Marktplatzes für Biomethaneinspeiser	95
9	Der Regulator als „Architekt“ des Smart Gas Grids.....	98
10	Hemmnisse und Treiber der Umsetzung eines Smart Gas Grids	101
10.1	Kooperation der Stakeholder über die Grenzen des Energieträgers hinweg .	102
10.2	Smarte Netztarife als Treiber für Smart Grids	104

10.3	Marktorientierte Gestaltung der Netztarife und Konvergenz mit Marktmodellen zu „smart markets“	105
10.4	Verfügungsgewalt über zukünftige IKT-Infrastrukturen als Treiber oder Hemmnis für Smart Grids.....	106
10.5	Integration von neuen mit vorhandenen Technologien: Systeminnovationen sind entscheidend!.....	107
11	Möglichkeiten für Demonstrationsprojekte als „Leuchttürme der Innovation“	110
11.1	Grid-Plus-Technologien: Demonstration neuer Netzknoten innerhalb des Gasnetzsystems	110
11.2	Demonstration atmender Gasnetze mit variablen Betriebsdrücken	112
11.3	Demonstration von Mikro-KWKs als virtuelles Kraftwerk.....	114
11.4	Demonstration „virtueller“ dezentraler Gasspeicher	116
11.5	Grid-Plus-Technologien am Netzrand: Demonstration kommunaler Netzknoten und Energiezentralen.....	118
11.6	Demonstration von Hybrid-Heizsystemen zur intelligenten Vernetzung von Gas-, Strom- und Wärmeanwendungen mit integrierter Energiespeicherung.....	120
11.7	Demonstration eines Smart PolyGrids im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Plans.....	121
12	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	123
13	Literatur-, Abbildungs-, Tabellen- und Abkürzungsverzeichnis.....	126
13.1	Literaturverzeichnis.....	126
13.2	Abbildungsverzeichnis	129
13.3	Tabellenverzeichnis	131
13.4	Abkürzungsverzeichnis.....	132

Executive Summary

Smart Grids sind weltweit ein neuer Megatrend in der Energiewirtschaft. Wer Smart Grids hört, denkt allerdings bisher vor allem an die Stromnetze. So hat sich in Österreich zuvor noch kein einziges Forschungsvorhaben dem Thema auf Ebene der Gasnetze angenähert. Auch weltweit ist kaum über intelligente Gasnetze gesprochen worden, obwohl der Energieträger Gas aufgrund seiner hohen Energiedichte und hervorragenden Speicherfähigkeit eine besondere Rolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen kann.

In dem nun vorliegenden Visions- und Strategiepapier für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft wurde, ähnlich wie im Visions- und Strategiepapier der European Technology Plattform Smart Grids für die Stromnetze, die zukünftigen Herausforderungen an die Gasnetze dargestellt und die Vision eines „Intelligenten Gasnetzes“ skizziert.

Hinsichtlich der Ausgangslage muss allerdings festgehalten werden, dass auch das derzeitige Gasnetz bereits sehr „smart“ ist. So wären z.B. die hohen Schwankungen zwischen Verbrauchsmaxima und –minima, wie sie in den Gasnetzen üblich sind¹, im Stromnetz keinesfalls verkraftbar.

Wegen dieser hohen Flexibilität der Gassysteme und –netze liegen die interessantesten Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung daher in der Interaktion zwischen den einzelnen Netzen und Systemen (Gas, Strom, Wärme, Kälte) und am Netzrand (Gas-Plus-Technologien) hin zu einem smarten „Grid of Grids“. Durch seine leichte Speicherbarkeit kommt dem stofflichen Energieträger Methan dabei eine Schlüsselrolle zu.

In einer Zukunftsvision für ein Smart Gas Grid werden etwa ganz unterschiedliche „Green Gases“ auf Netzqualität gebracht und in das Gasnetz eingespeist. Durch die dezentrale Einbringung dieses Energieträgers wird das Verteilnetz dabei zugleich zum regionalen Transportnetz, was sowohl Einfluss auf die Netzsteuerung (Dispatching), die einzelnen Anlagenkomponenten der Netzinfrastruktur und die grundlegende Netztopologie hat.

¹ Der Gasverbrauch in den Jahresstunden mit dem höchsten Verbrauch kann in manchen Netzgebieten das Mehrhundertfache jenes in den Jahresstunden mit dem geringsten Verbrauch ausmachen.

Auch die Verteilnetze sind dynamisch gesteuert, ähnlich wie dies bereits auf der Transportnetzebene der Fall ist. Durch den variabel gesteuerten Betriebsdruck auf allen Netzebenen wird das Verteilnetz zugleich als Zwischenspeicher für dezentral eingespeiste Gasmengen genutzt und die notwendige Rückspeisung in höhere Netzebenen auf das notwendige Minimum reduziert. Als Querschnittsthema fließt die Minimierung des CO₂-Fußabdruckes in die Optimierung der gesamten Netze ein.

Wesentliche Anlagenkomponenten der Netzinfrastruktur, insbesondere jene bei denen das transportierte bzw. verteilte Gas seinen Betriebsdruck ändert, werden als sogenannte „smarte Netzknoten“ betrieben. Dabei werden etwa im Falle von Druckreduzierstationen klassische Gastechnologien (z.B. Entspannungsanlagen) mit KWK-Technologien oder erneuerbaren Energieträgern kombiniert, um das bisher ungenutzte Druckgefälle in diesen Stationen zur Stromerzeugung zu verwenden. Falls vom Standort her möglich, wird industrielle Abwärme für die Gasvorwärmung bzw. alternativ die anfallende Kälte für Kälteanwendungen oder -netze eingesetzt.

Auch bei Verdichterstationen wird die Energie des eingesetzten Arbeitsgases kaskadisch genutzt. Durch diese smarten Netzknoten können praktisch alle Formen von „waste gases“, „waste heat“ oder „waste pressure“ sinnvoll in das Energiesystem integriert und energieeffizient verwendet werden.

Aber nicht nur einzelne Elemente der Netzinfrastruktur, auch Kundenanlagen entwickeln sich in einem intelligenten Gasnetz zu smarten Netzknoten, wobei insbesondere Abfall- bzw. Abwasserströme (z.B. als Inputstoffe für Biomethanproduktion) im Systemdesign berücksichtigt und integriert werden. Durch diese Integration unterschiedlicher Infrastrukturen und Energieträger können deutliche Steigerungen in der Energie- oder Systemeffizienz erzielt werden.

Die künftigen Smart Gas Grids lassen insbesondere auch ein Nebeneinander von zentralen und dezentralen Elementen zu. So bestehen die zukünftigen Netzsysteme in vielen Netzabschnitten aus lokalen Mikro-Grids, die durch ein zentrales Backbone-Netz ergänzt werden. Diese Mikro-Grids sind über die smarten Netzknoten eng mit anderen Netzen und Systemen verwoben (Smart PolyGrid), wodurch Verluste vermieden und die Systemeffizienz gesteigert wird.

Auch in Haushalten und Gewerbebetrieben werden vorwiegend „smarte“ Endgeräte angespeist, die den Gesamtenergieeinsatz minimieren. Dies führt zu einem vermehrten

Einsatz von Gas-Plus-Technologien, bei denen etwa durch den kombinierten Einsatz von Solarthermie und Brennwertkessel der Anteil erneuerbarer Energieträger auf kosteneffiziente Art und Weise deutlich erhöht wird. Weiters werden vermehrt Mikro-KWK-Anlagen eingesetzt, die zu virtuellen Gaskraftwerken verschaltet auch Ausgleichs- und Regelenenergie oder Spitzenstrom in das Stromnetz liefern.

Aber nicht nur kleinere Erzeugungskapazitäten sind zu virtuellen Kraftwerken, auch dezentrale Speicherkapazitäten sind intelligent miteinander verschaltet. Die Netzinfrastruktur in einem solchen Smart Gas Grid unterstützt hierzu neben hierarchisch gesteuerten Regel- und Steuermechanismen auch dezentrale Optimierungsstrategien und -algorithmen, die beispielsweise nach den Prinzipien der Schwarmlogik, von neuronalen Netzen oder der Fuzzy-Logik arbeiten.

Auch die Verkehrsinfrastruktur ist in dieses intelligente Gasnetz der Zukunft eingebettet. Neben der Integration von lokalen Biomethanetzen in das zentrale Backbone-Netz nimmt insbesondere die Tankstelleninfrastruktur² eine aktive Rolle im Verteilnetz ein.

Auf dem Weg zum smarten „Grid of Grids“ verschränken sich die unterschiedlichen Energieträger und Infrastrukturen jedenfalls immer mehr untereinander. Ein weiteres Element dieses Zusammenwachsens der zuvor jeweils nur getrennt optimierten Energiesysteme ist die Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssigem Windkraftstrom – und ggf. dessen Methanisierung – als Substitut für die Speicherung großer Strommengen über längere Zeiträume. Der so erzeugte Wasserstoff bzw. das synthetisch erzeugte Methan wird in das Gasnetz eingespeist, in Gasspeicheranlagen bevorratet und bedarfsorientiert, z.B. in dezentralen KWK-Anlagen - zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschaltet - wieder abgerufen.

Zusätzlich wächst auf der Transportnetz- und teilweise auch auf der Verteilnetzebene die Gasnetzinfrastruktur mit der zukünftigen CO₂-Infrastruktur zusammen. Neben technischen Synergieeffekten können dabei alleine schon durch den gemeinsamen Betrieb Kostenvorteile erzielt werden.

Bei dieser Integration der verschiedenen Systeme, Netze und Infrastrukturen müssen eine Vielzahl von Stakeholdern eingebunden werden, sowohl aus der regulierten Sphäre (Netzbetreiber) wie jene Akteure, die dem freien Markt unterliegen (z.B.

² Insbesondere bei klassischen Erdgastankstellen, die aufgrund der integrierten Gasspeicher auch Systemdienstleistung in das Netz liefern können.

Energielieferanten). Dabei müssen sowohl Unternehmen aus der Gas-, Strom- und Wärmewirtschaft wie auch weitere Infrastrukturen, wie z.B. der Abwasser- oder Abfallsysteme, eingebunden und integriert werden. 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. Dabei stellt sich allerdings auch die Frage, wie der Regulierungsrahmen adaptiert werden muss, damit die heute unbündelten Strukturen nicht eine unüberwindbare Hürde für dieses neue integrierte Energiesystem darstellen.

Innovative Demonstrationsprojekte, welche die Funktionsweise und den Nutzen eines Smart Gas Grids bzw. von smarten Elementen und Maßnahmen in den bestehenden Netzen zeigen, wird dabei eine besondere Bedeutung als Katalysator für das Entstehen eines Smart Grids zukommen. Insbesondere durch Projekte im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Planes eröffnet sich die Möglichkeit, solche „Leuchttürme der Innovation“ nicht nur im österreichischen, sondern auch im europäischen Kontext weithin sichtbar zu machen.

1 Motivation

Smart Grids sind weltweit ein neuer Megatrend in der Energiewirtschaft. Nach dem „Yes we can“ von Präsident Obama sollen im Laufe der kommenden Jahre hunderte Milliarden Euro in die Modernisierung der Energienetze der USA investiert werden. Die ersten 3,4 Mrd. USD aus dem Konjunkturpaket wurden bereits 2009 als Unterstützungsleistung für 100 Demonstrationsprojekte freigegeben. Auch viele weitere Länder investieren massiv in zukünftige Smart Grids. So plant etwa Korea, innerhalb von sechs Jahre bis zu 16 Mrd. USD zu investieren.

Wer Smart Grid hört, denkt bisher vor allem an die Stromnetze. Während sich im Bereich Strom bereits eine große Anzahl von Forschungsarbeiten mit „Smart Grids“ beschäftigt haben, hat sich zuvor in Österreich noch kein einziges Projekt dem Thema auf Ebene der Gasnetze angenähert. Auch weltweit ist kaum über intelligente Gasnetze gesprochen worden, obwohl der Energieträger Gas aufgrund seiner hohen Energiedichte und hervorragenden Speicherfähigkeit eine besondere Rolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen kann.

Aus diesem Grund wurden in einer, im Rahmen der Programmlinie „Energie der Zukunft“ beauftragten Studie erstmals Ansätze für ein Smart-Grid-Konzept auf Ebene der Gasnetze entwickelt und unter Einbindung von relevanten Stakeholder der Gaswirtschaft analysiert, wie Smart Grid- Elemente in die bestehenden Gasnetze und –systeme integriert werden können.

Der vorliegende Entwurf eines Visions- und Strategiepapiers ist als integraler Bestandteil dieses F&E-Projektes und als „living document“ zu verstehen, wobei die Erfahrungen und Meinungen von Gasnetzbetreibern, Interessensvertretern und sonstigen Stakeholdern aus der Gaswirtschaft in dieses Papier eingeflossen sind.

Die Feststellungen dieses Dokumentes decken sich jedoch nicht zwingend mit den offiziellen Positionen der einzelnen Unternehmen bzw. Organisationen, sondern spiegeln vielmehr den aktuellen Stand der Diskussion wieder und liegen ausschließlich in der Verantwortung der Studienautoren.

2 Aufbau dieses Visions- und Strategiepapiers

In dem nun vorliegenden Visions- und Strategiepapier für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft wurden, ähnlich wie im Visions- und Strategiepapier der European Technology Plattform Smart Grids für die Stromnetze,

- die Herausforderungen an die Gasnetze dargestellt und analysiert, wie ein „Intelligentes Gasnetz“ (Smart Grid) diese adressieren kann (Abschnitte 3 und 4);
- die Vision eines „Intelligenten Gasnetzes“ skizziert und dessen Chancen und Potentiale aufzeigt (Abschnitte 5 und 6);
- eine Vision entwickelt, wie ein Smart „Poly-Grid“ aussehen könnte (Gas, Strom, Wärme, Stoffströme, etc.; Abschnitt 7);
- die Möglichkeiten der Umsetzung von ersten Smart-Grid Elementen in den bestehenden Gasnetzen beschrieben (Abschnitt 8);
- der Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen auf die Umsetzung von intelligenten Netzkonzepten dargestellt (Abschnitt 9) und aufgezeigt, welche sonstigen Hemmnisse und Treiber das Entstehen eines Smart Gas Grids beeinflussen bzw. welche Beiträge sonstige Stakeholder dazu leisten können (Abschnitt 10);
- die Möglichkeiten von „Leuchttürmen der Innovation“ bzw. von Katalysatorprojekten untersucht und erarbeitet, auf welche Art und Weise diese umsetzbar wären (Abschnitt 11).

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen werden in Abschnitt 12 abschließend zusammengefasst.

Die Inhalte dieses Visions- und Strategiepapiers sollen die Themen für zukünftige Forschungsprojekte und Vernetzungsaktivitäten vorgeben und zukünftig, soweit möglich, auch in die Unternehmensleitbilder von Unternehmen der österreichischen Gaswirtschaft einfließen. Darüber hinaus sollen den politisch verantwortlichen Institutionen Hinweise gegeben werden, welche regulatorischen Hemmnisse die Umsetzung dieser Konzepte be- oder sogar verhindern könnten.

3 Herausforderungen an die Gaswirtschaft

Die Herausforderungen an die Gaswirtschaft sind in Europa im letzten Jahrzehnt laufend gewachsen. Nicht nur die Sorge um die Sicherstellung der Versorgungssicherheit seit der ersten russisch-ukrainischen Gaskrise im Jahr 2005/2006, auch die Liberalisierung der Energiemärkte in Europa und die langfristige Veränderung des Nutzerverhaltens der Haushaltskunden stellen vielfältige Herausforderungen an die Unternehmen der Gaswirtschaft und damit auch an ein intelligentes Gasnetz der Zukunft.

3.1 Liberalisierung der Energiemärkte in Europa

Über viele Jahrzehnte wurde die Gas- wie auch die Stromversorgung in Europa als natürliches Monopol angesehen. Im Zuge der Liberalisierungsbestrebungen innerhalb der Europäischen Union hat jedoch die sogenannte Essential-Facilities-Doktrin, die ursprünglich aus dem US-amerikanischen Wettbewerbsrecht entstammt, in den 1990-er Jahren zunehmend an Bedeutung erlangt.

So sollte die Verfügungsmacht über „wesentliche Einrichtungen“, wie etwa Telekommunikations-, Strom-, Gas oder Eisenbahnnetze, nicht mehr zugleich eine monopolistische Marktbeherrschung in den vor- oder nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette ermöglichen.

Diese Bestrebungen führten zur ersten EU-Richtlinie³ zur Gasmarktliberalisierung im Jahr 1998. Handel und Vertrieb von Erdgas sollten zukünftig dem Wettbewerb unterliegen, Gastransport und -verteilung hingegen weiterhin reguliert werden. Die Umsetzung in Österreich erfolgt im Jahr 2000 durch das Gaswirtschaftsgesetz⁴. Nach Schaffung des notwendigen Regulierungsrahmens und der organisatorischen Rahmenbedingungen wurde es in den Folgejahren den österreichischen Konsumenten sukzessive ermöglicht, ihren Erdgaslieferanten frei zu wählen.

³ [EG 1998]

⁴ [GWG 2008]

Die teilweise nur unbefriedigende Umsetzung dieser ersten Rahmenrichtlinie in einzelnen Mitgliedsstaaten führte zur Verabschiedung der zweiten Rahmenrichtlinie⁵ zur Gasmarktliberalisierung im Jahr 2003, in welcher weitergehende Bestimmungen betreffend das Unbundling (Trennung von Netzbetrieb und Marktbereichen) festgelegt wurden. Insbesondere wurde das Recht auf den diskriminierungsfreien Zugang zu Gasverteil- und Transportnetzen sowie zu LNG-Anlagen und Speicheranlagen wesentlich detaillierter als zuvor verankert.

Da nach Meinung der EU-Kommission auch die Implementierung dieser zweiten Rahmenrichtlinie noch nicht zu einem ausreichenden Wettbewerb auf den Gasmärkten geführt hat, wurde nach einer politisch kontroversen Diskussion im Jahr 2009 die dritte EU-Richtlinie⁶ betreffend den Erdgasbinnenmarkt verabschiedet. Diese Novelle führte zu einer Fülle von zusätzlichen Regelungen betreffend der Entflechtung des Verteilnetz- und Fernleitungsnetzbetrieb sowie den Zugang zu Speicheranlagen und LNG-Kopfstationen, die bis zum Jahr 2011 in das nationale Recht übernommen werden müssen.

Die Liberalisierung der Energiemärkte führt damit seit dem Jahr 2000 zu einer laufenden Änderung der Rahmenbedingungen der Gaswirtschaft in Österreich. Die vormals vertikal integrierten Unternehmen sind in voneinander unabhängig agierende Unternehmen aufgespalten worden, wodurch sich die Aufgaben des Netzbetreibers deutlich verändert und zugleich wesentlich komplexer geworden sind.

Dabei ist der wirtschaftliche Nutzen der Liberalisierung der Gasmärkte in Kontinentaleuropa durchaus nicht unumstritten. Einer der Hauptkritikpunkte besteht daran, dass im Gegensatz zum Stromsektor - aufgrund der geringen Anzahl von möglichen Gaslieferländern bzw. -lieferanten - ein freier Markt ohnehin nur schwer möglich wäre bzw. der wirtschaftliche Nutzen im Verhältnis zum Aufwand zu gering sei.

Unbestritten ist jedoch die Tatsache, dass die notwendigen strukturellen Anpassungen an die Erfordernisse der Liberalisierung in den einzelnen Gaswirtschaftsunternehmen in Österreich wie in Europa viele personelle Kapazitäten gebunden haben und auch in Zukunft binden werden.

⁵ [EU 2003]

⁶ [EU 2009]

Zugleich ist es durch die Auftrennung in rechtlich voneinander selbstständige Einheiten (Netzbetrieb und Energielieferung) zu divergierenden Interessenslagen gekommen. So hat sich beispielsweise bereits in der Diskussion betreffend Smart Metering gezeigt, dass eine Implementierung innovativer Konzepte durch diese Aufspaltung sicher nicht einfacher geworden ist. Die Einpassung von Smart Grid Elementen in den derzeitigen bzw. einen zukünftigen Regulierungsrahmen ist jedenfalls eine der ganz wesentlichen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Netze in ein Smart Grid.

3.2 Weltweit steigende Nachfrage nach Erdgas

Der Energieträger Erdgas gewinnt global immer mehr an Bedeutung. So ist der Verbrauch von Erdgas von 1.517 Mrd. Nm³ im Jahr 1980 auf 2.916 Mrd. Nm³ im Jahr 2006 angestiegen und hat sich damit in diesem Zeitraum annähernd verdoppelt⁷.

Auch wenn im Jahr 2009 aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise und des deutlich geringeren Wirtschaftswachstums der globale Gesamtverbrauch um 1,1 % zurückgegangen ist⁸, kann nach Erholung der globalen Wirtschaft von einem erneuten und deutlichen Anstieg der Nachfrage nach Erdgas ausgegangen werden.

So geht etwa das U.S. Department of Energy bis zum Jahr 2035 von einem Anstieg des globalen Verbrauches von Erdgas auf 156 Billionen ft³ aus, was einem Anstieg von 44 % gegenüber dem Jahr 2007 entspricht⁹ (siehe Abbildung 1).

In diesem Szenario würde der Großteil des Anstieges (rd. 78 % des zusätzlichen Verbrauches) auf Nicht-OECD Länder fallen, womit deren Anteil am globalen Verbrauch von 50 % im Jahr 2007 auf 59 % im Jahr 2035 ansteigen würde. Neben dem industriellen Sektor steigt in diesem Szenario insbesondere der Verbrauch für die Stromerzeugung sukzessive an und macht im Jahr 2035 bereits 36 % des globalen Gesamtverbrauches aus¹⁰.

⁷ [IEA 2008]

⁸ Dieser Rückgang ist zu einem großen Teil auf die gesunkene industrielle Produktion zurückzuführen. So ist der Verbrauch im industriellen Sektor im Vergleich von 2008 auf 2009 um rd. 6 % zurückgegangen [EIA 2010].

⁹ 1 m³ entspricht 35.315 cubic feet

¹⁰ [EIA 2010]

Im regionalen Vergleich werden die höchsten Steigerungsraten im Gasverbrauch in den Nicht-OECD-Ländern in Asien erwartet, welche für 35 % des globalen Verbrauchsanstieges verantwortlich wären und damit ihren Anteil am globalen Gasverbrauch annähernd verdoppeln würden. Der Großteil dieser Steigerung wäre auf Indien und China zurückzuführen, die derzeit nur einen kleinen Teil ihres Primärenergieverbrauches mit Erdgas decken (7 % Indien, 3 % China). Deren Anteil würde sich bis zum Jahr 2035 fast verdoppeln (12 % Indien, 6 % China)¹¹.

Insbesondere China strebt eine deutliche Erhöhung des Anteils von Erdgas am Primärenergieverbrauch an, was zu einer vermehrten Konkurrenzsituation bei Vertragsverhandlungen mit Lieferländern wie Russland führt, die das zu exportierende Erdgas aufgrund seiner geographischen Lage entweder nach Europa oder nach China verkaufen und liefern können.

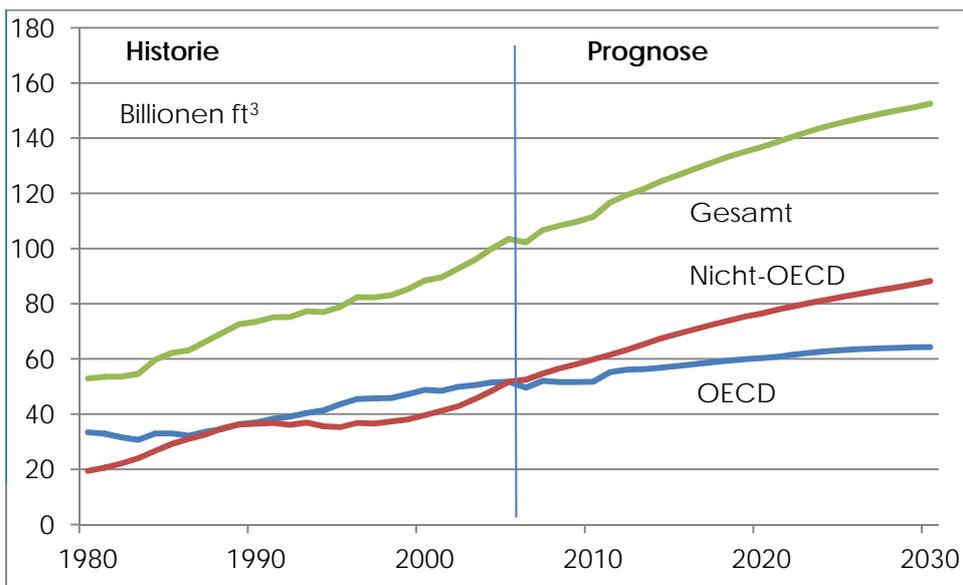


Abbildung 1: Globaler Verbrauch an Erdgas (Quelle: eigene Darstellung; Daten von EIA)

Jedenfalls ist aufgrund der weltweit steigenden Nachfrage nach Erdgas mit einer zunehmenden Konkurrenz auf den Erdgasmärkten zu rechnen, sowohl bei der leitungsgebundenen Lieferung wie auch auf dem Seeweg (LNG). In Hinblick auf die abnehmende Erdgasgewinnung in Europa ist die zunehmende Konkurrenz hinsichtlich der verbleibenden Erdgasreserven eine der wichtigsten Herausforderungen der europäischen Gaswirtschaft in den nächsten Jahrzehnten.

¹¹ [EIA 2010]

3.3 Sorge um die Versorgungssicherheit in Europa

Im Unterschied zum weltweit steigenden Verbrauch geht die Produktion in Europa bereits laufend zurück. Dieser Trend wird sich auch im Laufe der nächsten Jahrzehnte weiter fortsetzen.

Nicht nur die Erdgasproduktion in Österreich und Deutschland wird langfristig weiter abnehmen. Ähnliches gilt auch für die bedeutenden Gasproduzentenländer Niederlande, Norwegen und Großbritannien. Um den prognostizierten zusätzlichen Bedarf in Europa zu decken, müssen daher die Importe bis zum Jahr 2030 massiv ansteigen¹² (siehe Abbildung 2).

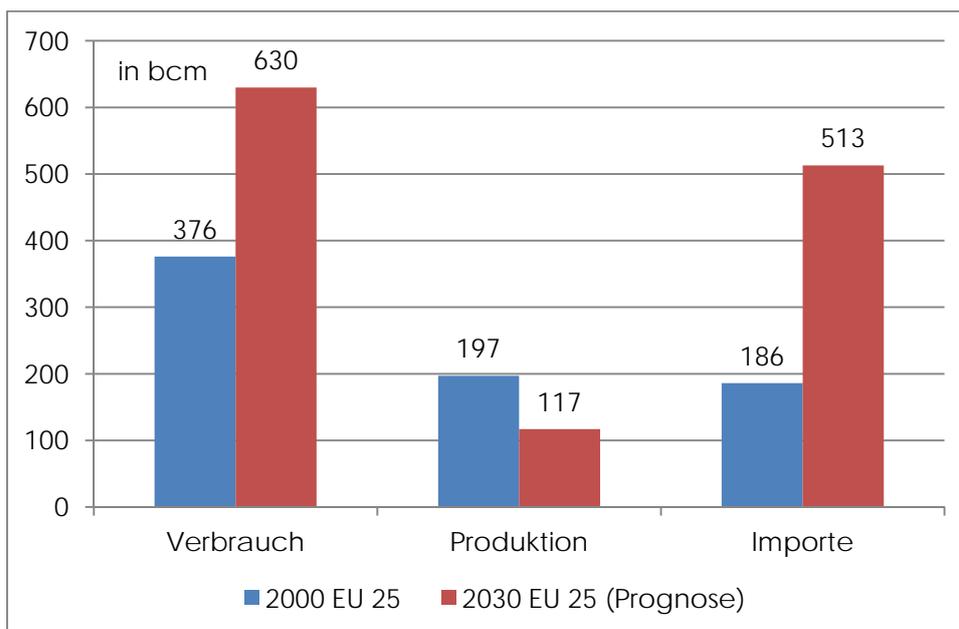


Abbildung 2: Verbrauch, Produktion und Importe in Europa (Quelle: eigene Darstellung; Daten: AGGM)

Insbesondere Österreich ist von Erdgaslieferungen aus Russland abhängig, während andere Länder wie Spanien oder Frankreich einen erheblichen Teil ihres Verbrauches durch LNG-Lieferungen auf dem Seeweg abdecken.

¹² Gegenüber dem Jahr 2000 entspricht dies einer Steigerung der Importe um + 176 % bis zum Jahr 2030.

So haben die seit dem Jahreswechsel 2005/2006 fast jährlich stattfindenden Gaskrisen zwischen Russland und Ukraine gezeigt, wie abhängig Europa von russischen Gaslieferungen ist. Während die Haushaltskunden in Österreich aufgrund der gut ausgebauten Speicher- und sonstigen Infrastruktur die Krisensituation nur über die Medien mitbekommen haben, war im Winter 2008/2009 etwa in der Slowakei oder in Serbien die Erdgasversorgung massiv eingeschränkt oder komplett unterbrochen.

Aber nicht nur die pipelinegebundene Versorgung über die Ukraine, auch die alternative Versorgung über den Seeweg ist langfristig überwiegend von politisch wenig stabilen Ländern, wie insbesondere im Mittleren oder Nahen Osten, abhängig (siehe Abbildung 3).

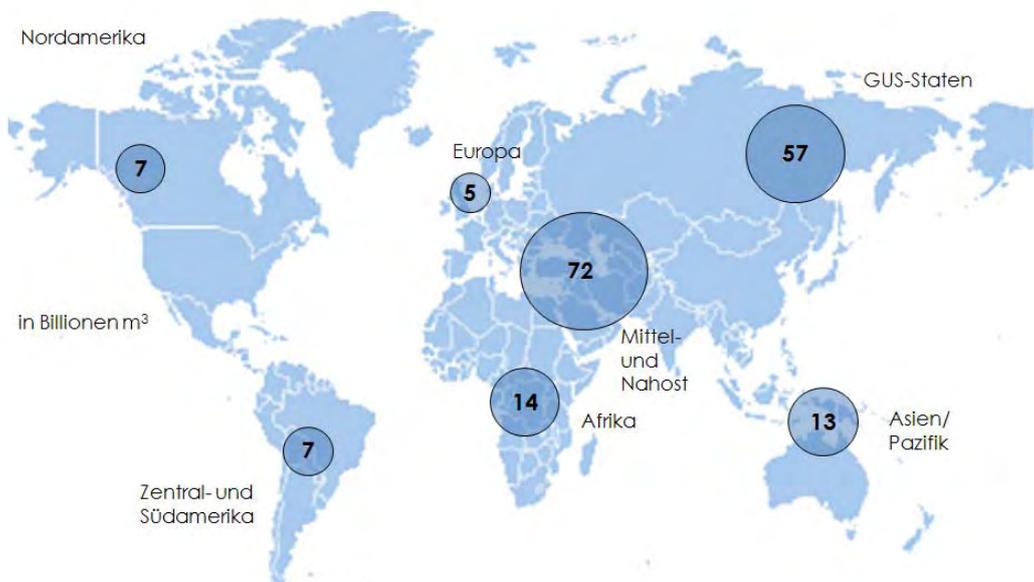


Abbildung 3: Gesicherte Erdgasreserven weltweit (Quelle: eigene Darstellung; Daten: [Cerbe 2008])

3.4 Weltweit zunehmende Bedeutung von LNG – mit weitreichenden Konsequenzen für lokale Gasmärkte

Erdgas kann neben dem in Europa üblichen Transportweg über interkontinentale Pipelines auch in verflüssigter Form (LNG) ¹³ auf dem Seeweg in eigenen Tankern von den Produzenten- in die Verbraucherländer transportiert werden. Der LNG-Transport ist insbesondere für den asiatischen Raum von entscheidender Bedeutung, da etwa Japan und Südkorea fast vollständig davon abhängig sind.

Aber auch in Europa gewinnt LNG immer mehr an Bedeutung, vor allem durch die Neuerrichtung von LNG-Kopfstationen in Italien und Großbritannien. So hat das Emirat Katar durch die Ausweitung seiner Produktionskapazitäten das LNG-Angebot für Europa deutlich erhöht.

Dieser Trend der zunehmenden Bedeutung von LNG wird sich weltweit fortsetzen. So soll der Anteil von LNG am überregionalen Gastransport bis zum Jahr 2030 auf 69 % ansteigen¹⁴. In diesem Szenario würde der LNG-Transport 80 % der gesamten erwarteten Steigerung im überregionalen Gastransport ausmachen (siehe Abbildung 4).

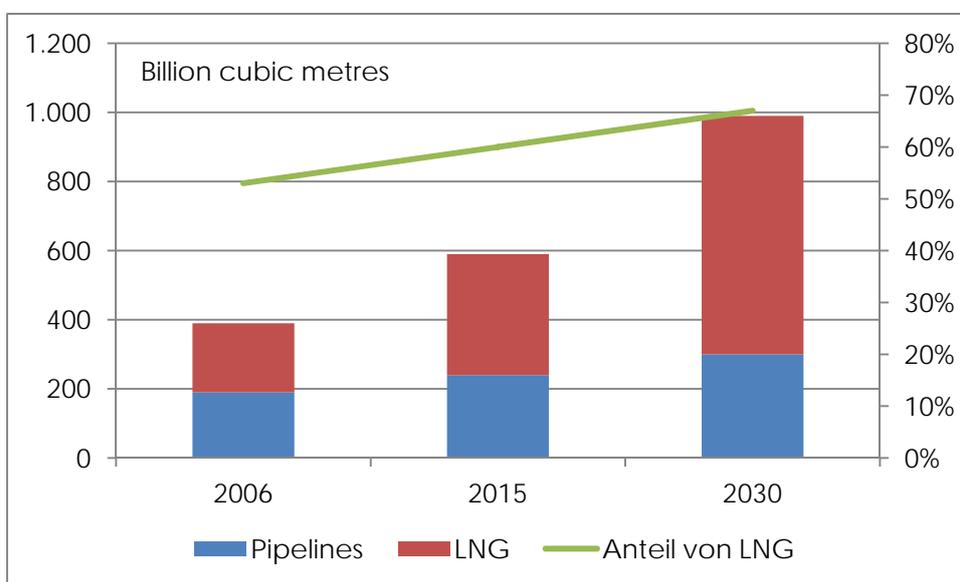


Abbildung 4: Prognostizierte Entwicklung des überregionalen Gastransportes (Quelle: eigene Darstellung; Daten von [IEA 2008])

¹³ LNG (Liquified Natural Gas) ist nicht zu verwechseln mit Flüssiggas, das bei der Raffinierung von Erdöl anfällt und vorwiegend aus Propan und Butan besteht.

¹⁴ Von einem Anteil von 52 % vom gesamten überregionalen Gastransport im Jahr 2006.

Aufgrund der zunehmenden Flexibilisierung der LNG-Verträge ist weiters langfristig ein Trend in Richtung eines Weltmarktpreises für Erdgas zu erwarten. Aufgrund der Liberalisierung des Gasmarktes in Europa hat dies wesentliche Auswirkungen auf das Geschäftsmodell der Gasversorger in Österreich. Folgende zukünftige Trends und Konsequenzen können aus dem zunehmenden Einsatz von LNG in Europa abgeleitet werden:

- 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 entwickeln¹⁵.
- Als Folge davon werden die Gaspreise in den unterschiedlichen Regionen 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.
- 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 zugleich die Geschäftsrisiken für die etablierten Anbieter¹⁶. Zur Minimierung dieser Risiken wäre daher eine flexiblere Gestaltung der Verträge mit den klassischen Lieferanten wünschenswert¹⁷.
- Auch wenn durch mehr Lieferoptionen die Versorgungssicherheit grundsätzlich zunimmt, ist praktisch davon auszugehen, dass damit auch die Preise für die Endkunden zunehmend volatil werden. Auch Anbieter von Biomethan oder anderen Green Gases werden sich daher langfristig preislich an einem solchen, sich entwickelnden Weltmarktgaspreis orientieren müssen.

Diese zunehmende Möglichkeit zur Preisarbitrage durch die Verfügbarkeit von LNG ist der wichtigste Einzelfaktor für ein Zusammenwachsen der weltweiten Erdgasmärkte und zugleich eine große Herausforderung an die Unternehmen der Gaswirtschaft, da die

¹⁵ Derzeit sind die Erdgasmärkte der USA, UK, Kontinentaleuropas oder des pazifischen Raumes noch verhältnismäßig unabhängig voneinander. Die in Österreich derzeit noch wichtigsten Einflussfaktoren auf den Endkundenpreis sind nicht das Verhältnis von Angebot und Nachfrage wie etwa bei Erdöl, sondern die Preisgleitklauseln in den langfristigen Lieferverträgen.

¹⁶ So sind etwa im Jahr 2009 in Europa die an den Erdölpreis fixierten Erdgaspreise zeitweise bis zu doppelt so hoch gewesen wie die LNG-Spotpreise [EIA 2010].

¹⁷ Eine solche Flexibilisierung sollte sich sowohl auf die Bezugsmenge wie auf die Preisgestaltung beziehen.

flexible Lieferung von LNG zwar zur Diversifikation der möglichen Lieferländer (=Verbesserung der Versorgungssicherheit) beiträgt, im Gegenzug jedoch eine erhebliche Erhöhung der wirtschaftlichen Risiken für etablierte Anbieter mit sich bringt.

3.5 Vermehrte Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern

Bereits zu Jahresende 2008 wurden vom europäischen Parlament im Rahmen des Klima- und Energiepaketes ambitionierte Zielvorgaben hinsichtlich Klimaschutz und Energieeffizienz verbindlich vereinbart, die häufig auch als „20-20-20“-Ziele bezeichnet werden.

Nach diesem Richtlinien- und Zielpaket muss europaweit bis zum Jahr 2020 eine Deckung von 20 % des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien, eine Verringerung des Primärenergieverbrauches um 20 % durch Energieeffizienzverbesserungen sowie eine 20 %-ige Senkung der Treibhausgasemissionen erreicht werden. Der Maßnahmenkatalog beinhaltet weitere umfangreiche Regelungen, unter anderem einen Richtlinienvorschlag für die künftige CO₂-Speicherung (CCS). Es sollte dabei aber nicht vergessen werden, dass angesichts der endlichen Verfügbarkeit fossiler Energieträger sowie der sich abzeichnenden Klimawandels diese mittelfristigen Ziele nur einen Zwischenschritt darstellen können und weitere Steigerungen des Anteils der erneuerbaren Energien angestrebt werden müssen.

In der entsprechenden Richtlinie wurden für die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger bereits konkrete nationale Zielvorgaben festgelegt¹⁸. Das für Österreich verbindliche Ziel liegt bei 34 %, was einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger bis zum Jahr 2020 um fast 50 % entspricht¹⁹.

Es obliegt den jeweiligen nationalen Gesetzgebern, wie die jeweiligen Ziele erreicht werden sollen. Die konkreten Maßnahmen wurden im Rahmen der österreichischen Energiestrategie jedoch noch nicht detailliert festgelegt.

¹⁸ [EU 2009a]

¹⁹ Referenzwert ist ein Anteil von 23,3 % im Jahr 2005.

Hingegen wurde in Deutschland etwa mit dem Erneuerbaren-Wärme-Gesetz bereits Anfang 2009 eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energieträger eingeführt. Damit ist jeder Eigentümer eines neuen Gebäudes von Gesetz wegen verpflichtet, seinen Wärmebedarf anteilig aus erneuerbaren Energieträgern zu decken. Dies führt zu einem vermehrten Bedarf an sogenannten „Gas Plus“ Technologien, bei denen klassische Gasanwendungen mit erneuerbaren Energieträgern integriert werden. Zum anderen stellt auch das dadurch geänderte Nutzungsprofil neue Anforderungen an die Netzbetreiber.

Vor diesem Hintergrund ambitionierter energie- und klimapolitischer Zielsetzungen und der zunehmenden vermeintlichen Konkurrenz der Energieträger gewinnt die Integration von erneuerbaren Energieträgern in die Erdgasinfrastruktur vermehrt an Bedeutung und ist eine entscheidende Herausforderung für die Gaswirtschaft. Erst durch eine sinnvolle Integration aller Energieträger und Energiesysteme werden die langfristig angestrebten ambitionierten Ziele erreichbar sein.

3.6 Massive Änderungen im Verbrauchsverhalten der Haushalte

Nicht nur die ambitionierten Klimaschutzziele und die zu erwartenden, vermehrten legislativen Anreiz- und Lenkungsmechanismen²⁰ beeinflussen das Verbrauchsverhalten der Haushalte. Insbesondere der Trend in Richtung Niedrigenergie- und Passivhaus hat erhebliche Auswirkungen auf den Jahresverbrauch und das Jahreslastprofil, da ein solches Gebäude nur mehr einen Bruchteil des Heizwärmebedarfes eines nicht sanierten Gebäudes oder eines konventionellen Neubaus hat (siehe Abbildung 5).

²⁰ Derzeit existiert in Österreich noch keine Nutzungspflicht für erneuerbare Energieträger, wie sie in Deutschland im Erneuerbaren-Wärme-Gesetz kodifiziert wurde. Allerdings existieren jeweils bundesländerweit spezifische Regelungen, die teilweise erhebliche Lenkungseffekte bewirken. So kann etwa die Einhaltung bestimmter Baustandards oder die Nutzung bestimmter Energieträger Voraussetzung für die Gewährung von Wohnbauförderung sein.

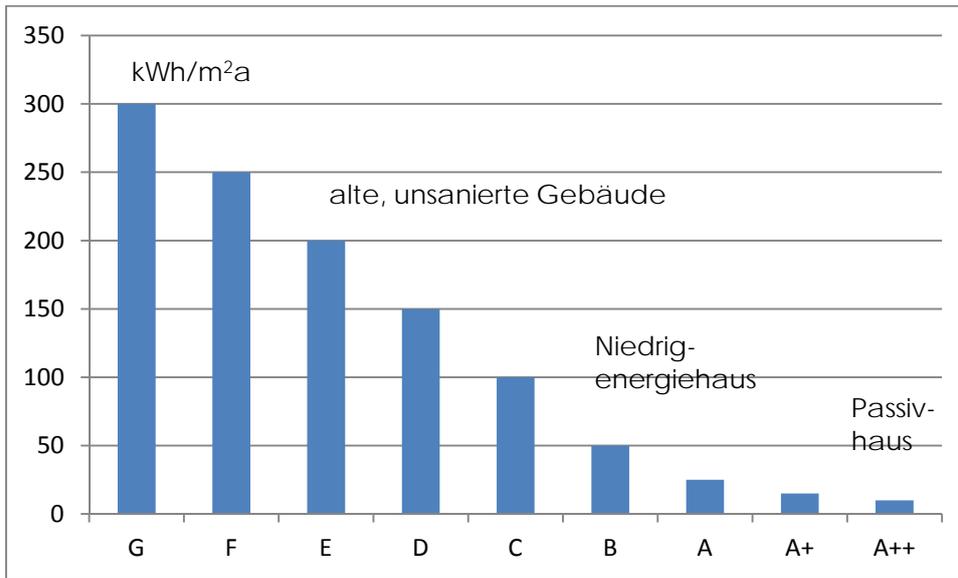


Abbildung 5: Maximaler Heizwärmebedarf für Wohngebäude in Abhängigkeit von der Gebäudekategorie (Quelle: eigene Darstellung; Daten aus ÖNORM H 5055)

So wird der Gasnetzausbau alleine für den Wärmemarkt wirtschaftlich nicht mehr rentabel sein. Von einzelnen Gasnetzbetreibern wird aus wirtschaftlichen Gründen bereits von einem Rückbau einzelner Netzabschnitte gesprochen.

Falls nicht durch neue smarte Anwendungen, wie etwa durch Einsatz von KWK-Anlagen (sinnvollerweise vermutlich in Altbauten oder größeren Objekten mit entsprechendem Wärmebedarf) oder durch die Integration unterschiedlicher Energieträger, neue Aufgaben für die leitungsgebundene Gasversorgung gefunden und damit der regionale Gasabsatz stabilisiert werden kann, wird dies zu einer massiven Herausforderung insbesondere für regionale Gasnetzbetreiber werden, trotz der weltweit zunehmenden Bedeutung von Erdgas, insbesondere für die Sicherstellung der Stromversorgung.

4 Smart Gas Grids als Chance für eine erweiterte Rolle der Gaswirtschaft im Energiesystem der Zukunft

Vor dem Hintergrund der zukünftigen Herausforderungen muss zunächst festgehalten werden, dass auch das derzeitige Gasnetz bereits sehr „smart“ ist. So wären z.B. die hohen jährlichen und täglichen Schwankungen zwischen Verbrauchsmaxima und –minima, wie sie in den Gasnetzen üblich sind²¹, im Stromnetz keinesfalls verkraftbar. Wichtigster Grund dafür ist, dass Methan als stofflicher Energieträger verhältnismäßig leicht speicherbar ist, sowohl in Gasspeichern auf unterschiedlichen Netzebenen wie auch im Gasnetz selbst.

Wegen dieser hohen Flexibilität der Gassysteme und –netze liegen die interessantesten zukünftigen Anwendungen eines intelligenten Netzes und dessen Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung daher nicht nur in der Optimierung des Netzes im engeren Sinne, sondern vor allem in der Interaktion zwischen den einzelnen Netzen und Systemen (Gas, Strom, Wärme, Kälte) und am Netzrand (Gas-Plus-Technologien). So wurde etwa im Kontext der Stromspeicherung bereits des Öfteren die Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssigem Windkraftstrom – und ggf. dessen Methanisierung – als Substitut für die Speicherung großer Strommengen über längere Zeiträume diskutiert. Der so erzeugte Wasserstoff bzw. das synthetisch erzeugte Methan wird in das Gasnetz eingespeist, in Gasspeicheranlagen bevorratet und bedarfsorientiert, z.B. in dezentralen KWK-Anlagen - zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschaltet - wieder abgerufen.

In einer Smart Grids Welt bieten sich jedoch viele weitere Möglichkeiten zur Verschränkung der einzelnen Energieträger, -netze und –systeme an, jeweils auf verschiedenen Netzebenen und Stufen der Wertschöpfungskette Gas. Dazu steht bereits derzeit eine größere Anzahl von unterschiedlichsten Technologien zur Verfügung, wobei die herkömmlichen Gasanwendungen wie etwa Erdgasentspannungsanlagen durch KWK-Technologien oder erneuerbare Energieträger sinnvoll ergänzt werden müssen. In Analogie zu Gas-Plus-Technologien²² bei

²¹ Der Gasverbrauch in den Jahresstunden mit dem höchsten Verbrauch kann in manchen Netzgebieten das Mehrhundertfache jenes in den Jahresstunden mit dem geringsten Verbrauch ausmachen.

²² Der Begriff Gas-Plus-Technologien wurde erstmals im Zusammenhang mit der Innovationsoffensive des DVGW verwendet und einer breiteren Öffentlichkeit bekannt.

Gasanwendungen wurde im Netzkontext der Begriff Grid-Plus-Technologien geprägt. Konkrete Möglichkeiten wurden identifiziert und in den folgenden Abschnitten 5, 7 und 8 detaillierter dargestellt.

Die wichtigste Herausforderung beim Entstehen eines Smart Gas Grids wird jedoch nicht in der technologischen Weiterentwicklung von Einzelkomponenten, sondern in der Integration der neuen und der bereits verfügbaren Technologien in die bestehenden Netze und Systeme gesehen. Damit folgt die Einschätzung jener in der Roadmap der EEGI²³ für die Stromnetze, welche ebenso die Notwendigkeit von solchen Systeminnovationen sieht. Dies beinhaltet nicht nur die Demonstration und Integration der unterschiedlichen Technologien in echten Netzen sowie die Beurteilung deren Tauglichkeit unter realen Bedingungen, sondern vor allem auch das Erproben und sukzessive Verbessern von neuen Geschäfts-, Markt- und Tarifmodellen.

Viele Möglichkeiten der Effizienzverbesserung sind jedenfalls bereits mit bestehenden Technologien und unter den aktuellen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar, wenn auch das Gasnetz durch die Weiterentwicklung von Zukunftstechnologien zukünftig eine strategisch noch viel bedeutendere Rolle im Energiesystem als bisher einnehmen kann.

²³ [EEGI 2010]

5 Visionen für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft

Eine Vision für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft muss sowohl die strategischen Ziele von Smart Grids²⁴ wie auch die Leitprinzipien der Nachhaltigkeit unterstützen. Diesbezüglich werden in Abschnitt 5.1 die Konsequenzen aus den sieben Leitprinzipien der Nachhaltigkeit für die Konzeption und das Design künftiger Energiesysteme dargestellt.

Darauf aufbauend wird in Abschnitt 5.2 der Begriff „Smart Gas Grids“ näher definiert und die Unterschiede zum derzeitigen Energiesystem herausgearbeitet. In den jeweiligen Unterabschnitten werden die wichtigsten Eigenschaften und Charakteristika eines solchen intelligenten Netzes detaillierter beschrieben.

Nach der Analyse des Zusammenhangs mit dem Begriff der Energieautarkie und der Diskussion und Aufklärung typischer Missverständnisse hinsichtlich eines Smart Grids (Abschnitt 5.3), wird in einer Zukunftsschau eine konkrete Vision entwickelt (Abschnitt 5.4), wie ein solches Gasnetz der Zukunft bzw. dessen Bausteine und Stakeholder aussehen könnten. Die Grenzen zwischen einem solchen intelligenten Gasnetz und einem Smart Grids of Grids (Abschnitt 7) sind jedoch fließend und in vielen Aspekten nicht voneinander zu trennen.

5.1 Konsequenzen aus den sieben Prinzipien der Nachhaltigkeit

Eine Berücksichtigung der Leitprinzipien der Nachhaltigkeit²⁵ hat weitgehende Konsequenzen für die Grundkonzeption und das Design zukünftiger Energiesysteme für gasförmige Energieträger.

²⁴ Diese strategischen Ziele können zu den vier Überbegriffen Erhöhung der Versorgungssicherheit, Verbesserung der Energie- und Rohstoffeffizienz, Minimierung des CO₂-Fußabdrucks und Verbesserung der Kosteneffizienz zusammengefasst werden (siehe auch Abschnitt 5.2).

²⁵ Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung; nach [BMVIT 2005]

Während etwa die strategischen Ziele eines Smart Grids²⁶ - Erhöhung der Versorgungssicherheit, Verbesserung der Energie- und Rohstoffeffizienz, Minimierung der CO₂-Emissionen, Verbesserung der Kosteneffizienz - ergebnisorientiert formuliert sind, wurden die sieben Prinzipien der Nachhaltigkeit deutlich breiter gefasst und sind eher prozessorientiert angelegt. Die Konsequenzen aus der Berücksichtigung dieser Leitprinzipien der Nachhaltigkeit für die Grundkonzeption eines intelligenten Gasnetzes der Zukunft sind wie folgt:

- Ausgangspunkt für das Systemdesign muss neben dem Kundennutzen insbesondere der volkswirtschaftliche Nutzen und nicht primär die technische und/oder betriebswirtschaftliche Optimierung des Transportes und der Verteilung des gasförmigen Energieträgers sein.
- Überlegungen zum Smart Gas Grid müssen neben Kundennutzen und Anwendungstechnologien 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 besser erreicht werden kann (z.B. Wärmedämmung), selbst wenn dies aus Sicht der Optimierung des eigentlichen Netzes wenig wünschenswert ist.
- Damit zusammenhängend ergibt sich zwingend die Notwendigkeit, die unterschiedlichen Energieträger in einer Gesamtbetrachtung im Nutzungskontext zu analysieren. Dabei müssen sowohl die unterschiedlichen, teilweise konkurrierenden Netze (z.B. Gas- und Fernwärmenetze) wie auch sonstige alternative Maßnahmen (mögliche Änderungen des Nutzerverhaltens, Beeinflussung architektonischer Trends, etc.) berücksichtigt werden.
- Aus den Prinzipien der Nachhaltigkeit ergibt sich auch eine weitestgehende Substitution des fossilen Energieträgers Erdgas durch Biomethan oder synthetisches Methan, gewonnen aus Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. In einem intelligenten Gasnetz der Zukunft muss die Netzinfrastruktur daher dahingehend optimiert werden, dass diese alternativen Methanressourcen durch die Integration in die bestehende Netzinfrastruktur bestmöglich genutzt werden können.

²⁶ Strategische Ziele eines Smart Grids; vgl. hierzu Abschnitt 5.2.

- Das Ziel der maximalen Nutzung erneuerbarer Ressourcen läuft in einigen Aspekten jedoch dem Ziel der maximalen Effizienz – zumindest unter den derzeitigen Rahmenbedingungen (z. B. verfügbaren Technologien) - zuwider. Vor allem die Kosteneffizienz ist bei der Integration von erneuerbaren Energieträgern in vielen Fällen noch nicht gegeben.
- Wichtige F&E-Ziele, die daraus abgeleitet werden können, sind die Verbesserung der bisherigen Umwandlungstechnologien 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.
- Aus den Kriterien der Nachhaltigkeit ergibt sich auch die Anforderung an ein smartes Netz, durch kaskadische Nutzung die Gesamteffizienz zu erhöhen, z.B. durch die energetische Nutzung der Abwärme von Verdichterstationen oder des Druckgefälles bei Druckreduzierstationen.
- Durch den Verbund mit dem elektrischen Smart Grid können Systeme zukünftig auch hybridisiert werden. Hybride Heizungssysteme könnten z.B. überschüssige elektrische Energie aus stark fluktuierenden Quellen direkt in einem integrierten Heizwiderstand nutzen; besser aber auch aufwändiger wäre noch eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe. Bei Mangelsituationen im elektrischen Netz könnte dann wieder auf das gut speicherbare Erdgas zurückgegriffen werden (einfacher Brenner oder eine hybride Strom/Gas-Wärmepumpe). Auf diese Weise ergibt sich praktisch ein „virtueller hybrider Energiespeicher“ mit optimalem Wirkungsgrad und damit die bestmögliche Verwertung der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Verdrängung von fossilem Methan.
- Eine weitere Konsequenz wäre die vermehrte 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.

- Das Nebeneinander und die Integration von dezentralen Systemen und zentralem Backbone-Netz sind eine weitere wichtige und notwendige Eigenschaft eines zukünftigen Smart Grids. Dabei wären sowohl technische wie auch wirtschaftliche und regulatorische Aspekte zu berücksichtigen.
- Ein Smart Gas Grid ist jedoch 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 können. Diese technischen Lösungen müssen soweit möglich an zukünftige Änderungen im Nutzerverhalten anpassbar sein. Aufgrund der langen Abschreibungszeiträume der physischen Leitungsinfrastruktur (tlw. > 40 Jahre) ist diese Adaptionfähigkeit an ein zu erwartendes verändertes Nutzerverhalten von besonderer Bedeutung.
- Neben der Schaffung von Arbeit und der Erhaltung einer lebenswerten Umwelt wäre insbesondere die Leistbarkeit von Energiedienstleistungen zu berücksichtigen. So ist ein intelligentes Gasnetz immer auch unter dem Kosten-/Nutzenaspekt zu betrachten. Ein Energiesystem, das zwar technisch perfekt und hinsichtlich der Umweltauswirkungen optimiert ist, aber für weniger gut 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 gefolgert werden. Aber auch sonstige Aspekte, wie etwa die Notwendigkeit zum Schutz personenbezogener Daten, sind aus den Leitprinzipien der Nachhaltigkeit ableitbar.

5.2 Das intelligente Gasnetz: Was unterscheidet es vom derzeitigen Energiesystem?

Grundsätzlich ist unter einem intelligenten Gasnetz, ähnlich wie im Strombereich, weit mehr als nur das physische Leitungsnetz zu verstehen. Es handelt sich vielmehr um einen strategischen Ansatz und eine Vision für die gesamte Wertschöpfungskette „Gas“, von der Erzeugung bis zum Verbraucher.

Neben den physischen Leitungsnetzen als „Hardware“ sind in einem solchen „Smart Gas Grid“ auch die dazugehörige „Software“, wie z. B. Markt- und Tarifmodelle, die informationstechnische Vernetzung aller Partner sowie insbesondere die Schnittstellen zu den Verbrauchern und anderen Energiesystemen zu berücksichtigen.

„Smart“ steht in diesem Zusammenhang für die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie für die Optimierung und Integration des Energiesystems. Dies führt letztendlich zwangsläufig zu einem Zusammenwachsen der bisher nur getrennt betrachteten und betriebenen Systeme und Netze (Gas, Strom, Wärme) zu einem Gesamtsystem (Smart PolyGrid).

Smart Grids sind grundsätzlich technologieoffen; sie werden durch strategische Ziele und Charakteristika definiert. Die strategischen Ziele eines Smart Gas Grids entsprechen im Wesentlichen jenen eines intelligenten Stromnetzes und lassen sich zu folgenden vier Überbegriffen zusammenfassen:

- (a) Erhöhung der Versorgungssicherheit,
- (b) Verbesserung der Energie- und Rohstoffeffizienz,
- (c) Minimierung der CO₂-Emissionen und
- (d) Verbesserung der Kosteneffizienz.

Bei genauerer Betrachtung wird relativ schnell klar, dass einige dieser Ziele gegenläufig sind. So sind Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Regelfall mit zusätzlichen Kosten verbunden und laufen damit dem Ziel der Verbesserung der Kosteneffizienz zuwider. Es kann daher niemals ein ideales „Smart Grid“, sondern vielmehr nur einen Kompromiss, entsprechend der jeweiligen Prioritätensetzung, geben.

Diesbezüglich ist es unvermeidlich, auf Basis der verfügbaren Handlungsoptionen (Technologien und deren Wirtschaftlichkeit) und der Analyse möglicher Entwicklungsszenarien entsprechende Gewichtungen hinsichtlich dieser strategischen Ziele vorzunehmen, die letztendlich nur auf der politischen Ebene ausgehandelt und entschieden werden können. Abhängig von dieser Gewichtung und den jeweiligen Rahmenbedingungen (lokale Voraussetzungen, verfügbare Technologien) sehen die technischen Lösungen in konkreten Netzen unter Umständen ganz unterschiedlich aus.

Der Begriff „Smart Grid“ darf daher nicht technologiebezogen, sondern sollte vielmehr ähnlich wie Ecodesign als systematischer Ansatz verstanden werden, durch welchen unter Anwendung neuer Technologien Aspekte wie Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz oder CO₂-Fußabdruck viel stärker als bisher bereits beim grundlegenden Design von Energiesystemen berücksichtigt werden.

Die im Smart Grid Kontext im Strombereich oft diskutierten Extremvarianten wie „Super-Grid“ oder „Micro-Grid“ wären daher auch kein Widerspruch, sondern können – unter Annahme spezifischer überregionaler oder lokaler Rahmenbedingungen und politischer Gewichtungen – für bestimmte Anwendungsfälle jeweils passende „smarte“ Lösungen sein.

In diesem Sinne sind die derzeitigen Energiesysteme selbstverständlich auch nicht „dumm“. Allerdings wurden bei deren Konzeption wesentliche Aspekte und Ziele von Smart Grids, wie etwa die Minimierung des CO₂-Fußabdrucks oder die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Quellen oder dezentralen Einspeisern, noch nicht berücksichtigt. Des Weiteren sind viele der künftigen Anwendungen und Steuermechanismen erst durch den Einsatz von neuen IKT-Technologien möglich geworden, die in der Vergangenheit weder verfügbar noch absehbar waren.

5.2.1 Die wichtigsten Charakteristika eines Smart Gas Grids

Auf Basis der zuvor angeführten strategischen Ziele von Smart Grids und abgeleitet aus den Leitprinzipien der Nachhaltigkeit können wichtige Charakteristika zukünftiger intelligenter Netze auf Basis gasförmiger Energieträger abgeleitet werden. Smart Gas Grids sind

- nicht nur die physischen Leitungsnetze, sondern vielmehr ein strategischer Ansatz und eine Zukunftsvision für die gesamte Wertschöpfungskette gasförmiger Energieträger;
- ermöglichen die Einspeisung von gasförmigen Energieträgern unterschiedlicher Herkunft (Green Gases);
- eine energie-, rohstoffeffiziente und transaktive Netzinfrastruktur;
- grundsätzlich technologieoffen;
- lassen ein Nebeneinander von zentralen und dezentralen Elementen zu; d. h. bestehen z.B. aus lokalen Microgrids, die durch ein zentrales Backbone-Netz ergänzt werden;
- sind über neue Netzknoten eng mit anderen Netzen und Systemen verwoben (Smart PolyGrid), wodurch Verluste vermieden und die Systemeffizienz gesteigert wird;
- unterstützen neben hierarchisch gesteuerten Regel- und Steuermechanismen insbesondere auch dezentrale Optimierungsstrategien oder -algorithmen, die beispielsweise nach dem Prinzip der Schwarmlogik arbeiten;
- berücksichtigen als Querschnittmaterie die Minimierung des CO₂-Fußabdruckes in allen Stufen der Wertschöpfungskette;
- sind Systeme und Netze, die alle Formen von „waste gases“, „waste heat“ oder „waste pressure“ sinnvoll in das Energiesystem integrieren und energieeffizient verwenden;
- speisen vorwiegend „smarte“ Endgeräte²⁷ an, die den Gesamtenergieeinsatz minimieren.

Soweit auf diese Aspekte nicht ohnehin in den Abschnitten 5.3 und 5.4 näher eingegangen wird, werden einzelne ausgewählte Charakteristika in den folgenden Unterabschnitten näher erläutert.

²⁷ Smarte Endgeräte, egal ob im Haushalts-, Industrie- oder Gewerbesektor, sind weiters entscheidend für die Sichtbarkeit des Nutzens von Smart Grids in der Öffentlichkeit und damit auch für Akzeptanz von Smart Grids in generellen.

5.2.2 Smart Grids sind technologieoffen

Wie bereits festgestellt wird der Begriff „Smart Grid“ weniger technologiebezogen sondern vielmehr als systematischer Ansatz verstanden, durch welchen unter Anwendung neuer Technologien Aspekte wie Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz oder CO₂-Fußabdruck bereits beim grundlegenden Design von Energiesystemen berücksichtigt werden.

Smart Grids werden also nicht durch den Einsatz bestimmter Technologien definiert. Vielmehr können die zu bevorzugenden konkreten technischen Lösungen, abhängig von den jeweiligen Rahmenbedingungen, wie etwa lokalen Voraussetzungen (Siedlungsstruktur, Klimazone, Geographie, verfügbare Rohstoffressourcen und Technologien) und der politisch vorgegebenen Gewichtung einzelner Zielgrößen²⁸, ganz unterschiedlich aussehen.

Auf den ersten Blick scheinen zwar – aufgrund ähnlicher politischer Zielvorgaben - zumindest in Europa die konkreten technischen Lösungen großteils vorgegeben. Das dem nicht so sein muss, ist etwa aus dem von der New Gas Plattform für die Niederlande entwickelnden Szenario ableitbar²⁹. Durch die darin vorgesehene Lieferung größerer Mengen von Nawaros auf dem Seeweg werden sowohl andere Umwandlungstechnologien nötig wie auch andere Anforderungen an den Netzbetrieb gestellt als bei vorwiegend dezentraler Einspeisung von Green Gases. Technische Smart Grids Lösungen müssen daher primär als Elemente einer „Toolbox“ verstanden werden, die nur unter ganz spezifischen Rahmenbedingungen Sinn machen.

Diese prozessbezogene Definition ist zwar eine der Stärken des Smart Grids Konzepts, aber zugleich Erschwernis für dessen Umsetzung. Für viele vor allem technisch ausgerichtete Entscheidungsträger ist ein solcher systemischer Ansatz nur schwer fassbar. Sehr oft werden einzelne Maßnahmen nicht als „smart-grid“ relevant wahrgenommen oder der Begriff auf die für die technische Steuerung der Netze notwendigen IKT-Lösungen reduziert.

²⁸ Dies bezieht sich einerseits auf die strategischen Ziele eines Smart Grids (Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz, CO₂-Fußabdruck und Kosteneffizienz), aber auch sonstige, jeweils vorgegebene Ziele (z.B. „Energieautarkie“ bezogen auf eine bestimmte Region)

²⁹ Siehe hierzu siehe Abschnitt 5.3.2.

5.2.3 Gasverteilnetz wird zugleich zum regionalen Transportnetz

Ein wesentliches Charakteristikum eines zukünftigen Smart Grids ist das zunehmende Zusammenwachsen von Verteil- und Transportnetzen, da durch die vermehrte dezentrale Einspeisung das Verteilnetz zugleich zum regionalen Transportnetz wird. In einem Smart Gas Grid entstehen sowohl im Verteil- wie im Transportnetz neue bi-direktionale Gasflüsse, über mehrere Druckstufen hinweg, von der Verteilnetz- auf die Transportnetzebene und wieder zurück.

Dieser bi-direktionale Gasfluss und Austausch zwischen einzelnen Netzbereichen erfordert eine dynamische Steuerung, die bisher nur bei den Transportnetzen üblich ist. Nur durch diese dynamische Steuerung und Flexibilisierung der Netze können die Verteilnetzbetreiber die anfallenden Mengen an dezentral eingespeisten Green Gases auch tatsächlich in das bestehende Netz integrieren.

Die Konvergenz der technischen Lösungen auf der Transport- und Verteilnetzebene sind jedoch nicht die einzige Konsequenz der vermehrten dezentralen Einspeisung in einem Smart Grid; vielmehr wird durch die vermehrte dezentrale Produktion und Einspeisung ein immer geringerer Anteil des Gesamtverbrauches überhaupt importiert und transportiert werden müssen.

Auch die Aufgaben von Transportnetzbetreibern würden sich in einem Smart Grid langfristig deutlich verändern und sich tendenziell immer mehr auf das bloße Ausgleichen von Angebot und Nachfrage zwischen regionalen Verteilnetzen beschränken. Durch diese zunehmende Beschränkung auf das bloße Aufrechterhalten einer Backup-Infrastruktur würde zugleich die Aufgabenteilung zwischen den Verteilnetz- und Transportnetzbetreibern immer unschärfer werden.

5.2.4 Veränderte Wertschöpfungsketten und Rollenverteilung

In einem Smart Gas Grid müssten sich aber nicht nur die Aufgaben und die technischen Lösungen der Verteil- und Transportnetzbetreiber sukzessive annähern. Auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette Gas würde es zu massiven Veränderungen und zu neuen Rollenverteilungen zwischen den Stakeholdern kommen. So würden sich auch die Unterschiede zwischen Versorgern, Produzenten und Netzen zunehmend auflösen,

was besondere Herausforderungen an die Weiterentwicklung des derzeitigen Regulierungsrahmens stellt und möglicherweise die Sinnhaftigkeit einiger der unter anderen Rahmenbedingungen eingeführten Deregulierungsvorschriften wieder in Frage stellt.

Technologisch – und zukünftig auch im Regulierungsrahmen eines Smart Grids – sind die Netze nämlich nicht ausschließlich nur als Transportmittel anzusehen. Vielmehr sind sie in einer systemischen Betrachtung zugleich Energieverbraucher³⁰ und Speicher³¹, aber auch Energieproduzent bzw. -umwandler für andere Energieträger. In diesem Sinne sind auch die Netzinfrastruktur bzw. deren Elemente, gleichermaßen wie die klassischen Energieproduzenten und -verbraucher, als „Prosumer“ im Smart Grid anzusehen.

Neben der klassischen Energienetzen Strom und Gas wären auch die Rohstoff-, Abfall- und Abwasserinfrastruktur in diese Überlegungen hinsichtlich der Veränderung von Wertschöpfungsketten mit einzubeziehen, da bei Integration der klassischen Energienetze mit kommunalen oder betrieblichen Infrastrukturen eine Vielzahl von Synergieeffekten möglich sind. Praktische Beispiele für Energienetze oder kommunale Infrastrukturen als Energieproduzenten bzw. -umwandler, die im Smart Grids-Kontext möglich wären, sind:

- Nutzung des Betriebsdruckes der Erdgasleitungen zur Stromproduktion bzw. Kälteerzeugung
- Nutzung der Abwärme aus Verdichterstationen zur Stromerzeugung
- 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 Gasnetzes zur Energieproduktion bzw. -umwandlung, wie auch zur Gasspeicherung, allerdings nicht vorgesehen. Im zukünftigen Regulierungsrahmen eines Smart Grids müssten daher sowohl die Zusatzerträge aus der Energieerzeugung durch die Netzeinrichtungen wie

³⁰ Die Netzinfrastruktur ist durch die technischen Netzverluste, wie etwa den Verbrauch von Arbeitsgas bei Verdichterstationen (Druckerhöhung), bei Druckreduzierstationen (Gasvorwärmung) oder durch Methanleckagen zugleich auch Energieverbraucher. Aber auch der Exergieverlust, z.B. bei der Erdgasentspannung, wäre zu berücksichtigen.

³¹ Dies trifft nur auf Gasnetze und in begrenztem Umfang auch auf Wärme- und Kältenetze, aber nicht auf Stromnetze zu.

auch die Zusatzkosten durch Errichtung und Betrieb der zusätzlich notwendigen Infrastruktur sowohl bei der Berechnung der Netztarife wie auch in der Anreizregulierung berücksichtigt werden. Hier wird deutlich, dass die Rollenverteilung, die der heutigen Deregulierung zugrunde gelegt wurde, in einem Smart-Grid-Umfeld nicht in der bisherigen Form weiterbestehen wird.

Eine besondere Rolle bei der Generierung der bisher ungenutzten Potentiale des Netzes könnten dritte Dienstleister (Contractoren) übernehmen. So werden etwa im Stromsektor Demand-Response Lösungen³² vorwiegend von speziellen Dienstleistern (Aggregatoren) und nicht von den Netzbetreibern selbst implementiert. Weniger bekannt sind solche Contractinglösungen auf Ebene der Gasnetze. So wurde aber auch die Nutzung der Abwärme von Erdgasverdichterstationen in Nordamerika in vielen Fällen erst durch eigene Contractinglösungen neuer Marktteilnehmer möglich.

5.2.5 Neue Marktteilnehmer im Smart Gas Grid

Durch die Veränderungen in der Wertschöpfungskette und der Rollenverteilung der Stakeholder ergeben sich vielfältige Möglichkeiten für neue Marktteilnehmer. Insbesondere können jene Stakeholder, die Energiedienstleistungen bisher nur passiv bezogen haben, auf zukünftigen Marktplätzen auch aktiv teilnehmen.

Aufgrund der unterschiedlichen Technologien ist jedoch eine andere Entwicklung als auf Ebene der Stromnetze zu erwarten, da beim Energieträger Gas die Möglichkeiten der Haushaltskunden zur dezentralen Einspeisung deutlich begrenzter als im Strombereich sind. Derzeit sind keine technischen Lösungen kommerziell verfügbar, die eine dezentrale Methaneinspeisung in einem so kleinen Maßstab möglich scheinen lassen, wie dies im Stromnetz durch Photovoltaik- oder Mikro-Windturbinenanlagen problemlos möglich ist. Auch längerfristig wird das Potential für dezentrale Gas-Einspeisung und für eine weitgehende Integration in das Energiesystem daher primär bei Industriebetrieben und Betreibern von kommunalen Einrichtungen gesehen³³.

³² Demand Response Dienstleister ermöglichen die Verschiebung elektrischer Lasten. In den USA gibt es damit bereits mehr als 10 Jahre Praxiserfahrungen, während solche Demand Response Lösungen in Europa bisher nur selten eingesetzt wurden.

³³ Vielfältige Möglichkeiten für Haushaltskunden werden jedoch im Einsatz von Gas-Plus-Technologien (smarte Anwendungen) gesehen, wobei es allerdings nicht zu einer Rückspeisung in das Gasnetz kommt. Auch beim Einsatz von Mikro-KWKs wird etwa Gas nur aus dem Netz entnommen, auch wenn eine gemeinsame

So bietet sich etwa für Industriebetriebe an, nicht nur ihre elektrischen Lasten zu flexibilisieren, sondern auch den Gasverbrauch in diese Überlegungen mit einzubeziehen, indem beispielsweise dezentrale Gasspeicher am Industriestandort betrieben werden. Diese Speicherkapazität kann aber auch von dritten spezialisierten Dienstleistern errichtet und betrieben werden und dann dem Industriebetrieb als Energiedienstleistung bereitgestellt werden.

Für den Kunden wird im Regelfall die 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 Betrieb von eigenen Gasturbinen.

Je nach Industriezweig kann die An- und Einbindung in ein intelligentes Gasnetz sehr unterschiedlich sein. Bei größeren Industriekunden kann schon von der Optimierung und Anbindung von Mikro-Grids gesprochen werden. Die größten Potentiale dazu werden in der Eisen- und Stahlerzeugung, der petrochemischen, chemischen und der Düngemittelindustrie gesehen.

So bestehen in großen Industrieanlagen dieser Branchen meist eigene, betriebsinterne Netze für Prozessgase, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von betrieblichen Notwendigkeiten sogar noch heterogener und komplexer wie normale Erdgasnetze sind. Sowohl bei deren betriebsinternen Optimierung wie der Spitzenlastabdeckung durch externe Systeme können dabei Smart (Gas) Grid Konzepte zukünftig eine wesentliche Bedeutung erlangen³⁴.

Eine solche Optimierung ist jedoch nicht zwingend immer mit einer Einspeisung in das eigentliche Erdgasnetz gleichzusetzen. Es geht vielmehr um eine Gesamtoptimierung der Nutzung der unterschiedlichen, als Zwischen- oder Abfallprodukte anfallenden brennbaren Gase.

Steuerung dieser Anlagen zur Optimierung des Gas- und Strombezugs bzw. des Netzbetriebes erfolgt. Eine Einspeisung in das Netz erfolgt lediglich auf Ebene der Stromnetze.

³⁴ So werden etwa in Stahlwerken getrennte Kokereigas-, Gichtgas-, Tiegelgas- und Erdgasnetze betrieben, wobei die jeweiligen Gase aufgrund ihrer unterschiedlichen Bestandteile und Brennwerte verschieden eingesetzt werden müssen.

Aber auch Betreiber von kommunalen Einrichtungen können in einem zukünftigen Smart Grid als neue Marktteilnehmer auftreten. Ebenso wie bei Industrieanlagen können auch bei diesen Infrastrukturen durch die Vernetzung unterschiedlicher Energieträger deutliche Steigerungen in der Energie- oder Systemeffizienz erzielt werden.

Großes Potential für intelligente Anwendungen und neue Energiedienstleistungen wird insbesondere bei kommunalen Kläranlagen gesehen, 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 alternierend Biomethan in das Gasnetz eingespeist oder elektrische Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert werden, was - passende Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt - für den Betreiber betriebswirtschaftlich höchst interessant sein kann.

Weitere Potentiale bei der kommunalen Infrastruktur und dem Zusammenwachsen der unterschiedlichen Netze zu einem „Grid of Grids“ liegen etwa in der Fernwärme- oder Fernkälteerzeugung durch Nutzung der Abwärme aus dem Kanalnetz mittels gas- oder stromgetriebener Wärmepumpen.

Auch im Verkehrssektor wird es zukünftig weitere Schnittstellen zwischen den Netzen geben. Obwohl die elektrische Energiespeicherung in Batterien und die Verwendung von Elektromotoren für den Antrieb eine sehr effiziente Möglichkeit darstellen, werden die Grenzen dieser Technologie insbesondere im Langstreckenbereich deutlich. Daher herrscht heute praktisch Konsens, dass Hybrid-Lösungen erforderlich sind. Den Gasen (einschließlich Wasserstoff) fällt aufgrund ihrer guten Speicherfähigkeit damit vorrangig die Rolle des Fernverkehrs zu. Aber auch bei Mangelsituationen im elektrischen Netz könnte dann bei Bedarf wieder auf Gas ausgewichen werden, das sich entsprechend bevorraten lässt.

Voraussetzung für eine Teilnahme von neuen Marktteilnehmern an den Energiemärkten der Zukunft sind jedoch passende Marktmodelle und Tarifstrukturen, die in einem Smart Grid jedenfalls deutlich anders aussehen müssen, als dies im aktuellen Regulierungsregime der Fall ist.

5.2.6 Marktmodelle als Schlüssel: Das Smart Grid ist ein transaktives Netz!

Als eines der wesentlichen Charakteristika eines „smarten“ Netzes wurde bereits mehrmals dessen Fähigkeit zur Vernetzung und Integration der unterschiedlichen Energiesysteme, -netze und -anwendungen adressiert. Entscheidend ist jedoch, dass diese technischen Möglichkeiten durch wirtschaftliche Transaktionen zwischen den Stakeholdern auch tatsächlich umgesetzt werden können.

Ähnlich wie im Strombereich müssten daher auch intelligente Gasnetze letztendlich „transaktive Netze“³⁵ sein. Bei solchen Netzen dient die Netzinfrastruktur zugleich als verteilte Marktplattform bzw. unterstützt diese zumindest. Eine solche Plattform verbindet damit Lieferanten und Verbraucher und ermöglicht alle notwendigen Transaktionen zu einer Lieferung von Energie oder Tausch von Energiedienstleistungen über das Netz. Dies beinhaltet das Zusammenbringen von Anbietern und Nachfragern von Energiedienstleistungen, die Preisfindung, aber auch die Abwicklung und Verrechnung der einzelnen Transaktionen.

Der häufig im Smart Grid Kontext verwendete Begriff „Prosumer“ wird dieser Eigenschaft zur „Transaktivität“ und der Heterogenität der unterschiedlichen Stakeholder jedoch begrifflich nur ungenügend gerecht. So werden es im Gassektor primär nur gewerbliche oder industrielle Kunden „Prosumer“ sein, die zugleich als Energieverbraucher wie auch Einspeiser auftreten können. Im Gegensatz dazu müssen aber auch die Betreiber von Sub-Netzen (Micro-Grids) und zentralen Backbone-Netzen, Speicherunternehmen, Intermediäre und Systemdienstleister bestmöglich in ein solches smartes, transaktives Netz integriert werden.

Entscheidendes Kriterium für die Sinnhaftigkeit von solchen transaktiven Netzen bzw. transaktiven Elementen im Netz ist die Höhe der Transaktionskosten. Lediglich wenn diese ausreichend niedrig sind, was nur durch eine weitestgehende Automatisierung von Transaktionen möglich ist³⁶, ist eine derart komplexe Abstimmung zwischen den unterschiedlichen Stakeholdern sinnvoll bewältigbar.

³⁵ Der Begriff „transaktiv“ wurde zuerst von Lynne Kiesling für die Stromnetze eingeführt und verwendet [Kiesling 2009].

³⁶ Dies beinhaltet sowohl die eigentlichen Transaktionen (Kauf, Verkauf von Energie), aber auch die wirtschaftliche Entscheidungsfindung der Marktteilnehmer (z.B. durch Verwendung von

Hier wird deutlich, dass sich die heute schon gegebene Schnittstellenproblematik zwischen den einzelnen Spielern in einem Smart Grid deutlich verschärfen wird. Es besteht die Gefahr, dass es durch rein betriebswirtschaftliche Optimierung einzelner Geschäftsfelder bei den beteiligten Spielern Gewinner und Verlierer geben könnte und so das ganze Smart Grid Konzept scheitern könnte. Daher besteht dringender Handlungsbedarf zu einem Überdenken der deregulierten und unbündelten Versorgungsstrukturen in der bisherigen Form.

5.2.7 Neue Tarifstrukturen verändern die Spielregeln am Markt

In einem idealen Smart Grid müssten die Netztarife völlig anders gestaltet sein, wie dies im derzeitigen Regulierungsschema der Fall ist. Sie könnten nicht wie derzeit entfernungs-, kapazitäts- und systemzustandsunabhängig sein, da solche Vereinfachungen in der Tarifiermittlung die wahren Kosten der Netznutzung nur ungenügend wiedergeben.

In letzter Konsequenz würden in einem Smart Grid nicht nur die Energiemengen, sondern auch die Transportkapazitäten zeitnah und standardisiert gehandelt werden. Auch im Verteilnetz würden diese so gehandelt oder die Preise für die Systemnutzung anderweitig gestaltet sein, dass genügend Anreize für die Optimierung des Gesamtsystems bestehen. So würde alleine ein zeitabhängiger Tarif mit entsprechender Preisspreizung den Systemnutzungsgrad der Netze verbessern und zugleich die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Speichern deutlich erhöhen.

Letztendlich führen diese Überlegungen zu einer gesamthaften Betrachtung und Integration von Netztarifen und Marktmodell (Marktregeln). Auf neuen Marktplätzen im Smart Gas Grid würden nicht nur Energiemengen, sondern auch die dazugehörigen Transportkapazitäten parallel gehandelt werden.

Bisherige Konzepte oder Demoprojekte für neue Marktplätze³⁷ (z.B. E-Energy) beschäftigen sich hingegen primär mit innovativen Preisfindungsmechanismen für die

Optimierungsalgorithmen) und die Anbindung an die technischen Systeme der Anwender, wie z.B. ein existierendes Energiemanagementsystem.

³⁷ Hier sind primär Projekte aus dem Strombereich gemeint, da es solche im Gasbereich (noch) nicht gibt.

Energielieferung, beziehen aber die Netzgebühren (Tarifmodelle) nur sehr eingeschränkt ein.

Bei der Tarifiediskussion werden häufig jedoch fiskalischen Aspekte und weitere Gebühren außer Acht gelassen. In Deutschland spielen etwa die Konzessionsabgaben eine wesentliche Rolle. Da der Staat und die Kommunen auch in Zukunft auf entsprechende Einnahmen angewiesen sein werden, muss dieser Aspekt bei einer nachhaltigen gesamtwirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigt werden.

5.2.8 Dezentrale Intelligenz und Schwarmlogik

Derzeit erfolgt die Steuerung des Gasnetzes durch den Regelzonenführer im sogenannten Dispatching. Dieser ist damit praktisch alleine für die technische Steuerung und das Funktionieren des gesamten Netzes verantwortlich.

Durch eine Vielzahl neuer Marktteilnehmer, sowohl Einspeiser wie auch sonstige Dienstleister, wie z. B. auch Speicherdienstleister auf den unteren Netzebenen, wird eine solche zentrale Steuerung in einem Smart Grid aber immer aufwendiger und komplexer. Es wird daher davon ausgegangen, dass in einem zukünftigen Netz vermehrt auch dezentrale Steuer- und Regelmechanismen (zusätzlich) eingesetzt werden müssen, wobei sich im Sinne eines transaktiven Netzes vor allem Preissignale als Steuermechanismus eignen.

Das Funktionieren und die Effizienz solcher nicht-hierarchischen Steuer- und Regelmechanismen sind in der Natur, wie etwa bei Vogelschwärmen, Ameisen- oder – Bienenvölkern, zu beobachten. So ist deren Gesamtorganisation - im Gegensatz zur Verhaltenslogik der einzelnen Individuen - hoch komplex und in der Lage, sich sehr flexibel an unterschiedlichste Rahmenbedingungen von außen anzupassen. Während zwar die einzelnen Individuen nur relativ einfach „programmiert“ sind und ihr eigenes Tun steuern, stimmen sie sich in einem sehr durchdachten Verhaltensmuster auf ihre Artgenossen ab.

Eine zentrale „Steuerung“ ist hingegen nicht vorgesehen, auch wenn unter Umständen einzelne Mitglieder besondere Koordinierungsfunktionen übernehmen. Solche

Organisationsformen können Vorbild für zukünftige Elemente oder Aspekte eines Smart Grids sein.

Im Bereich Smart Power Grids existieren bereits erste Ansätze zur Nutzung dieser Grundprinzipien von selbstorganisierten Systemen. So wurde etwa von der Firma REGEN Energy Inc. eine Steuereinrichtung auf Basis einer „Schwarm-Logik“ für die Energieeffizienzsteigerung im Bereich des Facility Managements entwickelt.

Dabei wird jeder wesentlichen elektrischen Verbrauchseinrichtung eine sehr einfache Steuerlogik hinzugefügt, die mit den Steuereinheiten der anderen Lasten direkt kommuniziert. Diese Steuereinheiten werden 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 Verhalten. Eine ähnliche Steuerung wäre etwa bei der dezentralen Einspeisung in das Gasnetz denkbar.

Vorteile solcher dezentraler Entscheidungsstrukturen sind die Minimierung des notwendigen Datenanfalles, die geringere Störanfälligkeit, der verbesserte Datenschutz und die Kostenreduktionen durch vereinfachte Steuerungsprozesse.

Ein ideales Smart Grid müsste jedenfalls in der Lage sein, unterschiedliche Arten der Systemoptimierung miteinander zu verbinden, Neben der vorhin genannten Schwarmlogik könnten weitere alternative Optimierungsstrategien, wie etwa neuronale Netze oder Fuzzy-Logik, eine bedeutende Rolle in der Steuerung des zukünftigen Energiesystems spielen.

5.2.9 Peer-to-Peer Architektur des zukünftigen Netzes

Von Peer-to-Peer Architektur 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 Teilnehmer des Peer-to-Peer Netzwerkes zur Verfügung stellt, ohne dass dies zentral koordiniert oder gesteuert wird. Diese Technologie ist primär durch Musiktauschbörsen wie Napster oder Gnutella bekannt geworden.

Peer-to-Peer Systeme arbeiten mit Steuermechanismen, die der zuvor betrachteten „Schwarm-Logik“ ähnlich sind. Zwar können „smarte“ Elemente auf Basis eines Peer-to-Peer-Ansatzes zentrale Steuerelemente im Energiesystem wahrscheinlich nicht komplett ersetzen, aber zumindest in Teilaspekten optimieren und damit intelligenter machen.

So könnten in zukünftigen Smart Grids regionale Mikro-Grids über ein zentrales Backbone-Netz direkt – d.h. Peer-to-Peer – verbunden werden und Energie- bzw. Systemdienstleistungen direkt untereinander austauschen. Für die Ermöglichung eines solchen Peer-to-Peer Austausches sind jedoch nicht so sehr die technischen Aspekte ausschlaggebend, sondern vor allem die zukünftigen Geschäfts- und Tarifmodelle³⁸ im zukünftigen Energiesystem.

³⁸ Der Peer-to-Peer Ansatz bezieht sich vor allem auf die Geschäftsprozesse; rein technisch würde sich an der Übertragung der Energie über die bestehende Leitungsinfrastruktur hingegen kaum etwas ändern.

5.3 Die häufigsten Missverständnisse bezüglich Smart Grids

Der Begriff „Smart Grids“ wird auch auf Ebene der Stromnetze teilweise ganz unterschiedlich verwendet. So wird oft nur die IKT-Steuerung im eigentlichen Netz darunter verstanden, obwohl langfristig der größte Mehrwert durch smarte Kundenanwendungen geschaffen werden kann.

Zur Klarstellung bzw. genaueren Definition von Smart Grids auf Ebene der Gasnetze werden in den folgenden Unterabschnitten typische Missverständnisse adressiert.

5.3.1 Smart Grids - nur für die Netzbetreiber relevant?

Typischerweise werden Smart Grids mit einer Verbesserung des reinen Netzbetriebes gleichgesetzt. In vielen integrierten Energieunternehmen wird das Thema daher als alleinig relevant für die Netzgesellschaften gesehen. Dies ist jedoch zu kurz gedacht.

So ist zwar richtig, dass ein Smart Grid, egal ob auf Ebene der Gas- oder Stromnetze, massive Änderungen in der Netzinfrastruktur bedingt. Trotzdem wird, ähnlich wie im Internet, auch im Smart Grid der Mehrwert nicht durch die reine Herstellung der physischen Infrastruktur, sondern vielmehr durch neue, nutzerspezifische Anwendungen geschaffen.

Diese neuen Kundenanwendungen können aufgrund der Grundprinzipien des Unbundlings zwischen Netzbereichen und Marktberreichen nicht von den Netzbetreibern, sondern nur entweder von den Vertriebsgesellschaften oder von neuen Dienstleistern angeboten werden. Aufgrund der Preisregulierung können die Netzgesellschaften ohnehin keine Zusatzerträge durch Smart Grid-Anwendungen erzielen. Im besten Fall werden die anfallenden Kosten durch den Regulator vollständig anerkannt, im schlechteren Fall - bei nur teilweiser Anerkennung - hingegen die ohnehin knappe Gewinnmarge noch weiter reduziert. Letzteres würde die Bereitschaft der Netzbetreiber in solche Smart Grid Technologien zu investieren drastisch reduzieren.

Das Smart Grid wird langfristig nur dann erfolgreich sein können, wenn neue Angebote und Dienstleistungen entstehen und die Kunden diese neuen Dienstleistungen aufgrund eines tatsächlichen Mehrwertes auch nachfragen. Dies bedingt zwingend, dass die nicht-regulierten Marktteilnehmer (Ergielieferanten und sonstige Dienstleister) die neuen Marktchancen auch nutzen. In diesem Sinne ist das Thema Smart Grids für die Energievertriebe zumindest in gleicher Weise relevant wie für die Netzbetreiber³⁹.

5.3.2 Smart Grids – zugleich eine komplette Änderung der Netztopologie?

Smart Grids werden oft mit einer kompletten Änderung der Netztopologie assoziiert. Aber genauso wie eine dezentrale Netztopologie noch kein ausreichendes Kriterium für ein smartes Netz ist, muss umgekehrt ein hierarchisch organisiertes Netz nicht zwingend „nicht-smart“ sein.

Die optimalen Netztopologien werden vielmehr abhängig von verfügbaren Rohstoffen und Technologien, geographischen Voraussetzungen und politischen Prioritäten gesehen. So wird diese etwa bei dezentral anfallenden Rohstoffen völlig anders aussehen, als wenn der verfügbare Rohstoff an wenigen Stellen gehäuft zur Verfügung steht.

Ein Beispiel für einen Fall, bei dem ein „Smart Gas Grid“ von der Netztopologie betrachtet auch weiterhin sehr stark hierarchisch aufgebaut sein müsste, ist die in den Niederlanden von der „New Gas Plattform“ erarbeitete Zukunftsvision für das „Gas der Zukunft“, welche völlig unterschiedlich zu den bisher in Österreich oder Deutschland angedachten Szenarien ist.

In dieser Zukunftsvision würde der Großteil der Green Gases durch Vergasung von Biomasse erzeugt werden, wobei die Rohstoffe auf dem Seeweg aus Übersee kommen. Das „Gas der Zukunft“ soll dabei in nur einigen wenigen großen Biomassevergasungsanlagen mit einer Aufbereitungskapazität zwischen 500 und 1.000

³⁹ In diesem Sinne ist der Begriff „Smart Grids“ unglücklich gewählt: der alternative Begriff „Smart Markets“ ist umfassender und wäre daher eigentlich besser geeignet.

MW erzeugt werden⁴⁰, die zur Minimierung der Transport- und Logistikkosten in Hafennähe lokalisiert wären⁴¹. Nach der von der „New Gas Plattform“ entwickelten Roadmap könnten bereits im Jahr 2030 20 % des in den Niederlanden verbrauchten Gases aus erneuerbaren Quellen kommen, im Jahr 2050 sogar bis zu 50 %⁴².

Im Gegensatz zu einem Zukunftsszenario mit vielen kleinen, dezentralen Einspeisern wären die Auswirkungen auf die Netztopologie jedoch minimal. Die bisherige, hierarchisch organisierte Verteilung des Gases auf mehreren Druckniveaus wäre auch weiterhin die optimalste.

Das für dieses Szenario passende smarte Gasverteilsystem könnte zwar alle 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 nur unwesentlich unterscheiden würde.

Die Auswirkungen, die ein solches Szenario in den Herkunftsländern der Biomasse auf die Umwelt und auf die sozialen Strukturen hätte, soll an dieser Stelle nicht diskutiert und bewertet werden.

5.3.3 Smart Grids – ist das Unbundling tatsächlich ein Hindernis für Smart Grids?

Die Komplexität des Smart Grids Konzeptes und die zukünftige Vernetzung von unterschiedlichen Energieträgern zwingt zu einer gesamthaften Betrachtung des Energiesystems, dass im letzten Jahrzehnt in die regulierten Netzgesellschaften und die liberalisierten Marktbereiche aufgespalten wurde.

⁴⁰ Im Unterschied zur Fermentation sind bei der Biomassevergasung, sowohl technisch wie wirtschaftlich, größere Einheiten von Vorteil.

⁴¹ Diese Zukunftsvision wäre nur für Länder mit ausreichender Hafenskapazität wie den Niederlanden geeignet und setzt ausreichende Rohstoffmengen voraus.

⁴² Durch die hohe Bevölkerungsdichte und die wenigen verfügbaren Flächen in den Niederlanden könnten hingegen nur wenige Prozentpunkte des derzeitigen Erdgasverbrauches durch konventionelle Biogasaufbringung substituiert werden.

Vor diesem Hintergrund der notwendigen gesamthaften Betrachtung des Energiesystems werden Smart Grid Ansätze oft als Gegenentwicklung zum Unbundling und zur Funktionstrennung zwischen Netzbetrieb und Energielieferung angesehen. Diese Wahrnehmung wird unterstützt durch die Tatsache, dass viele Aspekte der Marktliberalisierung tatsächlich hinderlich in Hinblick auf die Implementierung von Smart Grid-Maßnahmen sind. Beispiel dafür ist die Diskussion rund um die Kostenanerkennung von Smart-Grids Demonstrationsprojekten bei der Netztariffestsetzung.

Auch wenn Smart Grids zweifellos eine Weiterentwicklung des derzeitigen Regulierungsschemas erfordern, ist das Unbundling jedoch nicht a priori ein Hindernis zur dessen Umsetzung. Vielmehr kann, trotz der praktischen Probleme im aktuellen Regulierungsregime, das Unbundling als Grundvoraussetzung für „smart markets“ angesehen werden, da nur dadurch von den Infrastrukturbetreibern auch tatsächlich neue Marktteilnehmer diskriminierungsfrei zugelassen werden müssen. In diesem Sinne können die Liberalisierung des Energiemarktes und das Unbundling auch als Voraussetzungen zur Realisierung eines Smart Grids angesehen werden⁴³.

5.3.4 Smart Grids - bedeutet das lediglich mehr IKT?

Sehr oft wird das Smart Grid mit einem vermehrten Einsatz von IKT gleichgesetzt. Auch wenn dies von manchen Technologieanbietern gewünscht wäre, sollte ein Smart Grid keinesfalls primär mit der vermehrten Integration von IKT in die Energienetze gleichgesetzt werden. Das Motto muss vielmehr sein: „soviel als nötig – aber nicht mehr als notwendig“.

Ziel eines Smart Grids ist immer die Schaffung eines direkten oder indirekten Kundennutzens. IKT-Lösungen sind hingegen bloß Mittel zum Zweck; eine Erhöhung des IKT-Anteils in der Energieinfrastruktur hat für sich alleine keinen Zusatznutzen.

Ein „zuviel“ an IKT ohne tatsächlichen Kundennutzen würde vielmehr klar den Prinzipien der Nachhaltigkeit widersprechen und letztendlich lediglich zu Kostensteigerungen oder sonstigen unerwünschten Nebeneffekten führen. Insbesondere bei neuen, smarten Anwendungen sind auch Aspekte wie Datensicherheit, Kundenakzeptanz oder

⁴³ Mit gleicher Berechtigung können jedoch viele Regelungen der Energiemarktliberalisierung – zumindest in der derzeitigen Form – als wesentliches Investitionshemmnis für Smart Grids angesehen werden.

die Sicherheit des Energiesystems vor Cyberattacken von entscheidender Bedeutung und in einer Interessensabwägung dem tatsächlichen Kundennutzen gegenüberzustellen.

5.3.5 Smart Grids - gleichzusetzen mit Smart Metering?

Grundsätzlich hat die flächendeckende Einführung von Smart Meters, wie sie derzeit geplant wird, nur wenig mit Smart Grids zu tun. So sind etwa auch nach Ansicht der E-Control⁴⁴ Smart Meters für Kleinstverbraucher und -erzeuger entkoppelt vom Smart Grid zu sehen, da diese, wie sie in der Energieeffizienzrichtlinie und dem dritten Energiemarktliberalisierungspaket gefordert werden, den Endkonsumenten primär nur ein zeitnahes Feedback über seinen Energiekonsum und damit die Möglichkeit zur Verhaltensänderung geben, jedoch zunächst nicht zwingend über weitere Funktionalitäten verfügen⁴⁵. Weitere zukünftig vorstellbare Funktionen setzen voraus, dass der Energielieferant zeitlich variable Tarife anbietet, damit der Kunde sein Verhalten ggf. daran anpassen kann. Gerade hierbei ist die Kopplung unterschiedlicher Energiesysteme von großer Bedeutung, da sich im Stromnetz - aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen - im Vergleich zum Gasnetz vermutlich eine höhere Preisflexibilität einstellen wird.

In einem Smart Grid müssten Smart Meters darüber hinaus noch eine Reihe von zusätzlichen Aufgaben erfüllen, damit die Verbraucher tatsächlich als „Prosumer“ mit dem Energiesystem interagieren können. So müssten Smart Meters jedenfalls „multi supplier“ fähig sein und zukünftig auch Transaktionen zwischen Marktteilnehmern (z.B. Abgabe von Angeboten zur Energielieferung oder -abnahme, Vertragsabschlüsse) ermöglichen oder zumindest unterstützen.

Dazu müssten diese insbesondere Informationen wie z.B. Verbrauchs- oder Erzeugungsprognosewerte von dezentralen Einspeisern oder Verbrauchern quasi in Echtzeit übertragen können und zugleich auch smarte Anwendungen („smart appliances“) unterstützen, unter anderem durch die Ermöglichung von Interaktionen zwischen unterschiedlichen Geräten, z. B. um diese ein- und auszuschalten bzw. zu

⁴⁴[Friedl 2010]

⁴⁵ So besteht aufgrund von Richtlinien der EU die Verpflichtung für die Netzbetreiber (Strom und Gas), Smart Meters einzuführen. Es ist jedoch eine offene Frage, welche Basisfunktionalität solche Smart Meters bzw. die dazu notwendige IKT-Backbone-Infrastruktur haben sollte.

steuern. Diese in einem Smart Grid notwendigen Funktionen sind jedoch in der Basisfunktionalität von heutigen Smart Meters derzeit nicht vorgesehen.

5.3.6 Smart Grids – ein Widerspruch zur Energieautarkie?

Dass Smart Grids durch die Ermöglichung der vermehrten Integration von erneuerbaren Energieträgern zugleich das Ziel der Erhöhung der Energieautarkie unterstützen, ist zwar unbestritten. Andererseits bedeutet ein Smart Grid aber einen intelligenten und vermehrten Austausch der Energieflüsse, sowohl zwischen einzelnen Energiesystemen als auch zwischen einzelnen Regionen.

Unter diesem Gesichtspunkt kann der Smart Grid Ansatz auch widersprüchlich zu einer Maximierung von (lokaler) Energieautarkie angesehen werden, insbesondere wenn durch das Systemdesign eines solchen Netzes die zeitweise Abhängigkeit von anderen Regionen bestehen bleibt ⁴⁶.

So kann im Einzelfall die Optimierung der Gesamteffizienz durchaus in Konkurrenz zur Erhöhung der Energieautarkie stehen, wenn etwa in einem Smart Grid der Austausch bzw. Import von Energie bzw. von Rohstoffen aus anderen Regionen kostenmäßig oder hinsichtlich der Ressourceneffizienz bedeutend effizienter ist, als dessen Aufbringung in einem regional eng begrenzten Gebiet.

Insbesondere wenn für kleinere Regionen bzw. solche mit sehr hohem Energieverbrauch auf geringer Fläche (wie z.B. städtische Strukturen) Energieautarkie gewünscht ist, muss dies unter Umständen teuer erkaufte werden, sollten auch kostenmäßig wenig effiziente Technologien eingesetzt werden müssen. Das Smart Grids-Konzept beschränkt sich hingegen nicht auf (lokale) Energieautarkie, sondern fördert bzw. ermöglicht vielmehr den intelligenten Austausch zwischen einzelnen Energiesystemen.

Auch wenn als genereller Trend die Energieproduktion bzw. -umwandlung in vielen Fällen in einer Smart Grid Welt näher beim Energiekonsumenten liegt, werden aufgrund der ungleichen Verteilung von Ressourcen wie von Verbrauchern daher auch zukünftig

⁴⁶ Auch wenn rein rechnerisch, über das Jahr betrachtet, der gesamte Energieverbrauch einer Region in dieser aufgebracht werden kann, bedeutet dies nicht automatisch die Unabhängigkeit von Energielieferungen oder Systemdienstleistungen (z.B. Spitzenlastabdeckung) von außerhalb.

Regionen mit Ressourcenüberschuss solchen mit Nachfrageüberschuss gegenüberstehen, wobei sich die Situation tages- oder jahreszeitlich ändern kann.

Während etwa in ländlichen Regionen mit ausreichend Rohstoffressourcen die Energieautarkie ein verhältnismäßig einfach erreichbares und letztendlich wenig ambitioniertes Ziel ist⁴⁷, wird das Erreichen von Energieautarkie in sehr dicht besiedelten städtischen Regionen verhältnismäßig ineffizient sein. Insbesondere bei der Verschränkung mit dem Stromnetz wird es zu Situationen kommen, bei denen Überschussstrom aus weiter entfernten fluktuierenden erneuerbaren Quellen ohne Zwischenspeicherung abgenommen werden sollte (take or waste).

Ein völlig energieautarkes, nur auf einen engen räumlichen Bereich reduziertes Energiesystem kann daher dann als Widerspruch zum Smart Grids Ansatz angesehen werden, wenn dadurch die Effizienzpotentiale, die etwa im Leistungsaustausch zwischen unterschiedlichen Regionen liegen, nicht genutzt werden. In diesen Fällen wird die „Autarkie“ durch geringe Systemeffizienz erkaufte, was im Gesamtkontext eines Smart Grids nicht erwünscht ist.

5.3.7 Smart Grids – wird unsere Energieversorgung damit billiger?

Bei der Diskussion über Smart Grids darf man nicht aus den Augen verlieren, dass die ganzen Anstrengungen vorrangig dem Schutz unserer Umwelt und einer nachhaltigen Energieversorgung dienen, mit dem langfristigen Ziel, die endlichen fossilen Energieträger zu verdrängen. Dieses hochgesteckte Ziel ist nicht zum Nulltarif zu erreichen. Hier sind alle gefordert einen entsprechenden Beitrag zu leisten. Das Smart Grid Konzept kann jedoch wesentlich dazu beitragen, dass dieses Ziel möglichst kostengünstig erreicht wird.

⁴⁷ Zum Konzept von EnergiePlus[®] Regionen, siehe insbesondere Abschnitt 7.5.

5.4 Eine Vision: wie kann ein solches Smart Gas Grid konkret aussehen?

Eines der wesentlichen Charakteristika eines solchen Energiesystems der Zukunft ist es, dass ein erheblicher Teil des von den Endkunden verbrauchten Methans nicht in Form von Erdgas importiert, sondern als Biomethan dezentral erzeugt wird. Im zukünftigen Smart Gas Grid werden daher im Gegensatz zur derzeitigen Situation unterschiedliche „Green Gases“ durch geeignete Aufbereitungsanlagen auf Netzqualität gebracht und in das Gasnetz eingespeist. Durch die dezentrale Einbringung des Energieträgers wird das Verteilnetz zugleich zum regionalen Transportnetz, was sowohl Einfluss auf die Netzsteuerung (Dispatching), die einzelnen Anlagenkomponenten der Netzinfrastruktur wie auf die grundlegende Netztopologie hat.

In einem solchen intelligenten Gasnetz sind auch die Verteilnetze dynamisch gesteuert, ähnlich wie dies bereits auf der Transportnetzebene der Fall ist. Durch den variabel gesteuerten Betriebsdruck auf allen Netzebenen wird das Verteilnetz zugleich als Zwischenspeicher für dezentral eingespeiste Gasmengen genutzt und die Rückspeisung auf höhere Netzebenen auf das notwendige Minimum reduziert⁴⁸. Als Querschnittsthema fließt die Minimierung des CO₂-Fußabdruckes⁴⁹ in die Optimierung der gesamten Netze ein.

Wo notwendig werden die Anlagen bzw. Komponenten, welche die einzelnen Netzebenen miteinander verbinden (Druckreduzierventile), um zusätzliche Anlagenkomponenten (Kompressoren) und eine entsprechende Steuerung ergänzt, um die dezentral eingespeisten Biomethanmengen auch physisch auf höhere Netzebenen bringen zu können.

⁴⁸ Sowohl hinsichtlich einer Reduktion der Betriebskosten (z.B. lfd. Betriebskosten des Kompressorbetriebs) wie eine Vermeidung von Investitionskosten in die Netzinfrastruktur.

⁴⁹ Insbesondere durch die dynamische Steuerung des Betriebsdruckes in einem atmenden Netzes, aber auch durch die Auswahl geeigneter Materialien und Einzelkomponenten zur Minimierung von Methanemissionen.

Wesentliche Anlagenkomponenten der Netzinfrastruktur, insbesondere jene bei denen das transportierte bzw. verteilte Gas seinen Betriebsdruck ändert⁵⁰, werden als sogenannte „smarte Netzknoten“ betrieben.

So werden an einem solchen Netzknoten etwa im Falle von Druckreduzierstationen klassische Gastechnologien (z.B. Entspannungsanlagen) mit KWK-Technologien oder erneuerbaren Energieträgern kombiniert, um das bisher ungenutzte Druckgefälle in diesen Stationen zur Stromerzeugung zu verwenden. Falls vom Standort her möglich, wird zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit industrielle Abwärme für die Gasvorwärmung bzw. alternativ die anfallende Kälte für Kälteanwendungen oder – netze eingesetzt. Auch bei Verdichterstationen wird die Energie des eingesetzten Arbeitsgases kaskadisch genutzt. Durch diese smarten Netzknoten können praktisch alle Formen von „waste gases“, „waste heat“ oder „waste pressure“ sinnvoll in das Energiesystem integriert und energieeffizient verwendet werden.

Aber nicht nur einzelne Elemente der Netzinfrastruktur, auch Kundenanlagen entwickeln sich zu smarten Netzknoten, wobei insbesondere Abfall- bzw. Abwasserströme (z.B. als Inputstoffe für Biomethanproduktion) im Systemdesign berücksichtigt und integriert werden. Durch diese Integration unterschiedlicher Infrastrukturen und Energieträger können deutliche Steigerungen in der Energie- oder Systemeffizienz erzielt werden.

Solche intelligenten Anwendungen kommen etwa bei kommunalen Kläranlagen zum Einsatz, bei denen je nach Verbrauchssituation in den Netzen Gas, Strom und Wärme entweder produziert oder abgenommen wird. Durch die Pufferfunktion und die Kopplung der Energieträger wird alternierend Biomethan in das Gasnetz eingespeist oder elektrische Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert. Auch bestehende oder neu zu bauende Gasspeicher sind in die lokale Infrastruktur integriert, wobei für die dezentralen Speicher auch neue Technologien wie etwa adsorptive Speicher zum Einsatz kommen.

Auch Industriebetriebe betreiben solche smarten Netzknoten. In einem Smart Grids Szenario flexibilisieren die Unternehmen nicht nur ihre elektrischen Lasten, sondern beziehen auch den Gasverbrauch in ihre Überlegungen mit ein, indem sie

⁵⁰ Dies sind im Wesentlichen die großen Druckreduzier- und die Verdichterstationen im Verteil- bzw. Transportnetz.

beispielsweise dezentrale Gasspeicher am Industriestandort einsetzen, die entweder von den Betrieben selbst oder von dritten spezialisierten Dienstleistern errichtet und betrieben werden.

Beim Einsatz dieser dezentralen Speicher steht für den Kunden zwar eine Optimierung der Netztarife und der Einkaufspreise für die Energielieferung im Vordergrund. Daneben spielen aber in einzelnen Unternehmen auch jeweils prozessspezifische Optimierungsüberlegungen im Querverbund mit dem Energieträger Strom oder der Nutzung von Prozessgasen eine Rolle. Bei größeren Industriekunden kann sogar schon von der Optimierung und Anbindung von Micro-Grids gesprochen werden.

Bei sensiblen Fertigungsprozessen können dezentrale Gasspeicher auch einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit leisten und zukünftig den Einsatz von Diesel in Notstromaggregaten zurückdrängen. Ggf. vorhandene KWK-Anlagen können so die Weiterversorgung dieser Prozesse aufrechterhalten.

So bestehen in großen Industrieanlagen bestimmter Branchen, insbesondere in der Eisen- und Stahlerzeugung, der petrochemischen und der chemischen Industrie bereits derzeit eigene, betriebsinterne Netze für Prozessgase, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von betrieblichen Notwendigkeiten noch heterogener und komplexer wie normale Erdgasnetze sind. In dem betrachteten Zukunftsszenario werden sowohl bei deren betriebsinternen Optimierung wie auch bei der Spitzenlastabdeckung durch externe Systeme Smart (Gas) Grid Konzepte eingesetzt.

Die künftigen Smart Gas Grids lassen insbesondere auch ein Nebeneinander von zentralen und dezentralen Elementen zu. So bestehen die zukünftigen Netzsysteme in vielen Netzabschnitten aus lokalen Micro-Grids, die durch ein zentrales Backbone-Netz ergänzt werden. Diese Mikro-Grids sind über die smarten Netzknoten eng mit anderen Netzen und Systemen verwoben (Smart PolyGrid), wodurch Verluste vermieden und die Systemeffizienz gesteigert wird.

Auch wenn die Einspeisung von dezentral erzeugtem Methan für Haushalte oder kleine Gewerbebetriebe aufgrund des Fehlens geeigneter Technologien - im Gegensatz zu dezentraler Stromeinspeisung aus Photovoltaik- oder Mikrowindkraftanlagen - wahrscheinlich auch in naher Zukunft nicht oder nur schwer möglich sein wird, werden

bei dieser Kundengruppe vorwiegend „smarte“ Endgeräte zum Einsatz kommen, die den Gesamtenergiebedarf minimieren.

Dies führt zu einem vermehrten Einsatz von Gas-Plus-Technologien, bei denen etwa durch den kombinierten Einsatz von Solarthermie und Brennwertkessel der Anteil erneuerbarer Energieträger auf kosteneffiziente Art und Weise deutlich erhöht wird.

Eine vermehrt eingesetzte Gas-Plus-Technologie, die zugleich Kernstück smarter Netzknotten bei Haushaltskunden ist, sind Mikro-KWK-Anlagen, die zu virtuellen Gaskraftwerken verschaltet sind und die entweder zentral gesteuert oder über einen sonstigen Optimierungsalgorithmus Systemdienstleistungen wie Ausgleichs- und Regelernergie oder Spitzenstrom in das Stromnetz liefern.

Aber nicht nur kleinere Erzeugungskapazitäten sind zu virtuellen Kraftwerken, auch dezentrale Speicherkapazitäten sind intelligent miteinander verschaltet. Die Netzinfrastruktur in einem Smart Gas Grid unterstützt hierzu neben hierarchisch gesteuerten Regel- und Steuermechanismen auch dezentrale Optimierungsstrategien und -algorithmen, die beispielsweise nach dem Prinzipien der Schwarmlogik, von neuronalen Netzen oder der Fuzzy-Logik arbeiten.

Durch den Verbund mit dem elektrischen Smart Grid können Systeme zukünftig auch hybridisiert werden. Hybride Heizungssysteme könnten z.B. überschüssige elektrische Energie aus stark fluktuierenden Quellen direkt in einem integrierten Heizwiderstand nutzen; besser aber auch aufwändiger wäre noch eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe. Bei Mangelsituationen im elektrischen Netz könnte dann wieder auf das gut speicherbare Erdgas zurückgegriffen werden (einfacher Brenner oder eine hybride Strom/Gas-Wärmepumpe. Auf diese Weise ergibt sich praktisch ein „virtueller hybrider Energiespeicher“ mit optimalem Wirkungsgrad und damit die bestmögliche Verwertung der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Verdrängung von fossilem Methan.

Im Kundensegment Gewerbebereich kommen, je nach Branche und Gasverbrauch, auch zusätzliche Gas-Plus-Technologien zum Einsatz, wie z.B. Adsorptionskältemaschinen oder KWKK-Technologien⁵¹.

Auch die Verkehrsinfrastruktur ist in dieses intelligente Gasnetz der Zukunft eingebettet. Neben der Integration von lokalen Biomethanetzen in das zentrale Backbone-Netz

⁵¹ KWKK ist die Abkürzung für Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung.

nimmt insbesondere die Tankstelleninfrastruktur⁵² eine aktive Rolle im Verteilnetz ein. Ähnlich wie auf Ebene der Stromnetze sind ergänzend auch Vehicle to Grid- Ansätze denkbar. Plug-in-Hybridfahrzeuge mit Range Extender (Erdgas oder Wasserstoff) können die Vorteile aus beiden Systemen optimal kombinieren.

Auf dem Weg zum smarten „Grid of Grids“ verschränken sich die unterschiedlichen Energieträger und Infrastrukturen jedenfalls immer mehr untereinander. Ein weiteres Element dieses Zusammenwachsens der zuvor nur getrennt optimierten Energiesysteme ist die Methanisierung von Wasserstoff, hergestellt durch Elektrolyse mit überschüssigem Windkraftstrom als Substitut für die Stromspeicherung. Das erzeugte Methan wird dabei in das Gasnetz eingespeist, in Gasspeicheranlagen bevorratet und bedarfsorientiert, z. B. in virtuellen Gaskraftkraftwerken, wieder abgerufen. Alternativ lässt sich Wasserstoff auch in begrenztem Umfang direkt dem Erdgas beimischen.

Zusätzlich wächst auf der Transportnetz- und teilweise auch auf der Verteilnetzebene die Gasnetzinfrastruktur mit der zukünftigen CO₂-Infrastruktur zusammen. Neben technischen Synergieeffekten können alleine schon durch den gemeinsamen Betrieb Kostenvorteile erzielt werden. Synergieeffekte lassen sich aus der o.g. Methanisierung von Wasserstoff ableiten, die ebenfalls CO₂ benötigt.

Einige dieser Aspekte und Elemente eines solchen zukünftig möglichen Smart Gas Grids werden in den folgenden Unterabschnitten näher beleuchtet, soweit diese nicht schon ohnehin in Abschnitt 5.2 adressiert bzw. in Abschnitt 7 (Visionen für ein Smart PolyGrid) oder Abschnitt 8 (Möglichkeiten der Umsetzung von Smart Grid Elementen in den bestehenden Netzen) detailliert beschrieben werden.

5.4.1 Green Gases: Dezentrale Einspeisung ist ermöglicht und optimiert

Zur Erreichung der 20-20-20-Ziele bis zum Jahr 2020, aber auch zur weiteren Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger bis zum Jahr 2050, ist eine weitgehende Integration von Green Gases in die Erdgas- und künftige SGG-Infrastruktur nötig.

⁵² Insbesondere bei klassischen Erdgastankstellen, die aufgrund der integrierten Gasspeicher auch Systemdienstleistung in das Netz liefern könnten.

Die grundsätzliche Problemstellung ist nicht unähnlich der Integration des Windkraftstroms in die Stromnetze. Allerdings kommen aufgrund der unterschiedlichen Natur des Energieträgers Gas weitere technische Schwierigkeiten hinzu. Während elektrischer Strom grundsätzlich von einer Spannungsebene in die nächste in beide Richtungen fließen kann, ist dies über die unterschiedlichen Druckniveaus im Gasnetz nur mit erheblichem Zusatzaufwand möglich.

Die Herausforderungen bezüglich der Integration von Green Gases in das Gasnetz sind jedenfalls enorm. So soll etwa die Biomethan-Einspeisemenge in Deutschland von praktisch Null auf 6 Mrd. Nm³ im Jahr 2020 und damit auf 10 % des jährlichen Inlandgasverbrauches ansteigen^{53,54}.

Ohne eine Anpassung der Netzinfrastruktur kann nur an wenigen Standorten eine größere Menge an Green Gases dezentral eingespeist werden. So beträgt das durch Netztopologie und Lastgangkurven begrenzte Substitutionspotential von Green Gases in Österreich lediglich 2 % bis 3 % des gesamten Erdgasverbrauches⁵⁵.

Die technischen Lösungen zur Integration von dezentraler Einspeisung erfordern im Gasnetz deutlich weitergehende Anpassungen in der „Hardware“, wie dies etwa bei der Integration erneuerbarer Energieträger im Stromnetz nötig ist. Falls in jenem Netzabschnitt, in dem die dezentrale Einspeisung erfolgen soll, eine lokale Abnahme des eingespeisten Methans nicht möglich ist, muss die beim Übergang zwischen den Netzebenen befindliche Druckreduzierstation durch aktiv gesteuerte Komponenten ergänzt werden. Diese wird um einen Kompressor sowie eine intelligente Steuerung erweitert, welche - entsprechend der jeweiligen Lastsituation - den Fluss des gasförmigen Energieträgers über die Druckstufe hinweg in beide Richtungen ermöglichen.

Diese neuen intelligenten Netzkomponenten werden in eine neu zu schaffende IKT-Infrastruktur einzubinden sein, wodurch auch auf der Verteilnetzebene komplexe

⁵³ In Österreich wurde von politischer Seite bis dato noch keine Zielvorgabe betreffend des Anteiles von Biomethan im Erdgasnetz formuliert. Mit Jahresende 2010 sind lediglich rund ein halbes Dutzend Einspeiseprojekte realisiert worden, wobei es sich zum Teil um Demonstrationsprojekte handelt.

⁵⁴ Die Ziele in anderen europäischen Ländern sind teilweise noch ambitionierter. Nach einer von der niederländischen „New Gas Plattform“ entwickelten Roadmap sollen bereits im Jahr 2030 rd. 20 % des verbrauchten Gases aus erneuerbaren Quellen kommen, im Jahr 2050 sogar bis zu 50 %.

⁵⁵ [Hofmann 2005]

Optimierungs- und Dispatchingstrategien standardmäßig eingesetzt werden. Die zusätzlichen aktiven Elemente und deren Möglichkeit zur Integration in die bestehenden Netze werden in Abschnitt 8.1 detailliert dargestellt.

Auch wenn in Österreich bis dato noch keine konkreten politischen Zielvorgaben hinsichtlich des gewünschten Anteiles von Green Gases im Gasnetz formuliert wurden, muss die vermehrte Integration von dezentralen Einspeisern aufgrund der langen Investitionszyklen für die technische Infrastruktur von 30 bis 40 Jahren bereits jetzt bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

5.4.2 Gasnetz ist ein atmendes Netz mit variablem Betriebsdruck

Neben der Ermöglichung eines bi-direktionalen Gasflusses über die einzelnen Druckstufen hinweg wird in einem intelligenten Gasnetz zusätzlich der Betriebsdruck auf den einzelnen Ebenen des Verteilnetzes dynamisch gesteuert, wie es auch auf der Transportnetzebene teilweise bereits der Fall ist.

Eine solche Steuerung erfolgt im Verteilnetz derzeit jedoch noch nicht. Der Betriebsdruck wird vielmehr in den Gasdruckreduzier- und Regelstationen statisch so eingestellt, dass der Minimal- bzw. Maximaldruck, unabhängig von der Lastsituation, an keinem Punkt im Netz unter- oder überschritten wird. Diese Einstellung an der Druckreduzierstation erfolgt in Abhängigkeit von der Netzauslegung so, dass diese Grenzwerte auch dann eingehalten werden, wenn der Verbrauch jahreszeitlich sehr stark schwankt⁵⁶. Unter Umständen wird diese Einstellung auch saisonal adjustiert.

Im Netz der Zukunft erfolgt die Einstellung des Betriebsdruckes weder statisch noch saisonal, sondern wird vielmehr dynamisch und in Abhängigkeit von der Lastsituation bzw. dezentralen Einspeisung laufend angepasst⁵⁷. Der Betriebsdruck und damit auch der Zustand des Netzes verändern sich laufend, vergleichbar mit einem „atmenden Körper“.

⁵⁶ Die maximalen stündlichen Verbräuche können in einzelnen Netzgebieten um bis zum Mehrhundertfachen höher als die minimalen stündlichen Verbräuche sein.

⁵⁷ Die Möglichkeiten einer dynamischen Steuerung des Verteilnetzes und zur Demonstration eines solchen atmenden Netzes werden Abschnitt 11.2 detaillierter dargestellt und analysiert.

Durch den variabel gesteuerten Betriebsdruck auf allen Netzebenen kann das Verteilnetz dabei zugleich als Zwischenspeicher für die dezentral eingespeisten Gasmengen genützt und die notwendige Rückspeisung auf höhere Netzebenen auf das notwendige Minimum reduziert werden⁵⁸. Als Querschnittsthema fließt zusätzlich die Minimierung des CO₂-Fußabdruckes als Regelgröße in die dynamische Steuerung des Netzes mit ein. Des Weiteren können durch die laufende Überwachung auch auf der Verteilnetzebene mögliche technische Gebrechen viel rascher als bisher entdeckt werden.

5.4.3 Neue Rohstoffquellen und Umwandlungstechnologien werden systematisch erschlossen

Die zukünftige Herausforderung bei der Erhöhung des Anteeles erneuerbarer Energieträger im Gasnetz besteht allerdings nicht nur in der Systemintegration der dezentral produzierten Green Gases, sondern insbesondere auch in der Generierung neuer Rohstoffquellen und der Entwicklung innovativer Umwandlungstechnologien.

Diese Notwendigkeit lässt am besten anhand konkreter Zahlen illustrieren. So würde alleine eine Substitution von nur 10 % des bisher in Österreich verbrauchten Erdgases die Errichtung von mehr als 1.000 Biomethanproduktions- und Aufbereitungsanlagen mit der Kapazität der Anlage in Bruck/Leitha erfordern.

Das wirtschaftliche Potential der aus Nawaros erzeugten Green Gases ist jedoch sowohl durch die Rohstoffkosten wie durch die begrenzten Anbauflächen⁵⁹ eingeschränkt. Um bei vertretbarem Förderaufwand langfristig erhebliche Anteile des derzeitigen Erdgasverbrauches substituieren zu können, müssen zwingend neue Rohstoffquellen erschlossen wie neue, hocheffizientere Umwandlungstechnologien entwickelt werden.

Unter Green Gases wird allerdings nicht nur das durch Fermentation aus Nawaros erzeugte Biogas verstanden. In einem Smart Grid Szenario werden Green Gases vielmehr aus einer größeren Anzahl von Roh- oder Abfallstoffen durch entsprechende

⁵⁸ Sowohl hinsichtlich einer Reduktion der Betriebskosten (z.B. lfd. Betriebskosten des Kompressorbetriebs) wie auch der Verringerung von Investitionskosten.

⁵⁹ Die Flächeneffizienz von Biogas ist zwar deutlich besser wie etwa von Biodiesel (Faktor 4 höher); trotzdem befindet sich die Erzeugung des Rohstoffes, außer beim Anbau von Zwischenfrüchten, in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion.

Umwandlungstechnologien erzeugt, um anschließend auf Netzqualität gebracht und als Ersatz für Erdgas in die Netze eingespeist zu werden.

Bezüglich der konkreten Möglichkeiten der Rohgasaufbringung muss zwischen kurz- und mittelfristigen Potentialen bis zum Jahr 2020 und den längerfristigen Perspektiven bis zum Jahr 2050 unterschieden werden.

Mit dem Zeithorizont 2020 werden aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und den verfügbaren Technologien die interessantesten Potentiale vor allem im Abfallsektor und bei der Verwertung von Klärgas gesehen.

Dieses Mengenpotential ist zwar grundsätzlich begrenzt. Allerdings ließe sich eine erhebliche Steigerung der produzierten Biomethanmengen alleine durch die Nutzung jener getrennt gesammelten biogenen Abfälle erreichen, die derzeit kompostiert werden. Eine veränderte Nutzung dieser Abfallmengen wäre energetisch⁶⁰ wie wirtschaftlich sinnvoll und würde das Rohstoffpotential für die Erzeugung von Green Gases deutlich erhöhen.

Auch das Potential für die Klärgasnutzung ist bei weitem noch nicht ausgeschöpft, da die bestehenden Kläranlagen energetisch teilweise höchst ineffizient sind. So sind Energieeffizienzsteigerungspotentiale im Bereich von 30 % bis 50 % des Energieverbrauches möglich⁶¹, wobei die größten Potentiale in der Verbesserung der Klärschlammnutzung bzw. der Co-Fermentation liegen.

In einem Smart Grids- bzw. Energieeffizienzzenario werden daher insbesondere die bisher ungenutzten Faulraumkapazitäten genutzt. Da es sich dabei um bereits abgeschriebene kommunale Infrastruktur handelt, führt der Einsatz von Co-Fermenten zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und bringt den kommunalen Betreibern entsprechende Zusatzerträge durch die Erzeugung von Green Gases. Zusätzlich würden zur Steigerung der Methanausbeute an den dafür geeigneten Standorten Aufschluss- bzw. Klärschlamm-desintegrationsverfahren systematisch eingesetzt.

⁶⁰ Im Gegensatz zur Fermentation wird durch Kompostierung keine Energie gewonnen.

⁶¹ Siehe [BMLF 2002]

Auch wenn das verfügbare Mengenpotential von Abfällen und Abwässern beschränkt ist, sollte dieses in den nächsten Jahren bestmöglich genutzt werden. Die Wirtschaftlichkeit von Biogasprojekten auf Basis Klärgas und biogenen Abfällen zur Einspeisung in das Erdgasnetz oder zur lokalen Treibstoffnutzung ist im kommunalen Umfeld jedenfalls grundsätzlich gegeben⁶².

Viele der möglichen Projekte sind „low hanging fruits“; d.h. bei teilweise sehr hoher Wirtschaftlichkeit relativ zeitnah und einfach zu realisieren. In einem Smart Grid Szenario würden die vorhandenen Abfallressourcen jedenfalls zu annähernd 100 % entweder energetisch oder alternativ stofflich genutzt werden.

In einer längerfristigen Perspektive, auch wenn weder Zeithorizont noch Technologiepfad genau vorherzusehen ist, wird innerhalb einer Zeitspanne von 50 bis 100 Jahren jedenfalls mit einem vollständigen Wechsel betreffend Herkunft und Produktion gasförmiger Energieträger gerechnet (siehe Abbildung 6).

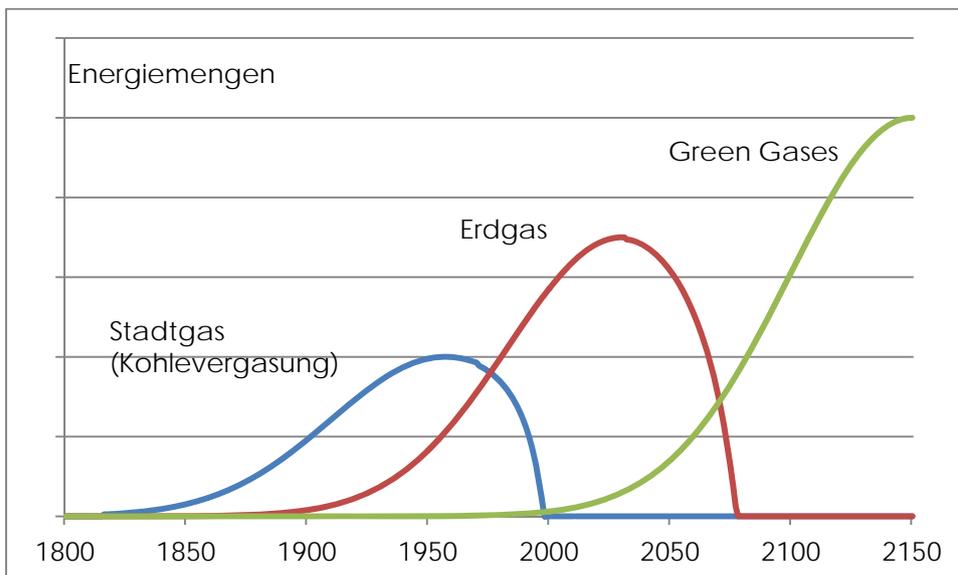


Abbildung 6: Erwartete langfristige Entwicklung der Nutzung gasförmiger Energieträger (Quelle: eigene Darstellung; schematisch)

Die Rohstoffpotentiale aus der Abfall- und Abwassernutzung sind in diesem Szenario jedoch bei weitem nicht ausreichend. Auch das Potential von Nawaros zur Erzeugung

⁶² Solche Biomethanprojekte im kommunalen Umfeld wurden bisher vor allem in Schweden und der Schweiz realisiert und sind grundsätzlich auch ohne Einspeisetarife oder ähnliche Unterstützungsmaßnahmen wirtschaftlich betreibbar; siehe hierzu [Hinterberger 2010]

von Green Gases wird langfristig, aufgrund von hohen Rohstoffkosten und begrenzten Anbauflächen, als sehr eingeschränkt gesehen. Alleine aufgrund der fundamentalen Abhängigkeit zwischen Erzeugerpreisen von landwirtschaftlichen Produkten und des Erdöl-/Erdgaspreis erscheint es nur wenig wahrscheinlich, dass sich die Preisdifferenz zwischen Nawaros und fossilen Energieträgern deutlich im Sinne der Biogasverwertung verbessert.

Durch die Nutzung ligninhaltiger Rohstoffe für die Biomassevergasung können zwar zusätzliche Potentiale erschlossen werden⁶³. Das Mengenpotential ist in Österreich jedoch begrenzt⁶⁴ und die Wirtschaftlichkeit und Sinnhaftigkeit des Importes aus Übersee, im Unterschied zur Situation in den Niederlanden, aus logistischen Gründen zweifelhaft.

Die bisher erschlossenen Rohstoffquellen bzw. Umwandlungstechnologien reichen jedenfalls langfristig nicht aus, da sie durch Konkurrenznutzungen oder aus Kostenüberlegungen nur eingeschränkt verfügbar bzw. einsetzbar sind. Langfristiges Ziel muss daher eine deutliche Kostensenkung und die Reduktion des Flächenverbrauches um mindestens den Faktor 10 gegenüber der Nutzung von Nawaros als Rohstoff sein.

Diesbezüglich könnte die Erzeugung von Mikroalgen und deren Umwandlung in Green Gases eine bedeutende Rolle einnehmen, da im Vergleich zur Nutzung von Nawaros oder holzartige Biomasse eine deutlich höhere Flächeneffizienz erzielt werden kann. Eine Methanisierung des aus Mikroalgen erzeugten Materials verspricht jedenfalls eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit als die Herstellung von flüssigem Treibstoff.

In einer Vision für das Jahr 2050 wäre für die Methanherzeugung auch die Nutzung der Sonnenenergie durch direkte Photosynthese denkbar. Die Technologien zur direkten Umwandlung von Sonnenenergie und CO₂ zu Methan oder Wasserstoff sind zwar noch in den Kinderschuhen, aber grundsätzlich möglich. Da kein Umweg über ein Trägermedium wie Mikroalgen notwendig ist, wäre eine noch deutlich höhere Flächeneffizienz darstellbar.

⁶³ 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 fester Biomasse.

⁶⁴ Das einheimische Holz wird derzeit sowohl stofflich genutzt (Papierindustrie), aber auch zur Raumheizung (Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel) und zur Stromerzeugung in Biomassekraftwerken; Restmengenpotentiale sind nur begrenzt verfügbar.

Neben der Erschließung dieser oder anderer neuer Rohstoffquellen haben auch die Umwandlungstechnologien erheblichen Einfluss auf die Rohstoffeffizienz und die Produktionskosten. Diesbezüglich wird als derzeit aussichtreichste Alternativtechnologie zur Fermentation die katalytische nasse Biomassevergasung angesehen.

5.4.4 Smart Grids als das Web 2.0 des Energiesystems

Die Charakterisierung von Web 2.0 Dienstleistungen kann als Hilfestellung zum Design und zur Charakterisierung von zukünftigen Energiedienstleistungen in einem Smart Grid dienen. Selbst bei den grundlegenden Konzepten und Charakteristika von Smart Grids und Web 2.0 sind einige verblüffende Ähnlichkeiten feststellbar.

Solche Web 2.0 Dienstleistungen sind jedoch nicht mit der Infrastruktur an sich zu verwechseln. 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“⁶⁵.

Web 2.0 Dienste nutzen das Internet lediglich als (technologische) Plattform. Zugleich sind diese neuen Anwendungen so konzipiert, dass sie als Plattform für weitere Anwendungen dritter Dienstleister dienen. Das wird als geeignetes Rollenbild auch für Smart Grids Anwendungen angesehen.

Zugleich gibt die kurze Geschichte des Web 2.0 Anhaltspunkte für die mögliche zeitliche Entwicklung bei der Markteinführung von Smart Grids-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 auch vielen Charakteristika einer Web 2.0 Anwendung geradezu mustertypisch entspricht. Diese nützt das Internet nur als Plattform, ist aber zugleich eine Plattform für Anwendungen

⁶⁵ http://en.wikipedia.org/wiki/web_2.0; abgerufen am 3. Februar 2010, 11:10

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.

Aus dem Kontext des Web 2.0 besteht das zukünftige Smart Gas Grid aus folgenden Komponenten:

- 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; diese werden jedoch nicht von den (regulierten) Netzbetreibern, sondern von den dem freien Wettbewerb unterliegenden Unternehmen (Energieförderern, neuen Dienstleistern) angeboten;
- Den Nutzern dieser neuen Anwendungen, die zugleich Verbraucher (Empfänger) und Einspeiser (Anbieter) von Energie (Informationen) sind. Der bisherige Energiekunde wird damit zum Prosumer⁶⁶. Dieser Begriff ist jedoch nicht auf den (zeitunabhängigen) Verbrauch oder die Einspeisung von Energie zu reduzieren. Der zukünftige Prosumer kann zugleich, direkt oder indirekt, Mitglied unterschiedlicher Peer-to-Peer Netzwerke sein, über welche zwischen den Mitgliedern Systemdienstleistungen ausgetauscht werden oder die Steuerung von smarten Anwendungen erfolgt.

Analog wie im Web 2.0 sind offene Standards und Protokolle von entscheidender Bedeutung für die Verbreitung von Smart Grid Anwendungen. Vor allem dadurch wird der Eintritt neuer Marktteilnehmer ermöglicht und die notwendige Marktdynamik erzeugt.

⁶⁶ Auch der im Smart Grids Kontext (Strom) oft verwendete Begriff „Prosumer“ wurde zunächst in der Diskussion von Internet- bzw. Web 2.0-Anwendungen verwendet.

5.4.5 Dezentrale Gasspeicher haben eine wichtige Rolle in zukünftigen Smart Gas Grids

Gasförmige Energieträger haben eine Sonderstellung im Energiesystem der Zukunft, da die Gasspeicherung grundsätzlich auf allen Netzebenen (Druckniveaus) möglich ist. Zugleich ist in einem Smart Grid Szenario die zunehmende Verschränkung der Energiesysteme auf allen Stufen der Wertschöpfungskette und quer über alle Marktteilnehmer zu beobachten. Durch dieses vermehrt mögliche „Switchen“ zwischen den Energieträgern ergibt sich zusätzlicher Speicherbedarf bei jenen Energieträgern, bei denen die Speicherung am einfachsten und kostengünstigsten möglich ist, d.h. auf Ebene der Gasnetze und -systeme.

Durch die vermehrte dezentrale Einspeisung verändern sich aber zugleich die Anforderungen an die Gasspeicher sowohl betreffend der bestmöglichen Standorte, der Speichergrößen wie auch der Einpress- und Entnahmeleistungen. Diesbezüglich wird ein vermehrter Trend zu dezentralen Gasspeichern mit geringeren Betriebsdrücken erwartet.

Obwohl der Speicherbetrieb teilweise auf viele dezentrale Standorte verteilt ist, würde dieser durch eine übergeordnete Intelligenz – entweder in Form eines zentralen Dispatchings oder einer dezentralen „Schwarmlogik“ – gesteuert und optimiert. Neue Marktmechanismen unterstützen dabei die Bildung von „virtuellen“ Großspeicheranlagen. Dadurch könnte es auch für einen im Vergleich zu den großen Untertagespeichern kleinen Anbieter von Speicherkapazität wirtschaftlich attraktiv werden, Systemdienstleistungen wie Ausgleichsenergie bereitzustellen.

Insbesondere Großverbraucher werden ihr Lastprofil (sowohl im Gas- als auch insbesondere im Strombereich) durch eigene Speicheranlagen selbst glätten und bei freien Kapazitäten Gas und Strom Dritten am Markt anbieten. Als neue Teilnehmer auf einem solchen Speichermarkt kommen neben Großverbrauchern wie Industriebetriebe oder Betreiber von Gaskraftwerken auch größere Biomethan-Einspeiser in Frage.

Speicherunternehmen bzw. Intermediäre werden 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 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. Die diversen Speicherprodukte auf der Kundenseite lassen sich auch zu virtuellen Speichern bündeln, so dass nicht nur große Kunden daran partizipieren können.

5.4.6 Wie sieht die Zukunft der Netztarife aus?

In einem Smart Grid Szenario müssen auch die Tarifsysteme smart werden. Struktur und Höhe der Netztarife sollten dabei jedenfalls den Prinzipien der Kostenwahrheit entsprechen und sowohl Vorteile wie Nachteile dezentraler Einspeisung widerspiegeln.

Die Details der Netztarifgestaltung sowie künftiger Marktmodelle und Handelsplätze können in einem Smart Gas Grids zwar sehr unterschiedlich ausgestaltet sein. Als Grundprinzip des Designs müssen Marktmodelle/Marktplätze und Netztarife jedoch immer gesamthaft betrachtet werden. Jedenfalls sind nicht nur die Preise für die Energielieferung, sondern auch die Höhe der Netztarife marktbasierend und zeitvariabel.

Damit werden nicht nur Energielieferungen, sondern auch Transport- und Verteilungskapazitäten standardisiert und zeitnah gehandelt, wobei die Netzkosten primär von Angebot und Nachfrage potentieller Transportkunden sowie vom Lastzustand der Transport- und Verteilnetze abhängen. In einer solchen Smart Grid Welt sind auch negative Preise für den Transport oder die Verteilung von Gas möglich⁶⁷.

Die Netztarife werden aber nicht nur auf Ebene der Einzelnetze, sondern auch in einer netzübergreifenden Betrachtung dem Prinzip der Kostenwahrheit gerecht. Die Tarifsysteme der unterschiedlichen Energieträger, insbesondere Gas und Strom, sind daher so aufeinander abgestimmt, dass etwa virtuelle Kraftwerke oder Speicherkapazitäten nicht schlechter wie zentrale Großanlagen gestellt sind.

⁶⁷ Etwa bei Einspeisung des Gases gegen die Hauptflussrichtung bei zugleich knappen (=teuren) Transportkapazitäten.

5.4.7 Entstehen smarter Netzknotten und neuer Energiezentralen

Auf dem Weg hin zu einem Smart Grid entstehen vermehrt sogenannte „smarte Netzknotten“. Darunter sind jene Punkte in Energiesystemen zu verstehen, an denen der jeweilige Energieträger sein Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändert. Besondere Potentiale bestehen an jenen Standorten, wo zusätzlich eine Energieumwandlung möglich ist, da in der Kombination der einzelnen Systeme und Netze der höchste Effizienzgewinn liegt.

Ähnlich wie bei Gasanwendungen mit Gas-Plus-Technologien werden hierzu Grid-Plus-Technologien eingesetzt, die jedoch im Unterschied zu den Anwendungstechnologien von deutlich höherer Komplexität sind, sowohl betreffend der technischen Einbindung wie auch der Geschäftsmodelle und ihrer Einpassung in die regulatorischen Vorschriften.

Im Gasnetz sind insbesondere jene Orte für Grid-Plus Technologien geeignet, an denen eine Druckerhöhung oder Druckerniedrigung stattfindet. So kann der Betriebsdruck etwa bei Druckreduzierstationen anstelle mit konventionellen Einrichtungen, die nach dem Grundprinzip der adiabatischen Drosselung arbeiten, auch durch spezielle Wärmekraftmaschinen (Entspannungsanlagen) reduziert werden. Diese Anlagen werden mit KWK-Technologien oder erneuerbaren Energieträgern kombiniert, um das bisher ungenutzte Druckgefälle in diesen Stationen zur Stromerzeugung zu verwenden. Falls vom Standort her möglich, wird zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit industrielle Abwärme für die Gasvorwärmung bzw. alternativ die anfallende Kälte für Kälteanwendungen oder -netze eingesetzt.

Die Standorte zukünftiger Netzknotten sind jedoch nicht auf die eigentlichen Netze beschränkt. Als Betreiber von Netzknotten kommen daher nicht nur die eigentlichen Netzbetreiber in Frage, sondern auch andere Stakeholder wie z.B. Industriebetriebe, kommunale Infrastrukturbetreiber oder neue Dienstleister (Contractoren). Aber auch Individualkunden, die flexibel auf aktuelle Netzsituationen reagieren können und ggf. bei Bedarf auch zwischen verschiedenen Energiesystemen wechseln können oder auch von Verbrauchern zu Erzeugern bzw. Einspeisern werden können, stellen solche smarten Netzknotten dar.

Betreiber eines solchen Netzknotens sind beispielsweise Kläranlagenbetreiber. Deren Anlagen sind vielfach 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 Insellösungen.

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. Die möglichen Funktionalitäten einer Kläranlage in einem Smart Grid sowie deren Anbindung an die unterschiedlichen Netze und Systeme sind in Abbildung 7 schematisch dargestellt.

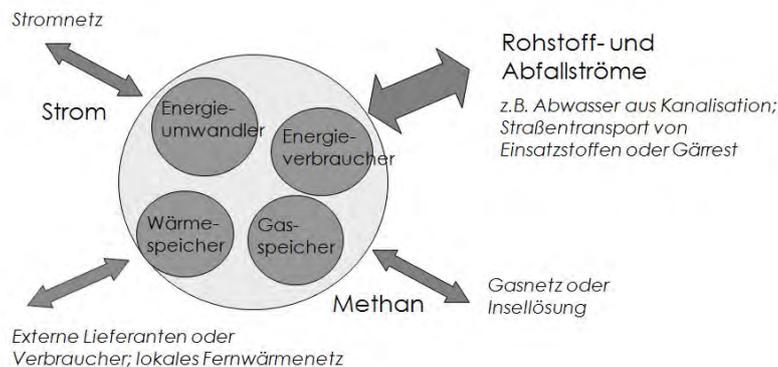


Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Kläranlage als Energiezentrale und smarter Netzknoten (Quelle: eigene Darstellung)

Das wirtschaftliche Potential ist jedenfalls enorm. So werden sowohl in Österreich wie in Deutschland die vorhandenen Infrastrukturen nur ungenügend oder ineffizient genutzt. Durch Co-Fermentation oder die zusätzliche Anwendung von Aufschlussverfahren ist eine deutliche Erhöhung der Methanausbeute möglich, in Einzelfällen sogar bis zum Dreifachen.

Weitere Netzknoten würden sich 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 Röhrenspeichern) und zur kommunalen Infrastruktur (z.B. Einsatz von Gaswärmepumpen zur Nah-oder Fernwärmeerzeugung aus dem Abwasser) befinden.

Zur vermehrten Nutzung dieser Synergiepotentiale würden die (physischen) Netzknoten der einzelnen Systeme, bei denen der jeweilige Energieträger sein Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändert, auch rein örtlich näher zusammenrücken. Dadurch können dann praktisch alle Formen von „waste gases“, „waste heat“ oder „waste pressure“ sinnvoll in das Energiesystem integriert und energieeffizient verwendet werden.

Die notwendigen Technologien sind vielfach marktreif und seit Jahren kommerziell verfügbar. Um einen breiteren Einsatz zu ermöglichen, sind jedoch oft Hindernisse in Hinblick auf die Einbindung in das bestehende Energiesystem zu überwinden, wie z.B. die Anpassung von Tarifsystemen. Manchmal sind die Einsatzmöglichkeiten, aufgrund des Fehlens geeigneter Verbreitungsstrategien, in den relevanten Stakeholderkreisen auch unzureichend bekannt.

Diese neuen Energiezentralen können zugleich wesentliches Element und Steuerzentrale neuer hocheffizienter Mikro-Grids sein und eröffnen dadurch neue Markchancen vor allem auch für Stadtwerke, die neben Gas-, Strom- und Wärmenetze auch die Abwasser- und Abfallinfrastruktur betreiben.

5.4.8 Micro-Grids und zentrales Backbone-Netz ergänzen sich

Die künftigen Smart Gas Grids lassen insbesondere ein Nebeneinander von zentralen und dezentralen Elementen zu. So bestehen die zukünftigen Netzsysteme in vielen Netzabschnitten aus lokalen Micro-Grids, die durch ein zentrales Backbone-Netz verbunden sind. Die Anbindung der Micro-Grids an das Backbone-Netz erfolgt über smarte Netzknoten, die wiederum eng mit anderen Netzen und Systemen verwoben sind, wodurch Energieverluste vermieden und die Systemeffizienz optimiert wird.

Im engeren Sinn werden Micro-Grids vielfach in Zusammenhang mit zumindest vorübergehend energieautarken Lösungen gesehen. Im Smart Grid Kontext strebt der Betreiber eines solchen Micro-Grid jedoch nicht ausschließlich das Erreichen eines maximalen Grades von Energieautarkie an, sondern versteht sich zugleich auch als Systemdienstleister für das übergeordnete Netz. Die zeitweise mögliche Autarkie soll dabei insbesondere im Störfall des überlagerten Netzes eine Weiterversorgung der angeschlossenen Kunden gewährleisten.

Ein Micro-Grid wird üblicherweise an einem (oder mehreren) „Netzknotten“ mit den überlagerten Netzen verbunden sein. Eine eigene Micro-Grid Zentrale sorgt dabei jeweils dafür, dass die verschiedenen Energieträger im Sinne einer optimalen Gesamteffizienz miteinander verschränkt werden. Ein solches Micro-Grid ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt.

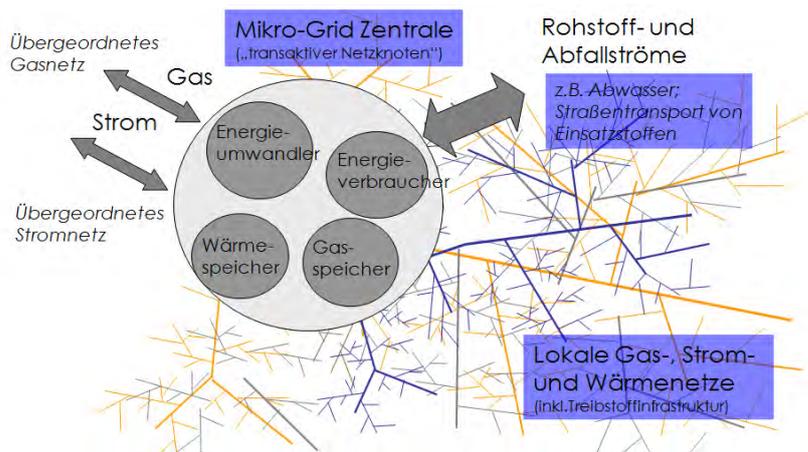


Abbildung 8: Schematische Darstellung eines Micro-Grids über mehrere Energiesysteme hinweg (Quelle: eigene Darstellung)

Zusammen mit den lokalen Gas-, Strom- und Wärmenetzen kann ein solcher Netzknotten als Mikro-Energieversorger verstanden werden, der über das Backbone-Netz wirtschaftliche Transaktionen mit anderen Netzknotten abschließt (siehe Abbildung 9).

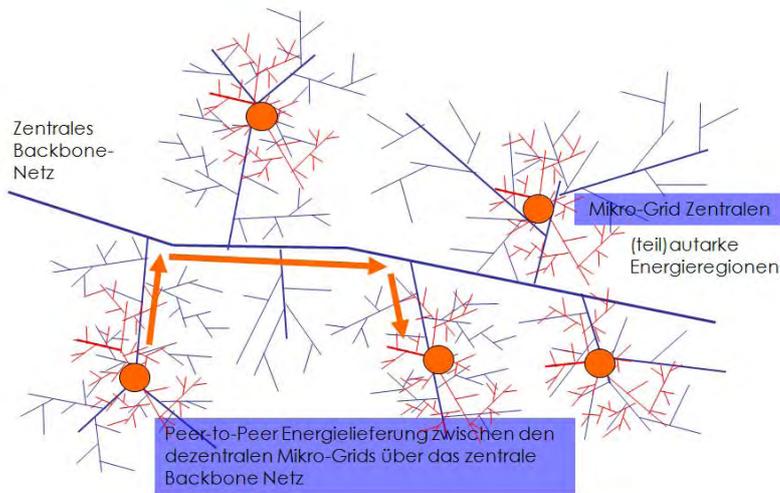


Abbildung 9: Integration von Micro-Grids in ein zentrales Backbone-Netz (Quelle: eigene Darstellung)

So wären regionale Micro-Grids in zukünftigen Smart Grids über ein zentrales Backbone-Netz direkt – d.h. Peer-to-Peer – verbunden und würden Energie- bzw. Systemdienstleistungen direkt untereinander austauschen. Für die Ermöglichung eines solchen Peer-to-Peer Austausches sind jedoch nicht nur die technischen Aspekte ausschlaggebend, sondern vor allem die Geschäfts- und Tarifmodelle⁶⁸ im zukünftigen Energiesystem.

Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten eines solchen Micro-Grids ist jedoch anders wie jene in einem energieautarken Netz. Dieses wird hinsichtlich der maximalen Wertschöpfung und weniger in Hinblick auf maximale Energieautarkie optimiert, wobei insbesondere der Wert möglicher Lieferungen bzw. der notwendigen Bezüge von Systemdienstleistungen in das übergeordnete Netz eine wichtige Rolle spielt. Entscheidende Voraussetzung für die Machbarkeit eines solchen Konzeptes ist jedoch der Regulierungsrahmen, der bereits „smart“ sein sollte bzw. die Betreiber von Micro-Grids zumindest nicht benachteiligen darf. Auf der anderen Seite darf dies aber auch nicht dazu führen, dass sich manche Micro Grid Betreiber nur die Rosinen aus dem Kuchen picken und andere Netze und deren Kunden dadurch massiv schlechter gestellt werden.

⁶⁸ Der Peer-to-Peer Ansatz bezieht sich vor allem auf die Geschäftsprozesse; rein technisch würde sich an der Übertragung der Energie über die bestehende Leitungsinfrastruktur hingegen verhältnismäßig wenig ändern.

6 Chancen, Potentiale und Nutzen eines Smart Gas Grids

Neben dem volkswirtschaftlichen Nutzen durch das Erreichen der Kernziele eines Smart Grids (Erhöhung von Versorgungssicherheit sowie Rohstoff- und Energieeffizienz, Verringerung CO₂-Fußabdruck, Erhöhung Kosteneffizienz) bietet der Aufbau eines Smart Gas Grids und die darauf aufbauende weitere Vernetzung von intelligenten Einzelnetzen und -systemen zu einem smarten „Grid of Grids“ vielfältige Chancen und Potentiale für die unterschiedlichen Stakeholder, die in den folgenden Unterabschnitten detaillierter beschrieben werden.

6.1 Chancen und Nutzen für die Endkunden

Der mögliche Nutzen eines intelligenten Gasnetzes für Endkunden ist bei Großabnehmern wie beispielsweise kommunalen Infrastrukturbetreibern oder Industriebetrieben, die eigene Systeme oder Netze betreiben, am größten. Durch die Interaktion dieser bereits bestehenden Systeme mit dem zukünftigen intelligenten Netz können Synergieeffekte gehoben und teilweise erhebliche zusätzliche Ergebnisbeiträge erzielt werden, wenn etwa Energie- oder Systemdienstleistungen in die übergeordneten Netze geliefert werden.

Aber auch Haushalts- und Gewerbekunden profitieren durch ein Smart Gas Grid. So können durch den Einsatz von Gas-Plus-Technologien, wie etwa dem kombinierten Einsatz von Solarthermie und Brennwertkessel, im Einzelfall bereits derzeit erhebliche Energie- und Kosteneinsparungen erzielt werden. Im Kundensegment Gewerbe sind durch den Einsatz von Adsorptionskältemaschinen oder KWKK-Technologien teilweise weitere, deutliche Kostensenkungen möglich.

Auch aus der intelligenten Verschränkung von Strom- und Gastechnologien können Haushaltskunden als „Prosumer“ Nutzen ziehen, etwa durch den Einsatz von Mikro-KWKS und deren Verschaltung zu virtuellen Gaskraftwerken. Bei den intelligenten Anwendungen im Haushaltsbereich ist neben dem Kostenaspekt insbesondere der sonstige, nicht monetäre Zusatznutzen zu bedenken, wie etwa die Erhöhung des

Kundenkomforts. Diese zusätzlichen Aspekte sind bei Privatkunden möglicherweise von gleich hoher oder noch größerer Wichtigkeit wie die eigentliche Kostenersparnis und jedenfalls ein entscheidender Faktor für die Akzeptanz der neuen Technologien durch den Kunden.

6.2 Chancen und Nutzen für die Volkswirtschaft und den Staat

Die strategischen Kernziele von Smart Grids sind für sich selbst bereits von hohem volkswirtschaftlichen Nutzen. So kann z.B. die Versorgungssicherheit durch die Erhöhung des Anteils von dezentral aufgebrauchten erneuerbaren Energieträgern wie auch durch die tendenziell dezentralere Struktur eines Smart Grids deutlich verbessert werden.

Zum anderen trägt ein Smart Grid maßgeblich zur Erreichung nationaler energie- und klimapolitischer Zielvorgaben bei, zu welchen Österreich aufgrund von europäischen Richtlinien (z.B. Erneuerbare-Energie-Richtlinie) oder internationalen Verträgen (z.B. Kyoto Protokoll) verpflichtet ist.

Durch die dezentrale Erzeugung des gasförmigen Energieträgers wird weiters ein immer größerer Anteil der Wertschöpfung im Inland erbracht, wobei zugleich die Abhängigkeit von Energielieferungen aus dem Ausland abnimmt. Durch die Erhöhung der Rohstoff- und Energieeffizienz werden im Vergleich zu Alternativen Szenarien Kostenreduktionen möglich, die neben den Haushalten auch der österreichischen Wirtschaft zugute kommen. Eine Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit und Sicherung von Arbeitsplätzen sind die direkte Folge daraus.

6.3 Chancen und Nutzen für die Gaswirtschaft (Netzbetreiber, Energielieferanten)

Bei der Weiterentwicklung des derzeitigen Netzes zu einem Smart Gas Grid profitieren die Unternehmen der Gaswirtschaft zunächst aus den vielfältigen Möglichkeiten der Effizienzverbesserung der vorhandenen Netze und Systeme. Auch die zukünftigen Herausforderungen an die Netze, insbesondere die vermehrte dezentrale Einspeisung,

können wesentlich effizienter und besser adressiert werden als unter Verwendung der bisherigen Steuer- und Regelsysteme. Durch intelligente Steuerungskonzepte und die Flexibilisierung des Netzes, vor allem auf der Verteilnetzebene, können der zukünftige Leitungsausbau und die Betriebsführung optimiert werden.

Während der direkte wirtschaftliche Nutzen für die Netzbetreiber aufgrund des derzeitigen Regulierungsregimes durch Tarifverordnungen und Anreizregulierung beschränkt ist, können die Energielieferanten einen deutlich höheren wirtschaftlichen Nutzen aus der Entwicklung eines Smart Grids ziehen. Denn der Mehrwert eines Smart Grids wird, ähnlich wie im Internet, nicht durch die reine Herstellung der physischen Infrastruktur, sondern vielmehr durch neue, nutzerspezifische Anwendungen geschaffen.

Diese Entwicklung in Richtung eines „smart markets“ bietet große Marktchancen für alle nicht-regulierten Marktteilnehmer, insbesondere die etablierten Energielieferanten. Werden diese neuen Chancen von Letzteren nicht genutzt, wird die entstehende Lücke in vermehrtem Ausmaß von neuen Dienstleistern gefüllt werden.

6.4 Chancen und Nutzen für die sonstige Energiewirtschaft (Strom, Wärme) und kommunale Infrastrukturbetreiber

Beim Entstehen eines Smart Gas Grids ergeben sich durch die zunehmende Vernetzung der einzelnen Energiesysteme und -netze vielfältige neue Chancen auch für die Betreiber und Nutzer anderer Netze und Systeme. Intelligente Gasnetze können etwa „enabler“ für smarte Lösungen und Anwendungen auf der Stromebene sein, z.B. durch die Methanisierung von Windkraftstrom.

Neue wirtschaftliche Chancen und Potentiale bieten sich insbesondere auch für die Betreiber zukünftiger Netzknoten, wie etwa kommunale Infrastrukturbetreiber. Durch das Zusammenwachsen der unterschiedlichen Netze und Systeme und die Einbeziehung der Rohstoff-, Abfall- und Abwasserinfrastruktur erschließen sich neue, zusätzliche Erlösquellen für die Betreiber dieser Infrastrukturen.

So eignen sich etwa Kläranlagen nahezu perfekt als dezentrale „Smart Grid Zentralen“, in denen je nach Verbrauchssituation in den jeweiligen 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 – betriebswirtschaftlich höchst profitabel sein kann. Das wirtschaftliche Potential ist jedenfalls enorm, vor allem da die vorhandenen Infrastrukturen derzeit nur ungenügend oder ineffizient genutzt werden.

Smart Gas Grids eröffnen daher neue Markchancen auch für Stadtwerke, die neben Gas-, Strom- und Wärmenetzen vielfach auch Abwasser- und Abfallinfrastrukturen betreiben.

6.5 Chancen und Nutzen für neue Marktteilnehmer und Anbieter neuer Dienstleistungen

Die zukünftigen Veränderungen in der Energiewirtschaft durch Smart Grids werden eine Vielzahl von neuen Dienstleistungen notwendig machen. Allerdings werden die etablierten Energieanbieter nur einen Teil dieses zukünftig höchst dynamischen Marktes abdecken, was große Chancen für neue innovative Marktteilnehmer eröffnet.

So werden beispielsweise in den USA Demand-Response Lösungen im Stromsektor bereits vielfach von speziellen Dienstleistern (Aggregatoren) und nicht direkt von den Netzbetreibern selbst implementiert. Auch auf Ebene der Gasnetze, wenn auch in kleinerem Umfang und weniger bekannt, wurden bereits dritte Dienstleister und Contractinglösungen eingesetzt. So erfolgt etwa die Nutzung der Abwärme von Erdgasverdichterstationen in Nordamerika in vielen Fällen durch eigene Contractinglösungen, wobei dritte Dienstleister als Projektentwicklung und Betreiber auftreten.

Ähnlich wie bei Internet- bzw. Web 2.0 Anwendungen (z.B. Google, Facebook) ist davon auszugehen, dass auch im Smart Grid ein erheblicher Teil der innovativsten Kundenanwendungen nicht von den etablierten Anbietern, sondern von neuen Marktteilnehmern entwickelt und vermarktet wird.

6.6 Chancen und Nutzen für Technologielieferanten, Planungsbüros und Beratungsunternehmen

Die Entwicklung und sukzessive Realisierung eines intelligenten Gasnetzes lässt vielfältigen Nutzen für Technologielieferanten, Planungsbüros und Beratungsunternehmen erwarten. Insbesondere bei einer frühzeitigen Umsetzung erster inländischer Demonstrationsprojekte in realen Netzgebieten kann ein Know-How Vorsprung aufgebaut werden, der Exportchancen für innovative Produkte und Dienstleistungen eröffnet. Innovative Unternehmen können damit ihre Umsätze steigern, während zugleich neue hochqualifizierte Arbeitsplätze geschaffen werden.

Demonstrationsprojekte sind deswegen von besonderer Bedeutung, da die dabei gewonnenen Erfahrungen den eingebundenen Technologielieferanten wichtige Anhaltspunkte bezüglich sinnvoller Schwerpunktsetzungen in ihren zukünftigen F&E-Aktivitäten geben und damit zugleich Ausgangspunkt für weitere Technologienentwicklungen sind.

Aber nicht nur für Technologielieferanten, auch für Planungsbüros und Beratungsunternehmen ergeben sich neue Marktchancen. Aus den Erfahrungen der ersten Umsetzungsprojekte können konkrete Beratungsangebote entwickelt und in der täglichen Beratungspraxis verwendet werden. Insbesondere für technisch orientierte Beratungsunternehmen mit Fokus auf Energieeffizienzsteigerung bieten sich eine Fülle von Möglichkeiten, Smart-Grid Ansätze in konkrete Umsetzungsprojekte einfließen zu lassen.

6.7 Chancen und Nutzen für Forschungseinrichtungen

Durch eine Einbindung von Forschungseinrichtungen in Demonstrationsprojekte können die involvierten Institutionen nicht nur ihr Know-How einbringen, sondern auch wertvolle Praxiserfahrungen sammeln. Die praktischen Problemstellungen eignen sich wiederum als Ausgangspunkt für weitere, darauf aufbauende Forschungsaktivitäten.

Da im Gegensatz zu den Stromnetzen auf Ebene der Gasnetze bisher auch europaweit nur wenige Vorarbeiten getätigt wurden, ist eine EU-weite Themenführerschaft sowohl

bezüglich intelligenter Gasnetze wie auch der Aspekte hinsichtlich einer Integration der unterschiedlichen Netze und Systeme (smart „Grid of Grids“) durchaus realistisch.

Eine frühzeitige Befassung mit strategisch wichtigen Fragestellungen eröffnet für innovative Forschungseinrichtungen die Möglichkeit, die von ihnen erzielten Forschungsergebnisse, insbesondere im Zusammenhang mit der SET-Plan Initiative „Smart Cities“, in der Praxis zu erproben und ihre Umsetzung zu begleiten.

7 Visionen für ein Smart PolyGrid (Grid of Grids)

Auf dem Weg zu einem smarten „Grid of Grids“ werden sich die unterschiedlichen Energieträger und Infrastrukturen immer enger miteinander verschränken, vor allem da die interessantesten Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung in der Interaktion zwischen den einzelnen Energienetzen und -systemen (Gas, Strom, Wärme, Kälte) liegen.

Diese Verschränkung wird in allen Stufen der Wertschöpfungskette quer über alle Marktteilnehmer zu beobachten sein. So werden zukünftig die Steuer- und Dispatchingprozesse der jeweiligen Energieträger sowohl vertikal wie horizontal miteinander integriert sein. Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch werden dann gemeinsam gesteuert, um die Gesamtenergieeffizienz zu optimieren und zu vermeiden, dass Engpässe in einem Energiesystem lediglich auf andere Systeme verschoben werden. Wegen der hohen Flexibilität der Gassysteme und -netze und der leichten Speicherbarkeit des stofflichen Energieträgers Methan kommt diesem dabei eine Schlüsselrolle zu.

In ein solches smartes „Grid of Grids“ werden aber nicht nur die unterschiedlichen Energiesysteme und Netze, sondern auch andere Infrastrukturen (z.B. Verkehr, kommunale und zukünftige CO₂-Infrastrukturen) und insbesondere auch Abfall-, Abwasser- sowie Stoffströme mit einbezogen sein. Die Möglichkeiten der Verschränkung der einzelnen Netze und Systeme sind dabei sehr vielfältig und werden in den folgenden Unterabschnitten detaillierter dargestellt.

7.1 Zusammenwachsen von Gas- und Stromwirtschaft

Intelligente Gasnetze werden zukünftig auch eine Schlüsselrolle als „enabler“ für Smart Grids Lösungen auf Ebene der Stromebene spielen. Beispiel dafür ist die Methanisierung von Wasserstoff, hergestellt durch Elektrolyse mit überschüssigem Windkraftstrom als Substitut für die Stromspeicherung. Das erzeugte Methan kann in das vorhandene Gasnetz eingespeist werden, unter Nutzung der dort vorhandenen großen Speicherkapazitäten. Bedarfsorientiert kann dann aus dem Methan wieder in Gaskraftwerken Strom erzeugt werden, optimal unter Nutzung der Abwärme in KWK-

Anlagen. Hierdurch wird eine weitere Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energieträgern in der Stromwirtschaft möglich.

Ein weiteres Beispiel ist der Einsatz von gasbetriebenen Mikro-KWKs und deren Verschaltung zu virtuellen Kraftwerken. Die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie ist nur durch einen integrierten Ansatz über die Energieträger Gas, Strom und Wärme darstellbar. Auch an vielen weiteren Punkten der Gas- und Stromnetze werden durch eine Verschränkung der Strom- und Gasnetze bisher ungenutzte Potentiale zur Erhöhung der Gesamteffizienz generiert werden. Dazu werden die Marktakteure der Gas- und Stromwirtschaft zunehmend Produkte und Lösungen gemeinsam anbieten.

Neue Lösungen werden für die unterschiedlichsten Anwendungsfelder erschlossen (z.B. Biomethan/Erdgas als „Range Extender“ für E-Fahrzeuge) und mögliche zukünftige neue Energieinfrastrukturen wie Wasserstoff intelligent mit eingebunden werden (siehe beispielsweise Abbildung 10).

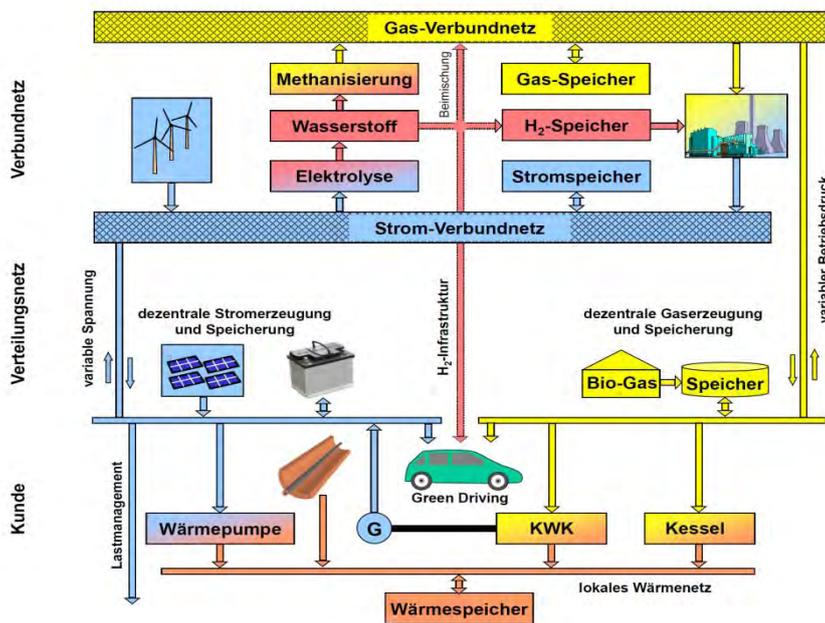


Abbildung 10: Zusammenwachsen von Gas-, Strom- und sonstigen Infrastrukturen (Quelle: eigene Darstellung)

7.2 Integration von Verkehrs- und Energieinfrastruktur

Die Nutzung von gasförmigen Treibstoffen hat außerhalb von Europa nicht nur eine lange Tradition, sondern inzwischen auch eine erhebliche wirtschaftliche Bedeutung. So sind in Ländern wie Argentinien, Brasilien und Pakistan jeweils bereits deutlich mehr als 1 Mio. gasbetriebener Fahrzeuge in Einsatz. Die Top-10 Länder mit der weltweit höchsten Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen sind in Abbildung 11 dargestellt. Von den europäischen Staaten ist lediglich Italien mit mehr als 500.000 solcher Fahrzeuge in diesem weltweiten Ranking zu finden.

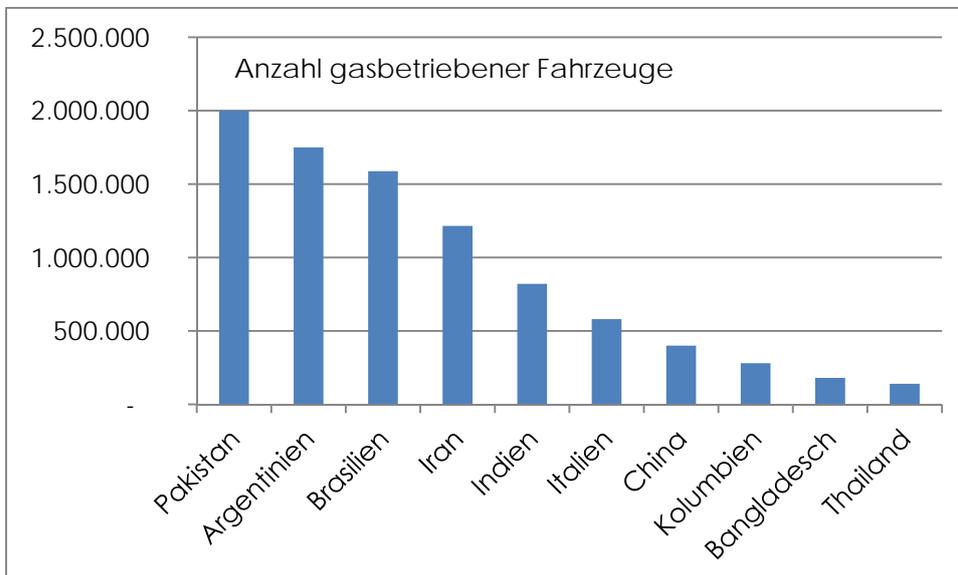


Abbildung 11. Ranking der Länder mit der höchsten Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: eigene Darstellung; Daten von [NGV 2009])

In einem Smart Gas Grid Szenario ist aufgrund der Vorteile gasbetriebener Fahrzeuge⁶⁹ jedenfalls eine deutliche Steigerung der Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge zu erwarten. Ähnlich wie bei einer zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen hat eine solche zunehmende Nutzung von Gasfahrzeugen jedoch entsprechende Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur.

⁶⁹ Im Gegensatz zu klassischen benzin- oder dieseltriebenen Fahrzeugen ist der CO₂-Ausstoss reduziert und die Feinstaubbelastung erheblich geringer. Bei Nutzung von Biomethan ist deren Betrieb CO₂-neutral, wobei zugleich die Flächeneffizienz eine deutlich höhere ist wie etwa bei Biodiesel. Im Unterschied zu Elektrofahrzeugen sind jedoch die Investitionskosten deutlich geringer und zugleich erheblich höhere Reichweiten möglich.

So ist der Gasverbrauch derzeit sehr stark saisonal beeinflusst. Diese saisonalen Schwankungen sind deutlich stärker als im Stromsektor, da der Großteil des Haushaltsverbrauches im Winterhalbjahr liegt. Da die Treibstoffnachfrage hingegen saisonal nur wenig schwankt, kommt es bei vermehrter Treibstoffnutzung zu einer erheblichen Verflachung der Jahreslastkurven. Damit hat die zunehmende Verbreitung von gasbetriebenen Fahrzeugen nicht nur erheblichen Einfluss auf den Gesamtverbrauch, sondern ermöglicht zugleich eine deutlich effizientere Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur.

Bei regional starken Absatzsteigerungen würden zwar punktuell Verstärkungen dieser Infrastruktur notwendig werden. In einem Smart Gas Grid können die auftretenden Lastspitzen aber alternativ zumindest teilweise durch eine Vergrößerung der Hochdruckspeicher an den CNG-Tankstellen ausgeglichen werden. Dadurch würde die klassische Gastankstelleninfrastruktur zugleich als dezentrale Speicherressource verwendet, von welcher das Gas, eine intelligente Steuerung vorausgesetzt, ggf. auch wieder in das Verteilnetz zurückgespeist werden kann, sofern verkehrsbedingt keine Abnahmespitzen zu erwarten sind.

Zwar kommt es in Abhängigkeit von der für die Rückspeisung verwendeten Speicherbank⁷⁰ zu unterschiedlich hohen Energieverlusten und Speicherkosten, die aber im Vergleich zu den Energieverlusten bzw. Speicherkosten etwa bei Vehicle-to-Grid (V2G) Ansätzen zur Stromspeicherung als verhältnismäßig gering anzusehen sind.

Die elektrische Energiespeicherung in Batterien und die daran gekoppelte Verwendung von Elektromotoren für den Antrieb stellen eine effiziente Möglichkeit dar, erneuerbare Energien im Verkehr einzusetzen. Die Grenzen dieser Technologie werden aber im Langstreckenbereich deutlich. Daher herrscht heute praktisch Konsens, dass Hybrid-Lösungen erforderlich sind. Den Gasen (einschließlich Wasserstoff) fällt aufgrund ihrer guten Speicherfähigkeit damit vorrangig die Rolle des Fernverkehrs zu. Aber auch bei Mangelsituationen im elektrischen Netz könnte dann bei Bedarf wieder auf Gas ausgewichen werden, das sich in Gasspeichern entweder im Fahrzeug oder im Netz (incl. Tankstelle) entsprechend bevorraten lässt.

⁷⁰ Die betriebsnotwendigen Speicher bei Gastankstellen werden üblicherweise als Dreibanksystem ausgelegt, wobei die Betriebsdrücke jeweils unterschiedlich sind und bis zu 300 bar betragen können.

Neben der klassischen Betankung, bei dem der Gastank wie bei einem normalen Benzin- oder Dieselfahrzeug innerhalb weniger Minuten gefüllt wird, ist bei Gasfahrzeugen aber auch die Langsambetankung möglich. Hier geht der Betankungsvorgang über mehrere Stunden und ähnelt in gewisser Weise dem üblichen Ladevorgang bei Elektrofahrzeugen.

Bei Einsatz solcher Langsambetankungseinrichtungen kommt es neben der Glättung der Jahreslastkurven zu einer deutlichen Verflachung der Tageslastkurven, da die Betankung üblicherweise über Nacht erfolgt. Diese Betankungsanlagen sind, falls ein solcher Betankungsvorgang in die betrieblichen Abläufe integriert werden kann, vor allem für kommunale oder betriebliche Flottenbetreiber interessant, da durch die geringeren Energieverluste bei der Kompression Kostenersparnisse erzielt werden und oftmals auch die Investitionskosten für die notwendige Infrastruktur deutlich niedriger sind.

In einem Smart Gas Grid Szenario würde auch die Hausbetankung⁷¹ vermehrte Bedeutung gewinnen, da bei Einsatz solcher Hausbetankungsanlagen⁷², deren Betankungsvorgang ähnlich jener bei Elektrofahrzeugen ist, die bestehende Gasinfrastruktur auch auf Ebene der Hausanschlüsse deutlich gleichmäßiger und besser ausgelastet wird.

Ähnlich wie bei Elektrofahrzeugen sind aber auch auf Ebene der Gasnetze Vehicle-to-Grid Konzepte grundsätzlich denkbar. Neben den Kosten für die notwendigen Druckreduzier- und Steuereinrichtungen ist dabei jedoch zu bedenken, dass es bei jedem Speicherzyklus zu Effizienzverlusten kommt. Die Speicherkosten werden dennoch als tendenziell niedriger als bei Elektrofahrzeugen eingeschätzt, bei denen aufgrund der teuren Akkumulatoren noch höhere Kosten je Speicherzyklus anfallen⁷³. Sowohl bei Elektrofahrzeugen als auch bei Erdgasfahrzeugen dürfte die Rückspeisung aus dem Fahrzeug in das Netz jedoch nur in wenigen Ausnahmefällen interessant sein.

⁷¹ Hausbetankung bedeutet, dass die von privaten Haushalten verwendeten Gasfahrzeuge nicht bei öffentlichen Gastankstellen, sondern zu Hause über die Hausanschlüsse betankt werden, wofür entsprechende Kompressoren erforderlich sind.

⁷² Diese Anlagen sind in den USA derzeit am weitesten verbreitet, aber auch in verschiedenen Ländern Europas vorwiegend bei Feldtests eingesetzt worden.

⁷³ Dessen ungeachtet sind stationäre Speicherlösungen jedenfalls als kostengünstiger anzusehen.

Ein Smart Gas Grid bzw. „Grid of Grid“ bedeutet zugleich auch ein Nebeneinander bzw. die Integration von unterschiedlichen zentralen und dezentralen Versorgungssystemen und Technologien. Um die flächendeckende Treibstoffversorgung auch in netzfernen Gebieten sicherzustellen, wird die klassische leitungsgebundene Infrastruktur daher durch dezentrale Lösungen und Inseltankstellen ergänzt.

Die vielfältigen Möglichkeiten für dezentrale Biomethansysteme in netzfernen Gebieten sind am Beispiel Schweden zu sehen⁷⁴. Dort erfolgt die Distribution des Biomethans aufgrund der lückenhaften Erdgasinfrastruktur bereits derzeit vorwiegend über lokale Biogasnetze oder mittels Containertransporte.

Kommunale Projekte haben in Schweden sowohl ihr hohes Marktpotential wie ihre grundsätzliche Wirtschaftlichkeit bewiesen, sodass auch große Städte wie Stockholm, Göteborg, Västerås oder Uppsala bereits einen großen Teil ihrer kommunalen Busflotte auf Biogas umgestellt haben. Die Bedeutung dieser dezentralen Systeme⁷⁵ ist auch daran zu erkennen, dass der Absatz von Biogas als Treibstoff in Schweden bereits im Jahr 2006 jenen von Erdgas übertroffen hat⁷⁶.

Neben der Weiterentwicklung dieser dezentralen Versorgungssysteme gewinnen im Smart Grid Kontext insbesondere deren Anbindung in die bestehende Erdgasinfrastruktur und die Entwicklung smarter und kostengünstiger Backup-Lösungen an Bedeutung.

7.3 Integration von dezentraler Gasproduktion mit Abfall- und Abwasserinfrastrukturen

Die Methanproduktion und -aufbereitung muss in einem smarten „Grid of Grids“ auf allen Ebenen mit den vorhandenen Stoff- und Abfallströmen integriert werden. Dies bezieht sich sowohl auf die kaskadische Nutzung der vorhandenen Rohstoffressourcen

⁷⁴ In Schweden werden Green Gases bereits seit mehr als 10 Jahren als Treibstoff verwendet.

⁷⁵ Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz spielt hingegen in Schweden nur eine untergeordnete Rolle.

⁷⁶ Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist insbesondere die steuerliche Behandlung der jeweiligen Treibstoffe. In Österreich liegt die vergleichsweise hohe Wirtschaftlichkeit von Erdgas- im Vergleich zu Benzin- oder Dieselfahrzeugen vor allem an der unterschiedlich hohen Besteuerung der Treibstoffe.

in Bioraffinerien wie auch die Nutzung des Potentials von Abfall- und Abwasserinfrastrukturen zur Energieerzeugung.

Auch diese Infrastrukturen für Stofftransport und -verwertung sind in einer systemischen Betrachtung zugleich Energieverbraucher und Speicher, aber auch Energieproduzenten bzw. -umwandler. Bei Integration der klassischen Energienetze mit den Rohstoff-, Abfall- und Abwasserinfrastrukturen, sowohl kommunaler oder betrieblicher Art, kann jedenfalls eine Vielzahl von Synergiepotentialen nutzbar gemacht werden.

Naheliegender ist etwa die Steigerung der Biomethanproduktion durch die Verwertung von Abfällen in den bestehenden Infrastrukturen (z.B. Co-Fermentation von biogenen Abfällen in kommunaler oder betrieblicher Infrastruktur). Es bieten sich im „Grid of Grid“ Kontext jedoch viele weitere Möglichkeiten an. So kann in speziellen Situationen etwa das Gefälle in Trinkwasser- und Abwasserleitungen zur Stromproduktion oder das Kanalnetz durch Einsatz von Gas- oder Stromwärmepumpen für die Fernwärmebereitstellung genützt werden. Umgekehrt müssen die „Abfälle“ der Energieproduktion, in vielen Fällen das anfallende CO₂, sinnvoll in den Gesamtnutzungskontext eingebunden werden.

7.4 Zusammenwachsen des intelligenten Gasnetzes mit der zukünftigen CO₂-Infrastruktur

Eine weitere strategische Herausforderung in dem Verschränkungsprozess zu einem smarten „Grid of Grids“ ist es, neben den klassischen Energieträgern, den sonstigen vorhandenen Infrastrukturen und dem Verkehrsbereich auch die zukünftige CO₂-Infrastruktur vorausschauend zu berücksichtigen. Die Gaswirtschaft kann in diesem Verschränkungsprozess eine Schlüsselrolle einnehmen und vielfältige Beiträge zum Aufbau der CCS (Carbon Capture and Storage) Infrastruktur leisten.

Zum einen kommen viele der CCS-Technologien ursprünglich aus der Gaswirtschaft. Auch wenn 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 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.

Aber nicht nur für die großen Übertragungsnetzbetreiber, auch für die Verteilnetzbetreiber tun sich damit neue Betätigungsfelder auf, da künftig nicht nur die großen sondern auch mittelgroßen Emittenten durch eine Kombination von CO₂-Pipelines und Containertransportsysteme sinnvoll in ein Gesamtkonzept eingebunden werden müssen⁷⁷. Ergänzend ist die stoffliche Nutzung des dezentral anfallenden CO₂, insbesondere auch bei der Aufbereitung von Rohgas zu Biomethan, zu berücksichtigen und dazu geeignete Technologien weiterzuentwickeln.

Des Weiteren wird CO₂ benötigt bei der Methanisierung von Wasserstoff, erzeugt durch Elektrolyse mit überschüssigem Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen.

Neben diesen Synergieeffekten macht es schon aus reinen Kostenüberlegungen Sinn, die Gas- und die zukünftige CO₂-Infrastruktur gemeinsam zu betreiben. Da die Transportwege grundsätzlich die gleichen sind, ist die Kostenreduktion alleine durch parallele Trassenführung, zusammengefasste Genehmigungsprozesse und Synergien in Betriebsführung und Wartung bereits enorm. Dies gilt im Übrigen auch für die Kombination mit unterirdischen Stromtrassen.

7.5 Nutzung vorhandener Rohstoffpotentiale: Ausbau von Energie^{Plus}-Regionen anstatt bloßer Energieautarkie

Das Konzept eines Smart Gas Grids bzw. eines Smart PolyGrids hat auch viele Berührungspunkte mit der Raum- und Stadtplanung. So werden das grundlegende Design von intelligenten Netzen und Systemen bzw. deren Möglichkeiten zur

⁷⁷ Die Gaswirtschaft in Japan hat diesbezüglich die Themenführerschaft übernommen und verfolgt bereits erste Konzepte zu dezentralem CO₂-Transport und Speicherung.

Optimierung in urbanen und in ländlichen Regionen stark unterschiedlich und sowohl von lokalen Gegebenheiten wie der Siedlungsstruktur abhängig sein.

Einfache, auf lokale Energieautarkie begrenzte Konzepte greifen diesbezüglich zu kurz, da es aus wirtschaftlicher Sicht suboptimal wäre, die notwendige Energie in dichtbesiedelten urbanen Ballungsräumen lokal zu erzeugen, wenn diese in benachbarten Regionen rohstoffeffizienter und kostengünstiger aufgebracht werden kann.

Ländliche Regionen haben hingegen durchaus Potential, dass durch die lokal vorhandenen Ressourcen mehr Energie erzeugt wird, als vor Ort benötigt wird. Für diese Regionen mit hohem Ressourcenpotential ist die Forderung nach Energieautarkie hingegen viel zu wenig ambitioniert; diese müssen in der Zukunftsvision eines Smart Grids vielmehr zu Energie^{Plus}-Regionen ausgebaut werden.

Energieautarkie ist in einem Smart Grid daher weniger für räumlich eng begrenzte, sondern vielmehr für größere Gebiete oder ganze Länder als Cluster mehrerer Regionen zu fordern. Energie^{Plus}-Regionen mit einem höheren Ressourcenpotential werden urbanen, dicht besiedelten Regionen (Smart Cities) und industriellen Ballungsräumen gegenüberstehen, welche Energie aus diesen Energie^{Plus}-Regionen beziehen. Dies ist in Abbildung 12 schematisch dargestellt.

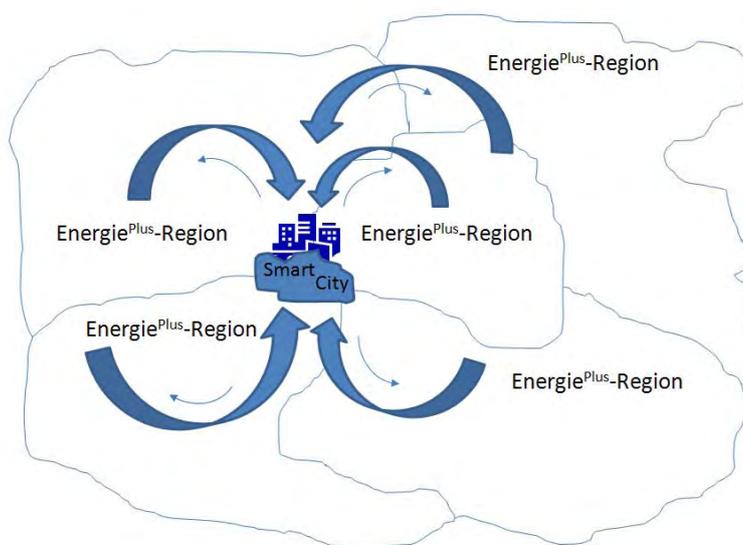


Abbildung 12: Schematische Darstellung von Energie^{Plus}-Regionen und Smart Cities sowie dem Energieaustausch zwischen diesen (Quelle: eigene Darstellung)

Intelligente Systeme und Netze müssen dabei einerseits die Potentiale und Synergieeffekte innerhalb der jeweiligen Region bestmöglich nützen, aber zugleich die Systeme und Netze der unterschiedlichen Regionen intelligent so miteinander verbinden, dass die Übertragungs- und sonstigen Verluste möglichst gering sind.

Die Anforderungen an intelligente Netze sind dadurch in städtischen Ballungsgebieten naturgemäß andere als in EnergiePlus-Regionen. So steht in Ballungsräumen die Verbesserung der Energieeffizienz im Vordergrund, inklusive der Nutzung der in größerem Maße anfallenden Abfall- und Abwasserressourcen und der intelligenten Einbindung der Energiekonsumenten. Dadurch sowie durch die zusätzliche Nutzung dezentraler Energieerzeugung kann, soweit es energetisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, der Nettoimport von Primärenergie aus EnergiePlus-Regionen minimiert werden.

In EnergiePlus-Regionen besteht der Hauptzweck intelligenter Netze hingegen darin, die Umwandlungs- und Übertragungsverluste zu minimieren sowie durch Einsatz neuer Technologien die dezentral und stochastisch aus erneuerbaren Energieträgern gewonnenen Energiemengen speicherbar zu machen, damit diese in den Regionen mit Nachfrageüberschuss bedarfsorientiert genutzt werden können.

8 Möglichkeiten der Umsetzung von Smart-Grid Elementen in den bestehenden Netzen

Zweifellos wird die Transformation des derzeitigen Netzes in ein „smartes Netz“ viele Jahrzehnte in Anspruch nehmen. Ein solcher Umbau kann nur allmählich geschehen und bedingt zugleich die Kompatibilität zwischen dem bisherigen und dem zukünftigen Energiesystem bzw. dessen Komponenten.

Während in den vorherigen Abschnitten ein Blick in die Zukunft eines Smart Gas Grids geworfen wurde, sind in den folgenden Unterabschnitten⁷⁸ Möglichkeiten zur Umsetzung von jenen smarten Elementen beispielhaft dargestellt, die bereits derzeit verhältnismäßig einfach in das derzeitige Netz integrierbar oder von besonderer strategischer Bedeutung sind.

Ein Großteil der dargestellten Maßnahmen⁷⁹ ist nicht nur technisch marktreif⁸⁰, sondern bereits derzeit wirtschaftlich umsetzbar, wenn auch vielfach (geringfügige) Modifikationen im Tarifsysteem notwendig sind.

8.1 Netzabschnitte mit „aktiven“ Anlagenkomponenten

Die Notwendigkeit zur Integration von „aktiven“ Elemente in das Gasnetz, um die vermehrte dezentrale Einspeisung von Green Gases zu ermöglichen, wurde bereits in Abschnitt 5.4.1 grundsätzlich adressiert. Diese dezentrale Einspeisung ist aufgrund von Netztopologie und Lastgangkurven derzeit nur in sehr begrenztem Umfang möglich ist.

Neben der Problematik der Netzsteuerung kommen im Gegensatz zum Stromnetz noch zusätzliche technische Herausforderungen hinzu. Während der elektrische Strom im

⁷⁸ Im darauf folgenden Abschnitt 11 werden jene Maßnahmen, die sich als „Leuchttürme der Innovation“ im Rahmen von Demonstrationsprojekten besonders eignen würden, ergänzend detaillierter vorgestellt.

⁷⁹ Unter solchen „smarten“ Maßnahmen sind nicht nur konkrete technische Verbesserungen, sondern auch solche wie die systematische Berücksichtigung von Methanemissionen zu verstehen (siehe z.B. Abschnitt 8.2).

⁸⁰ Die in den folgenden Unterabschnitten vorgestellten Technologien und Maßnahmen sind mit Ausnahme der in Abschnitt 8.6 dargestellten (Methanisierung von Windkraftstrom) als grundsätzlich marktreif bzw. umsetzbar anzusehen.

Stromnetz problemlos in beide Richtungen von einer Spannungsebene in die nächste fließen kann, ist dies über die unterschiedlichen Druckniveaus im Gasnetz nicht möglich.

So gelangt der Großteil des Erdgases derzeit über die interkontinentalen Fernleitungen von Russland zunächst zum Erdgashub in Baumgarten, von wo es über die Fernleitungen der Netzebene 1 in die jeweiligen Netzgebiete transportiert wird.

An mehreren Übergabestationen fließt das Erdgas dann in das Rohrleitungssystem der Netzebene 2, wobei der Betriebsdruck deutlich abgesenkt wird. Nach der regionalen Verteilung auf der Netzebene 2 wird der Betriebsdruck des Erdgas in Druckregel- und -reduzierstationen auf unter 6 bar gebracht und in das Rohrleitungsnetz der Netzebene 3 eingespeist⁸¹.

Da dezentrale Erzeugungsanlagen von Biomethan im Regelfall auf der untersten Netzebene einspeisen, der Verbrauch hingegen sowohl saisonal wie auch im Tagesverlauf sehr stark schwankend ist⁸², müssen die überschüssigen Mengen an dezentral eingespeistem Gas, die im jeweiligen Netzabschnitt nicht abgenommen oder in den Leitungen zwischengespeichert werden können, daher gegen die normale Flussrichtung auf die nächsthöhere Netzebene gebracht werden.

Eine solche Rückspeisung erfordert jedoch den Einsatz zusätzlicher smarter Anlagenkomponenten beim Übergang von der zweiten zur dritten Netzebene. Nur durch eine Erweiterung der Druckreduzierstationen um Druckerhöhungseinrichtungen (Kompressoren) sowie deren intelligenten Steuerung wird der Fluss des gasförmigen Energieträgers in beide Richtungen, über die Druckstufen hinweg, ermöglicht. Ähnlich wie im Stromnetz ist aber im Gasnetz auf den unteren Netzebenen⁸³ derzeit die notwendige Informations- bzw. Kommunikationsinfrastruktur noch nicht vorhanden, um diese richtig steuern zu können. Die notwendigen Ergänzungen im Erdgasnetz sind in Abbildung 13 schematisch dargestellt.

⁸¹ 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, was ein zusätzliches Hindernis ist.

⁸² Im Jahresverlauf betragen die Verbrauchsmaxima, abhängig vom Netzabschnitt, teilweise das Mehrhundertfache der Verbrauchsminima.

⁸³ Auf der Netzebene 1 (Transportnetzebene) hat die Dispatchingzentrale des Regelzonenführers hingegen alle notwendigen Informationen real-time zur Verfügung.

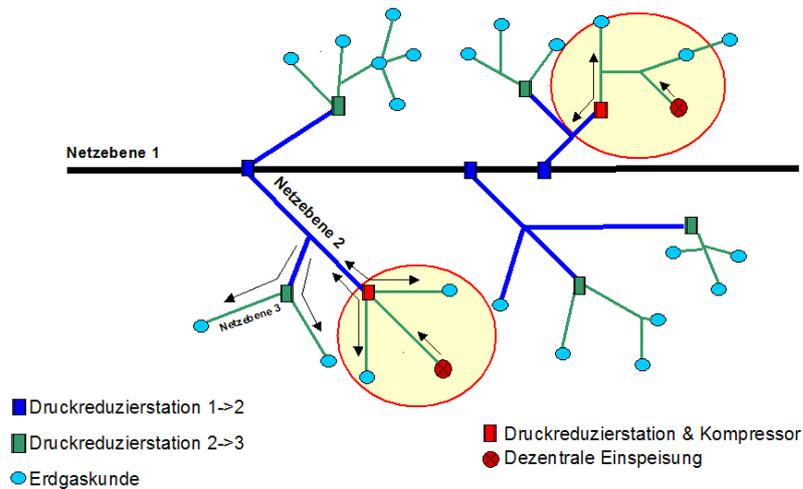


Abbildung 13: Schematische Darstellung smarterer Elemente im Erdgasnetz bei dezentraler Einspeisung (Quelle: eigene Darstellung)

Das Problem der Netzsteuerung bei dezentraler Einspeisung ist allerdings nicht auf die Netzebene 3 beschränkt, da auch auf der Netzebene 2 hohe Lastflussschwankungen auftreten können. Zur Integration einzelner dezentraler Einspeisepunkte genügt jedoch in vielen Fällen, abhängig von Einspeisemengen und konkretem Netzgebiet, die Rückspeisung auf die Netzebene 2.

Die Integration solcher aktiven Elemente in die bestehenden Verteilnetze, um den bi-direktionalen Fluss über Druckstufen hinweg und damit die dezentrale Einspeisung zu ermöglichen, sind bereits mit verfügbaren Technologien machbar und könnte problemlos in die bestehenden Netze integriert werden, wenn es auch derzeit noch kaum Praxiserfahrungen damit gibt.

Während die Netzbetreiber in Österreich, abgesehen von der generellen Pflicht zum diskriminierungsfreien Zugang, zur Vornahme solcher Anpassungen nicht explizit verpflichtet sind, ist die Rechtslage in Deutschland eindeutig; der Gasnetzbetreiber ist verpflichtet, auch in den vorgelagerten Netzen die für die Ermöglichung der dezentralen Einspeisung notwendigen Investitionen zu tätigen⁸⁴.

⁸⁴ Diese Verpflichtung zur Umsetzung der für die dezentrale Einspeisung von Biogas notwendigen Anpassungen der Netzinfrastruktur ist in § 42d Gasnetzzugangsverordnung geregelt [GasNZV 2005].

8.2 Berücksichtigung von Methanemissionen als Querschnittsthema

Grundsätzlich hat Erdgas aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung⁸⁵ deutliche Vorteile hinsichtlich der Treibhauswirkung gegenüber anderen Energieträgern und kann daher als sauberster fossiler Energieträger angesehen werden. Bei Betrachtung der Klimafolgen verdienen jedoch Methanleckagen eine besondere Betrachtung, da entweichendes Methan eine 21-fach höhere Treibhausauswirkung als CO₂ hat. Ein Vernachlässigen der technologiebedingten Methanemissionen würde daher alle anderen Bemühungen zur Reduktion der Klimaauswirkungen, wie etwa Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zunichte machen.

Das Querschnittsthema der Berücksichtigung der Methanemissionen aus Gasnetzen und -systemen muss daher als entscheidend zum Gelingen eines Smart Gas Grids angesehen werden. Schließlich ist die Minimierung des CO₂-Fußabdruckes eines der Hauptziele eines Smart Gas Grids.

In einer globalen Betrachtung emittieren vor allem die großen Produzenten- bzw. Transportländer Russland, USA und Ukraine sehr hohe Mengen an Methan. So sind etwa die Methanemissionen⁸⁶ in Russland und den USA deutlich höher, als der gesamte jährliche Erdgasverbrauch in Österreich. Aber auch die Emissionen aus den Verteilnetzen in Westeuropa sind nicht unerheblich.

Diesbezüglich ist von den Netzbetreibern in Österreich in den letzten Jahrzehnten sehr viel zur Reduktion von Methanemissionen aus Gassystemen und -netzen unternommen worden, insbesondere durch den Austausch der alten Graugussleitungen in den Verteilnetzen. Diese Maßnahmen erfolgten jedoch primär aus Gründen der Verbesserung der Anlagensicherheit.

Eine systematische Erhebung des weiteren Optimierungspotentials aus Sicht des Klimaschutzes ist jedoch bis dato flächendeckend nicht erfolgt bzw. liegt keinerlei

⁸⁵ Im Gegensatz zu anderen fossilen Energieträgern ist der Wasserstoffanteil verhältnismäßig hoch und der Kohlenstoffanteil niedrig.

⁸⁶ Über alle Stufen der Wertschöpfungskette hinweg (Produktion, Transport und Verteilung). Die technologiebedingten Methanemissionen sind jedoch nicht mit dem sogenannten „Flaring“ zu verwechseln, bei dem Erdgas bzw. Begleitgase kontrolliert verbrannt wird.

verlässliches Datenmaterial betreffend des aktuellen Ist-Zustandes vor⁸⁷. In einem Smart Grids Szenario würden hingegen die technologiebedingten Methanemissionen in allen Planungs- und Beschaffungsprozesse sowie auch bei der Steuerung der Netze⁸⁸ systematisch berücksichtigt werden.

Eine erste konkrete Maßnahme hin zu einer solchen systematischen Berücksichtigung der Methanemissionen wäre es, die tatsächlichen Methanemissionen aus Gasnetzen und -systemen nach einem „bottom up“ Ansatz zu bestimmen und darauf aufbauend weitere, konkrete Verbesserungspotentiale zu identifizieren. Durch ein Benchmarking zwischen den Netzbetreibern könnten die konkreten technischen Maßnahmen dann laufend weiter optimiert werden⁸⁹.

Des Weiteren wird dieses Datenmaterial als Grundlage für die Evaluierung unterschiedlicher neuer Steuer- und Regelprozesse, wie etwa bei Implementierung eines „atmenden“ Netzes, sowie auch für die Erstellung von Softwaretools zum laufenden Monitoring der tatsächlichen Emissionen und dessen Veränderung durch neue technische Maßnahmen und Methoden, benötigt.

Grundsätzliches Hemmnis in Österreich ist jedoch derzeit, dass nach den geltenden Tarifbestimmungen den Netzbetreibern die Netzverluste über die regulierten Tarife ohnehin abgegolten werden. Deren Motivation zur Verminderung der Methanemissionen liegt daher in der Erhöhung der Anlagensicherheit und in der Optimierung der Betriebskosten, aber weniger in der wirtschaftlichen Optimierung der Netzverluste.

Die Schaffung von finanziellen Anreizmechanismen zur Reduktion der Methanverluste, wie sie etwa bereits erfolgreich in Großbritannien angewandt wurden, würde hingegen eine zusätzliche Motivation zur systematischen Berücksichtigung dieses höchst klimarelevanten Querschnittthemas schaffen.

⁸⁷ Die Daten aus dem offiziellen UNFCCC-Reporting gehen aufgrund der Verwendung der sogenannten Tier 1 Methode für den Zeitraum von 1990 bis 2007 von einer Verdopplung der Methanemissionen des Gassektors in Österreich aus. Diese Zahlen entsprechen allerdings nicht der tatsächlichen Entwicklung und stehen auch im krassen Gegensatz zu den Emissionsstatistiken in anderen Ländern wie z.B. in Deutschland oder den USA.

⁸⁸ Eine systematische Berücksichtigung und Minimierung der technologiebedingten Methanemissionen erfolgt beispielsweise in einem sogenannten „atmenden Netz“. Siehe dazu Abschnitte 5.4.2 und 11.2.

⁸⁹ Beispiel ist das (freiwillige) Benchmarking der US-Netzbetreiber im Rahmen des Natural Gas Star Programms, das zu deutlichen Emissionsreduktionen geführt hat.

8.3 Einsatz von intelligenten Kundenanwendungen („smart appliances“)

Im Smart Gas Grid kommt dem Kundennutzen entscheidende Bedeutung zu. Dieser Nutzen kann entweder durch eine Verbesserung der Energie- oder Kosteneffizienz der Energiesysteme und -netze oder auch durch smarte Kundenanwendungen geschaffen werden. Intelligente Anwendungen am Netzrand können insbesondere eine vermehrte Integration von klassischen Gastechnologien mit erneuerbaren Energieträgern ermöglichen und damit beträchtlichen Kundennutzen schaffen.

Insbesondere durch einen Verbund mit dem elektrischen Smart Grid können Systeme zukünftig auch hybridisiert werden. Solche hybriden Heizungssysteme könnten z.B. überschüssige elektrische Energie aus den stark fluktuierenden erneuerbaren Quellen in Nutzwärme umwandeln (z.B. über einen integrierten Heizwiderstand) und entweder direkt nutzen und/oder ggf. in einem Wärmespeicher (z.B. Brauchwasserspeicher) für einen späteren Abruf speichern (besser als ein einfacher Heizwiderstand - aber auch aufwändiger - wäre noch eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe). Bei Mangelsituationen im elektrischen Netz könnte dann wieder auf das gut speicherbare Erdgas zurückgegriffen werden (z.B. Brennwertkessel oder vielleicht auch eine hybride Strom/Gas-Wärmepumpe). Auf diese Weise ergibt sich praktisch ein „virtueller hybrider Energiespeicher“ mit optimalem Wirkungsgrad und damit die bestmögliche Verwertung der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Verdrängung von fossilem Methan. Diese hier für den Hausbereich beschriebene Hybridsierung lässt sich selbstverständlich auch im großen Maßstab (z.B. in Fernwärmesystemen oder gewerblichen/industriellen Wärmeanwendungen) realisieren. Verhindert werden diese sinnvollen Maßnahmen heute insbesondere durch das Tarifsystem im Stromsektor, da jede zusätzlich bezogene Kilowattstunde mit Steuern und Abgaben belegt wird, so dass dieser „Wärmestrom“ selbst bei negativen Börsenpreisen u.U. noch teurer wäre als die ausschließliche Gasnutzung.

Im Haushaltssektor bieten sich als „smart appliances“ neben solchen hybriden Lösungen und Mikro-KWKs (siehe folgenden Abschnitt 8.4) zukünftig auch Gaswärmepumpen und andere Gas-Plus-Technologien an. Diese Technologien, durch welche klassische Gasanwendungen mit erneuerbaren Energieträgern kombiniert

werden, sollen etwa im Rahmen der Innovationsoffensive des DVGW in Deutschland systematisch zur Marktreife gebracht werden⁹⁰.

Bei intelligenten Anwendungen im Haushaltsbereich ist neben dem Kostenaspekt jedoch auch der sonstige, nichtmonetäre Nutzen zu berücksichtigen, wie etwa eine eventuelle Erhöhung des Kundenkomforts oder der Generierung eines sonstigen Zusatznutzens. Diese Aspekte sind bei Privatkunden von zumindest gleich hoher Bedeutung wie die Erzielung eines wirtschaftlichen Nutzens und entscheidend für die Kundenakzeptanz der neuen Technologien.

Der Nutzen von intelligenten Anwendungstechnologien ist jedoch für Großabnehmer wie etwa Industriebetriebe oder kommunale Infrastrukturbetreiber, die eigene Systeme oder Netze betreiben, am größten bzw. sind in dieser Kundengruppe deutlich mehr intelligente Anwendungen einsetzbar. Durch die Interaktion von bereits bestehenden Kundensystemen mit dem zukünftigen intelligenten Netz können Synergieeffekte gehoben und teilweise erhebliche zusätzliche Ergebnisbeiträge erzielt werden.

Aufgrund der Heterogenität der Kunden in Industrie, Gewerbe und kommunalen Einrichtungen hinsichtlich der Höhe ihres Gasverbrauches und ihrer Lastprofile - und damit einhergehend der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit -, sind die folgend dargestellten intelligenten Kundenanwendungen jeweils nur für bestimmte Anwendungsfälle geeignet.

Integration von klassischen Gasanwendungen mit erneuerbaren oder KWK-Technologien

Während im Bereich typischer Verbräuche von Haushaltskunden viele Gas-Plus-Technologien noch nicht kommerziell verfügbar bzw. nicht wirtschaftlich sind, kann in den für Industrie und Gewerbe relevanten Größenklassen bereits zwischen einer größeren Anzahl von Technologien und Herstellern gewählt werden.

Durch den Einsatz von Gaswärmepumpen, Adsorptionskältemaschinen oder KWKK-Anlagen⁹¹ können die Vorteile der unterschiedlichen Energieträger bestmöglich genutzt

⁹⁰ Ein weiteres Beispiel für eine branchenübergreifende Initiative in Deutschland ist die Initiative Gaswärmepumpe (IGWP), die gemeinsam von deutschen Gasnetzbetreibern und Herstellern gestartet wurde. Durch landesweite Feldtests werden die an der Schwelle zur Marktreife stehenden Haushaltsgaswärmepumpen getestet, weiterentwickelt und in Folge kommerzialisiert.

⁹¹ KWKK ist die Abkürzung für Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

werden. So ist etwa der Einsatz von Gaswärmepumpen bei gleichzeitiger Erzeugung von Wärme und Kälte hoch wirtschaftlich⁹².

Bei dieser Kundengruppe scheitert der Einsatz von neuen intelligenten Anwendungen primär nicht an technischen Hürden oder der Wirtschaftlichkeit, sondern vielmehr an der mangelnden Bekanntheit der Lösungen in den Unternehmen bzw. den befassten Planungsbüros.

Vermehrte Integration von industriellen Abfallgasen in das zentrale Energiesystem

Bei größeren Industriekunden handelt es sich bei vielen Kundeanwendungen weniger um Einzelanwendungen, sondern eher um eigene Micro-Grids. Insbesondere bei industriellen Prozessen, bei denen brennbare Gase als Zwischen- oder Abfallprodukte anfallen, geht es um die Gesamtoptimierung ihrer Nutzung.

Die diesbezüglich größten Potentiale sind in der Eisen- und Stahlerzeugung sowie der petrochemischen und chemischen Industrie zu finden. In den großen Industrieanlagen dieser Branchen werden eigene, betriebsinterne Netze betrieben, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von betrieblichen Notwendigkeiten heterogener und komplexer wie normale Erdgasnetze sind⁹³.

Bei diesen Kundennetzen und -anwendungen, sowohl bei deren betriebsinternen Optimierung wie bei Optimierung der Spitzenlastabdeckung durch externe Systeme, können Smart Gas Grid Konzepte zukünftig eine wichtige Rolle einnehmen. Mit diesen Konzepten können etwa Druckschwankungen in den unterschiedlichen Netzabschnitten frühzeitig vorhergesehen und Fackelverluste damit reduziert werden.

Dezentrale Gasspeicher bei Großkundenanlagen

Die Integration von Gasspeichern und deren Einsatz direkt an den Standorten der Großkundenanlagen macht in Einzelfällen bereits derzeit wirtschaftlich Sinn⁹⁴.

⁹² Im Gegensatz zu Geräten in der für Einfamilienhäuser relevanten Leistungsklasse, die sich noch im Demonstrationsstadium bzw. an der Schwelle zur Marktreife befinden.

⁹³ So werden in Stahlwerken üblicherweise getrennte Kokereigas-, Gichtgas-, Tiegelgas- und Erdgasnetze betrieben, wobei die jeweiligen Gasarten aufgrund ihrer unterschiedliche Bestandteile und Brennwerte unterschiedlich eingesetzt werden.

⁹⁴ Dies bezieht sich vor allem auf die Situation in Deutschland beim Einsatz von Röhrenspeichern (siehe z.B. [Niehörster 2007]).

Für den Kunden stehen im Regelfall eine Optimierung der Netztarife und der Einkaufspreise für die Energielieferung im Vordergrund. So können Energielieferanten günstigere Lieferkonditionen bieten, da diese dann ihrerseits weniger Strukturierungsleistungen (Speicherkapazität in Untertagespeichern) zukaufen müssen.

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 bei Gasturbinen.

Verbesserte Brennertechnologien, Porenbrenner

Auch bei Endgeräten, die technisch bereits ausgereift scheinen, sind teilweise noch erhebliche Effizienzsteigerungen möglich. Beispiel für eine solche technische Lösung ist der Porenbrenner. Diese für Industrieanwendungen entwickelte Brennertechnologie kann durch einen höheren Wirkungsgrad, Verbesserung in der Prozessführung und geringere Aufheiz- bzw. Rüstzeiten bis zu 70 % an Primärenergie einsparen.

In Gebäudeheizungen ist das Einsparpotential bei Verwendung dieser Technologie zwar geringer, aber noch immer beeindruckend. Vorteil gegenüber klassischen Brennwertgeräten liegt etwa in der hohen Modularität des Brenners.

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. Die Grenzen zwischen reinen Anwendungs- und Umwandlungstechnologien sind fließend. Viele Infrastrukturanlagen lassen sich bereits jetzt sukzessive zu neuen Energiezentralen und smarten Netzknoten weiterentwickeln (siehe hierzu Abschnitt 5.4.7).

Weitere Potentiale bei der kommunalen Infrastruktur liegen etwa in der Fernwärme- oder Fernkälteerzeugung durch Nutzung der Abwärme aus dem Kanalnetz mittels gas- oder stromgetriebener Wärmepumpen.

8.4 Virtuelle Kraftwerke mit gasbetriebenen Mikro-KWKs

Die bisherigen Markteinführungen von Mikro-KWKs hatten die Eigenversorgung der Haushalte zum Ziel. Aufgrund des abnehmenden Wärmebedarfs in Haushalten (bessere Wärmedämmung, Trend zum Niedrigenergiehaus) wird die Wirtschaftlichkeit in der klassischen wärmegeführten Betriebsweise jedoch immer schwerer darstellbar, da bei technologisch bedingten üblicherweise geringen elektrischen und hohen thermischen Wirkungsgraden der Anlagen die Anzahl der jährlichen Volllaststunden ebenfalls geringer wird⁹⁵.

Während sich einige Mikro-KWK Technologien (z.B. Brennstoffzelle, Stirlingmotor) noch im F&E- oder Erprobungsstadium befinden, sind andere bereits marktreif. Beispielsweise wurden in japanischen Haushalten bereits mehr als 100.000 Mikro-KWK Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 1 kW auf Basis der Gasmotorentechnologie installiert.

Technisch optimierte Geräte (insb. hinsichtlich Wartungsbedarf, Lärm, Vibrationsfreiheit) sind jedoch nur die Grundvoraussetzung. Der Erfolg einer breiten Markteinführung von Mikro-KWKs und Steigerung des Gasabsatzes erfordert vor allem neue Geschäftsmodelle und Verbreitungsstrategien.

Im Smart Grid Kontext wird der größte Nutzen im Einsatz von Mikro-KWKs jedenfalls im koordinierten stromgeführten Betrieb als gasbetriebenes Kraftwerk gesehen, betrieben als „virtuelles Kraftwerk“ im Verbund mit Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien. Dabei wird zwar ebenfalls die lokale Wärmeversorgung sichergestellt, der erzeugte Strom im Unterschied zur klassischen Betriebsweise jedoch nicht lokal verbraucht, sondern als Spitzenlast oder Ausgleichs-/Regelenergie in das Stromnetz eingespeist. Rein technisch ist die Umsetzung eines solchen virtuellen Kraftwerkes bereits in den bestehenden Netzen problemlos möglich.

Die Herausforderung in konkreten Projekten besteht daher weniger in der Demonstration der grundsätzlichen technischen Machbarkeit, sondern vielmehr in der Kommerzialisierung eines solchen virtuellen Kraftwerkes unter den realen

⁹⁵ Zwar sind Brennstoffzellen-Heizsysteme in Entwicklung, die mehr Strom als Wärme produzieren können und somit dem geringer werdenden Wärmebedarf Rechnung tragen. Diese verfügen jedoch noch nicht über die notwendige Marktreife.

wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Die eigentlichen Innovationen werden daher weniger technischer Natur sein, sondern liegen vielmehr in der Entwicklung von Optimierungsalgorithmen und –konzepten sowie neuen Geschäfts- und Marktmodellen.

Die angewandten Prognose-, Steuer- und Regelmechanismen sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit dieser neuen Konzepte. Insbesondere 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 - kommen dabei entscheidende Bedeutung zu.

Gasbetriebene Mikro- oder Mini-KWKs, zu einem virtuellen Kraftwerk verschaltet, würden sich jedenfalls ideal als Leuchtturm- bzw. Katalysatorprojekt zur Demonstration von smarten Elementen in den bestehenden Netzen und der Verschränkung der Energieträger Gas, Strom und Wärme eignen. Ein solches Projekt müsste jedoch sowohl die Akteure des Gas- wie des Strombereiches einbinden, um erfolgreich sein zu können. Die einem solchen Projekt zugrundeliegenden Forschungsfragestellungen werden in Abschnitt 11.3 detailliert angeführt und diskutiert.

8.5 Nutzung gasförmiger Energieträger als Treibstoff auch in netzfernen Gebieten

Ein Smart Grid bzw. „Grid of Grid“ bedeutet ein Nebeneinander von zentralen und dezentralen Systemen, auch bei der Infrastruktur für gasförmige Treibstoffe. So können für eine flächendeckende Versorgung dezentrale Biogasnetze oder Versorgungssysteme auf Basis von Containersystemen die leitungsgebundene zentrale Erdgasinfrastruktur in netzfernen Gebieten ideal ergänzen.

Während die Technologien für Biogasproduktion und –aufbereitung sowohl bei Netzeinspeisung wie bei dezentralen Systemen grundsätzlich die gleichen sind, kommen bei letzteren hinsichtlich der Distribution und der Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Backup-Systeme neue Herausforderungen hinzu.

Diesbezüglich existieren bereits Best Practice Beispiele im Ausland. So liegt etwa in Schweden bereits mehr als 10 Jahre Erfahrung mit der Verwendung von Containersystemen zum Betrieb einer Biogas-Versorgungslogistik vor. Schweden ist weltweit das einzige Land, in dem die Verteilung von Biomethan über mobile Gasspeicher gängige Praxis ist. Typischerweise verwendete Biogas-Transportspeicherbehälter sind in Abbildung 14 zu sehen.



Abbildung 14: Mobiler Gasspeicher zur Versorgung von Biogas-Inseltankstellen (Quelle: New Energy)

In Bezug auf mobile Erdgasspeicher zur Versorgung von netzfernen Regionen oder Inseltankstellen bestehen weiters jahrzehntelange Erfahrungswerte vor allem in Südamerika (Argentinien, Brasilien) und Asien (China, Indien, Thailand). Einziges europäisches Land mit relevanter Erfahrung ist Italien⁹⁶.

Als Beispiele für eine Vielzahl unterschiedlicher kommerziell verfügbarer, in Österreich aber bisher noch nicht eingesetzter Speicher- und Distributionssysteme sind in Abbildung 15 jene der US-amerikanischen Firma NEOGas zu sehen.



Abbildung 15: Distributionssysteme von NeoGas (Quelle: NeoGas)

⁹⁶ Vgl. [Hinterberger 2010]

Im Übrigen werden z.B. in Deutschland für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur für Brennstoffzellenfahrzeuge, zumindest für die Anfangsphase aber auch zur Versorgung netzferner Tankstellen, ähnliche Trailer-Konzepte verfolgt.

Auch wenn in Österreich diesbezüglich noch keine Pilotprojekte umgesetzt wurden, kann die grundsätzliche Machbarkeit aus den Erfahrungen mit ausländischen Best Practice Beispielen gefolgert werden. Insbesondere bei Integration in die kommunale Infrastruktur sind dezentrale Distributionslösungen wirtschaftlich betreibbar⁹⁷.

Hinsichtlich einer praktischen Umsetzung in Österreich sind allerdings geeignete Backup-Lösungen⁹⁸ zu entwickeln bzw. zu adaptieren und die damit zusammenhängenden Fragen hinsichtlich des Geltungsbereiches des Gaswirtschaftsgesetzes und von regulierten Netztarifen zu klären.

Dezentrale Treibstoffversorgungssysteme in netzfernen Gebieten und deren intelligente Anbindung in ein Gesamtsystem sind jedenfalls wichtige Bausteine eines Smart Gas Grids, die problemlos ohne technische Eingriffe in die bestehenden Netze umgesetzt werden können.

8.6 Methanisierung von Windkraftstrom

Auch wenn sich die Technologien zur Methanisierung von Windkraftstrom teilweise erst im Demonstrationsstadium befinden und bisher noch keine kommerziellen Projekte umgesetzt wurden, sind diese hinsichtlich der Entwicklung eines Smart Gas Grids von besonderem Interesse. So ist die Systemintegration von überschüssigem Windkraftstrom in ein intelligentes Gasnetz ein entscheidendes Element in der Verschränkung von Gas- und Stromwirtschaft. Das auf diese Weise erzeugte Methan kann in die bestehenden Gasnetze und -systeme eingespeist, gespeichert und dann bedarfsorientiert der Rückverstromung oder einer sonstigen Anwendung zugeführt werden.

Bei dieser Alternative zu sonstigen Formen der Stromspeicherung spielt ein intelligentes Gasnetz eine Schlüsselrolle als „enabler“ für die vermehrte Nutzung von aus Windkraft

⁹⁷ [Hinterberger 2010]

⁹⁸ So sind die in Schweden verwendeten Backup-Lösungen auf Basis von LNG aufgrund der in Österreich fehlenden Distributionslogistik wirtschaftlich nicht darstellbar.

erzeugter erneuerbarer Energie. Die Grundkonzeption der Methanisierung von Windkraftstrom und der Einbindung in die bestehenden Netze ist in Abbildung 16 zu sehen.

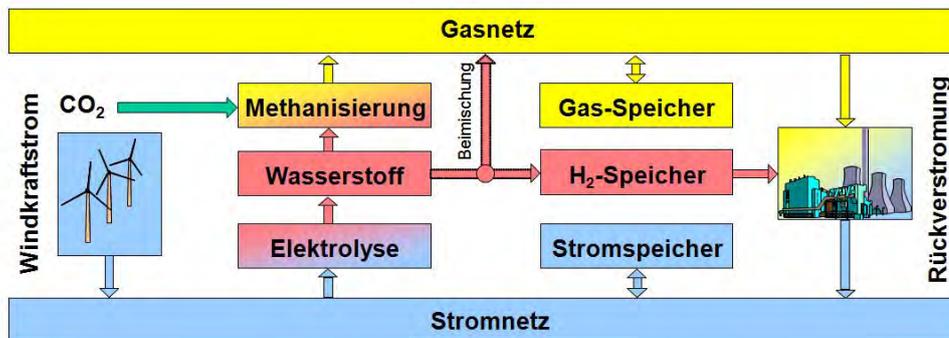


Abbildung 16: Methanisierung von Windkraftstrom und Einbindung in die Gas- und Stromnetze (Quelle: eigene Darstellung)

Bei dieser Verschränkung von Gas- und Stromnetzen durch Methanisierung wird der überschüssige Strom zunächst durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Solche Elektrolyseanlagen sind kommerziell verfügbar, da etwa alkalische Druckelektrolyseure seit Jahren in der Industrie für die Nutzung von Wasserstoff in chemischen Prozessen eingesetzt werden. Die Leistung der Anlagen betragen bis zu 2 MW, wobei mit Arbeitsdrücken bis zu 30 bar Wirkungsgrade von rund 70 %⁹⁹ erreicht werden^{100,101}. Allerdings nimmt der Wirkungsgrad im Teillastbereich zu, sodass technisch auch Wirkungsgrade von über 80 % erreicht werden können¹⁰².

Druckelektrolyseure eignen sich wegen dieses guten Teillastverhaltens nicht nur für ein schwankendes Stromangebot wie bei Windkraftstrom, sondern können durch die gute Steuerbarkeit zugleich auch (positive wie negative) Regelenergie bereitstellen¹⁰³.

Der in der Elektrolyseeinheit erzeugte Wasserstoff kann auch in einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur, insbesondere für Brennstoffzellenfahrzeuge, direkt

⁹⁹ Bezogen auf den oberen Heizwert.

¹⁰⁰ [Klaus 2010]

¹⁰¹ Die Nutzung alternativer Technologien zur Wasserstoffherzeugung, wie etwa die PEM-Technologie (ähnlich wie PEM-Brennstoffzellen), ist ebenfalls möglich. Allerdings sind die Gesteungskosten wesentlich höher bzw. sind Anlagen auf Basis dieser Technologie nur für geringe Anlagenkapazitäten verfügbar.

¹⁰² [Schnurnberger 2004]

¹⁰³ [Klaus 2010]

weiterverwendet bzw. gespeichert werden. In absehbarer Zukunft vielversprechender ist es jedoch, diesen Wasserstoff alternativ entweder in geringerem Ausmaß direkt dem Erdgas in den bestehenden Gasnetzen beizumischen oder in einem nächsten Verfahrensschritt in Methan umzuwandeln.

In diesem Schritt wird Wasserstoff im sogenannten Sabatier-Prozess¹⁰⁴ mit Hilfe eines Nickelkatalysators und unter Zugabe von CO₂ zu Methan und Wasser umgewandelt. Die technische Machbarkeit dieser bereits seit rd. 100 Jahren bekannten Reaktion wurde in Demonstrationsanlagen gezeigt, wobei Wirkungsgrade der Methanisierung von 75 % bis 85 % erzielt wurden¹⁰⁵. Allerdings könnte die in der exotherm ablaufenden Reaktion anfallende Wärme etwa in einer ORC-Anlage genutzt werden, was den Wirkungsgrad noch verbessern würde.

Das für den Sabatier-Prozess notwendige CO₂ kann entweder aus der Atmosphäre oder einer sonstigen CO₂-Quelle entnommen werden. Insbesondere das Off-Gas von Biomethanaufbereitungsanlagen oder aus industriellen Prozessen würde sich dafür eignen. Das so erzeugte Methan kann dann in das Gasnetz eingespeist und anschließend entweder bedarfsorientiert rückverstromt oder einer sonstigen Verwendung zugeführt werden.

Auch wenn der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von überschüssigem Windkraftstrom in Biomethan bei heutigen Technologien nur bei rd. 60 % liegt, hat die chemische Speicherung der Energie einige wesentliche Vorteile gegenüber sonstigen Stromspeichertechnologien.

So besteht die Methanisierung vor allem durch die hohen verfügbaren Speicherkapazitäten. Hohe Methanspeicherkapazitäten sind in den großen Untertagespeichern vorhandenen und werden derzeit noch weiter ausgebaut. Außerdem sind die Technologien für die Methanisierung bereits kommerziell verfügbar (Elektrolysestufe) bzw. sind bei Kommerzialisierung der Technologie nur verhältnismäßig wenige technische Schwierigkeiten zu erwarten (Methanisierungsstufe).

Die Potentiale der Stromspeicherung durch zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke sind dagegen stark eingeschränkt. Die Technik der Druckluftspeicher ist einerseits noch nicht

¹⁰⁴ Der Sabatier-Prozess läuft nach folgender Reaktionsgleichung ab: $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$

¹⁰⁵ [Klaus 2010]

ausgereift und andererseits würde hierfür gegenüber Gasspeichern annähernd die 100-fache Kavernenkapazität¹⁰⁶ benötigt. Andere Speichertechnologien (z.B. Schwungmassespeicher) sind nur für die Speicherung über kurze Zeitperioden geeignet.

Neben der beschriebenen Elektrolyse und anschließenden Methanisierung sind allerdings auch alternative Umwandlungsverfahren grundsätzlich möglich, mit der noch höhere Wirkungsgrade erreicht werden können. Dazu gehört die sogenannte *Electromethanogenesis*, bei der elektrischer Strom durch biologische Prozesse direkt in Methan umgewandelt wird¹⁰⁷. Inwieweit bzw. wann solche bahnbrechenden Technologieansätze Marktreife erlangen, ist aus derzeitiger Sicht jedoch nicht verlässlich vorherzusagen.

Die Verwertung des überschüssigen Windkraftstroms, ebenso wie die des aus Photovoltaik erzeugten Stroms, wird jedenfalls zukünftig immer wichtiger, da dieser stochastisch anfällt und es dadurch zu Phasen des Überangebotes an Strom kommt, was zeitweise schon zu negativen Preisen auf den Strombörsen führt. Andererseits sind insbesondere in Mitteleuropa zudem Großwetterlagen bekannt, bei denen großflächig zwei Wochen und länger praktisch kein Wind weht. Zur Überbrückung dieser Zeiträume sind riesige Speicherkapazitäten erforderlich, die sich nur durch eine Gasspeicherung (Wasserstoff oder Methan) realisieren lassen. Für die Methanspeicherung spricht die Tatsache, dass die für die Rückverstromung benötigten Kraftwerkskapazitäten (zentrale Großkraftwerke oder kleinere dezentrale KWK-Anlagen) schon zur Verfügung stehen.

8.7 Kompensationsmechanismen bei dezentraler Einspeisung in die Gas- und Stromnetze

Bei der Ausgestaltung der Netztarife in Österreich wurden die Spezifika der dezentralen Einspeisung bis dato nicht berücksichtigt. In Deutschland ist dem Systemnutzen der dezentralen Einspeisung hingegen durch die Anwendung „vermiedener“ Netzentgelte Rechnung getragen worden. Diese sind relativ einfach zu handhabende Instrumente,

¹⁰⁶ Weiters ist die Konkurrenznutzung der dafür geeigneten Gesteinsformationen durch die künftige CO₂-Speicherung zu bedenken.

¹⁰⁷ [Cheng 2009]

die ohne Probleme in das bestehende Tarifschema integriert werden können, ohne einen grundlegenden Systemwechsel bei der Tarifgestaltung zu erfordern¹⁰⁸.

Die Anwendung solcher einfachen Instrumente hat natürlich auch ihre Nachteile. So hängen die tatsächlichen Kosten dezentraler Einspeisung sehr stark vom jeweiligen Standort ab. Pauschal berechnete „vermiedene“ Netzentgelte würden daher selbst in jenen Fällen zur Verrechnung kommen, in denen durch die dezentrale Einspeisung erhebliche Zusatzkosten für den Netzbetrieb entstehen¹⁰⁹. Langfristig müssen daher gänzlich neue Strukturen und transparente Tarifsysteme gefunden werden.

Auch wenn „vermiedene“ Netzentgelte daher keinesfalls als Ideallösung angesehen werden können, kann deren Einsatz und Implementierung eine wichtige Übergangslösung und „smarte“ Maßnahme sein, um Schwächen des derzeitigen Tarifschemas auszugleichen und etwa die dezentrale Gaseinspeisung, den Einsatz von gasbetriebenen Mikro-KWKs oder dezentraler Gasspeicher zu erleichtern.

So handelt es sich bei der in Österreich verwendeten Methode zur Tariffestsetzung grundsätzlich um ein sogenanntes Briefmarkensystem¹¹⁰. 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 wird¹¹¹.

Die Verwendung eines solchen Briefmarkenmodells bewirkt, dass die Kosten für den Gastransport über das Verteilnetz entfernungsunabhängig sind. Die Netzkosten für die Verteilung des dezentral eingespeisten Biogases 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 oberen

¹⁰⁸ Im Unterschied zu Österreich zahlen in Deutschland die Biomethaneinspeiser bzw. deren Kunden die Kosten für die vorgelagerte Infrastruktur (Hochdruckleitungen etc.) nicht mit, sondern bekommen vielmehr eine Gutschrift für „vermiedene“ Netzentgelte.

¹⁰⁹ Der Begriff „vermiedene Netzentgelte“ kann daher irreführend sein und sollte nur mit entsprechender Vorsicht benutzt werden.

¹¹⁰ Diese Grundsätze der Netztarifgestaltung wurden im Rahmen der Liberalisierung der Gasmärkte im Gaswirtschaftsgesetz kodifiziert und in Verordnungen der E-Control-Kommission detailliert festgelegt.

¹¹¹ Die Netznutzungsentgelte werden dann vom Endverbraucher direkt getragen.

Netzebenen auf die unteren Netzebenen überwältigt. Obwohl sich bei dezentraler Einspeisung also z. B. sowohl Einspeiser wie Verbraucher auf der untersten Netzebene befinden, muss der Kunde die Kosten der oberen Netzebenen anteilig mittragen¹¹².

Dies führt de facto dazu, dass bei dezentraler Produktion und dezentralem Absatz die spezifischen Transportkosten¹¹³ über das Erdgasnetz verhältnismäßig teuer sind. Eigene Distributionssysteme, wie etwa parallel errichtete Biogaspipelines¹¹⁴, können in diesem Fall deutlich kostengünstiger sein. Der Aufbau solcher Parallelstrukturen ist allerdings volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Eine Regelung, die diesen Kostennachteil der dezentralen Einspeisung ausgleicht, wie etwa vermiedene Netzentgelte in Deutschland, ist im österreichischen System hingegen nicht vorgesehen. Auch Sonderformen der Netznutzungsentgelte zur Vermeidung eines volkswirtschaftlich unerwünschten, parallelen Direktleitungsausbau wie in Deutschland¹¹⁵, sind in Österreich nicht möglich.

Neben den pauschal ermittelten vermiedenen Netzentgelten¹¹⁶ ist im deutschen Tarifschema auch eine Sonderregelung hinsichtlich des Bilanzausgleiches (§ 41e GasNZV) vorgesehen, die von besonderer Relevanz für kleinere Einspeiser ist. Zukünftig wäre allerdings auch der Systemnutzen durch den Einsatz dezentraler Speicher¹¹⁷ durch vermiedene Netzentgelte oder einen sonstigen Ausgleichsmechanismus zu berücksichtigen¹¹⁸.

Vermiedene Netzentgelte für Strom und Gas wie in Deutschland sind smarte Maßnahmen, die problemlos ohne wesentliche Änderungen in die derzeitige Systematik der Gasnetztarife in Österreich integriert werden können und welche die wirtschaftliche Schlechterstellung der dezentralen Einspeisung beseitigen oder zumindest deutlich verringern.

¹¹² Dies kann zumindest teilweise dadurch gerechtfertigt werden, dass die oberen Netzebenen statt der bisherigen Aufgabe des Energietransports die Aufgabe einer Ausfallversicherung übernehmen.

¹¹³ Spezifische Transportkosten pro transportiertem Nm³ und je km Transportstrecke

¹¹⁴ Die Wirtschaftlichkeit eigener Biogaspipelines und -netze hängt wesentlich von Bodenbeschaffenheit, Transportentfernung und jährlicher Transportmenge ab.

¹¹⁵ Geregelt in § 20 GasNEV

¹¹⁶ Diese sind in § 20a GasNEV geregelt und wurden mit 0,007 Euro/kWh festgelegt (Stand: 31. 12. 2010)

¹¹⁷ Gegenüber der Nutzung von Untertagespeichern auf höherer Netzebene.

¹¹⁸ Dies ist bis dato auch in Deutschland nicht vorgesehen.

Die Höhe der Netztarife im Gas- wie im Stromnetz (bzw. der vermiedenen Entgelte) müssen ergänzend jedoch auch im energieträgerübergreifenden Gesamtkontext gesehen werden, d.h. in einer gemeinsamen Betrachtung der Gas- und Stromnetztarife. Insbesondere bei virtuellen Gaskraftwerken (z. B. bestehend aus Mikro-KWKs) ist sicherzustellen, dass deren Systemnutzen ausreichend berücksichtigt ist und es nicht zu einer Schlechterstellung gegenüber zentralen Gaskraftwerken kommt (vgl. hierzu auch Abschnitt 10.2). Aktuell ist für smarte Gasanwendungen wie Mikro-KWKs die Anwendung von vermiedenen Netzentgelten auf Ebene der Stromnetze jedenfalls entscheidend für deren Wirtschaftlichkeit^{119,120}.

Vermiedene Netzentgelte sind allerdings nur als erster Schritt in Richtung einer intelligenten Allokation der Netzkosten zu sehen. In einem zukünftigen Smart Gas Grid würden die Netztarife nicht nur entfernungs-, kapazitäts- und systemzustandsabhängig festgelegt werden, um den Marktteilnehmern marktbasierete Anreize zur Optimierung des Gesamtsystems zu geben. Vielmehr müssten auch die in Anspruch genommenen oder bereitgestellten Netzdienstleistungen geeignet honoriert werden,

8.8 Schaffung eines neuen innovativen Marktplatzes für Biomethaneinspeiser

Aufgrund der typischerweise nur geringen Erzeugungskapazitäten ist es für Einspeiser von Biomethan derzeit nicht möglich bzw. wirtschaftlich nicht sinnvoll, die eingespeisten Mengen zu handeln oder 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 bringt zwar Planungssicherheit, allerdings kann dadurch nicht immer der günstigste Verkaufspreis erzielt werden. Aus Sicht der Entwicklung eines eigenen Marktes für Biomethan ist es daher jedenfalls sinnvoll, einen Spot- bzw. in Folge auch Futuresmarkt für dezentrale Einspeiser zu etablieren und die Direktvermarktung zu erleichtern.

¹¹⁹ In Deutschland werden auch auf Ebene der Stromnetze vermiedene Netzentgelte angewandt. Im österreichischen Tarifschema ist dies hingegen nicht vorgesehen.

¹²⁰ Alternativ wären aber auch andere Kompensationsmechanismen denkbar, wie etwa die Einführung von Umweltboni bei CO₂-Vermeidung

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 Ausgleichsenergiebewirtschaftung¹²¹.

Weiters gibt es in Österreich noch keine aktiven Marktteilnehmer, die Biomethan auf einem solchen Marktplatz anbieten oder abnehmen könnten; ohne eine ausreichende Anzahl von Marktteilnehmern kann sich aber kein Markt entwickeln bzw. wird es ohne funktionierenden Markt auch keine Anbieter geben (klassisches „Henne-oder-Ei“-Problem).

Im Smart Grid Kontext („smart markets“) wäre daher von Interesse, eine Direktvermarktung von Biomethan über „virtuelle“ Marktplätze an die Endkunden zu ermöglichen. Damit würde sich die Anzahl der Marktteilnehmer auf der Nachfrageseite deutlich erhöhen und ein zugleich wirklicher Markt geschaffen werden¹²².

Die Betreiber der zukünftigen Smart Meter Architektur¹²³ müssten bei einer solchen Direktvermarktung an Endkunden die Funktion eines „Gatekeepers“ übernehmen und die Transaktionen über ein zukünftiges Handelssystem automatisiert unterstützen, d.h. diese mit möglichst geringem Aufwand und niedrigen Transaktionskosten ermöglichen.

Dazu wäre es insbesondere notwendig bzw. wünschenswert, dass ein Kunde über den gleichen Anschluss Energielieferungen von mehreren Lieferanten beziehen kann. Aus Kundensicht ähnelt eine solche Vorgangsweise dem Telekommunikationsbereich bei der Ermöglichung von privaten Festnetzanbietern. So kann auch ein Telefonkunde ohne einen komplizierten und zeitaufwendigen Wechselmechanismus Dienstleistungen über die gleiche Infrastruktur anstatt vom Standardanbieter von alternativen Anbietern beziehen. Dabei darf man aber nicht vergessen, dass sich im Telekommunikationsbereich mit dem Wechsel des Anbieters auch die Qualität der Dienstleistung ändert. Im Energiesektor

¹²¹ Es muss ergänzend angemerkt werden, dass das Grunddesign von Handelsplätzen durch das jeweils geltende Netztarifmodell vorgegeben bzw. eingeschränkt wird.

¹²² Diese „Direktvermarktung“ wird in den meisten Fällen jedoch über Aggregatoren, d.h. spezialisierte Dienstleistungsanbieter, erfolgen.

¹²³ In Österreich identisch mit dem Netzbetreiber; in Deutschland wurde hingegen auch das Messwesen liberalisiert.

wird ein Kunde immer die gleiche Gas- oder Stromqualität erhalten, egal ob die Kilowattstunde vom Anbieter A oder B kommt.

Die Ermöglichung einer solchen Direktvermarktung von Biomethan über einen „virtuellen“ Handelsplatz unter Nutzung der Smart Meter Infrastruktur wäre jedenfalls ein wesentlicher Baustein in Richtung eines intelligenten Gasnetzes.

9 Der Regulator als „Architekt“ des Smart Gas Grids

Beim Übergang vom derzeitigen Energiesystem zu Smart Grids ist der Regulator zweifellos der wichtigste Stakeholder. Diesem kommt die Rolle eines „enablers“ oder „disablers“ hinsichtlich des Gesamtkonzeptes wie auch einzelner smarterer Elemente oder Maßnahmen zu.

Dessen Aufgaben gehen dabei jedoch weit über die Festsetzung der Höhe der Netztarife hinaus. Auch die derzeit im Stromsektor bereits sehr kontrovers diskutierte Frage der Kostenanerkennung von Demonstrationsprojekten im Rahmen der Netztarifberechnung ist zwar letztendlich - im Vergleich zu den für den tatsächlichen Umbau der Netze notwendigen Investitionskosten - von untergeordneter Bedeutung, zeigt aber schon die Problematik deutlich auf.

Das grundsätzliche Problem liegt vielmehr darin, dass ein Großteil der Investitionskosten für diesen Umbau zu einem intelligenten Netz zukünftig von den Netzbetreibern getragen werden muss, ohne dass diese daraus einen direkten wirtschaftlichen Mehrwert generieren können. Deren Einnahmen bestehen vielmehr lediglich aus den verrechneten (regulierten) Netzgebühren, die aus der Höhe der anfallenden Kosten zuzüglich einer zugestandenen Gewinnmarge berechnet werden. Der wirtschaftliche Nutzen durch die Möglichkeit neuer Dienstleistungen oder Kosteneinsparungen würde hingegen anderen Stakeholdern wie z. B. Energielieferanten, neue Marktteilnehmern oder Kunden zugute kommen (siehe Abschnitt 6).

Bei der Berechnung der Netztarife werden dem Netzbetreiber allerdings nur jene Kosten anerkannt, die aus Sicht des Regulators notwendig sind. Damit kommt diesem letztendlich die Rolle eines „Bestellers“ von zukünftigen Netzdienstleistungen zu. Er wäre damit indirekt zugleich der „Architekt“ des zukünftigen Smart Grids, der das grundlegende Design des Smart Grids primär durch das Kriterium der Kostenerkennung festlegt.

Diese Problematik und die zu erwartende gegensätzliche Interessenslage der Stakeholder wurde bereits bei der Diskussion über die Kosten der Smart Meters Infrastruktur sichtbar. So sehen sich die Netzbetreiber aufgrund der Vorgaben der EU-

Kommission und des Regulators primär als Umsetzer der vorgegebenen Mindeststandards, wobei aus deren Sicht die Kosten für die notwendigen Investitionen jedenfalls nicht durch die Messentgelte in der derzeitigen Höhe gedeckt sind. Nach ihren Berechnungen werden die erheblichen Investitionskosten nur zu einem geringen Teil durch niedrigere Netzbetriebskosten, wie z.B. verringerte Personalkosten durch Wegfall der manuellen Ablesung, kompensiert. Da die (möglichen) Vorteile von Smart Meters hingegen den Kunden zugute kommen, müssten die anfallenden Kosten daher letztendlich auch von diesen durch eine Erhöhung der Messentgelte getragen werden.

Der Standpunkt des Regulators ist dem diametral entgegengesetzt. Aus dessen Sicht dürften die Netzentgelte, welche auch die Messentgelte beinhalten, keinesfalls steigen, da die Energiewirtschaft aus dem Einsatz von Smart Meters ohnehin vielfältigen Nutzen ziehen kann.

Die gegensätzlichen Standpunkte führen aber letztendlich dazu, dass lediglich die Kosten minimiert werden, anstatt die in Zukunft notwendigen Funktionalitäten einer solchen Infrastruktur in einem breit angelegten Stakeholderprozess gemeinsam zu definieren und auf dieser Basis dann die Kosten-/Nutzenrelation zu optimieren.

Bei unveränderten Rahmenbedingungen würde sich diese am Beispiel der Einführung von „Smart Meters“ aufgezeigte Problematik während des Transformationsprozesses in Richtung eines Smart Grids – aufgrund der um ein Vielfaches höheren Investitionskosten – noch viel deutlicher zeigen. So müssten die Netzbetreiber zwar hohe Investitionskosten für ein intelligentes Netz tragen, würden aber in letzter Konsequenz – zumindest nach dem derzeitigen Regulierungsschema – keinen wirtschaftlichen Mehrwert davon haben. In einem solchen Szenario besteht nur wenig Anreiz für die Netzbetreiber, diese Investitionen zu tätigen und die damit zusammenhängenden Risiken einzugehen¹²⁴.

In einer Fortführung der bisherigen Praxis würden die wesentlichen Entscheidungen bezüglich der zu tätigen Investitionen in die Netzinfrastruktur daher – direkt oder indirekt - vom Regulator getroffen werden, während die Netzbetreiber nur die Umsetzer dieser Maßnahmen wären. Die wirtschaftlichen Konsequenzen der (richtigen oder falschen) Investitionsentscheidungen würden hingegen die Endkunden tragen müssen.

¹²⁴ Auch die Anreizregulierung stellt ausschließlich auf die Minimierung der Kosten und nicht auf die Ermöglichung neuer Dienstleistungen oder die Generierung von Zusatznutzen ab.

Die praktischen Schwierigkeiten und Risiken eines solchen Unterfangens lassen sich aus der Entwicklungsgeschichte des Internets ableiten. So wäre vor 20 Jahren für niemanden absehbar gewesen - und am wenigsten für eine Regulierungsbehörde mit nur geringen Personalressourcen - welche Entwicklung das Internet hätte nehmen können und welche Investitionen in welchen Bereichen notwendig und sinnvoll gewesen wären.

Der Regulierer wird zukünftig viel stärker als bisher langfristig angelegte Entwicklungen in seine Entscheidungen und Rahmenbedingungen mit einbeziehen müssen. Nur wenn man von der kurzfristigen Sichtweise (nur das Nötigste bei Netzinvestitionen zu genehmigen) abkommt, wird man langfristig auch den großen Wurf eines „Smarten Energiesystems“ als Ganzes („Smart Grid of Grids“ oder „Smart PolyGrid“) erreichen können. Hierfür sind die Weichen bereits sehr früh zu stellen; die Umsetzung wird sich aber über einen sehr langen Zeitraum hinziehen.

Angesichts dieser großen Herausforderungen muss sich die Rolle des Regulators in mehreren Aspekten deutlich verändern. Einerseits müsste sich der Fokus der Tätigkeit von der reinen Minimierung der Netzkosten in Richtung der Maximierung des Kundennutzens und damit des volkswirtschaftlichen Nutzens verschieben. Zum anderen muss sich aber auch dessen Arbeitsweise verändern. Die Erfüllung behördlicher Aufgaben muss noch viel mehr als bisher um die Organisation eines Stakeholderprozesses ergänzt werden, um mögliche Zukunftsszenarien bestmöglich in künftige Entscheidungen mit einbeziehen zu können.

Letztendlich müssen aber Wege gefunden werden, um die Nutznießer von erweiterten Netzdienstleistungen in die Entscheidungsfindung aktiv mit einzubinden und diese an den Kosten auch direkt zu beteiligen, da nur so die Effizienz des Mitteleinsatzes gewährleistet werden kann. Nur in einer Win-Win-Situation mit allen Stakeholdern kann dieser Ansatz zum Erfolg führen.

Im folgenden Abschnitt 10 werden die wichtigsten Hemmnisse und Treiber der Umsetzung eines Smart Gas Grids diskutiert, wovon viele – direkt oder indirekt – eng mit dieser Rolle des Regulators als Gestalter des Smart Grids verbunden sind.

10 Hemmnisse und Treiber der Umsetzung eines Smart Gas Grids

Ähnlich wie bei anderen technologischen Paradigmenwechseln erfordert auch der Umbau des Energiesystems nicht nur Zeit, sondern ist einer Vielzahl von unterschiedlichen Hemmnissen, aber auch positiv treibenden Kräften ausgesetzt.

Eines dieser wesentlichen Hemmnisse beim Entstehen eines Smart Gas Grids ist die Notwendigkeit der vermehrten Zusammenarbeit der Stakeholder. So erfordert die Entwicklung neuer Dienstleistungen nicht nur eine Kooperation zwischen regulierten und nicht-regulierten Stakeholdern (die heute verboten ist), sondern in vielen Fällen auch eine solche von Unternehmen über die Grenzen der einzelnen Energieträger hinweg (Unterabschnitt 10.1).

Die derzeitige Systematik der Netztarife ist ein weiteres wesentliches Hemmnis für die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Anwendungen und das Entstehen eines Smart Grids. Das Tarifschema müsste dahingehend adaptiert werden, dass es als Treiber für innovative Smart Grids Dienstleistungen wirken kann (Unterabschnitt 10.2). Insbesondere für eine Weiterentwicklung des Smart Grids zu „Smart Markets“ ist eine statische und singuläre Betrachtung der Netztarife nicht ausreichend; vielmehr erscheint eine integrative Sichtweise von Netztarifen und Energiedienstleistungen zielführend (Unterabschnitt 10.3).

Auch wesentlich Fragen betreffend der neu zu schaffenden IKT-Infrastrukturen sind zu klären. Diesbezüglich sind Entscheidungen betreffend die Verfügungsgewalt zu treffen und festzulegen, welche dieser zukünftigen Infrastrukturen den regulierten oder den nicht-regulierten Bereiche zugeordnet werden (Unterabschnitt 10.4), sofern es diese Unterscheidung in dieser Form dann noch gibt.

Für das Entstehen eines Smart Gas Grids sind neben den technologischen aber vor allem auch Systeminnovationen notwendig. Diese werden als wichtigste Treiber für ein Smart Grid, aber zugleich als große Herausforderung gesehen. Deren mögliche Katalysatorwirkung im Zusammenhang mit richtungsweisenden Demonstrationsprojekten werden in Unterabschnitt 10.5 adressiert.

10.1 Kooperation der Stakeholder über die Grenzen des Energieträgers hinweg

Durch die singuläre Umsetzung eines Smart Gas Grids kann nur ein Teil der möglichen Synergieeffekte genutzt werden. Vor allem durch die Vernetzung der bisher nur getrennt optimierten Energiesysteme und- netze können Energieeffizienzpotentiale geschöpft und zusätzlicher Nutzen generiert werden.

Bei dieser Integration verschiedener Systeme und Netze müssen jedoch eine Vielzahl von Stakeholdern berücksichtigt werden, sowohl aus der regulierten Sphäre (Netzbetreiber) wie jene Akteure, die dem freien Markt (z.B. Energielieferanten) unterliegen. Aber auch der Regulator als „enabler“ und die Kunden müssen geeignet eingebunden werden. Die unterschiedlichen Stakeholdergruppen sind in Abbildung 17 schematisch dargestellt.

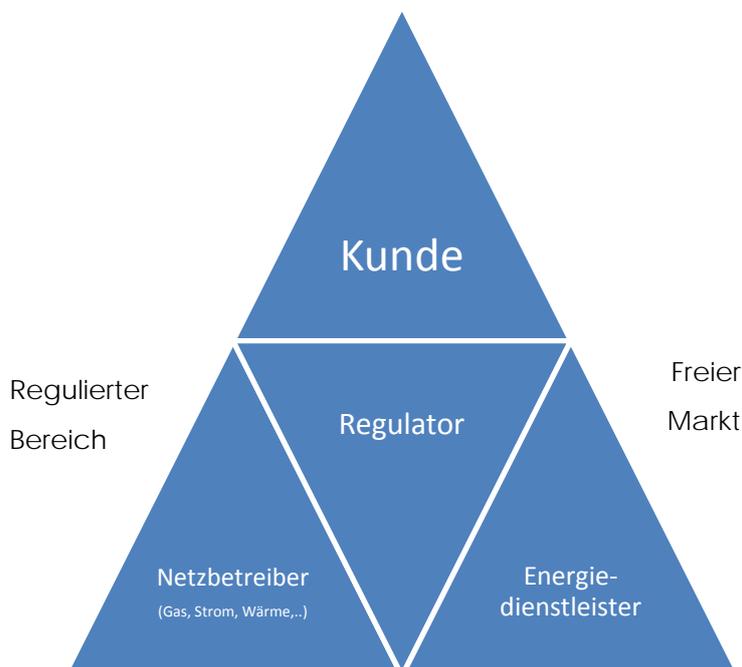


Abbildung 17: Stakeholder eines Smart Gas Grids (Quelle: eigene Darstellung)

Diese Vielzahl an Stakeholdern und deren teilweise höchst unterschiedlichen Interessenslagen stellen ein erhebliches Hemmnis für den Umbau der Netze in Smart Grids dar. Weiters habe viele der neuen smarten Lösungen in einer singulären

Betrachtung sowohl „Gewinner“ wie „Verlierer“, die Umsatzeinbußen in Kauf nehmen müssen. Diese Unternehmen müssen jedoch trotzdem, selbst wenn sie sich primär als Mitbewerber sehen, einen Weg für zukünftige Kooperationen finden.

Diese Notwendigkeit zur Kooperation und Zusammenarbeit beschränkt sich allerdings nicht nur auf die Unternehmen der Energiewirtschaft. Viele Effizienzpotentiale erfordern zusätzlich die Integration bzw. Berücksichtigung weiterer Infrastrukturen wie z.B. der Abwasser- oder Abfallsysteme. Auch in diesen Sektoren liegen unterschiedliche Interessenslagen vor. Die Umsetzung von konkreten Maßnahmen erfordert daher einen hohen Abstimmungsaufwand, der in diesem Umfang von der Energiewirtschaft bisher noch nicht gelebt worden ist.

Eine weitere Schwierigkeit bei der Umsetzung eines Smart Grids ist es, dass es sich dabei nicht um konkrete Technologien, sondern vielmehr um einen strategischen Ansatz und eine Vision für die gesamte Wertschöpfungskette aller Energieträger handelt. Vielen vorwiegend technisch ausgerichteten Entscheidungsträgern ist dies nicht immer sofort verständlich. Das bedeutet aber auch, dass es die Parallelität der unterschiedlichen Energiesysteme nicht unbedingt flächendeckend geben muss, sondern nur dort wo es wirklich Sinn macht. Hier sind komplett neue Denkansätze gefragt. So wird z.B. heute in Neubaugebieten mit Energiesparhäusern kein Gasnetz mehr verlegt, da der geringe Wärmebedarf dies nicht mehr rechtfertigen würde. Auf der anderen Seite sind bei der Diskussion um die Notwendigkeit eines Supergrids auch die Möglichkeiten des Gasnetzes mit einzubeziehen. Daher müssen die unterschiedlichen Stakeholder auch von ihren derzeitigen Marketingstrategien abkommen, sich auf ihren jeweiligen Geschäftsfeldern (Strom, Gas, Wärme) gegenseitig Konkurrenz zu machen und sich so von einem energetischen und vermutlich auch volkswirtschaftlichen Optimum eher entfernen als sich diesem annähern. Unter diesem Aspekt wird auch heute vermutlich noch gelegentlich in neue Infrastruktur investiert, nur um keine Marktanteile zu verlieren.

Der Umbau der Infrastrukturen auf allen Ebenen muss daher langfristig angelegt sein – Smart Grids sind keine Revolution sondern eine Evolution.

10.2 Smarte Netztarife als Treiber für Smart Grids

Ein weiteres entscheidendes Hemmnis für das Entstehen einer Smart Grids ist das bestehende Regulierungsregime, falls nicht rechtzeitig notwendige Anpassungen vorgenommen werden. So sind etwa im gültigen Netztarifschema die Spezifika der dezentralen Energieeinspeisung oder die Integration der unterschiedlichen Energiesysteme und Netze derzeit nicht berücksichtigt.

Umgekehrt kann eine intelligente Festlegung der Netztarife aber der wichtigste Treiber eines zukünftigen Smart Grids sein, wenn deren konkrete Ausgestaltung die gewünschte Marktdynamik erzeugt und neue Marktteilnehmer vermehrt innovative Produkte und Dienstleistungen anbieten.

Die zukünftigen Änderungen im Energiesystem in Richtung eines Smart Grids erfordern jedenfalls Anpassungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen. So scheint der Begriff „Smart Grids“ allerdings derzeit weder im GWG, im EIWOG¹²⁵ noch in den nachgelagerten Bestimmungen auf. Nicht zuletzt können die zukünftigen Investitionen aber nur bei ausreichender Investitionssicherheit, d.h. innerhalb eines gesetzlich und regulatorisch klaren Rahmens, getätigt werden.

Neben der Notwendigkeit der Anerkennung der Kosten von Demonstrationsprojekten im aktuellen Tarifschema müsste insbesondere die wirtschaftliche Schlechterstellung dezentraler Einspeiser in den Gasnetzen beseitigt werden. So handelt es sich bei der in Österreich verwendeten Methode zur Tariffestsetzung um ein sogenanntes Briefmarkensystem, wodurch die Kosten für den Gastransport über das Verteilnetz entfernungsunabhängig sind.

Das führt dazu, dass die Netztarife für den Transport von dezentral eingespeistem Biogas gleich hoch wie der üblicherweise deutlich weitere Transport des an zentralen Einspeisepunkten angelieferten Erdgases zum Endverbraucher sind. Vermiedene Netzentgelte¹²⁶, wie etwa in Deutschland, sind im österreichischen Regulierungsschema nicht vorgesehen, sodass es zu einer Benachteiligung von dezentralen Systemen kommt. Bei kurzen Distanzen und größeren jährlichen Transportmengen ist der Transport

¹²⁵ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

¹²⁶ Zu den Vor- und Nachteilen solcher „vermiedenen“ Netzentgelte siehe insbesondere Abschnitt 8.7.

von Biomethan über eigene, neue errichtete Biomethanleitungen¹²⁷ deutlich kostengünstiger als die Benutzung der bestehenden Erdgasnetze.

Ein weiteres Hemmnis für Smart Grid Anwendungen im derzeitigen Netztarifschema ist die fehlende Integration der Tarifsysteme über die Systemgrenzen der einzelnen Energieträger hinweg. So ist zwar in den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen in Österreich sowohl hinsichtlich der Gas- wie der Stromnetze grundsätzlich geregelt, dass die Entgelte für die Netz- bzw. Systemnutzung verursachergerecht umzulegen sind. Die Tarifmodelle werden für Gas und Strom jedoch bis dato getrennt betrachtet, berücksichtigen daher die energieträgerübergreifenden Synergieeffekte nicht und führen dadurch zu Wettbewerbsverzerrungen.

So zeigt sich etwa in der Vergleichsrechnung eines erdgasbetriebenen Spitzenlastkraftwerkes mit einem aus kleineren, gasbetriebenen KWK-Anlagen bestehenden virtuellem Kraftwerk, 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 Spezifika eines solchen virtuellen Kraftwerkes bzw. dessen effektive Systemnutzung nicht ausreichend berücksichtigt werden. Das Zusammenwachsen der bisher nur einzeln optimierten Energiesysteme bedingt daher zwingend auch die Integration ihrer jeweiligen Tarifsysteme.

10.3 Marktorientierte Gestaltung der Netztarife und Konvergenz mit Marktmodellen zu „smart markets“

Langfristig gehen in einem Smart Grids Szenario die Möglichkeiten der Anpassung der Netztarife deutlich über die Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung oder der energieträgerübergreifenden Integration der Netztarife hinaus. So kann eine gesamthafte Betrachtung und Integration von Netztarifen und Marktmodell (Marktregeln) und darauf aufbauend der Einsatz von marktbasierenden Elementen in der Gestaltung der Netztarife als wesentlicher Treiber für neue Marktteilnehmer und Dienstleistungen und damit zugleich für eine höhere Effizienz des Gesamtsystems genutzt werden.

¹²⁷ Eine solche Errichtung von Parallelstrukturen ist volkswirtschaftlich jedoch nicht wünschenswert.

Im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium eines Smart Grids würden die Netztarife nicht nur entfernungs-, sondern auch kapazitäts- und systemzustandsabhängig sein. Darüber müssen auch erbrachte Systemdienstleistungen entsprechende Berücksichtigung finden. Transportkapazitäten würden auch im Verteilnetz standardisiert und zeitnahe gehandelt bzw. die Preise für die Systemnutzung so gestaltet sein, dass Anreize für alle Stakeholder zur Optimierung des Gesamtsystems bestehen. Eine solche marktorientierte Gestaltung der Netztarife könnte ein wesentlicher Treiber für den vermehrten Einsatz dezentraler Speicherkapazitäten sein und würde den Systemnutzungsgrad der Netze deutlich verbessern.

Weiters würden die Preisfindungsmechanismen für die Netznutzung und für Energielieferungen bzw. Energiedienstleistungen zusammenwachsen, etwa durch eine gemeinsame Marktplattform oder eine sonstige Möglichkeit für Endkunden, Energie(dienstleistungs)lieferungen und Netzdienstleistung gemeinsam zu erwerben. Bisherige Konzepte oder Demoprojekte für neue Marktplätze¹²⁸ (z.B. E-Energy) beschäftigen sich hingegen primär mit innovativen Preisfindungsmechanismen für die Energielieferung und beziehen die Netzgebühren (Tarifmodelle) noch nicht mit ein.

10.4 Verfügungsgewalt über zukünftige IKT-Infrastrukturen als Treiber oder Hemmnis für Smart Grids

Ähnlich wie das Internet werden auch in Smart Grids die neuen IKT-Infrastrukturen aus verschiedenen Schichten unterschiedlicher Systeme, Protokolle und Schnittstellen aufgebaut sein. In diesem Zusammenhang stellt sich daher die grundsätzliche Frage, ob diese neu zu schaffenden IKT-Infrastrukturen der regulierten Sphäre oder dem Marktbereich zuzuordnen wären.

Diese Zuordnung zum regulierten Sektor (Netz) oder zum Marktbereich kann als einer der wesentlichsten strukturellen Grundsatzfragen des Smart Grids angesehen werden. Die damit zusammenhängenden Fragestellungen lassen sich im Wesentlichen auf folgende Punkte reduzieren:

¹²⁸ Hier sind primär Projekte aus dem Strombereich gemeint, da es diese im Gasbereich (noch) nicht gibt.

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

Je nach Zuordnung dieser Infrastrukturen zur regulierten Sphäre oder zum Marktbereich kann dies ein wesentlicher Treiber oder Hemmnis für die Weiterentwicklung von neuen smarten Dienstleistungen sein. So wäre etwa bei IKT-Infrastrukturen, die von regulierten Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden, zu befürchten, dass durch die Notwendigkeit der Kostenanerkennung durch den Regulator der Marktdynamik nicht ausreichend Rechnung getragen werden kann.

Die Errichtung von IKT-Infrastrukturen ausschließlich durch Unternehmen im unregulierten Marktbereich würde hingegen ebenso nur begrenzt Sinn machen. So wäre es etwa auch im Bereich des Internet volkswirtschaftlicher Unsinn und praktisch unmöglich gewesen, wenn jeder Anbieter von Internetdienstleistungen eine eigene, parallele Backbonestruktur aufgebaut hätte. Dies kann ähnlich für die Basisfunktionalitäten des Smart Grids gesehen werden.

Die Zuordnung der IKT-Infrastruktur zu Markt- oder regulierten Sphäre hat jedenfalls weitreichende Auswirkungen auf die Dynamik von neuen Geschäftsmodellen. Die Detailregelungen der dazu notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen sind jedenfalls entscheidend für das Funktionieren des Roll-Outs eines Smart Grids und können einer der wichtigsten Treiber oder Hemmnisse eines Smart Grids sein.

10.5 Integration von neuen mit vorhandenen Technologien: Systeminnovationen sind entscheidend!

Beim Übergang von konventionellen Energiesystemen zu Smart Grids sind zwar in vielen Bereichen Technologieinnovation notwendig; diese sind aber weder entscheidende Hürde oder besonderer Treiber. Hingegen werden Systeminnovationen als zentrale Herausforderung und zugleich einer der wichtigsten Treiber für ein Smart Gas Grid

angesehen, da ein solches vor allem die Integration neuer und bestehender bzw. teilweise auch „vergessener“ Technologien erfordert, die entweder weiterentwickelt oder in neuem Kontext eingesetzt werden müssen.

Nicht die reine Komponentenentwicklung, sondern vielmehr die Integration von Einzeltechnologien und die Demonstration des dadurch generierten Nutzens kann als entscheidender Faktor angesehen werden. Die Einzelkomponenten und –technologien müssen sinnvoll in neue Konzepte und Lösungen eingebunden werden, wobei Viele der einzusetzenden Technologien jedenfalls bereits marktreif und kommerziell verfügbar sind.

Neue Geschäfts-, Markt- und Tarifmodelle, die zunächst in kleinerem Maßstab auf Funktionieren und Zweckmäßigkeit getestet und sukzessive verbessert werden müssen, sind wichtige Bestandteile dieser Systeminnovationen und Voraussetzung für ein Smart Gas Grid. Beispiele für solche neuen Konzepte und Lösungen und ausgewählte, in den Smart Gas Grids Kontext zu integrierende Technologien, sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Neue Konzepte und Lösungen	Technische Einzelkomponenten (konventionelle und "vergessene" Technologien, Weiterentwicklungen)
<ul style="list-style-type: none"> •Tarifmodelle (Netze) •Marktmodelle (Lieferung) •Geschäftsmodelle (Unternehmen) •Technische Integration von klassischen Gasanwendungen und erneuerbaren Technologien •Innovative Steuer- und Regelmechanismen (Technik) •Integration von IKT-in die Netze •Zusammenwachsen von Gas-und CCS Technologien •Gesamtsystemintegration (Technik, Regulative, Geschäftsmodelle) 	<ul style="list-style-type: none"> •Erzeugung von Green Gases auf Basis unterschiedlicher Technologien; Steigerung Methanausbeute •Erdgasentspannungsanlagen (Nutzung von "waste pressure" •Mikro-KWKs •Nutzung von "waste gases" und "waste heat" •Gaswärmepumpen •KWK- Technologien •Weiterentwicklung von Speichertechnologien •Sonstige klassische Gasanwendungen

Tabelle 1: Synergieeffekte zwischen Systeminnovationen und Einzeltechnologien (Quelle: eigene Darstellung)

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 auf *“system innovation rather than on technology innovation, and addresses the challenge of integrating new*

technologies under real life working conditions and validating the results“ fokussieren [EEGI 2010].

Die Umsetzung von Demonstrationsprojekten ist jedenfalls ein entscheidender Schritt, um die für den Umbau des Netzes notwendigen Erfahrungswerte zu sammeln, zugleich aber auch ein entscheidender Treiber für die Aktivierung weiterer Stakeholder.

11 Möglichkeiten für Demonstrationsprojekte als „Leuchttürme der Innovation“

Auf Basis der dargestellten Vision für ein intelligentes Gasnetz der Zukunft (Abschnitt 5) und eines ergänzend erstellten Entwurfes für eine Strategische Research Agenda werden in den folgenden Unterabschnitten jene Themenfelder detaillierter adressiert, die sich aufgrund ihrer strategischen Bedeutung und ihrer hohen Sichtbarkeit in Stakeholderkreisen als mögliche „Leuchttürme der Innovation“ eignen.

Bei diesen Projekten sollen 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.

Des Weiteren sollen die technische Umsetzbarkeit und der Nutzen eines Smart Gas Grids auch einer breiteren Öffentlichkeit demonstriert und das Interesse weiterer Stakeholder geweckt werden. Aufgrund der strategischen Relevanz dieser Projekte können diese als „Leuchttürme der Innovation“ auch europaweit sichtbar werden.

11.1 Grid-Plus-Technologien: Demonstration neuer Netzknoten innerhalb des Gasnetzsystems

In einem Smart Grid wird in den meisten Fällen der höchste Effizienzgewinn durch die Integration bisher nur getrennt betrachteter und optimierter einzelner Systeme und Netze der unterschiedlichen Energieträger erzielt. Diesbezüglich werden smarte Netzknoten, d.h. jene Orte in Energiesystemen, an denen der Energieträger entweder umgewandelt wird oder sein Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändert, eine besonders wichtige Rolle einnehmen. Dazu ist jedoch die Weiterentwicklung und Demonstration von Grid-Plus-Technologien notwendig, welche klassische Gasanwendungen mit erneuerbaren Energieträgern und KWK-Technologien integrieren. Neben der technischen Einbindung sind dabei auch mögliche zukünftige Geschäftsmodelle und regulatorische Vorschriften zu berücksichtigen.

Im Gasnetz sind insbesondere jene Standorte für Grid-Plus-Technologien und für 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 jedoch 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. Je nach Standort kann die Wirtschaftlichkeit durch die Integration industrieller Abwärme oder durch die Anbindung an neue Kälteanwendungen bzw. -netze weiter gesteigert werden.

Zielsetzung eines solchen Leuchtturmprojektes wäre die Entwicklung von technischen Gesamtlösungen sowie Geschäftsmodellen für „smarte“ Netzknoten, die als Showcase für zukünftige Smart Grid Elemente dienen können. Der Innovationsgehalt eines solchen Projekts liegt jedoch nicht im eigentlichen Einsatz oder der Weiterentwicklung von Erdgasentspannungsanlagen, 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 Systeminnovation 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.

11.2 Demonstration atmender Gasnetze mit variablen Betriebsdrücken

Verteilnetze, die als „atmendes“ Netz mit variablen Betriebsdrücken betrieben werden, können als einer der zentralen „Building Blocks“ eines zukünftigen Smart Gas Grids angesehen 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. 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 kann 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. Andererseits könnten hierdurch jedoch die Methanemissionen merkbar ansteigen. So ist die lineare Abhängigkeit der Emissionen vom Betriebsdruck in den Verteilnetzen hinlänglich bekannt. Allerdings können durch ein atmendes Netz bzw. dessen intelligenten Steuerung in einigen Anwendungsfällen die Methanemissionen in den Verteilnetzen auch vermindert werden. Diesbezüglich ist in einem solchen Leuchtturmprojekt der mögliche Zielkonflikt zwischen der Biomethanspeicherung im Netz und der Minimierung von Methanemissionen im Detail zu untersuchen.

Im Rahmen eines solchen Leuchtturmprojektes wäre(n) daher

- in technischen Durchführbarkeitsstudien zu untersuchen, inwieweit bisher im Ausland verwendete Druckmanagementsysteme zur variablen Steuerung des Betriebsdruckes auch im österreichischen Gasnetz anwendbar wären;
- wirtschaftliche Analysen betreffend der Wirtschaftlichkeit solcher Druckmanagementsysteme anzustellen und zu klären, inwieweit deren Einsatz mit dem derzeitigen Regulierungsrahmen (Netztarifeverordnung, Anreizregulierungsverordnung) kompatibel wären;
- konkrete Untersuchungen an einen oder mehreren realen Netzgebieten anzustellen, die als typisch angesehen werden können, wobei anhand konkreter Daten

- die grundsätzliche technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines atmenden Netzes aufgezeigt wird;
 - das Speichervermögen eines atmenden Netzes quantifiziert 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 wird;
 - unterschiedliche technische Ausgestaltungsvarianten identifiziert und analysiert werden (z.B. zentrale versus dezentrale Steuerung und Optimierung)
 - die Kosten sowie die Wirtschaftlichkeit eines solchen atmenden 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 Investitionsentscheidung der Netzbetreiber geschaffen werden.
- in einem oder mehreren dafür geeigneten Netzgebieten ein Druckmanagementsystem zu installieren, dieses an die lokalen Erfordernisse anzupassen und zu optimieren und damit erste Betriebserfahrungen zu sammeln. Die Betriebserfahrungen wären durch entsprechendes Monitoring und wissenschaftliche Begleitmaßnahmen systematisch zu validieren.

In einem solchen Forschungsvorhaben wären die Erfahrungen aus den konkreten Netzgebieten zu verallgemeinern und insbesondere 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?
- Ist zwingend ein Zielkonflikt zwischen Biomethanspeicherung im Netz und der Reduktion des CO₂-Fußabdruckes gegeben? Wie lässt sich dieser quantifizieren?
- Welches sind die Möglichkeiten und Grenzen eines atmenden Netzes hinsichtlich der Reduktion des CO₂-Fußabdruckes?

- Welches sind die grundsätzlichen Anforderungen an die technische Infrastruktur (Gasdruckregeleinrichtungen, IKT, etc.)?

11.3 Demonstration von Mikro-KWKs als virtuelles Kraftwerk

Die bisherigen Entwicklungen von Mikro-KWKs hatten insbesondere die Eigenversorgung von Ein- und Zweifamilienhäusern zum Ziel. Aufgrund des abnehmenden Wärmebedarfs vor allem neuer Objekte, aber auch durch energetische Sanierung im Bestand (bessere Wärmedämmung, Trend zum Niedrigenergiehaus), wird die Wirtschaftlichkeit in der klassischen wärmegeführten Betriebsweise jedoch immer schwieriger darstellbar, da bei technologisch bedingten geringen elektrischen und hohen thermischen Wirkungsgraden der konventionellen 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.

Darüber hinaus ist die Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten als Sonderbauart von Mikro-KWK voranzutreiben, die sehr hohe elektrische Wirkungsgrade versprechen (60 % werden hier angestrebt) und damit auch dem geringer werdenden Wärmebedarf entgegen kommen.

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 der Verschränkung der Energieträger Gas, Strom und Wärme eignen.

Ein solches Leuchtturmprojekt müsste, um erfolgreich sein zu können, sowohl die Akteure des Gas- wie des Strombereiches einbinden und sollte insbesondere folgende Forschungsfragestellungen adressieren:

- Wie können Geschäftsmodelle und Vermarktungsstrategien für den erzeugten Strom aussehen (mit oder ohne Einbindung von Intermediären)? Welche davon sind bereits unter dem derzeitigen Regulierungsschema wirtschaftlich umsetzbar?
- Durch welche innovativen Strategien kann die Verbreitung der Geräte erhöht werden (z.B. durch Einsatz von Contracting-, Finanzierungs- oder Fördermodellen)?
- Wie können die einzelnen Komponenten (Umwandlungsaggregate, Wärmespeicher) optimal ausgelegt werden?
- Welche Steuerlogiken bzw. Algorithmen sind grundsätzlich denkbar? Hierarchisch organisierte Systeme oder Schwarmlogiken? Wie könnten diese beiden Welten miteinander kombiniert werden?
- Wie können diese neuen Prognose- und Optimierungsalgorithmen sowie Steuer- und Regelkonzepte auf Basis von Schwarmlogik oder 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 Micro-Grids (anstatt von Mikro-KWKs) möglich? In welchen Fällen? In welchem Ausmaß?

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 neben der Entwicklung von innovativen Geschäfts- und Tarifmodellen insbesondere Fragen hinsichtlich der Steuerung des Anlagenparks bzw. der Kommunikation zwischen den einzelnen Anlagen eine entscheidende Bedeutung zukommt.

11.4 Demonstration „virtueller“ dezentraler Gasspeicher

Eine vermehrte dezentrale Einspeisung würde zunehmend Speicherkapazitäten erfordern, die ebenfalls dezentral verteilt sind, d.h. in räumlicher Nähe von Produzenten und Verbrauchern. Als mögliche Standorte für solche dezentralen Speicheranlagen wurden neben Anlagen von Großverbrauchern und zukünftigen Einspeisern insbesondere die Übergänge von zweiter und dritter Netzebene identifiziert, an denen ohnehin bereits technische Einrichtungen (Druckreduzierstation, in Folge auch Kompressoren) vorhanden sind.

Im Smart Grid Kontext ist dabei vor allem von Interesse, inwieweit die verfügbaren und zukünftigen Speichertechnologien für dezentrale Speicherung geeignet sind und wie diese Speicher bestmöglich in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden können. Obwohl die Speicherkapazitäten auf viele dezentrale Standorte verteilt wären, müssten diese durch eine übergeordnete Intelligenz – entweder in Form eines zentralen Dispatchings oder einer dezentralen „Schwarmlogik“ – gesteuert und optimiert werden.

Betreffend solcher dezentraler, gemeinsam gesteuerter Speicher (koordiniertes Dispatching, Optimierungsstrategien im Zusammenhang mit der Optimierung der Lastflüsse) konnten keine internationalen Vorbilder oder Best Practice Beispiele identifiziert werden. Ein Demonstrationsprojekt im Bereich dezentraler virtueller Gasspeicher würde sich aufgrund seines Innovationsgehaltes jedenfalls als europaweit sichtbarer „Leuchtturm der Innovation“ eignen.

Ein solches Leuchtturmprojekt sollte dabei insbesondere folgende Forschungsfragestellungen adressieren:

- Wer kommt als Betreiber solcher Speicher in Frage (reguliert oder Markt)? Wer sind die Nutznießer dieser dezentralen Speicher und in welchem Umfang können sie davon profitieren? Welche Alternativen zu Speichern sind bei den verschiedenen Stakeholdern als Alternative in Betracht zu ziehen (Maßstab für deren Interesse an Speichern)? Nach welchem Schlüssel können die Speicherkosten auf die unterschiedlichen davon profitierenden Stakeholder umgelegt werden?
- Wie hoch ist der Nutzen von dezentralen Speichern 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 (Clustermitglieder) 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 Micro-Grids die Erreichung der zwei unterschiedlichen, unter Umständen gegenläufigen Ziele – technische und wirtschaftliche Optimierung des MicroGrids 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 im Erdgas am energieeffizientesten bzw. mit geringsten Kosten entfernt bzw. wieder zugesetzt werden?

- Wie kann das Wärme- bzw. Kälte-Management von adsorptiven Speichern verbessert werden? Wie könnten alternative Nutzungsmöglichkeiten für die entstehende Wärme bzw. Kälte, z.B. in einem Netzknoten bzw. angeschlossenen MicroGrid, aussehen?

11.5 Grid-Plus-Technologien am Netzrand: Demonstration kommunaler Netzknoten und Energiezentralen

Die zukünftigen Netzknoten sind nicht auf Standorte innerhalb der eigentlichen Netze beschränkt. Als Betreiber kommen daher 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 im kommunalen Umfeld beispielsweise 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 die Herstellung von Biomethan verfügen, das entweder in das Erdgasnetz eingespeist oder in kommunalen Insellösungen als Treibstoff verwendet werden kann.



Abbildung 18: Kläranlagen als Ausgangspunkt für kommunale Netzknoten (Quelle: New Energy)

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 Themenpunkte berücksichtigt und integriert werden, wobei auf die Vorarbeiten im Rahmen der Biogas-Schwerpunkts vergangener Forschungsausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ 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 Micro-Grid Netze und das Backbone-Netz; Klärung regulatorischer Fragen zu Micro-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 Infrastrukturen
- 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

11.6 Demonstration von Hybrid-Heizsystemen zur intelligenten Vernetzung von Gas-, Strom- und Wärmeanwendungen mit integrierter Energiespeicherung

Insbesondere die intelligente Vernetzung unterschiedlicher Energiesysteme kann durch die Hebung von Synergiepotentialen zu einer deutlichen Verbesserung der Energie- oder Kosteneffizienz im Gesamtsystem beitragen. Intelligente Anwendungen stellen eine Schnittstelle zwischen den Energiesystemen dar und können daher eine Integration von klassischen Gasanwendungen mit erneuerbaren Energieträgern im Strom- und Wärmesektor ermöglichen und auf diese Weise nicht nur einen volkswirtschaftlichen Nutzen sondern auch einen erheblichen Kundennutzen generieren.

Durch einen Verbund mit dem elektrischen Smart Grid können Systeme und Anwendungen nicht nur im Verkehrssektor sondern insbesondere auch im Bereich Raum – und Prozesswärme zukünftig hybridisiert werden. Zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser könnten solche hybriden Heizungssysteme z.B. überschüssige elektrische Energie aus den stark fluktuierenden erneuerbaren Quellen in Nutzwärme umwandeln (z.B. über einen integrierten Heizwiderstand) und entweder direkt nutzen und/oder ggf. in einem Wärmespeicher (z.B. Brauchwasserspeicher) für einen späteren Abruf speichern (besser als ein einfacher Heizwiderstand - aber auch aufwändiger - wäre noch eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe). Bei Mangelsituationen im elektrischen Netz könnte dann wieder auf das gut speicherbare Erdgas zurückgegriffen werden (z.B. Brennwertkessel oder vielleicht auch eine hybride Strom/Gas-Wärmepumpe). Der Wechsel zwischen den Energieträgern kann jeweils sehr schnell erfolgen, so dass hiermit auch ein Beitrag zur Bereitstellung von Regelenergie geleistet werden kann. Anders als bei der „Methanisierung von Windstrom“ und der damit verbundenen geringen Energieeffizienz, ergibt sich auf diese Weise praktisch ein „virtueller Gasspeicher“ mit optimalem Wirkungsgrad und damit die bestmögliche Verwertung der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Verdrängung von fossilem Methan. Diese hier für den Hausbereich beschriebene Hybridisierung lässt sich selbstverständlich auch im großen Maßstab (z.B. in Fernwärmesystemen oder gewerblichen/industriellen Wärmeanwendungen) realisieren.

Derartige hybride Lösungsansätze können also einen wesentlichen Beitrag leisten, um den Anteil der erneuerbaren Energien im Strombereich zu erhöhen, sind sehr

kostengünstig zu realisieren und könnten auch relativ schnell umgesetzt werden, da sie sich auch noch in bereits vorhandene Systeme nachträglich integrieren lassen.

Verhindert werden diese sinnvollen Maßnahmen heute insbesondere durch das Tarifsysteem im Stromsektor, da jede zusätzlich bezogene Kilowattstunde mit Steuern und Abgaben belegt wird, so dass dieser „Wärmestrom“ selbst bei negativen Börsenpreisen u.U. noch teurer wäre als die ausschließliche Gasnutzung.

In einem Leuchtturmprojekt zur Demonstration zukünftiger hybrider Systeme bei Wärmeanwendungen sollten insbesondere folgende Themenpunkte berücksichtigt und integriert werden:

- Identifizierung der Potentiale für die verschiedenen Energiemärkte
- Entwicklung von Technologien für Hybridsysteme für die unterschiedlichen Anwendungsbereiche
- Entwicklung geeigneter Steuer- und Optimierungslogik unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anforderungen an die Dynamik der Systeme
- Kosten-/Nutzenanalyse und Vergleich mit anderen Optionen
- Anforderungsprofil für zukünftige Smart Meter (Gas, Strom, Wärme) unter Berücksichtigung der Anforderungen an die notwendige IKT-Infrastruktur
- Gestaltung von Geschäftsmodellen für Wärmecontracting (mit optimiertem Energieeinsatz)
- Entwicklung von geeigneten Tarifmodellen für Netz- und Energiedienstleistungen zur diskriminierungsfreien Nutzung der unterschiedlichen Energieträger
- Identifizierung des erforderlichen Änderungsbedarfs im regulatorischen Umfeld

11.7 Demonstration eines Smart PolyGrids im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Plans

Bereits im November 2007 wurde von der Europäischen Kommission ein „Strategic Energy Technology Plan“ (kurz SET-Plan genannt) vorgeschlagen, um die für Europa strategisch wichtigen Energieforschungsthemen wie etwa Offshore Wind, CO₂-Speicher oder Solar gezielt zu fördern.

In der zweiten Jahreshälfte 2009 wurden die zuvor sechs Industrieinitiativen des SET-Plans um die Smart Cities Initiative ergänzt. Im Rahmen dieser Initiative werden 25 - 30 europäische Städte ausgewählt, in denen die Möglichkeiten von erneuerbaren und sonstigen „low carbon“ Energietechnologien zur Steigerung der Energieeffizienz in urbanen Regionen konkret demonstriert werden.

In diesen Pionierregionen sollen bis zum Jahr 2020 11 Mrd. Euro an Investitionen getätigt werden. Allerdings geht es dabei nicht ausschließlich um intelligente Energiesysteme, sondern vielmehr um dessen Integration mit intelligenten Gebäudetechnologien und –maßnahmen wie auch den Verkehrsinfrastrukturen.

Damit kommen die Bestrebungen der Smart Cities Initiative dem hier vorhin dargestellten Konzept eines smarten „Grid of Grids“ sehr nahe, wobei den Aspekten der Gebäudeintegration besondere Bedeutung geschenkt wird. Dabei könnte etwa ein Gebäude entweder als „smarte“ Kundenanwendung oder bei höherer Komplexität auch als Mikro-Grid angesehen werden. Auch die zuvor dargestellten fünf Leuchtturmprojekte können wesentliche Bausteine eines solchen Leuchtturmprojektes im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Plans sein, falls diese in urbanen Regionen umgesetzt werden.

Durch den integrativen Ansatz der Smart Cities Initiative würden zusätzliche Dimensionen integriert und die Stakeholder aus Stadt- und Raumplanung eingebunden werden. Voraussetzung für solche Demonstrationsprojekte ist jedenfalls die direkte Einbindung der Kommunen, welche über eine Vielzahl von Anwendungen, Verbrauchern und Infrastrukturen verfügen (städtische Verkehrsbetriebe, Abwasser- und Abfallinfrastrukturen, Trinkwasserversorgung, große Energieverbraucher wie Hallenbäder, Stadien, Veranstaltungshallen, etc.), die in das Gesamtkonzept einer „Smart Urban Infrastructure“ integriert werden müssen.

Durch Projekte im Rahmen der Smart Cities Initiative des SET-Planes eröffnet sich die Möglichkeit, solche „Leuchttürme der Innovation“ nicht nur im österreichischen, sondern auch im europäischen Kontext weithin sichtbar zu machen.

12 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Als wesentliche Aussage dieses Strategiepapiers muss festhalten werden, dass auch das derzeitige Gasnetz bereits sehr „smart“ ist. So wären die hohen Schwankungen zwischen Verbrauchsmaxima und –minima, wie sie in den Gasnetzen üblich sind¹²⁹, 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.

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 (Gas-Plus-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 erneuerbaren Energieträgern sinnvoll ergänzt werden können. In Analogie zu Gas-Plus-Technologien bei Gasanwendungen wurde im Netzkontext der Begriff Grid-Plus-Technologien geprägt. Des Weiteren werden hybride Systeme zukünftig in der Lage sein, mehrere Energieträger zu nutzen, entsprechend deren jeweiligem Angebot.

Viele der identifizierten Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung sind bereits mit bestehenden Technologien und unter den aktuellen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar. Durch die 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 Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus überschüssigem Windkraftstrom gewonnen werden kann.

¹²⁹ Der Gasverbrauch in den Jahrestunden mit dem höchsten Verbrauch kann in manchen Netzgebieten das Mehrhundertfache jenes in den Jahrestunden mit dem geringsten Verbrauch ausmachen.

Eine der größten Schwierigkeiten bei der Definition und Erarbeitung von Konzepten zu Smart Grids ist es jedoch, dass es sich nicht nur um konkrete Technologien, sondern primär um einen strategischen Ansatz und eine Vision für die gesamte Wertschöpfungskette mehrerer Energieträger 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.

Wichtiges Hemmnis sind auch 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, so dass die im Einzelfall erbrachten Netzdienstleistungen entsprechend ihrem jeweiligen Netznutzen vergütet werden können. Es müssen also Tarifsysteme entwickelt werden, die einerseits für die beteiligten Stakeholder ausreichend Anreize bieten, in diese zukunftsweisenden Systeme zu investieren und andererseits dennoch ein nachhaltiges Energiesystem ermöglichen, das in möglichst kurzen Zeiträumen selbsttragend wird, anstatt langfristig auf wettbewerbsverzerrende Zuschüsse angewiesen zu sein.

Bei der Integration verschiedener Systeme und Netze müssen weiters 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 aus der Gas-, Strom- und Wärmewirtschaft zusammenarbeiten. Dabei stellt sich allerdings auch die Frage, wie die heute unbündelten Strukturen adaptiert werden müssen, um nicht eine unüberwindbare Hürde für dieses neue integrierte Energiesystem darstellen. Vieles deutet darauf hin, dass der angestrebte Energieverbund andere Strukturen als bisher benötigt, damit nicht unterschiedliche Detailinteressen (ggf. mit Gewinnern und Verlierern) einem optimierten Gesamtsystem im Wege stehen.

Viele Effizienzpotentiale erfordern zusätzlich auch die Integration bzw. Berücksichtigung weiterer Infrastrukturen, wie z.B. der Abwasser- oder Abfallsysteme. Aufgrund der unterschiedlichen Interessenslage dieser Stakeholder ist bei Umsetzung von konkreten Maßnahmen ein hoher Abstimmungsaufwand notwendig, der in diesem Umfang von der Energiewirtschaft bisher noch nicht gelebt worden ist.

Der Aufbau eines Smart PolyGrid kann nicht von heute auf morgen erfolgen. Vielmehr stellt dies eine langfristig angelegte Entwicklung dar, mit dem obersten Ziel, die Emissionen von Treibhausgasen nachhaltig zu senken, die endlichen fossilen Energieträger zu ersetzen und die Importabhängigkeit auf dem Energiesektor zu reduzieren. Hierfür sind möglichst frühzeitig die technologischen und insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen. Nur wenn man von der kurzfristigen Sichtweise (nur das Nötigste bei Netzinvestitionen zu genehmigen) abkommt, wird man langfristig auch den großen Wurf eines „Smarten Energiesystems“ als Ganzes („Smart Grid of Grids“ oder „Smart PolyGrid“) erreichen können. Wir müssen heute damit beginnen, die Voraussetzungen zu schaffen.

Smart Grids sind keine Revolution sondern eine Evolution.

13 Literatur-, Abbildungs-, Tabellen- und Abkürzungsverzeichnis

13.1 Literaturverzeichnis

[BMVIT 2005]

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Energiesysteme der Zukunft. 2. Ausschreibung im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften. Leitfaden. Wien 2005.

[Cheng 2009]

Cheng, S.; et al: Direct Biological Conversion of Electrical Current into Methane by Electromethanogenesis. In: Environmental Science and Technology, 2009, 43 (10), pp 3953-3958. Washington 2009.

[EEGI 2010]

European Electricity Grid Initiative (Hrsg.): European Electricity Grid Initiative Roadmap and Implementation Plan. Version V2. Brüssel 2010.

[EG 1998]

Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L 204/1.

[EIA 2010]

U.S. Energy Information Administration (Hrsg.): International Energy Outlook 2010. U.S. Department of Energy. Document Nr. DOE/EIA-0484(2010). Washington 2010-

[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. L 176/57.

[EU 2009]

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 211/94.

[EU 2009a]

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes 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 Nr. L 140/16.

[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.

[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.

[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.

[IEA 2008]

International Energy Agency (Hrsg.): World Energy Outlook 2008. Report. Paris 2008.

[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.

[Klaus 2010]

Klaus, Th.; et al: Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Publikation des (deutschen) Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau 2010.

[NGV 2009]

NGV Communication Group (Hrsg.): The Gas Vehicle Report April 2009. Marmirolo 2009.

[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.

[Schnurnberger 2004]

Schnurnberger, W.; et al: Wasserspaltung mit Strom und Wärme. In: Wasserstoff und Brennstoffzellen-Energieforschung im Verbund. Publikation zur Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie. Berlin 2004.

13.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Globaler Verbrauch an Erdgas (Quelle: eigene Darstellung; Daten von EIA)	6
Abbildung 2: Verbrauch, Produktion und Importe in Europa (Quelle: eigene Darstellung; Daten: AGGM)	7
Abbildung 3: Gesicherte Erdgasreserven weltweit (Quelle: eigene Darstellung; Daten: [Cerbe 2008])	8
Abbildung 4: Prognostizierte Entwicklung des überregionalen Gastransportes (Quelle: eigene Darstellung; Daten von [IEA 2008])	9
Abbildung 5: Maximaler Heizwärmebedarf für Wohngebäude in Abhängigkeit von der Gebäudekategorie (Quelle: eigene Darstellung; Daten aus ÖNORM H 5055)	13
Abbildung 6: Erwartete langfristige Entwicklung der Nutzung gasförmiger Energieträger (Quelle: eigene Darstellung; schematisch)	50
Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Kläranlage als Energiezentrale und smarter Netzknotten (Quelle: eigene Darstellung)	57
Abbildung 8: Schematische Darstellung eines Micro-Grids über mehrere Energiesysteme hinweg (Quelle: eigene Darstellung)	59
Abbildung 9: Integration von Micro-Grids in ein zentrales Backbone-Netz (Quelle: eigene Darstellung)	60
Abbildung 10: Zusammenwachsen von Gas-, Strom- und sonstigen Infrastrukturen (Quelle: eigene Darstellung)	68
Abbildung 11: Ranking der Länder mit der höchsten Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: eigene Darstellung; Daten von [NGV 2009])	69
Abbildung 12: Schematische Darstellung von Energie ^{Plus} -Regionen und Smart Cities sowie dem Energieaustausch zwischen diesen (Quelle: eigene Darstellung)	75
Abbildung 13: Schematische Darstellung smarter Elemente im Erdgasnetz bei dezentraler Einspeisung (Quelle: eigene Darstellung)	79
Abbildung 14: Mobiler Gasspeicher zur Versorgung von Biogas-Inseltankstellen (Quelle: New Energy)	88
Abbildung 15: Distributionslösungen von NeoGas (Quelle: NeoGas)	88
Abbildung 16: Methanisierung von Windkraftstrom und Einbindung in die Gas- und Stromnetze (Quelle: eigene Darstellung)	90
Abbildung 17: Stakeholder eines Smart Gas Grids (Quelle: eigene Darstellung)	102

Abbildung 18: Kläranlagen als Ausgangspunkt für kommunale Netzknoten (Quelle: New Energy) 118

13.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Synergieeffekte zwischen Systeminnovationen und Einzeltechnologien
(Quelle: eigene Darstellung)..... 108

13.4 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
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
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-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)
PV	Photovoltaik
SET-Plan	Strategic Energy Technology Plan
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