



Quelle: New Energy/Robert Hinterberger

Die intelligenten Gasnetze der Zukunft: Herausforderung und Chance für die Gaswirtschaft

Die Gaswirtschaft ist immer mehr mit sinkendem Gasabsatz, der zunehmenden Konkurrenz erneuerbarer Energieträger und der Sorge um die langfristige Versorgungssicherheit konfrontiert. Vor diesem Hintergrund eröffnen Smart Gas-Grids den Gasversorgern eine große Chance, ihre Rolle im Energiesystem der Zukunft neu zu definieren.

Smart Grids sind weltweit der neue Markt-trend. Im Laufe der nächsten Jahre werden hunderte Milliarden Euro in die Modernisierung der Energienetze in den USA investiert. Die ersten 3,4 Mrd. USD aus dem Konjunkturpaket wurden bereits 2009 als Unterstützung für 100 Demonstrationsprojekte freigegeben. Auch viele weitere Länder investieren massiv in zukünftige Smart Grids. So plant etwa Korea, innerhalb der nächsten sechs Jahre bis zu 16 Mrd. \$ zu investieren.

Smart Grids werden in erster Linie mit Stromnetzen in Verbindung gebracht. Auch weltweit ist nur wenig über intelligente Gasnetze gesprochen worden, obwohl

der Energieträger Gas auf Grund seiner Speicherfähigkeit eine besondere Rolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen kann. Aus diesem Grund wurde erstmals von der ENERGY RESEARCH AUSTRIA ein Forschungsprojekt gestartet, in dessen Rahmen ein Smart-Grid-Konzept auf Ebene der Gasnetze entwickelt und unter Einbindung von Stakeholdern aus der Gaswirtschaft analysiert wird, wie Smart-Grid-Elemente in die bestehenden Gasnetze und -systeme integriert werden können.

Was ist unter Smart Gas-Grids zu verstehen?

Sowohl im Strom- als auch im Gasbereich ist unter „Smart Grids“ weit mehr als

das physische Leitungsnetz zu verstehen. Es handelt sich vielmehr um einen strategischen Ansatz und eine Vision für die gesamte Wertschöpfungskette des Energieträgers, vom Erzeuger bis zum Verbraucher. Neben den physischen Leitungsnetzen als „Hardware“ sind vor allem 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 der

Energiesysteme. Dies führt letztendlich zu einem Zusammenwachsen der bisher nur getrennt betrachteten und betriebenen Netze und Systeme (Gas, Strom, Wärme) zu einem Gesamtsystem (Smart PolyGrid).

Smart Grids sind grundsätzlich technologiefreundlich; sie werden vielmehr durch Ziele und Charakteristika definiert. Der Begriff „Smart Grid“ kann daher ähnlich wie Eco-design als systematischer Ansatz verstanden werden, durch welchen unter Anwendung und Vernetzung neuer Technologien Aspekte wie Versorgungssicherheit, Rohstoff- und Energieeffizienz oder CO₂-Fußabdruck viel stärker als bisher bereits beim grundlegenden Design von Energiesystemen berücksichtigt werden. Abhängig von der Gewichtung der einzelnen Zielgrößen und der jeweiligen Rahmenbedingungen (lokale Voraussetzungen, verfügbare Technologien) können die konkreten technischen Lösungen ganz unterschiedlich sein. Nachfolgend werden einzelne Aspekte und mögliche Elemente eines zukünftigen intelligenten Gasnetzes näher beleuchtet und vorgestellt.

Integration von Green Gas in die Erdgasinfrastruktur

Bis zum Jahr 2020 soll die Biomethan-Einspeisemenge in Deutschland von praktisch 0 auf 6 Mrd. m³ jährlich ansteigen (entspricht 10 %). Die Ziele in den Nachbarländern sind teilweise noch ambitionierter. Nach einer von der niederländischen „New Gas Platform“ entwickelten Roadmap könnten dort im Jahr 2030 bereits 20 Prozent des verbrauchten Gases aus erneuerbaren Quellen kommen, im Jahr 2050 sogar bis zu 50 Prozent. Vor dem Hintergrund dieser ambitionierten Zielvorgaben kommt der Netzintegration eine besondere Rolle zu, da auf Grund von Netztopologie und Lastgangkurven die dezentrale Einspeisung von Green Gases in die bestehenden Netze derzeit nur begrenzt möglich ist.

Die grundsätzliche Problemstellung ist dabei nicht unähnlich der Integration der Windkraftanlagen in die Stromnetze. Allerdings kommen auf Grund der unterschiedlichen Natur des Energieträgers Gas weitere technische Herausforderungen 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. Falls eine Abnahme des dezentral eingespeisten Methans im jeweiligen Netzabschnitt 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 erfordern die Einbindung in eine neu zu schaffende IKT-Infrastruktur und führen dazu, dass auch auf der Verteilnetzebene komplexe Optimierungs- und Dispatchingstrategien standardmäßig eingesetzt werden müssen.

Langfristige Vision ist ein bidirektionaler Gasfluss über alle Netzebenen hinweg, in denen der Betriebsdruck im Netz variabel eingestellt wird (sog. „atmendes Netz“). Damit können die Verteilnetze auch als Speicher für dezentrale Einspeisung verwendet und zugleich die Methanlecksagen minimiert werden. Ohne eine solche Anpassung in der vorhandenen Infrastruktur kann nur an wenigen Standorten eine größere Menge an Green Gases dezentral eingespeist werden. So beträgt etwa das technisch mögliche Substitutionspotenzial von Green Gases, das durch die derzeitige Netztopologie und Lastgangkurven begrenzt wird, in Österreich lediglich 2 bis 3 Prozent des gesamten Erdgasverbrauches.

Zu diesen so genannten Green Gases gehören aber nicht nur Biogase mit ihren unterschiedlichen Gasqualitäten, sondern mittel- bis langfristig auch Wasserstoff, gewonnen mit Hilfe von erneuerbaren Energien, z. B. durch überschüssigen Strom aus Windkraftanlagen. Neben der direkten Nutzung oder einer Beimischung in Erdgasnetzen wird auch über eine Methanisierung nachgedacht. Auch hierdurch wird wieder deutlich, dass die unterschiedlichen Energienetze immer mehr zusammenwachsen werden.

Gasspeicher gewinnen weiter an Bedeutung

Die vermehrte dezentrale Einspeisung hat nicht nur Einfluss auf Druckreduzierstationen, Netztopologie und Netzauslegung (z. B. Rohrquerschnitte), sondern insbesondere auch auf Dimensionierung und optimale Standortwahl für die Gasspeicher (Abb. 1). Der überwiegende Teil des Speichervolumens in Europa wird derzeit durch die großen Untertagespeicher bereitgestellt, die entlang der Erdgastransitwege lokalisiert sind. Bei vermehrter dezentraler



KOMPETENZ FÜR SMART METERING



MUC®



MUCMeter®

- MIT DISPLAY !**
- MIT INTEGRIERTEM WEBSERVER !**

ÜBERTRAGUNG MITTELS:

- GPRS**
- M-Bus**
- CL1**
- IEC 1107**
- WIRELESS M-Bus**

Nordwestdeutsche Zählerrevision
Ing. Aug. Knemeyer GmbH & Co.KG
Heideweg 33 Tel. +49(0) 54 24 / 29 28 - 0
49196 Bad Laer Fax. +49(0) 54 24 / 29 28 - 77

WWW.NZR.DE

NZR - IHR PARTNER FÜR ENERGIEMESSUNG



Abb. 1: Dezentrale Gasspeicher werden massiv an Bedeutung gewinnen.

Quelle: New Energy/Robert Hinterberger

traler Einspeisung macht es jedoch weder energetisch noch wirtschaftlich Sinn, das dezentral erzeugte Gas zu zentralen Speichern zu transportieren – d. h. über mehrere Druckstufen hinweg, wobei durch die notwendige Druckerhöhung Energie verloren geht –, um das Gas anschließend wieder vom zentralen Speicherort zu den dezentralen Verbrauchern zurückzutransportieren. Bereits derzeit werden etwa von Stadtwerken oder Großverbrauchern vermehrt Röhrenspeicher zur Entkoppelung von Gasbezug und -entnahme eingesetzt. Damit werden Leistungsspitzen gekappt und die leistungsbezogenen Netzkosten reduziert. Durch die dadurch mögliche erhöhte Flexibilität kann auch die Beschaffung bei den Vorlieferanten erheblich kostengünstiger erfolgen.

Dieser Trend zu kleineren Gasspeichern und vor allem auch unabhängigen Anbietern von Speicherdienstleistungen wird sich weiter verstärken. Durch neue Marktmechanismen wird es zukünftig auch für kleinere Anbieter wirtschaftlich attraktiv sein, Systemdienstleistungen, wie etwa Ausgleichsenergie, bereitzustellen.

Die Speicherkosten sind bei kleineren Speicheranlagen auf Grund der „econo-

mies of scale“ noch deutlich höher. Diesbezüglich werden neue Speichertechnologien, wie etwa die adsorptive Speicherung, welche die Kosten dezentraler Speicher reduzieren können, an Bedeutung gewinnen. Durch die Entwicklung neuer Sorbentien und Anlagentechnik ist es möglich, bei geringerem Betriebsdruck ein Vielfaches an Gas zu speichern als in einem herkömmlichen Röhrenspeicher.

Neue Marktteilnehmer und Marktmodelle

Im Smart Grid wird der Mehrwert, ähnlich wie beim Internet, nicht durch die bloße Herstellung der physischen Infrastruktur geschaffen, sondern vielmehr durch neue, nutzerspezifische Anwendungen. Allerdings lässt sich, wie die Erfahrungen aus der Entwicklung von Web-2.0-Anwendungen zeigen, nur schwer vorhersagen, welche Energiedienstleistungen zukünftig von den Konsumenten angenommen und vermehrt nachgefragt werden. Die kurze Geschichte des Web 2.0 ist voll von unerwarteten Erfolgen, aber auch spektakulären Flops. Jedenfalls wird die Wertschöpfung zukünftig nicht mehr primär durch die reine Energielieferung, sondern vielmehr durch Bereitstellung von Energiedienstleistungen erfolgen. Diese Veränderung am

Energiemarkt bedeutet zunächst vermehrten Wettbewerb durch neue Marktteilnehmer, sowohl für überregionale Versorger als auch für Stadtwerke. Zugleich eröffnen sich aber insbesondere für etablierte Anbieter vermehrte Chancen für eine deutliche Erweiterung des Dienstleistungsportfolios. Endgeräte und damit Ausgangspunkt der neuen Energiedienstleistungen, die eine Rolle in einem zukünftigen Smart Gas-Grid spielen können, sind beispielsweise Mikro-KWKs, Gaswärmepumpen und sonstige Gas-Plus-Technologien, aber auch gasbetriebene Fahrzeuge oder neue Brenntechnologien.

Mikro-KWKs als „virtuelle“ Gaskraftwerke

Während sich einige Mikro-KWK-Technologien (z. B. Brennstoffzelle, Stirlingmotor) noch im Forschungs- 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 nur die Grundvoraussetzung. Der Erfolg einer breiten Markteinführung von Mi-

kro-KWKs und Steigerung des Gasabsatzes erfordert vor allem neue Geschäftsmodelle und Verbreitungsstrategien.

Das ambitionierteste und zugleich innovativste Vorhaben ist derzeit sicherlich das „Volkswagen-Kraftwerk“ von Lichtblick, welches die Grundidee des virtuellen Kraftwerkes mit einem Contracting-Modell verbindet. Im Unterschied zur üblichen wärmegeführten Betriebsweise wird der erzeugte Strom nicht lokal genutzt, sondern als Spitzenstrom oder Ausgleichsenergie über das Netz verwertet. Lediglich die Wärme wird lokal verwendet. Dieser stromgeführte Betrieb wird durch einen thermischen Wärmespeicher möglich gemacht, wodurch auf einen Spitzenlastkesel verzichtet werden kann.

Diese geplante neue Energiedienstleistung von Lichtblick ist lediglich das erste von vielen zukünftig angebotenen Konzepten und Dienstleistungsprodukten, die den Gas-, Strom- und Wärmemarkt intelligent miteinander verknüpfen werden. Neben geeigneten Endgeräten sind vor allem innovative Prognose-, Steuer- und Regelmechanismen entscheidend für die Wirtschaft-

lichkeit dieser neuen Konzepte. Die eigentlichen Innovationen werden jedoch weniger technischer Natur sein, sondern liegen vielmehr in den neuen Geschäfts- und Marktmodellen.

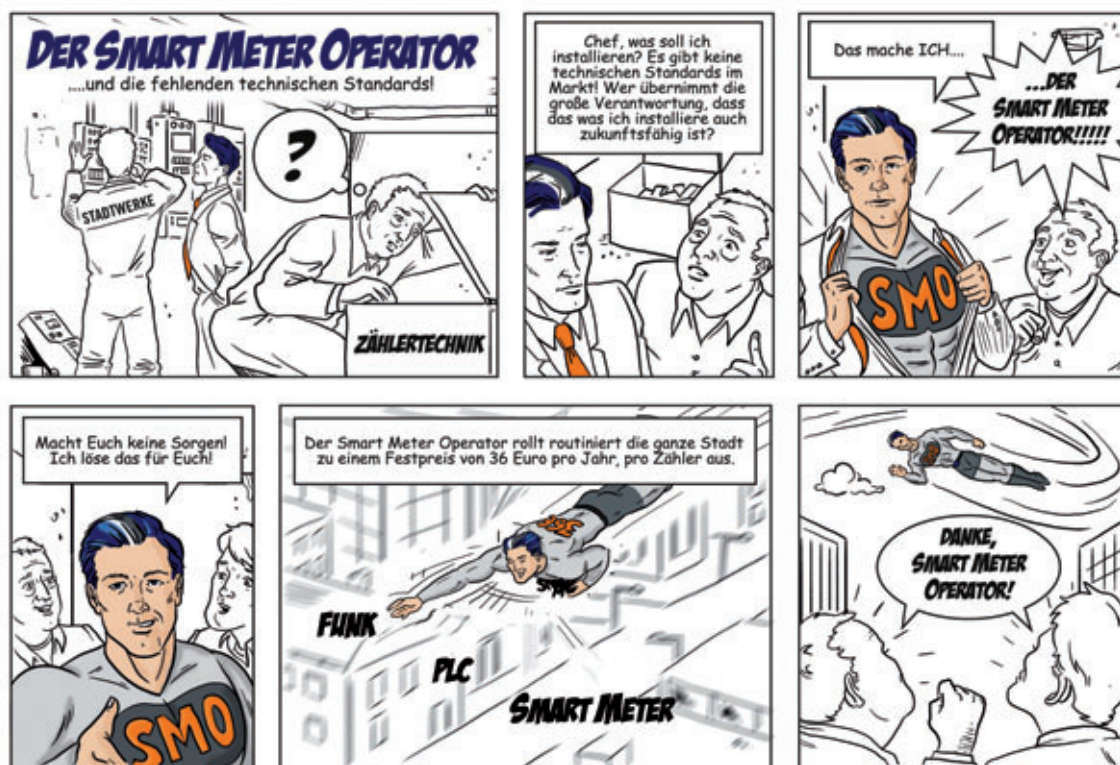
Entstehen neuer Netzknoten und Energiezentralen

Effizienzsteigerungen im Energiesystem stehen oft im Zusammenhang mit der Kopplung und Interaktion der unterschiedlichen Energiesysteme, Netze und Energieträger. Dabei entwickeln sich diese Netzknoten zu neuen Energiezentralen. Neben der Integration der Steuer- und Dispatchingprozesse sowie der Tarifmodelle ist es daher sinnvoll, dass die (physischen) Netzknoten der einzelnen Systeme, bei denen die jeweiligen Energieträger ihr Spannungs-, Druck- oder Temperaturniveau verändern, auch örtlich immer näher zusammerrücken, um Synergieeffekte in Hinblick auf die Gesamtsystemeffizienz nutzen zu können. Die notwendigen Technologien sind vielfach marktreif und seit Jahren kommerziell verfügbar. Um einen breiteren Einsatz zu ermöglichen, sind jedoch oft noch Hindernisse in Hinblick auf die Einbindung in das bestehende Energie-

system zu überwinden, wie z. B. die Anpassung von Tarifsyste men. Manchmal sind die Einsatzmöglichkeiten, auf Grund des Fehlens geeigneter Verbreitungsstrategien, in den relevanten Stakeholderkreisen auch nur unzureichend bekannt. Dieses Zusammenwachsen der unterschiedlichen Netzknoten zu neuen Energiezentralen bezieht sich allerdings nur im ersten Schritt auf die „klassischen“ Energieträger Gas, Strom, Wärme und Kälte. Insbesondere der Einbeziehung der Rohstoff-, Abfall- und Abwasserinfrastruktur wird in Zukunft eine Schlüsselrolle zukommen.

Kläranlagen als kommunale Energiezentralen

Üblicherweise sind Kläranlagen die größten kommunalen Energieverbraucher. Zugleich verfügen diese durch den Anfall von Klärgas nicht nur über ein großes Potenzial für die Strom- und Wärmeerzeugung, sondern auch für die Herstellung von Biomethan, das entweder in das Erdgasnetz eingespeist oder direkt als Treibstoff in kommunalen Busflotten verwendet werden kann. So werden sowohl in Deutschland als auch in Österreich die vorhandenen Infrastrukturen nur ungenügend ►



Gerne stellen wir Ihnen das Smart Meter Operator Konzept, zur Realisierung eines wirtschaftlichen und zukunftssicheren Messstellenbetriebs zum Festpreis von 36 Euro pro Jahr pro Zähler (Strom), in einem persönlichen Gespräch vor.

Haben Sie Interesse? Rufen Sie uns an! +49 (0)911 - 64 24 174

Wir freuen uns auf Sie.



Abb. 2: Biogasbetriebene Busse der Stadtwerke Uppsala

Quelle: New Energy/Robert Hinterberger

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.

Auf Grund der typischen Großverbraucher (Pumpen, Gebläse) in den Kläranlagen ist es außerdem möglich, große Teile der elektrischen Lasten zu verschieben. Eine typische Kläranlage eignet sich daher nahezu perfekt als lokale „Smart-Grid-Zentrale“, die je nach Lastsituation in den Netzen Gas, Strom und Wärme entweder produziert und einspeist oder abnimmt. Durch diese Pufferfunktion und die Kopplung der Energieträger kann etwa Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert werden, was – passende Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt – sowohl betriebswirtschaftlich interessant als auch volkswirtschaftlich von Vorteil ist. Zugleich können diese neuen Energiezentren wesentliches Element und Steuerzentrale neuer hocheffizienter Mikro-Grids sein. Dieses Zusammenwachsen der Energiesysteme und -netze eröffnet neue Markchancen vor allem für Stadtwerke, die vielerorts neben Gas-, Strom- und Wärmenetzen auch die Abwasser- und Abfallinfrastruktur betreiben.

Erdgasentspannungsanlagen

Selbst die Kernelemente der derzeitigen Gasnetzinfrastruktur können noch erheblich optimiert werden. So kann anstelle des Einsatzes konventioneller Druckreduzierstationen, die nach dem Grundprinzip der adiabatischen Drosselung arbeiten, das Druckgefälle auch mittels spezieller Wärmekraftmaschinen reduziert werden. Die dadurch verfügbar gemachte mechanische Arbeit kann zur Stromproduktion genutzt werden.

Bei Erdgasentspannungsanlagen handelt es sich um eine technisch ausgereifte, aber faktisch „vergessene“ Technologie, da diese in der klassischen Betriebsweise nur mäßig wirtschaftlich ist. Kombiniert man diese aber mit erneuerbaren oder KWK-Technologien, werden sie nicht nur energetisch, sondern auch wirtschaftlich höchst attraktiv. Wirtschaftlich noch interessanter wird der Einsatz dieser nur wenig bekannten Technologie bei Vorhandensein von überschüssiger Prozesswärme in Industriebetrieben oder im Zusammenspiel mit Fernkältenetzen, wobei durch die gleichzeitige Zufuhr von Wärme oder Abfuhr von Kälte elektrische Wirkungsgrade von 80 bis 90 Prozent erreicht werden.

Integration von Energiesystemen und Verkehrsinfrastruktur

Gasförmige Treibstoffe haben eine lange Tradition. Derzeit sind gasbetriebene Fahrzeuge in Südamerika und Asien am weitesten verbreitet. Argentinien, Brasilien und Pakistan haben jeweils zwischen 1 und 2 Mio. Gasfahrzeuge in Betrieb. Auch in Italien fahren mehr als 400.000 solcher Fahrzeuge. In Zusammenhang mit der Erhöhung des Anteiles erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor gewinnen gasförmige Kraftstoffe erneut eine besondere Bedeutung, da Biogas eine deutlich bessere Umweltbilanz als alle sonstigen Biokraftstoffe hat. So ist die Flächeneffizienz um bis zu viermal höher als etwa bei Biodiesel. Im Zusammenhang mit Elektrofahrzeugen wäre Biogas auch als „range extender“ in Hybridfahrzeugen von Interesse, um so auch den Bedarf für die Langstrecke umweltfreundlich bereitstellen zu können.

Die meisten biogasbetriebenen Fahrzeuge findet man derzeit in Schweden. Bereits seit über 10 Jahren werden dort „Green Gases“ als Treibstoff verwendet. Im Jahr 2006 hat der Absatz von Biogas als Treibstoff sogar jenen von Erdgas übertraffen. Auf Grund einer lückenhaften Netzinfrastruktur erfolgt – im Unterschied zu Deutschland oder Österreich – die Distribution des Biomethans in Schweden vorwiegend über lokale Biogasnetze oder mittels Containertransporte. Trotz dieser unterschiedlichen Ausgangslage könnte sehr viel von den dortigen Projekten und Erfahrungen gelernt werden, z. B. über Twinning-Projekte. So wird Biomethan in Schweden nur in Ausnahmefällen aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRos) gewonnen, sondern vielmehr aus Klärgas oder biogenen Abfällen. Der öffentliche Förderbedarf ist daher, auf Grund der höheren Wirtschaftlichkeit, vergleichsweise minimal. Von besonderer Bedeutung sind kommunale Projekte. Selbst große Städte wie Stockholm, Göteborg, Västerås oder Uppsala haben bereits einen großen Teil ihrer kommunalen Busflotte auf Biogas umgestellt (Abb. 2).

In Deutschland könnten im Netzkontext bei Einsatz von Hausbetankungs- oder Slow-Fill-Anlagen weitere Synergieeffekte genutzt werden. Durch den antizyklischen Verbrauch werden die Tages- und Jahreslastgangkurven geglättet, was zu einer effizienteren Nutzung der Netzinfrastruktur führt. Aus diesem Grund haben etwa kalifornische Netzbetreiber bereits Spezialtarife für Hausbetankungsanlagen eingeführt.

Vom Smart Gas-Grid zum Smart PolyGrid

Die Möglichkeiten der Verschränkung der einzelnen Energieträger und deren Netze und Systeme gehen noch weit über die beschriebenen Anwendungen hinaus. Zukünftig werden die Steuer- und Dispatchingprozesse aller Energieträger sowohl vertikal als auch horizontal miteinander integriert sein. Mit dem Ansatz einer „Multi Utility Communication“ (MUC) wird bereits die Basis hierfür vorbereitet. Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch können dann gemeinsam gesteuert werden, um die Gesamtenergieeffizienz zu optimieren und zu vermeiden, dass Engpässe in einem Energiesystem nur scheinbar gelöst und auf andere Energiesysteme verschoben werden. Die Verschränkung wird in allen Stufen der Wertschöpfungskette quer über alle Marktteilnehmer zu beobachten sein. So werden etwa Speicherunternehmen zukünftig nicht nur einen Ener-

geträger speichern, sondern im Querverbund sowohl Gas, Wärme, Kälte als auch zukünftig Strom vorhalten und ihre Wertschöpfung dadurch optimieren.

Integration der zukünftigen CO₂-Infrastruktur mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur

Weitere strategische Herausforderung in diesem Verschränkungsprozess ist es, neben den klassischen Energieträgern und dem Verkehrsbereich die zukünftige CO₂-Infrastruktur vorausschauend zu berücksichtigen. Diesbezüglich kann die Gaswirtschaft vielfältige Beiträge zum Aufbau der CCS(Carbon Capture and Storage)-Infrastruktur beitragen und in diesem Verschränkungsprozess eine Schlüsselrolle einnehmen. Zum einen kommen viele der CCS-Technologien ursprünglich aus der Gaswirtschaft. Auch wenn technische Adaptierungen notwendig sind, handelt es sich 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.

Nicht nur für die großen Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch für Verteilnetzbetreiber tun sich damit neue Betätigungsfelder auf, da künftig nicht nur die großen, sondern auch die mittelgroßen Emittenten durch eine Kombination von CO₂-Pipelines und Containertransporten sinnvoll in ein Gesamtkonzept eingebunden werden müssen. Die Gaswirtschaft in Japan hat diesbezüglich die Themenführerschaft übernommen und verfolgt bereits erste Konzepte zu dezentralem CO₂-Transport und Speicherung. 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 allein durch parallele Trassenführung, zusammengefasste Genehmigungsprozesse und Synergien in Betriebsführung und Wartung bereits enorm.

Folgeaktivitäten

Ausgehend von den bisherigen Ergebnissen werden in der zweiten Projektphase

unter Einbindung von wesentlichen Stakeholdern ein Visions- und Strategiepapier sowie der Entwurf für eine Strategische Forschungsagenda formuliert. Diese Agenda ist als Teil eines kontinuierlichen Prozesses zu verstehen. Weiteres Ziel ist es, erste Konzepte für mögliche Leuchtturmprojekte zu erstellen, ähnlich wie bei den deutschen E-Energy-Projekten im Strombereich. Auch gemeinsame, länderübergreifende Projekte in der D/A/CH-Region (Deutschland/Österreich/Schweiz) wären durch bilaterale Kooperation möglich. Geeignete Leuchtturmprojekte wären etwa die Entwicklung und Umsetzung neuer Geschäftsmodelle und Verbreitungsstrategien für Mikro-KWKs, die Demonstration von dezentralen Gasspeichern, der kombinierte Einsatz von Erdgasentspannungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern oder die Konzeption von neuen Energiezentralen an den Standorten kommunaler Kläranlagen.

Projektteilnehmer und Auftraggeber
Das Projekt wird von der ENERGY RESEARCH AUSTRIA unter Einbindung von

relevanten Stakeholdern der österreichischen Gaswirtschaft bearbeitet und im Rahmen der Programmlinie „Energie der Zukunft“ durchgeführt. Diese Programmlinie wird im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit und des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft abgewickelt.

Autoren:

Dipl.-Ing. Robert Hinterberger
Dr. Martin Kleimaier

Kontakt:

ENERGY RESEARCH AUSTRIA
Meldemannstr. 18
1200 Wien
Österreich
Tel.: +43-1-33 23 560-3060
Fax: +43-1-33 23 560-3069
E-Mail: robert.hinterberger@energyresearch.at
Internet: www.smartgasgrids.eu
www.energyresearch.at



Esders

SIGI EX

Denn Störungsdienst bedeutet mehr als nur Gas messen und Lecksuche!

- Drei Gasmessbereiche ppm / UEG / Vol. %
- Integrierte Pumpe
- Druckmessung optimal für den Störungsdienst
- Menü nach G 465-4
 - Überwachung Arbeitsraum
 - Prüfung Hohlraum
 - Prüfung Haus
 - Spülen / Gasreinheit

Hammer-Tannen-Straße 26 Telefon 0 59 61 / 95 65-0
49740 Haselünne Telefax 0 59 61 / 95 65-15

www.esders.de info@esders.de