

Parallele Diskussionsforen

Innovationsoffensive: Energiesysteme heute und morgen – Analyse und Optionen

Systemanalytische Untersuchung der Energieversorgung mit Gas

Im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive Gasttechnologien haben die Forschungsstellen des DVGW gemeinsam mit dem Forschungszentrum Jülich eine Analyse und eine Prognose der Struktur der häuslichen Energieversorgung durchgeführt, in der der Energieträger Gas seine besondere Berücksichtigung fand.

Die häusliche Energieversorgungsstruktur setzt sich zusammen einerseits aus der Versorgung mit Energieträgern (z. B. Fernwärme, Elektroenergie etc.), die bis zu ihrer Bereitstellung an der Wohneinheit Aufwendungen für Transport bzw. Umwandlungen erfahren, und andererseits aus häuslichen Versorgungssystemen, in denen ebenfalls Umwandlungs- und Verteilungsprozesse auf-

treten (Heizkessel, Speicher, KWK-Systeme). In diesem Zusammenhang gilt es herauszufinden, welchen Beitrag der Energieträger Gas mit seinen modernen und innovativen Gerätesystemen und der Integration erneuerbarer Energieträger zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten kann. Dieser Beitrag muss sich einordnen in den Kontext der zukünftigen Umstrukturierung der deutschen Energieversorgungsstruktur und er muss in seinen volkswirtschaftlichen Auswirkungen mit anderen Maßnahmen wie der forcierten Sanierung der Bestandsgebäude und den restriktiven Vorgaben für den Neubau von Wohngebäuden verglichen werden. Die Ergebnisse des Projektes sollen in zwei Vorträgen zur gat 2011 vorgestellt werden:

Energieträger und -systeme im Vergleich

Dr.-Ing. Hartmut Krause, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig, Dr.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. Frank Graf, DVGW-Forschungsstelle am EBI, Karlsruhe, Dr.-Ing. Rolf Albus, GWI Gaswärme-Institut e. V., Essen

Der Vortrag stellt die grundsätzlichen Randbedingungen der Energieversorgung vor dem Hausanschluss dar, insbesondere Aufwendungen und Verluste der verschiedenen Energieversorgungsketten. Es werden weitere Szenarien für eine zukünftige Entwicklung der Energieträgerstruktur bis 2050 vorgestellt, in denen verschiedene Entwicklungslinien verfolgt werden. Basis des Vergleichs stellt das Szenario „Trend“ dar, in welchem der augenblickliche Stand der bereits umgesetzten energiepolitischen Maßnahmen fortgeschrieben wird. Dem wird im Szenario „Energiekonzept“ (gegenwärtiges Energiekonzept der Bundesregierung)

der forcierte Ausbau von Windkraft und PV sowie der Ausstieg aus der Atomkraft gegenübergestellt ohne Berücksichtigung der Potenziale des Energieträgers Gas. Und es wird ein Szenario „Innovationsoffensive Gas“ entwickelt, in dem die verstärkte Integration der erneuerbaren Energieträger in die Gasinfrastruktur durch die Biogaserzeugung, Power-to-Gas-Technologien und die SNG-Erzeugung aus Biomasse berücksichtigt wird. Die Prognosen fußen auf realistischen Entwicklungen der Energiepreise, der Technologien, der Kapazitäten für die Herstellung von Anlagen und die nachhaltigen Potenziale der Rohstoffe.

Potenziale des Energieträgers Gas

Prof. Jürgen-Friedrich Hake, Forschungszentrum Jülich GmbH

Der Vergleich der o. g. genannten Szenarien wird fortgeführt für die häusliche Energieversorgungsstruktur. Im Basisszenario „Trend“ werden die bestehenden Maßnahmen und Erfahrung zur Sanierung und zum Neubau sowie zur Erneuerung der Heizsysteme von Gebäuden fortgeführt. Das Szenario „Energiekonzept“ übernimmt die Ansätze des Energiekonzeptes der Bundesregierung mit einer stark geförderten bzw. erzwungenen Sanierung der Bestandsgebäude sowie dem Einsatz von Passivhäusern. Im Szenario „Innovationsoffensive Gas“ wird der forcierte Einsatz moderner hocheffizienter KWK-Technologien unterstellt bei einer Sanierungsrate analog zum gegenwärtigen hohen Stand aus dem Szenario „Trend“. In den Szenarien werden die jeweiligen Prognosen

für die Vorketten (s. o.) aufgegriffen und miteinander kombiniert. Für die Berechnungen der Prognosen wurde ein Gebäudemodell des Forschungszentrums Jülich verwendet, welches im Rahmen des Projektes weiterentwickelt wurde, um Effekte der Vorketten und der modernen Heizungs- und KWK-Technologien zu berücksichtigen. Im Ergebnis des Vergleichs werden sowohl die zu erwartenden CO₂-Einsparungen als auch die Kosten für den Endverbraucher verglichen. Die Untersuchung wird erweitert durch eine Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung verschiedenen Maßnahmen wie die Sanierungseffizienz und die Erneuerungsrate der Heizungs- und KWK-Systeme.

Strategische Optionen der Kraft-Wärme-Kopplung im Gebäudebestand

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie

Power to Gas: Strom und Gas – zwei Säulen eines Energiesystems

Dr.-Ing. Michael Sterner, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel

Parallele Diskussionsforen

Erdgas im Markt

Erdgas im Wärmemarkt – schnell, effizient, bezahlbar

Dr. Uwe Kolks, E.ON Vertrieb Deutschland GmbH, München

Erdgas ist die wichtigste Heizenergie in Deutschland: Rund die Hälfte aller Haushalte nutzt den Energieträger, um ihren Wärmebedarf zu decken – sowohl im Bestand als auch im Neubau. 75 Prozent aller Bestandsgebäude wurden noch vor der ersten Wärmeschutzverordnung aus dem Jahr 1978 errichtet, 77 Prozent der bestehenden Heizungen sind veraltet. Das erklärt auch, warum der Gebäudebestand noch für circa 40 Prozent des Energieverbrauchs und etwa ein Drittel der CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich ist. In den nächsten zehn Jahren werden zehn Millionen Anlagen modernisierungsbedürftig sein. Hocheffiziente Heizsysteme wie die Erdgas-Brennwerttechnik können einen bedeutenden Beitrag leisten, um den Modernisierungstau in den deutschen Heizungskellern zu lösen und die von der Bundesregierung festgelegten Klimaziele für den Wärmemarkt zu erreichen.

Die Sanierung des Gebäudebestands ist somit ein entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Energiewende. Um die Klimaziele zu erreichen, ist eine Verdopplung des Sanierungstempos notwendig – doch die Entwicklung ist gegenläufig: Derzeit stagniert die Quote der Heizungsmodernisierung bei 3,5 Prozent. Das enorme Potenzial im Gebäudebestand durch Sanierung und Heizungsmodernisierung bleibt derzeit ungenutzt. Welchen Beitrag kann Erdgas zur Verbesserung dieser Situation leisten, um die Effizienz zu steigern und Emissionen zu reduzieren?

Es gibt für Modernisierer zwei Ansätze, um den energetischen Zustand ihrer Immobilie zu optimieren: gebäudetechnische Maß-

nahmen und Anlagentausch. Der Anlagentausch ist die deutlich wirtschaftlichere Option. Eine Erdgas-Brennwertanlage kann sich bereits nach weniger als sieben Jahren komplett amortisieren, während eine Dämmung annähernd 48 Jahre dazu benötigt. Die Anlage weist zudem das beste Verhältnis von Investitionskosten und CO₂-Einsparung auf. Nach fünf Jahren der Abtragung ermöglicht die Brennwertheizung nahezu allen Eigentümergehäusen sinkende Wohnkosten, während reine Dämmmaßnahmen und die Kombination aus Dämmung und Anlagentausch im gleichen Zeitraum zwangsläufig zu steigenden Kosten führen. Die Klimaschutzziele sind nur dann realistisch erreichbar, wenn diese Aspekte der Effizienz und Bezahlbarkeit bei allen politischen Entscheidungen stärker in den Fokus rücken. Denn nur Maßnahmen, die bezahlbar und sinnvoll sind, haben eine Chance auf Umsetzung. Bei der notwendigen Umgestaltung des Wärmemarkts sollte daher das große Potenzial von Erdgas genutzt werden. Durch eine Verdopplung der Modernisierungsquote auf rund sieben Prozent, die Kombination mit erneuerbaren Energien wie Solarthermie und Bioerdgas sowie die verstärkte Einbindung innovativer Technologien ließen sich die Klimaziele bis 2020 bereits zu 60 Prozent erreichen.

Der Weg ins regenerative Zeitalter führt über innovative erdgasgeführte Technologien wie Mikro-KWK, Gas-Wärmepumpen und zukünftig Brennstoffzellen. Auch in einer neuen, stärker dezentral geprägten Energiewelt wird Erdgas als integraler Bestandteil eine maßgebliche Rolle einnehmen.

Erdgas in der Stromversorgung – flexibel, leistungsstark, CO₂-arm

Thomas Prauße, Stadtwerke Leipzig GmbH, Leipzig

Erdgas – integraler Bestandteil einer intelligenten Mobilität

Dr. Gerhard Holtmeier, Mitglied des Vorstands, Thüga AG, München

Der Verkehrssektor steht vor erheblichen energie- und klimapolitischen Herausforderungen. Es gilt, das Bedürfnis nach individueller Mobilität zu befriedigen und wettbewerbsfähigen Verkehr im den Wirtschaftsstandort Deutschland zu gewährleisten. Gleichzeitig muss der Verkehr im Rahmen der angestrebten Energiewende einen Beitrag zur Reduktion des Energieverbrauchs und zur Vermeidung von Treibhausgasen leisten. Erdgas und Biomethan als Kraftstoff können hierzu – bei geringen Treibhausgasvermeidungskosten – einen wichtigen Beitrag leisten.

Im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen verfügen Erdgas und Biomethan über ausgeprägte Vorteile. Sie verursachen deutlich weniger CO₂-Emissionen, Schadstoffe und Lärm. Gleichzeitig tragen sie zur Diversifizierung der Rohstoffbasis und damit zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei. Die Technologie ist ausgereift, wirtschaftlich konkurrenzfähig und kann auf einer bereits bestehenden Energieinfrastruktur aufsetzen. Der Schritt hin zu einer regenerativen Energieversorgung kann durch die beliebige Beimischung von Bio-Erdgas in das Erdgasnetz und zukünftig durch die Erzeugung von synthetischem Methan flexibel und – anders als beispielsweise bei E10 – ohne technische Probleme vollzogen werden.

Im Rahmen des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit kann die Erdgasfahrzeugtechno-

logie daher eine tragende Säule in einer nachhaltigen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie, wie sie derzeit von der Bundesregierung erarbeitet wird, sein.

Die Automobilhersteller werden die Entwicklung mit einer weiteren Ausdehnung des Modellprogramms begleiten. Aber nicht nur im PKW-Bereich wird es eine Modelloffensive geben, sondern auch bei den Nutzfahrzeugen zeichnet sich – ausgelöst durch die schärfer werdenden Randbedingungen wie CO₂-Durchschnittsziele und Euro-6-Grenzwerte – eine Ausweitung des Modellangebots ab.

Das verstärkte Angebot an Modellen, günstige politische Randbedingungen und steigende Kraftstoffkosten werden in den kommenden Jahren zu einer verstärkten Nachfrage nach Erdgas und Bio-Erdgas an Tankstellen sorgen. Für Energieversorger ergeben sich neue Absatzchancen und Kundenbindungspotenziale, die durch den weiteren Ausbau des Tankstellennetzes erschlossen werden können. Auch bieten Projekte der Hersteller, selbst die Erzeugung der Kraftstoffe mit zu gestalten, wie es beispielsweise das Audi-e-gas-Projekt demonstriert, interessante Kooperationsmöglichkeiten.

Erdgas im intelligenten Energiesystem der Zukunft

Dipl.-Ing. Ulf Heitmüller, Geschäftsführer EnBW Gas Midstream GmbH, Karlsruhe

Impulsvortrag

Gesellschaftlicher Konsens für eine zukunftsfähige Energiepolitik

Prof. Klaus Töpfer

Parallele Diskussionsforen

Innovationsoffensive: Netzmanagement

Smart Gas Grids – Stand des DVGW-Forschungsprojektes

Dipl.-Ing. Gert Müller-Syring, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig, Dipl.-Ing. Thomas Theisen, RWE Deutschland AG, Essen

In absehbarer Zukunft werden die Energienetze in der Lage sein müssen, erhebliche Anteile von erneuerbaren Energien in Form von Strom (z.B. aus Wind und Solar) sowie Gasen (Biogas, SNG, E-Wasserstoff und E-Methan) zu integrieren. Hierbei müssen die regenerativ erzeugten Energieträger teilweise zu weit vom Erzeugungsort entfernten Verbrauchern transportiert werden. Darüber hinaus stellen ausreichende Speichermöglichkeiten der hauptsächlich stark volatil erzeugten Energien einen neuen Anspruch an unser Energiesystem. Speicherkapazitäten mit unterschiedlichsten Reichweiten (Stunden bis Wochen) müssen für unterschiedliche energiewirtschaftliche Zwecke bereitgestellt werden (Saisonale Speicher bis hin zu Minutenreserven). Diese neuen Anforderungen werden nicht mehr in den Einzelenergiesystemen Strom und Gas gesamt optimal gelöst werden können, sondern bedürfen der Schaffung eines Gesamtenergiesystems (Hypergrid), in dem Gasnetze eine bedeutsame Rolle spielen müssen. Gasnetze, welche durch IKT sinnvoll in ein Gesamtenergiesystem eingebunden sind, können erhebliche Speicher-, Transport- und Lastverschiebungspotenziale bereitstellen.

Die Anforderungen an und die Potenziale solcher intelligenten Gasnetze werden durch die Gaswirtschaft im Rahmen der DVGW-In-

novationsoffensive definiert bzw. untersucht. Auf der diesjährigen Gasfachlichen Aussprachetagung (gat 2011) werden die aktuellen Zwischenergebnisse durch DBI GUT präsentiert. Die bis Mitte 2012 laufenden F&E-Vorhaben fokussieren einerseits auf die Anforderungen an die Hard- und Software von intelligenten Gasnetzen und andererseits auf die Entwicklung eines Planungshandbuchs, welches besonders schlanke Netzgesellschaften unterstützen soll. Weiterhin werden die Anforderungen an Pilotprojekte definiert, um nach Abschluss der laufenden Arbeiten die Möglichkeit der Verifizierung der Ergebnisse in einem Pilotvorhaben vorzubereiten. Auf der gat 2011 in Hamburg werden aus den laufenden Vorhaben zum Thema Smart Gas Grids folgende Ergebnisse vorgestellt:

- eine Potenzialabschätzung der verschiedenen smarten Elemente
- Erkenntnisse zu Anforderungen und Ausgestaltung smarter Elemente (Hardware und IKT)
- ein erster Kostenvergleich der smarten Elemente sowie eine technologische Bewertung zur Identifizierung der Vorzugstechnologien, welche für einen frühen Einsatz geeignet sind

Wi-Wa-SH – Pilotprojekt Wind-Wasserstoff-Speicherung Hemmingstedt

Dipl.-Ing. Jörg Rudat, E.ON Hanse AG, Quickborn

Beitrag des Erdgasnetzes zur Energiewende

Dr. Thomas Hübener, Dr. Lars Huke, Dr. Arnd Schmücker, Dr. Tobias Wendt, Open Grid Europe GmbH, Essen

Erdgas kommt bei der Energieversorgung Deutschlands eine Schlüsselrolle zu. Sowohl Bürger als auch die Industrie profitieren von den vielfältigen Einsatzmöglichkeiten (Heizung, Warmwasserbereitung, Kälte- und Stromerzeugung, Erdgas als Kraftstoff). Nach dem erklärten Willen der Politik, klimafreundliche Technologien wie Erdgas sowie erneuerbare Energieträger (z. B. Offshore-Wind, Fotovoltaik, Mini-BHKW) zu präferieren, steht Deutschland vor der Herausforderung, seinen Energiebedarf neu zu ordnen. Erdgas spielt aufgrund seiner flexiblen Einsatz- und Speicherbarkeit sowie seiner langfristigen Verfügbarkeit seine Stärken als verlässlicher, klimafreundlicher und kostengünstiger Energieträger dabei gleich in mehreren Zukunftsfeldern aus.

Bei einer Neugestaltung der Energie- bzw. Stromversorgung Deutschlands sind modernste Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerk) eine besonders interessante Alternative. Mit einem Wirkungsgrad von über 60 Prozent sind sie die effizientesten konventionellen Kraftwerke und, aufgrund ihrer flexiblen Einsatzmöglichkeit, insbesondere ihrer Schnellstartfähigkeit, gut kombinierbar mit der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Geeignete Standorte unter Beachtung der Infrastruktur (Gas-, Strom- und Wasseranschluss) sind identifiziert und mögliche Szenarien zum Ausbau der Gasinfrastruktur berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass unter bestimmten energiepolitischen Prämissen und gesetzlichen Rahmenbedingungen (u. a. §§ 17, 38 und 39

GasNZV) in Abstimmung mit den Netzbetreibern die Neustrukturierung des Energiestandortes Deutschlands möglich ist.

Darüber hinaus kann die vorhandene Gasinfrastruktur neben ihrer tragenden Rolle in der Energieversorgung und Stromerzeugung zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Speicherung und zum Transport erneuerbarer Energien leisten. Schon heute wird intensiv daran gearbeitet, das vorhandene Erdgastransportnetz für die Einspeisung und den Transport von Wasserstoff vorzubereiten. Die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energieträger, der Transport in der vorhandenen und gut ausgebauten Gasinfrastruktur und die damit einhergehende Möglichkeit der Speicherung sind Schlüsselbausteine für einen erfolgreichen weiteren Ausbau alternativer Energieträger in Deutschland. Denn ohne eine effiziente Speichermöglichkeit und das gleichzeitige Vorhalten von schnell zuschaltbaren Erzeugungskapazitäten, wie z. B. hochmodernen GuD-Kraftwerken, sind diesem Ausbau Grenzen gesetzt.

Erdgas ist einerseits natürlicher Partner erneuerbarer Energien und gleichzeitig „Sicherheitsgurt“ im Energiemix für eine effiziente und verlässliche Stromversorgung des Technologiestandortes Deutschland. Das Erdgastransportnetzwerk ist dabei das unerlässliche Rückgrat und zukünftig Garant für eine gesicherte Energieversorgung.

Parallele Diskussionsforen

Regulierungsregime/3. BMP

Das 3. BMP – Akteure, Spielregeln und Zielmodell (Target Model)

Dipl.-Ing. Ulrich Ronnacker, Open Grid Europe GmbH, Essen

Mit Inkrafttreten des 3. Binnenmarktpaketes wird eine neue Governance-Struktur für den europäischen Erdgasbinnenmarkt geschaffen. Dabei kommen neue europäische Spielteilnehmer auf das Feld, nationale Spieler rücken mehr in den Hintergrund. Spielleiter und Schiedsrichter ist und bleibt in diesem Zusammenspiel die EU-Kommission. Neu hinzugekommen sind die europäische Energieagentur ACER mit Sitz in Ljubljana und der Verbund der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas (ENTSOG) mit Sitz in Brüssel. ACER wird nach Vorgabe der EU-Kommission Rahmenleitlinien entwickeln, aus denen ENTSOG dann detailliertere Netzkodizes erarbeiten wird. Wenn die Kommission und ACER diesen zustimmen, werden die Mitgliedsstaaten auf das Spielfeld gebeten, um gemeinsam mit der Kommission die Spielregeln EU-weit zu verrechtlichen. Unbenommen davon kann die Kommission auch allein mit Unterstützung der Mitgliedstaaten europäische Spielregeln erlassen, wie sie es z. B. im Bereich Engpassmanagement plant. Die nationalen Regulierungsbehörden finden sich auf europäischer Ebene neben ACER nur noch bei CEER (Council of European Energy Regulators) wieder, der für Sachverhalte außerhalb des 3. Binnenmarktpaketes zuständig ist.

Der Platz der Marktteilnehmer auf dem Spielfeld findet sich bei den Marktconsultationen der Rahmenrichtlinien und der Netzkodizes wieder. Dabei stellen sie keineswegs nur eine Art „Publikumsjoker“ bei den Konsultationsprozessen dar. Ihre Einbindung in die Erstellung der europäischen Spielregeln ist erfolgsentscheidend. Erfolgreich gelungen ist diese enge Zusammenarbeit z. B. bei Erstellung des ersten Entwurfs des Netzkodex zu den Kapazitätsprodukten und dessen Vergabeverfahren, der ein gemeinsa-

mes Ergebnis von ENTSOG und den Marktteilnehmer auf Basis der Vorgaben von ACER darstellt.

Zur Einhaltung der Spielregeln gehört auch, dass alle Spielteilnehmer sich an die zuvor vereinbarten Prioritäten und Zeitpläne halten, da ansonsten das große Ziel des Erreichens des Binnenmarktes bis 2014 nicht erreicht werden kann. Damit jeder Spielteilnehmer seine Spielzüge machen kann, muss allen das Ziel des Spieles klar sein. Übertragen auf den Gasmarkt bedeutet dies, eine gemeinsame Vision des Gasmarktes zu teilen. Die europäischen Regulierer CEER konsultieren zurzeit einen Entwurf eines solchen Zielmodells (Gas Target Model), dessen Ergebnis im Herbst präsentiert werden soll. Dieses Zielmodell soll als Leitplanke für die zukünftigen Rahmenrichtlinien und Netzkodizes dienen und einen Ausblick nach 2014 geben. Darüber hinaus ist vorgesehen, mithilfe von grenzüberschreitenden Pilotprojekten die Spielfelder der Transportkunden miteinander zu verbinden und sogar in einem größeren Spielfeld zusammenzuführen.

Neben dem gemeinsamen Verständnis der europäischen Spielregeln und dem Ziel des Spieles muss auch das Spielfeld stimmen. Enorme Investitionen zum Ausbau der Verbindungsleitungen und Schaffung neuer Versorgungswege sind zur Vervollständigung des Erdgasbinnenmarktes erforderlich. Die Kommission schätzt die notwendigen Investitionen in die Ergasinfrastruktur bis 2020 auf 70 Mrd. EUR. Für diese Ausbauten sind ausreichende Renditen, harmonisierte Investitionsanreize und ein langfristiger stabiler Regulierungsrahmen unerlässlich. *Alea iacta est.*¹

1) Lat.: Der Würfel ist geworfen worden.

Europäischer und nationaler Netzentwicklungsplan/Infrastruktur zur Weiterentwicklung des europäischen Gasmarkts

Dipl.-Ing. Uwe Ringel, ONTRAS – VNG Gastransport GmbH, Leipzig

Zehn-Jahres-Netzentwicklungspläne für Gas sollen für optimierte Netze sorgen und deren zuverlässigen Betrieb sowie eine sichere Gasversorgung gewährleisten. Ein im Auftrag der zwölf deutschen Ferngasnetzbetreiber erstelltes Szenario- und Konsultationspapier dient als Basis für den erstmals zum 1. April 2011 vorzulegenden nationalen Netzentwicklungsplan. Aus den Szenarien ergibt sich gegenüber 2009 ein um bis zu 25 Prozent sinkender Gasbedarf bis

zum Jahr 2022. Gaskraftwerke werden nur eine geringe Rolle spielen. Für die politisch angestrebte Konvergenz der Strom- und Gasnetze sind zunächst verbindliche Abstimmungsprozesse der Netzentwicklungspläne Strom und Gas vorzusehen. Die Kosten für die Einspeisung von Biogas und Gas aus „Strom-zu-Gas“ sollten dabei entgegen bisheriger Regelung nicht einseitig von den Gaskunden, sondern von der Allgemeinheit der Verbraucher getragen werden.

Die Primärkapazitätsplattform – eine Kooperation deutscher TSO's

N. N.

Die Zukunft der Anreizregulierung vor dem Hintergrund britischer Erfahrungen

M.A., Mag. rer. publ. Christian Bauer, Deutsches Forschungsinstitut für öffentliche Verwaltung, Speyer

Großbritannien verfügt in der EU über die längste Erfahrung mit der Anreizregulierung; die dortigen Energieversorgungsnetze werden seit über 20 Jahren auf diese Weise reguliert. Zwei Aspekte haben dazu geführt, dass die Regulierungsbehörde Ofgem von März 2008 bis Juli 2010 die gegenwärtige Umsetzung der Anreizregulierung einer kritischen Überprüfung unterzogen hat:

1. Es bestanden Zweifel, ob die Ausgestaltung der Anreizregulierung noch in der Lage ist, die erforderlichen Anreize zu setzen, um den Investitionsbedarf für die Umstellung auf eine klimafreundliche Energieversorgung zu decken, da in den letzten Jahren nicht im erforderlichen Maß in die Netze investiert wurde.
2. Außerdem ist die Komplexität der Anreizregulierung im Laufe der Zeit kontinuierlich angewachsen, sodass die Beherrschbarkeit dieses Regulierungsansatzes zunehmend in Frage gestellt wird.

Im Rahmen der Überprüfung wurde sogar ein Paradigmenwechsel in Erwägung gezogen. Einer der stärksten Befürworter eines solchen Wechsels war Stephen Littlechild. Er gilt als Architekt des RPI-X-Modells, das als Grundmodell für die Entwicklung der Anreizregulierung in Großbritannien diene. Sein Ziel bei der Entwicklung dieses Grundmodells in den 1980er-Jahren war es, ein Regulierungssystem zu schaffen, das mit wenigen Informationen auskommt und leicht zu implementieren ist. Der kontinuierliche Ausbau seines Grundmodells hat seiner Ansicht nach dazu geführt,

dass mittlerweile der regulatorische Aufwand betrieben wird, der eigentlich vermieden werden sollte. Er forderte deshalb den Umstieg auf ein simpleres Verhandlungsmodell, das auf „negotiated settlements“ beruhen sollte. Allerdings konnte er sich mit seiner Forderung nicht durchsetzen.

Die Ofgem entschied sich gegen einen Paradigmenwechsel und für eine weitere Modifikation des bestehenden Regulierungsansatzes. Das zukünftige Regulierungsmodell „RIIO“ (Revenue = Incentives + Innovation + Output) soll 2013 zur Regulierung der Gasverteil- und Transportnetze umgesetzt werden. Es sieht achtjährige Regulierungsperioden und eine stärkere Output-Orientierung bei der Festlegung von Erlösobergrenzen vor, um effektivere Anreize für die Entwicklung innovativer Netzstrukturen zu setzen. Eine Reduktion der Komplexität ist durch diesen Ansatz nicht feststellbar, stattdessen kann aufgrund der Vielzahl der Verfahrensschritte eher eine Zunahme derselben vermutet werden. Ob wenigstens die Investitionsproblematik durch diesen Ansatz gelöst werden kann, wird sich zeigen.

Vor dem Hintergrund der britischen Erfahrungen und im Hinblick auf die Fortentwicklung der deutschen Anreizregulierung im Zuge der dritten Regulierungsperiode bietet es sich an, die Ausgestaltung der Anreizregulierung ebenfalls einer äußerst kritischen Überprüfung zu unterziehen und über einen Paradigmenwechsel nachzudenken, wenn man eine weitere Zunahme der Komplexität vermeiden möchte.

Erschließung von nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten in Deutschland

Chancen und Potenziale für nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten in Deutschland

Prof. Dr. Bernhard Cramer, Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

Deutschland ist ein Erdgas-Produktionsland. Derzeit beträgt der Anteil der Eigenproduktion am Erdgasverbrauch noch etwa 13 Prozent (2010). Aufgrund ausbleibender großer Neufunde und rückläufiger Produktion in den konventionellen Lagerstätten nimmt die inländische Produktion kontinuierlich ab. Dennoch wird Erdgas in Deutschland für die kommenden Jahrzehnte eine wichtige Rolle als Brücke zwischen dem breiten Energiemix heute und der für die Zukunft angestrebten Deckung eines Großteils des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien zugesprochen. Die besondere Rolle von Erdgas ergibt sich dabei aus seiner flexiblen und vielfältigen Anwendbarkeit in der Strom- und Wärme-gewinnung und durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle geringeren CO₂-Emissionen.

Vor diesem Hintergrund wird der heimischen Produktion von Erdgas aus nicht konventionellen Lagerstätten das Potenzial zugesprochen, einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. So ist die Erkundung von nicht konventionellen Erdgasvorkommen auch bei uns angelaufen. Zwei der bekannten Typen an nicht konventionellen Erdgasvorkommen kommen nicht in Deutschland vor (Gashydrat) oder sind auf absehbare Zeit wirtschaftlich nicht nutzbar (Aquifergas). Aus der Kenntnis der Geologie Deutschlands sind aber insbesondere relevante Vorkommen an Erdgas in Tonstein (Schiefergas, Shale Gas) und in Kohle (Kohlegas) zu erwarten.

Dabei liegen bislang keine belastbare Informationen zum tatsächlichen Rohstoffpotenzial von Schiefergas und Kohlegas für die Welt und für Deutschland vor. Das liegt auch daran, dass anders als bei konventionellen Erdgaslagerstätten bisher kein allgemeines Verständnis darüber herrscht, wie gewinnbare Mengen an Erdgas quantifiziert werden können. Auch wenn die im Tonstein oder der Kohle vorhandenen Gesamtmengen an Erdgas bekannt sind, sind die üblichen Vorratsbegriffe Reserven und Ressourcen schwer herzuleiten. Geologie, Ökonomie und einsetzbare Technik üben hier einen großen Einfluss auf die Gewinnbarkeit aus.

Die Bundesregierung hat die DERA beauftragt, das Potenzial an Schiefergas in Deutschland zu ermitteln (Projekt Niko). Untersuchungsobjekt der Arbeiten sind die Tonsteinformationen, die je nach Zusammensetzung des organischen Materials und der thermischen Reife entweder ein Erdgas- oder ein Erdölpotenzial aufweisen können. Mit sedimentologischen, geochemischen, petrographischen und strukturgeologischen Analysen werden die Tonsteine charakterisiert, ihr Erdgas- und das Erdölpotenzial bewertet und eine Ressourcenabschätzung durchgeführt. Neben der geowissenschaftlichen Untersuchung und der Quantifizierung der Potenziale werden zusammen mit wissenschaftlichen Partnerinstitutionen auch wirtschaftliche Aspekte betrachtet sowie neue technische Konzepte der Nutzung mit Blick auf mögliche Umweltauswirkungen bewertet.

Techniken zur Erschließung und zum Grundwasserschutz bei nicht-konventionellen Lagerstätten

Dr. Kurt M. Reinicke, Institut für Erdöl- und Erdgastechnik (ITE), TU Clausthal

Nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur betragen die gewinnbaren Ressourcen für unkonventionelles Schiefergas in Europa mehr als das Dreifache der konventionellen Erdgasreserven. Besonders große Vorkommen vermuten die Wissenschaftler in Polen und Frankreich. Für belastbare Aussagen zur Höhe der Ressourcen in Deutschland ist es noch zu früh, aber auch hier sind nach ersten Schätzungen Schiefergas-Ressourcen zu erwarten, die größer sind als die derzeitigen Reserven für konventionelles Erdgas. Wo die Vorkommen liegen, ist durch die mehr als 20.000 Tiefbohrungen in Norddeutschland gut belegt. Die Frage ist, wie viel des im Untergrund vorhandenen Schiefergases sich

wirtschaftlich fördern lässt. Hierfür müssen – akzeptiert durch die Öffentlichkeit – umweltverträglich wirtschaftliche Produktionsraten erzielt werden. Dies erfordert gut ausgebildete Geowissenschaftler und Ingenieure, neueste Technologie und eine offene Kommunikation mit dem Umfeld. Schlüsseltechnologien für die Erschließung sind die (Multilateral-)Horizontalbohrtechnik und die Multifractotechnik. Ihre sorgfältige Anwendung aus gasdicht hergestellten Bohrungen in Lagerstätten, die von stauenden Deckgebirgen ausreichender Mächtigkeit überlagert werden, lässt eine umweltverträgliche Nutzung der Schiefergas-Vorkommen erwarten, die auch den Anforderungen des Grundwasserschutzes genügt.

Rechtsvorschriften und Genehmigungsverfahren für die Erschließung nicht-konventioneller Lagerstätten

Dipl.-Ing. Klaus Söntgerath, Dipl.-Ing. Rochus Rieche, Dr. Johannes Müller, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover

In den USA wird ein bedeutender Anteil der Erdgasförderung aus nicht-konventionellen Lagerstätten gewonnen. Dies führt dazu, dass auch in Europa nach solchen Lagerstätten gesucht wird.

Die Abgrenzung der nicht-konventionellen von den konventionellen Lagerstätten kann anhand weniger Merkmale, wie der Porosität und der Permeabilität der Gesteine, erfolgen. Damit stehen auch die Herausforderungen für eine Gasförderung aus nicht-konventionellen Lagerstätten fest – eine Frac-Behandlung ist Voraussetzung für den wirtschaftlichen Erfolg.

Insbesondere die Folgen und der Umfang der Frac-Behandlungen sorgen für eine kontroverse Diskussion über Nutzen und Schaden

der Gewinnung des Erdgases aus nicht-konventionellen Lagerstätten.

Die Genehmigung eines Aufsuchungsvorhabens, angefangen von der Erteilung einer Aufsuchungserlaubnis bis zur Genehmigung des Förderbetriebsplanes, wird aus Sicht der niedersächsischen Bergbehörde dargestellt. Dabei werden alle Genehmigungsstufen und Beteiligungsprozesse beschrieben. Der Fokus wird dabei nicht nur auf das Bergrecht gelenkt, sondern auf alle einschlägigen Rechtsgebiete und deren Berücksichtigung eingegangen. Schwerpunkte der Darstellung bilden dabei die Genehmigungsaspekte von Frac-Behandlungen und der Grundwasserschutz.

Erschließung von nicht-konventionellen Lagerstätten in der Praxis

Norbert Stahlhut, ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

Gas-Plus-Technologien als Kernelemente effizienter Energieverwendung

Dr.-Ing. Rolf Albus, GWI Gaswärme-Institut e. V., Essen

Hocheffiziente Technologien in Kombination mit regenerativen Energien setzen sich im Wärmemarkt immer mehr durch und sind in heutigen und auch in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen nicht mehr wegzudenken. Die Gas-Plus-Technologien Gasbrennwert + Solar, Gaswärmepumpe sowie Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung ermöglichen eine umfassende Integration regenerativer Energien im gesamten Wärmemarkt (Solarthermie, Geothermie sowie Einsatz von Biogas und – perspektivisch – regenerativ erzeugter Wasserstoff), sodass nicht nur nachhaltig die CO₂-Emissionen, sondern auch die Betriebskosten für den Endanwender gesenkt werden können. Dies stellt neben dem Umweltgedanken zweifellos einen weiteren wichtigen Aspekt dar.

Die Gerätehersteller haben sich vielfältig auf diese Situation eingestellt und liefern aufeinander abgestimmte Gesamtsysteme, mit denen viele Standardfälle im Neubaubereich und im Gebäudebestand erfasst werden können. Gleichwohl müssen Planung, ausführendes Handwerk und auch regelmäßige Wartung von hoher Qualität sein, zusätzlich ist die Einbindung des Nutzers unerlässlich, da nur optimal abgestimmte Systeme eine hohe Effizienz und auch Wirtschaftlichkeit garantieren.

Im Rahmen der Projekte des Clusters 4 Anwendungstechnologien der DVGW-Innovationsoffensive werden die Gas-Plus-Tech-

nologien eingehend einer Leistungsbeurteilung im Labor und auch unter reproduzierbaren, aber praxisnahen Randbedingungen im Langzeitversuch im GWI-Versuchshaus unterzogen. Aus den Ergebnissen werden nach eingehenden Analysen und Diskussionen mit allen Marktpartnern Handlungsempfehlungen zum optimalen Einsatz in allen erdenklichen Gebäudekategorien herausgearbeitet – beispielsweise eignet sich ein Stirling-Mikro-KWK-Gerät besonders gut im Austausch zu einem veralteten NT-Kessel. Zusätzlich werden Szenarien zukünftiger Energieversorgungsstrukturen mittels Simulation auf ihre praktische Umsetzbarkeit sowie ihre ökologische und ökonomische Wirkung hin untersucht (z. B. Erhöhung der energetischen Sanierungsrate, Wirtschaftlichkeit von Dämmmaßnahmen, erhöhter Technologieinsatz).

In den letzten Jahren wurden bei Gaswärmepumpen und Mikro-KWK-Technologien deutliche Weiterentwicklungen erzielt. Mittlerweile kann auf eine wachsende Zahl seriennaher Geräte zurückgegriffen werden, jedoch verspricht eine gerade erfolgte Markteinführung noch keine dauerhafte Marktetablierung. Seitens der Energiewirtschaft sind zusätzlich noch flankierende und unterstützende Maßnahmen erforderlich, um die Gas-Plus-Technologien im Wärmemarkt dauerhaft zu positionieren. Die DVGW-Innovationsoffensive trägt dazu ihren Anteil bei.

Neue KWK-Technologien im Feldtest

Dr. rer. nat. Volker Busack, VNG – Verbundnetz Gas AG, Leipzig

Um den Veränderungen in der Energiewirtschaft gerecht zu werden und um weiterhin eine zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung mit Erdgas gewährleisten zu können und auch um den Erdgasabsatz zu sichern, unterstützt die VNG – Verbundnetz Gas AG seit längerer Zeit sehr intensiv die Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien auf Erdgasbasis. Im Rahmen einer eigens dafür ins Leben gerufenen Innovationskampagne mit Kunden der VNG und mit der Durchführung von Feldtests verschiedener KWK-Technologien verfolgt die VNG das Ziel, neue effiziente Erdgasanwendungstechnologien weiterzuentwickeln und deren Markteinführung zu forcieren.

Im Mittelpunkt der Feldtests stehen dabei neben der Erprobung und dem intensiven Monitoring von Mikro-BHKW auch weitere Tests mit innovativen Technologien wie Gaswärmepumpen und Brennstoffzellen-Heizgeräten zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Praxistauglichkeit. Weitere nützliche Ziele dieser neuen KWK-Technologien sind die Verbesserung der Energieeffizienz beim Einsatz von Erdgas sowie die Reduzierung von CO₂-Emissionen.

Bereits seit 2007 testet die VNG selbst entwickelte Mikro-BHKW in der Praxis. Mehrere in Kooperation mit der Firma KIRSCH weiterentwickelte Mikro-BHKW vom Typ L 4.12 befinden sich seit 2010 bei Partnern der VNG im Feldtest. Mit diesen Tests werden die Einsatzfähigkeit und Marktreife dieser Geräte geprüft, um eine solide technische Basis sicherzustellen und um die Voraussetzungen für eine anschließende Serienproduktion zu schaffen.

Des Weiteren beteiligt sich die VNG im Rahmen der IGWP – Initiative Gaswärmepumpe an der Durchführung von Praxistests mit Gaswärmepumpen. Aktuell installiert und betreibt die VNG in Feldversuchen gemeinsam mit Stadtwerken und Regionalversorgern Gaswärmepumpen der Typen Robur, Vaillant, Bosch und Viessmann.

Auch an der IBZ – Initiative Brennstoffzelle und am Leuchtturmprojekt CALLUX der Nationalen Offensive Wasserstoff zum Praxistest von Brennstoffzellen-Heizgeräten im Eigenheim beteiligt sich die VNG gemeinsam mit Partnern an Praxistests mit Brennstoffzellen-Heizgeräten, um diese umweltfreundlichen Technologie mittelfristig auf dem Markt zu etablieren.

Integration von Wärme aus erneuerbaren Energien in den Erzeugungsmix eines Wärmeversorgungs-Unternehmens

Karl-Friedrich Henke, E.ON Hanse Wärme GmbH, Hamburg

Innovationsoffensive: Gaserzeugung aus regenerativen Quellen

Optionen beim Biogas – die aktuellen Forschungsansätze

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Frank Graf, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Karlsruhe

Die Vorteile der Nutzung der Erdgasinfrastruktur zur Verteilung von gasförmigen Energieträgern aus regenerativen Quellen liegen auf der Hand: Es kann eine deutschlandweit bestens ausgebaute Infrastruktur verwendet werden, mit der eine zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung möglich ist. Außerdem können bei Verstromung des eingespeisten Biogases an Standorten mit ausreichenden Wärmesenken im Vergleich zur direkten Verstromung am Ort der Biogaserzeugung in vielen Fällen höhere energetische Gesamtnutzungsgrade erzielt werden.

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz hat in den letzten Jahren einen großen Aufschwung erfahren. Gab es 2006 gerade einmal zwei Einspeiseanlagen in Deutschland, speisen inzwischen 55 Biogasanlagen mit einer jährlichen Gesamtleistung von ca. 400 Mio. m³ Biogas in das Erdgasnetz ein. Um die politischen Zielvorgaben von 10 Mrd. m³ eingespeistes Biogas bis 2030 zu erreichen, müssten etwa 1.500 Biogasanlagen an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Um die Einspeisung von Biogas in Deutschland im gewünschten Maß ausbauen zu können, müssen zahlreiche technische, ökologische und nicht zuletzt wirtschaftliche Rahmenbedingungen eingehalten werden.

Der DVGW unterstützt den weiteren Ausbau der Biogaseinspeisung mit zahlreichen Aktivitäten. Einerseits wird das technische

Regelwerk erweitert und weiterentwickelt, um die Einspeisung von Gasen aus regenerativen Quellen bei gleichbleibender Sicherheit für Gasinfrastruktur und Gasanwendungen zu vereinfachen. Andererseits werden Handlungsempfehlungen zu technologischen Aspekten, wie z. B. der Auswahl von Aufbereitungs- und Einspeiseverfahren unter Beachtung spezifischer Netzsituationen, erarbeitet. Auch wichtige Fragen zur Nachhaltigkeit in Hinblick auf die Rohstoffbereitstellung und die Nutzung der anfallenden Gärreste sowie auf die Emissionen der gesamten Prozesskette werden erörtert. Seit 2007 werden diese Themen im Rahmen des DVGW-internen Forschungsprogramms „Biogas“ adressiert und im Zuge der DVGW-Innovationsoffensive „Gas-technologie“ vertieft.

Im Rahmen dieses Vortrags werden die bisherigen Forschungsergebnisse vorgestellt und Perspektiven für die praktische Umsetzung aufgezeigt. Im Einzelnen werden folgende Themen diskutiert:

- Optimierung der Biogaserzeugung für den Anwendungsfall Einspeisung (Druckfermentation),
- Gasbeschaffenheit (Monitoring von Biogaseinspeiseanlagen),
- Biogaseinspeisung und Sauerstoff (Vermeidung und Entfernung) und
- Biogasatlas (Potenzial für Einspeiseanlagen in Deutschland).

Biogas-Erdgaseinspeisung

Dipl.-Ing. Jörg Oliczewski, HGC Hamburg Gas Consult GmbH, Hamburg

Die vollständige energetische Nutzung von Biogas macht den Transport vom Erzeuger zum Anwender erforderlich. Dies kann zum einen durch den Aufbau von Mikrobiogasnetzen und zum anderen durch Einspeisung in bestehende Erdgasnetze erfolgen. Der Einspeisung wurde durch die Gasnetzzugangsverordnung der Weg bereitet. Bei der Planung des Netzanschlusspunktes sind mehrere Punkte zu beachten. Grundvoraussetzung zur Einspeisung ist die vorherige Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität.

Gesetze/Verordnungen/Regelwerke

Die Festlegung, Planung und Errichtung des Netzanschlusses erfolgt auf Basis der gesetzlichen Grundlagen (z. B. GasNZV), Normen (z. B. DIN) und entsprechender Regelwerke (z. B. DVGW).

Planung

Bei der Planung der Netzeinspeisung sind neben den Betriebsbedingungen der Aufbereitungsanlage die Betriebsbedingungen und die Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes zu prüfen. Danach richtet sich der Aufbau und Umfang der erforderlichen Anlagentechnik.

Sollte die Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes nicht ausreichen, sind weitergehende Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung erforderlich. Dies kann z. B. über Verknüpfung von zwei oder mehreren Erdgasnetzen erfolgen. Dabei ist zwischen der Verknüpfung mit einem vorangelayerten Erdgasnetz höherer Druckstufe über eine Rückeinspeisungsanlage und einer Verknüpfung von Erdgasnetzen gleicher oder niedrigerer Druckstufe über eine Gasdruckregel- und Messanlage zu unterscheiden.

Biogas-Einspeisungsanlage BGEA

Bei den unterschiedlichen Aufgabenstellungen an die Biogas-Ein-

speisungsanlage bietet sich ein modularer Aufbau an. Dazu gehören z. B. Module zur Konditionierung des Biogases/zur Anpassung des Brennwertes oder zur Odorierung des Biogases. Allen Einspeisungsanlagen gleich sind die Aufgaben zur Messung der Gasbeschaffenheit und des einzuspeisenden Gasvolumens sowie die Druckanpassung an den Netzbetriebsdruck. Die unterschiedlichen Module sollen vorgestellt werden.

Rückeinspeisungsanlage

Beim Einsatz einer Rückeinspeisungsanlage zur Weiterleitung des überschüssigen „Bio-Erdgasvolumens“ in das vorgelagerte Erdgasnetz höherer Druckstufe ist zu prüfen, ob über die Verdichtung und Messung des Volumenstromes hinaus Maßnahmen erforderlich sind. Diese könnten in der Deodorierung oder in der zusätzlichen Trocknung des „Bio-Erdgasvolumenstromes“ bestehen. Für die Rückeinspeisungsanlage empfiehlt sich ebenfalls ein modularer Aufbau, der vorgestellt werden soll.

Gasdruckregel- und Messanlage

Bei der Verknüpfung von Erdgasnetzen gleicher Druckstufe müssen die Gasvolumenströme und gegebenenfalls die Gasbeschaffenheit gemessen werden. Bei der Verknüpfung mit einem Erdgasnetz einer niedrigeren Druckstufe kommt dann noch ein Gasdruckregelgerät hinzu. Damit entspricht der Aufbau weitgehend dem einer Gasdruckregel- und Messanlage, wie sie in allen Erdgasnetzen der Gasversorger vorkommen.

Praxisbeispiele

Der modulare Aufbau von Anlagen zu Bio-Erdgaseinspeisung soll anhand von Projekten, die HGC bereits realisiert hat, vorgestellt werden.

Biogaseinspeisung: Neuerungen und Perspektiven

Dr. Gerrit Volk, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn

Am 16. Juni 2011 hat die Bundesnetzagentur den ersten Biogas-Monitoring-Bericht veröffentlicht. Im vollen Text lautet er „Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2011“. Dieser Bericht war dieses Jahr erstmalig und ist in Zukunft jährlich vorzulegen. Die Kernaussagen des Berichtes lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Per 31. Dezember 2010 haben 44 Erzeugungsanlagen circa 270 Mio. m³ Biogas in das Gasversorgungsnetz eingespeist. Im Hinblick auf das kodifizierte Ziel von 6 Mrd. m³ jährlich eingespeistem Biogas bis zum Jahre 2020 liegt ein Zielerreichungsgrad von 4,5 Prozent, im Hinblick auf das Ziel von 10 Mrd. m³ jährlich eingespeistem Biogas bis zum Jahre 2030 liegt ein Zielerreichungsgrad von 2,7 Prozent vor. Bei linearem Fortschreiten dieser Entwicklung werden die Ziele weit verfehlt. Rechnet man die durchschnittliche Einspeisemenge pro Anlage auf das Ziel für das Jahr 2020 hoch, so ergibt sich daraus eine „Zielgröße“ von circa. 1.000 Anlagen.
- Die Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas liegen zwischen 1,3 Cent/kWh und 9,3 Cent/kWh. Als arithmetisches Mittel errechnen sich Herstellungskosten von 6,0 Cent/kWh. Bei einer mengenmäßig gewichteten Ermittlung der durchschnittlichen Herstellungskosten errechnet sich ein Wert in Höhe von 6,2 Cent/kWh.
- Der durchschnittliche Verkaufspreis für Biogas betrug im Jahr 2010 8,1 Cent/kWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Grenzübergangspreis für fossiles Erdgas im Jahr 2010 durchschnittlich 2,07 Cent/kWh und der für an den virtuellen Handelsplätzen am Spotmarkt bezahlte Preis für fossiles Erdgas durchschnittlich 1,7 Cent/kWh betrug. Im Ergebnis fehlt es an einem ausreichenden Absatzmarkt, da Biogas gegenüber Erdgas nicht konkurrenzfähig ist. Diese Lücke konnte bislang auch nicht

durch eine entsprechende Förderung über das EEG für die Verstromung von Biogas gefüllt werden.

- Die Kosten der Netznutzung durch Biogastransporte können von den Gasnetzbetreibern mittels der Netzentgelte auf alle Netznutzer umgelegt werden. Die gesamten Wälzungskosten stiegen vom Jahr 2009 von 24 Mio. € auf 53 Mio. € im Jahr 2010. Die Wälzungskosten waren in den jeweiligen Marktgebieten sehr unterschiedlich.

Die Verwendungsvorteile von Biogas als Substitut von fossilem Erdgas sind offensichtlich. So kann die gesamte Erdgasinfrastruktur (Speicher und Leitungen) genutzt werden, um das Biogas bedarfsgerecht den Verbrauchsschwerpunkten zuzuführen. In Kombination mit dem stark fluktuierend anfallenden Windstrom kann Biogas einen wichtigen Beitrag dazu leisten, den Anteil regenerativer Energie in bedarfsgerechter Struktur, d. h. orts- und zeitadäquat, entsprechend der politischen Zielsetzung auf Bundes- und Landesebene auszuweiten.

Durch die Novellierung des EnWG im Juni 2011 ist die Fachverantwortlichkeit der Bundesnetzagentur für alle Fragen des Biogasnetzanschlusses und der Biogaseinspeisung gemäß § 54 EnWG auf das gesamte Bundesgebiet ausgedehnt worden. Die Biogasdefinition in § 3 Nr. 10 c EnWG wurde um Wasserstoff und synthetisch hergestelltes Methan erweitert. Dieser Wasserstoff und das Methan müssen aus mindestens zu 80 Prozent aus regenerativ hergestelltem Strom (und CO₂) produziert worden sein. Zusammen mit der Ausweitung der Vergütung für Biomethaneinspeisung nach EEG auf größere Anlagen und die Einführung einer Flexibilitätsprämie gemäß § 33 i EEG ist somit die begriffliche Breite von Biogas und das Förderspektrum bzw. die Förderhöhe erweitert worden. Dies soll dazu beitragen, den bisher unbefriedigenden Anteil von Biogaseinspeisung in Erdgasnetze zu erhöhen.

Parallele Diskussionsforen

Gasmessung auf dem Weg zum Smart Meter

Rahmenbedingungen für Smart Metering in Deutschland

Alexander Kleemann, BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III B1 – Energierecht, Berlin

Metrologische Aspekte beim Smart Metering

Dr.-Ing. Helmut Többen, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig

Smart Metering soll den Haushaltskunden ermuntern, seine Verbrauchsmengen (Strom, Gas, Wärme, Wasser) zu reduzieren, und auf der Versorgungsseite ein besseres Steuern der Bedarfsströme ermöglichen. Hierzu sollen insbesondere aktuelle/momentane Verbrauchswerte beim Verbraucher angezeigt und vom Versorger/Lieferanten in kurzen Zeitabständen abgerufen werden. Mittels variabler Tarife, dies können lastvariable, zeitvariable oder sich kurzfristig ändernde Tarife sein, soll zudem eine gezielte, monetär spürbare Steuerung des Verbraucherverhaltens und damit ein Glätten von Lastspitzen erreicht werden.

Der Ausbau der Stromnetze zu einem Smart Grid, bei dem Smart Meter u. a. die Eingangsgrößen liefern, verfolgt insbesondere vor dem Hintergrund der Schwankungen im Verbraucherverhalten und der zunehmenden dezentralen Einspeisung (Windenergie-, Photovoltaik- und KWK-Anlagen) ein optimiertes Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Speicherung und Lastmanagement der elektrischen Energie. Im Gasbereich ist die Steuerung der Netze, die ein hohes Potenzial an Speicherkapazität besitzen, weniger zeitkritisch. Gaskunden sind zudem vorwiegend Wärmekunden, sodass im Haushaltskundenbereich durch Smart-Meter-Anwendungen wohl eher weniger Veränderungen im Heizverhalten zu erwarten sind. Neueste Entwicklungen verfolgen jedoch ein stärkeres Zusammenwirken der Strom- und Gasnetze. So ist beispielsweise beabsichtigt, aus überschüssigem Windstrom Wasserstoff bzw. synthetisches Erdgas zu erzeugen („Windgas“) und nach

Einspeisung in die Erdgasnetze andernorts und zeitversetzt zur Stromerzeugung zu nutzen.

Im Rahmen dieses Vortrages wird nur ein Teilbereich des Smart Meterings beleuchtet – der metrologische und eichrechtliche Aspekt. Sobald Messwerte nicht nur für Informationszwecke verwendet werden, sondern auch für Abrechnungszwecke, ist nach wie vor das Eichrecht zu berücksichtigen. Im Kern verlangt das Eichrecht, dass die eingesetzte Messtechnik richtig und beständig arbeitet, Manipulationsversuche an Messtechnik und Messwerten verhindert bzw. sichtbar werden und dass Rechnungswerte auf ordnungsgemäß gemessene Messwerte rückverfolgbar sein müssen – auch bei Mehrtarifanwendungen. So werden im Vortrag die Grundzüge der Metrologie und des Eichrechts erläutert sowie eichrechtlich akzeptierte bekannte Lösungen der Gasmengenmesstechnik vorgestellt, die bereits den Grundgedanken des Smart Meterings erfüllen. Außerdem soll aus eichrechtlicher Sicht auf die durch das neue Energiewirtschaftsgesetz bedingten Veränderungen bezüglich der Erfassung, Verarbeitung und Abrechnung von Gasmengen eingegangen werden. Messeinrichtungen von Gas sind hiernach zukünftig an die Messsysteme für Strom anzuschließen, d. h., spartenspezifische Lösungen für den Aufbau von Smart-Metering-Infrastrukturen sollen nicht verfolgt werden. Detaillierte und konkrete Aussagen hierzu sollen jedoch in einer noch zu formulierenden Rechtsverordnung getroffen werden.

Konformitätsprüfung von Smart-Meter-Schnittstellen

Dr. Jens Hoffmann, DVGW-Forschungsstelle am EBI, Karlsruhe

Im Zuge des sich verändernden Umfeldes in der Gasmessung und -abrechnung sowie des von der Politik vorangetriebenen Wunsches, dass sich Energie-Kunden jederzeit über ihren aktuellen (Strom-, Gas-, Wasser-, Wärme-)Verbrauch informieren können, spielt das Thema „Smart-Meter“ eine immer wichtigere Rolle. Bis jetzt gibt es allerdings keine geeigneten Standards, die es möglich machen, Zähler unabhängig vom jeweiligen Medium zentral abzufragen. Erschwert wird die gewünschte Standardisierung durch wechselnde Anforderungen der Politik (Bundesnetzagentur) und nachgezogener Forderungen bezüglich der Sicherheit der Daten. Dies führte unter anderem dazu, dass das DVGW-Lastenheft EDL-Zähler Gas erst kürzlich zurückgezogen werden musste. Nichtsdestotrotz gibt es in Europa auf der Ebene von CEN und in Deutschland auf Ebene der Verbändevereinigung der OMS-Group Ansätze, Smart-Meter-Schnittstellen zu normen.

In Europa ist im Bereich der Gasmessung im Wesentlichen das CEN/TC 237 zu nennen, das vor Kurzem einen neuen europäi-

schen Normentwurf für Haushaltsgaszähler zur Abstimmung vorgelegt hat. Die wesentlichen Punkte liegen hierbei auf Anforderungen für sogenannte „Additional Functionalities“, die u. a. Hard- und Softwareanforderungen, EMV und das Thema Zusatz Einrichtungen (Ventile oder Temperatur-Kompensationen) betrachten.

Während CEN/TC 237 das Gerät an sich betrachtet, ist es das Ziel der OMS-Group in Deutschland, die Kommunikationsschnittstelle von Smart-Metern zu vereinheitlichen. Basis der OMS-Spezifikationen ist die europäische Normenreihe EN 13757, die zum Großteil das MBus-Protokoll beschreibt. Diese OMS-Spezifikationen sind die Grundlage für eine neue DVGW-Prüfgrundlage (VP), die es möglich machen wird, Kommunikationsprotokolle spartenübergreifend zu standardisieren. Die DVGW-VP wird Anfang 2012 im Weißdruck erscheinen, sodass im ersten Halbjahr 2012 erste standardisierte Protokolle zertifiziert werden können.

Brennwertverfolgung in Verteilnetzen

Dr. Joachim Schenk, Open Grid Europe GmbH, Essen

Durch das Zusammenwachsen der nationalen Märkte zu einem europäischen Gasmarkt in Verbindung mit einem steigenden Import von verflüssigtem Erdgas (LNG), das per Schiff nach Europa transportiert wird, werden seit einigen Jahren zunehmende Schwankungen der Gasbeschaffenheit und somit auch des Brennwertes der transportierten Erdgase beobachtet. Verstärkt wird diese Thematik durch die zunehmende Erzeugung von Bio-Erdgas, das in der Regel in die Regional- oder Verteilnetze eingespeist wird und derzeit auf den im Netz vorherrschenden Brennwert konditioniert wird. In H-Gas-Gebieten erfolgt dies heute durch Zumischung von Flüssiggas.

In einem Kooperationsprojekt zwischen der E.ON Ruhrgas und der E.ON Avacon wird derzeit ein neuartiges Verfahren zur Brennwertverfolgung in Verteilnetzen untersucht. Auf Basis dieses Verfahrens kann an jedem Punkt im Verteilnetz ein Brennwert ermittelt werden, der sich auf geeicht gemessene Brennwerte an den Einspeisestellen zurückführen lässt. Ziel ist es, den Brennwert mit einer für Abrechnungszwecke geeigneten Genauigkeit zu bestimmen. Dadurch kann künftig bei der Einspeisung von Bio-Erdgas auf eine Brennwertanpassung verzichtet werden. Dies bedeutet eine Vermeidung der Konditionierungskosten, wodurch die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen verbessert wird.

Bereits seit einigen Jahren haben sich sogenannte Brennwertrekonstruktionssysteme für Transportnetze etabliert und sind heute Stand der Technik. Diese Systeme erlauben eine rechne-

rische Bestimmung des Brennwertes zu jeder Zeit und an jedem Ort im gesamten Netz. Voraussetzung hierfür sind geeichte Messwerte des Brennwertes an den Einspeisestellen sowie der Volumina an den Ein- und Ausspeisestellen. Für Verteilnetze konnte eine rechnerische Verfolgung des Brennwertes bisher nicht mit einer ausreichenden Genauigkeit realisiert werden, da an den Ausspeisestellen zum Teil nur unzureichende Messwerte der Volumina vorliegen.

Bei dem hier vorgestellten Verfahren werden die Ausspeisevolumina, ausgehend von den kundenspezifischen Verbrauchsdaten des Vorjahres, den zugeordneten Standardlastprofilen sowie der aktuellen Umgebungstemperatur, den gemessenen Einspeisemengen und den Einspeisedrücken, nach einem neuartigen Algorithmus bestimmt. Zu diesem Zweck wurde ein Simulationstool auf Basis von MATLAB entwickelt.

Für die Erprobung des Verfahrens wird ein geeigneter Netzabschnitt der E.ON Avacon betrachtet, in dem zwei unterschiedliche Gasqualitäten – Erdgas-H und Bio-Erdgas – eingespeist werden. Validiert werden die Simulationsergebnisse mit Hilfe eines mobilen Prozessgaschromatographen, der seit Dezember 2010 in Betrieb ist und an verschiedenen Stellen im Netz aufgebaut wird.

In diesem Vortrag werden die Netzfahrweisen, die Ergebnisse des Feldversuchs sowie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgestellt und erläutert.

Impulsvorträge

Technologien für die neuen Energiesysteme – ein nachhaltiger Beitrag zum Klimaschutz

Netzausbau Strom versus Systemnutzung Gas

Stephan Kohler, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin

Hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung für Gebäude

Dipl.-Ing. Klaus Jesse, Präsident des Bundesindustrieverbandes Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., Köln

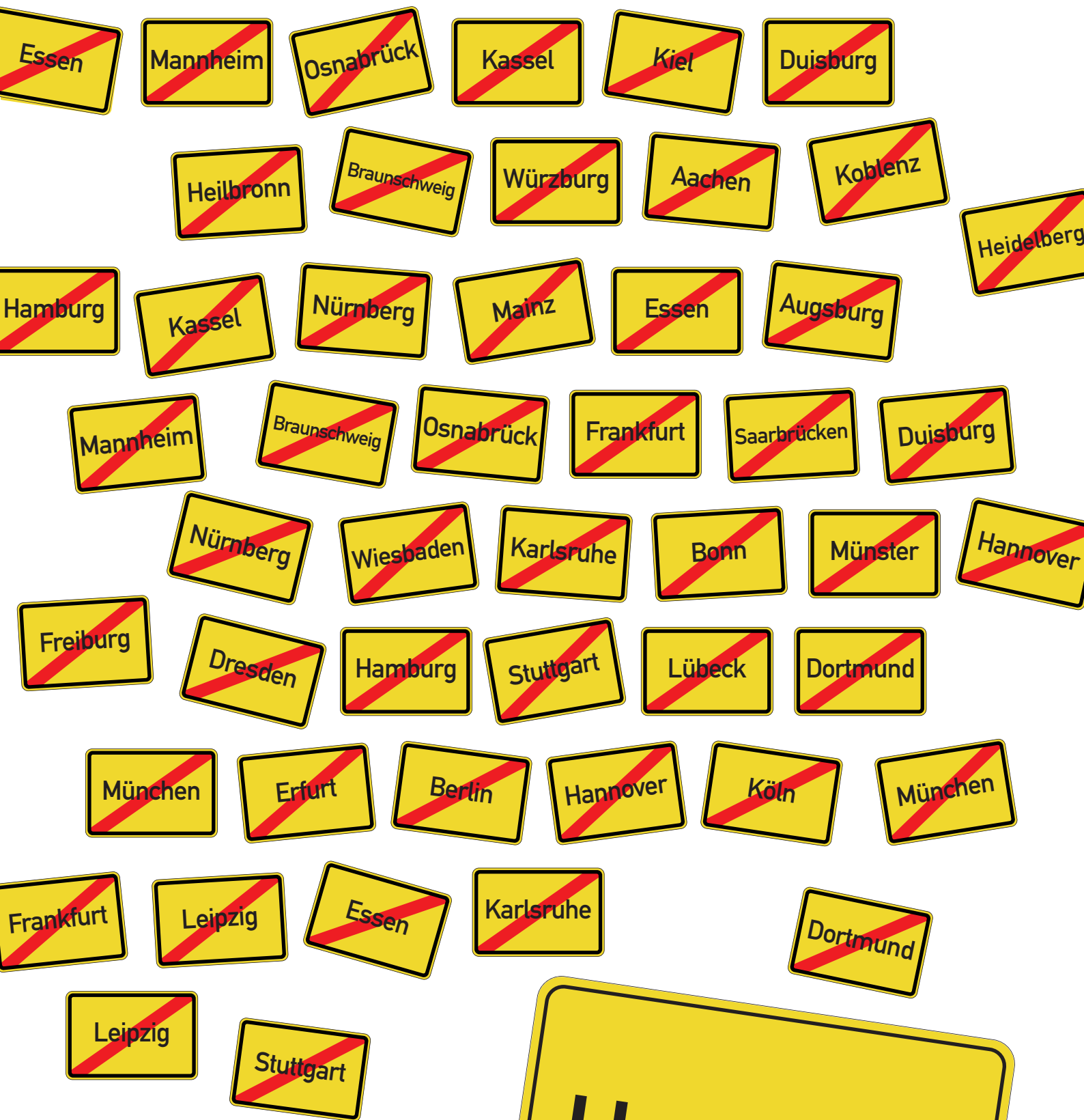
Viele Gründe sprechen dafür, Energie so effizient wie möglich einzusetzen. Die kombinierte Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) gilt als eine der wirksamsten Maßnahmen, Ressourcen nachhaltig und sparsam einzusetzen. Dies gilt insbesondere, wenn Strom und Wärme da erzeugt werden, wo die Wärme auch benötigt wird und somit kein Wärmenetz erforderlich ist (dezentrale KWK). Hocheffiziente KWK-Anlagen auf Erdgasbasis haben sich im mittleren Leistungsbereich (> 5 kW elektrisch) in der Industrie oder im Gewerbe, in Schwimmbädern oder Hotels oder größeren Mehrfamilienhäusern bereits seit vielen Jahren als Energiespartechniken bewährt. Kleinere Geräte für Ein- und Zweifamilienhäuser – sogenannte Mikro-KWK-Anlagen – sind gerade in der Markteinführung. Mikro-KWK-Anlagen decken mit vorgesehenen Leistungen von 0,3 bis 2 kW (elektrisch) und von 2,8 bis 35 kW (thermisch) das unterste Leistungssegment der KWK-Technik ab. Sie weisen Gesamtwirkungsgrade von mehr als 90 Prozent auf. Hinsichtlich der Abmessungen und ihres Gewichtes haben Mikro-KWK-Anlagen ein vergleichbares Handling wie konventionelle Heiztechniken.

KWK-Anlagen werden meist in Verbindung mit einem Brennwertgerät genutzt und sind für die Keller- und Dachaufstellung oder auch für den Einbau im Wohnbereich geeignet. In Zukunft könnten viele dezentrale KWK-Anlagen gemeinsam als „virtuelles Kraftwerk“ dazu beitragen, dass Spannungsschwankungen im öffentlichen Netz ausgeglichen werden – etwa, um Spitzenlasten aufzufangen. Dies ist besonders bei wetterbedingten Netzschwankungen der Fall, die beispielsweise der Einsatz von PV- oder Windkraft-Anlagen mit sich bringt. KWK-Anlagen können unterschiedlich ausgelegt sein – entweder nach dem Strombedarf eines Objektes (stromgeführt) oder nach dem Wärmebedarf (wärmegeführt). Meistens sind sie auf den Wärmebedarf von Gebäuden ausgerichtet. Die Wärme aus dezentralen KWK-Anlagen

kann nicht nur zur Gebäudebeheizung und Warmwasserbereitung dienen, sondern auch als Prozesswärme, zur technischen Kälteerzeugung, zur Druckluftversorgung und für weitere technische Anwendungen eingesetzt werden.

Bei den Basistechnologien der dezentralen KWK wird zwischen internen und externen Verbrennungsmotoren, Dampfexpansionsmaschinen und Brennstoffzellen unterschieden. Interne Verbrennungsmotoren, wie Gasmotoren, sind heute Stand der Technik und auf dem Markt verfügbar. Stirlingmotoren mit externer Verbrennung sind gerade in der Markteinführung. Dampfexpansionsmaschinen und Brennstoffzellen befinden sich noch in der Entwicklungs- und Erprobungsphase.

Der Vortrag beschreibt die Einsatzgebiete der hocheffizienten dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung. Es werden die verfügbaren sowie die in der Entwicklungs- und Erprobungsphase befindlichen Technologien erläutert. Die möglichen Energieeinsparungspotenziale und somit der hiermit verbundene direkte Beitrag zum Umweltschutz sowie weitere Motivationen und Gründe für die Nutzung der dezentralen KWK werden aufgezeigt. Weiterhin werden die politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Wärmemarkt in Deutschland erläutert. Hierbei werden auch Vorschläge unterbreitet, welche die Rahmenbedingungen für den verstärkten Einsatz der dezentralen KWK – insbesondere der Mikro-KWK – weiter verbessern. Im Fokus stehen die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG), das Energiesteuergesetz (EnergieStG) sowie die Förderpolitik. Ebenfalls werden Faktoren für einen wirtschaftlichen Betrieb von dezentralen KWK-Anlagen sowie typische Betriebskosteneinsparungen durch die Erzeugung des selbstgenutzten oder in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms gegeben. Zum Schluss erfolgt ein Ausblick über die weitere Entwicklung der dezentralen KWK im Wärmemarkt.



**moin
moin**

zur fünfzigsten **gat**!



Parallele Diskussionsforen

Gastechnologie im kommunalen Energiekonzept (VKU)

Gasversorgung 2050 – Strategieoptionen und Geschäftsfeldentwicklung

Uwe Weinreich, Stobbe Nymoer & Partner consult GbR, Berlin

Den Gasversorger von heute wird es 2050 nicht mehr geben. Verbrauch und Markt schrumpfen. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen haben sich allein im letzten Jahr unglaublich rasant verändert. Auf der anderen Seite sorgt die Liberalisierung für zwei Effekte, die den Markt verschärfen: Es entstehen zusätzliche Marktchancen für Versorger, Geld zu verdienen, und Chancen für Verbraucher, Geld zu sparen. Aggressive Wettbewerber haben den Kampf um Preise und Kunden aufgenommen. Die gewohnte Ruhe und Sicherheit für Energieversorger gehört der Vergangenheit an.

Stadtwerke brauchen Produkte und Dienstleistungen, die langfristig Markterfolg versprechen. Aber welche Strategie wird in dem sich rasant verändernden Umfeld von Marktöffnung und Regulierung gewinnen? Heute eine Aussage darüber zu treffen, ist genauso schwierig und falsch, wie es 1975 der Versuch gewesen wäre, die Entwicklung der Computertechnologie zu beschreiben. Selbst eine Prognose über zehn Jahre ist unmöglich.

Aus anderen Branchen lassen sich jedoch Erkenntnisse ableiten, wie es gelingen kann, in einem dynamischen Marktumfeld nicht nur zu überleben, sondern Erfolgsgeschichten zu schreiben. Einige große Unternehmen wie Apple, aber auch viele Mittelständler zeigen, wie es gelingen kann, sich in hartem Wettbewerb zu positionieren, Kunden zu begeistern, langfristig zu binden und das Unternehmen immer wieder aufs Neue auf die Herausforderungen der Zukunft auszurichten. Die dabei entstandenen Lösungen se-

hen unterschiedlich aus, zeigen aber Gemeinsamkeiten: Langfristig erfolgreiche Unternehmen stellen ihr bisheriges Geschäftsmodell immer wieder radikal in Frage und erfinden neue, kaum kopierbare und bisher nicht besetzte Geschäftsmodelle.

Ob eine Strategie zu neuen, tragfähigen Geschäftsfeldern führt, hängt in der Energiewirtschaft davon ab, wie Zukunftsfragen beantwortet werden, z. B.: Wie kann es gelingen, Kunden zu binden, wenn eine Durchschnittsfamilie ihren gesamten Jahresenergiebedarf beim Discounter kaufen kann? Welche neuen Leistungen und Kundenbeziehungsmodelle bieten eine Geschäftsgrundlage, wenn Gas, Wärme und Strom irgendwann nur noch langweilige Nebenprodukte sind? Wie kann eine Robustheit und Flexibilität im Unternehmen entstehen, die geeignet ist, nicht absehbaren künftigen Regulierungsherausforderungen zu begegnen?

Kooperationen, Einkaufsgemeinschaften und Einstieg in Erzeugung sind erste Antworten innerhalb des bisherigen Handlungsrahmens. Energiedienstleistungen und insbesondere Energieeffizienzprodukte stellen erste Lösungen dar, die das Potenzial neuer Geschäftsmodelle in sich bergen. Einfach zu kopieren, was andere vormachen, hilft nicht, denn das birgt die Gefahr, sich in einem Wettbewerb mit Preisduellen wiederzufinden. Nur eigenständige Unternehmens- und Geschäftsfeldentwicklung, die einen eigenen, nicht kopierbaren Wettbewerbsvorteil bringen, bieten langfristige Sicherheit und Rentabilität.

Gastechnologie im kommunalen Umfeld

Cord Müller, Stadtwerke Aalen GmbH

Smart Grid, Smart Metering: intelligente Informationssysteme zur Entwicklung von Energiedienstleistungen

Prof. Dr.-Ing. Eberhard Hoffmann-Berling, E.ON-Hanse AG, Rendsburg

Die Abkehr von der Kernkraft und die bei Bürgern zunehmende Skepsis gegenüber größeren Kraftwerksneubauten zwingen bei einer auch zukünftig erwarteten gesicherten Energiebedarfsdeckung dazu, die regenerative Erzeugung noch stärker auszubauen und mit ihrer oft schwer vorhersehbaren Verfügbarkeit besser in den Energiemarkt zu integrieren. „Virtuelle Kraftwerke“, d. h. die Schaffung einer Symbiose aus regenerativer stochastischer Strombereitstellung und gesicherter Stromerzeugung, z. B. aus gasbetriebenen Kleinst-KWK-Anlagen, haben dabei eine tragende Rolle. Zudem wird es unumgänglich, den Energieverbrauch in Haushalten sowie Gewerbe- und Industriebetrieben erheblich zu reduzieren, zum einen durch bewusste Nutzung von Energie und zum anderen durch Einsatz moderner, effizienzsteigernder Maßnahmen.

Als Schlüsseltechnologie für diese Herausforderung werden in starkem Maße Smart-Grid- und Smart-Metering-Systeme gesehen, die quasi Kommunikations- und Energienetze verschmelzen

lassen, mit dem Ziel, Stromerzeugung, Strom- und Gastransport, Stromverbrauch und Gasspeicherung, gegebenenfalls auch Stromspeicherung, miteinander zu verbinden und untereinander intelligent – „= smart“ – zu steuern.

Dies bedeutet eine wachsende technische und auch finanzielle Herausforderung für alle Energienetzbetreiber, die sich bereits heute in ersten Ansätzen, etwa bei den gesetzlich vorgeschriebenen Smart Metern, gegen zunehmende Konkurrenz aus völlig anderen Branchen rüsten müssen.

Schenkt man Experten großer Elektro-, Kommunikations-, Versorgungs- und auch Softwareunternehmen aus Europa und den USA Glauben, so dürfte die Smart-Grid-Technologie in Zukunft die bisher getätigten Investitionen in der uns bekannten Telekommunikationsbranche um ein Vielfaches übertreffen und sich mit zahlreichen neuen Geschäftsfeldern aufturn.

Parallele Diskussionsforen

Die laufende Umsetzung der KoV IV – erste Ausblicke auf die KoV V

Bilanzierung, Konvertierung, Zertifizierung – aktuelle Entwicklungen des Netzzugangs

Dr. Chris Mögelin, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn

Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden fortlaufend weiterentwickelt. So hat die Bundesnetzagentur auf Grundlage des Berichts zu den wirtschaftlichen Auswirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems Gas (§ 30 GasNZV) ein Verfahren zur Änderung der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas („GABi Gas“) eingeleitet. Die Bundesnetzagentur erwägt in diesem Verfahren u. a. Änderungen am Umlagesystem vorzunehmen und die 5-Prozent-Toleranz für RLM-Kunden aufzugeben.

Zudem führt die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren zur Einführung von Konvertierungsentgelten in qualitätsübergreifenden Marktgebieten. Das Konvertierungsentgelt dient dazu, die durch Verschiebungen der Gasflüsse in qualitätsübergreifenden Marktgebieten (NCG und Gaspool) entstehenden Kosten zu de-

cken und missbräuchliche Arbitragegeschäfte einzelner Marktteiliger zu verhindern. Zentrale Diskussionspunkte in diesem Verfahren sind die Begrenzung von Konvertierungsentgelten durch Obergrenzen und deren schrittweise Abschmelzung, die Einführung einer Konvertierungsumlage sowie die Verbesserung der Transparenz für alle Marktbeteiligten.

Schließlich wird das Zertifizierungsverfahren für Transportnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber) die regulatorische Praxis in den nächsten Monaten prägen. In diesem durch das EnWG 2011 neu eingeführte Verfahren wird die Einhaltung der verschärften Entflechtungsvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber ex ante durch die Bundesnetzagentur geprüft.

Umsetzung der KoV VI – die Ansprüche steigen weiter

Dipl.-Ing. Eva Hennig, Thüga AG, München

Am 30. Juni 2011 wurde von den Verbänden BDEW, VKU und GEODE die geänderte Kooperationsvereinbarung (KoV) veröffentlicht. Sie tritt für alle Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen am 1. Oktober 2011 in Kraft. Im Wesentlichen wurden die Änderungen der Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 und die Festlegungen der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsmarkt integriert. Alle Verträge wurden standardisiert, wodurch der Netzzugang für die Lieferanten zukünftig noch einfacher durchzuführen ist. Bei der Weiterentwicklung der Prozesse stand die Verbesserung der Allokationsgüte im Fokus, was z. B. zu einer Einführung von definierten Clearingprozessen geführt hat. Aufgrund der Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung wurden viele Fristen verändert.

Die Struktur der KoV hat sich in wesentlichen Teilen verändert. Im Hauptteil der KoV werden wie bisher die Beziehungen der Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen untereinander geregelt. Besonders erwähnenswert ist, dass alle bestehenden Leitfäden zu fünf neuen Leitfäden zusammengefasst, überarbeitet und erweitert wurden. Sie sind nun Bestandteil der KoV und damit von den Netzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen verpflichtend anzuwenden.

Die sieben Anlagen der KoV enthalten Verträge, in denen der Netzzugang zu den verschiedenen Netzstufen und zum Marktgebiet

für Erd- und Biogas geregelt wird. Alle Verträge sind Standardverträge, die ohne Änderungen abgeschlossen werden müssen. Dies vereinfacht wesentlich den Netzzugang für die Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen und sollte zukünftige Streitigkeiten verringern. Diese Verträge wurden unter intensiver Mitwirkung aller Netznutzerverbände erarbeitet. Damit ist die Erwartung verbunden, dass dies zu einer breiten Marktakzeptanz der Verträge führt. Die Bundesnetzagentur begrüßt ausdrücklich die Standardisierung der Netzzugangsverträge und wünscht eine zügige Umsetzung am Markt.

Zukünftige Anpassungen des Netzzugangssystems werden nicht auf sich warten lassen. Zum einen konsultiert die Bundesnetzagentur aktuell die Prozesse zur Umsetzung des 3-wöchigen Lieferantenwechsels, wie er nun durch das geänderte EnWG vorgegeben wird. Zum anderen gibt es nach Vorlage des Evaluierungsberichtes zur GABi Gas im April 2010 Diskussionen um eine Weiterentwicklung des Systems. Nicht zu vergessen sind die europäischen Entwicklungen, die zum Beispiel mit den im September 2011 verabschiedeten „Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems“ der ACER konkrete Vorgaben für Bilanzierungsregeln machen. Eine Umsetzung dieser Regeln ist für 2014 geplant. Die KoV wird also in der nahen Zukunft europäisch werden.

Die Kooperationsvereinbarungen: Aktuelle Entwicklungen und Neuerungen aus Sicht eines Marktgebietsverantwortlichen

Torsten Frank, NetConnect Germany GmbH & Co. KG, Ratingen

Impulsvortrag

4. DVGW-Hochschultag

Erfahrungen bei der Zusammenarbeit von Hochschulen und Unternehmen der Energie-/Gaswirtschaft im Rahmen von Bachelor- und Masterstudiengängen

Prof. Dr.-Ing. Prof. h.c. Jens Mischner, Fachhochschule Erfurt

Die Rahmenbedingungen, nach denen Hochschulen bzw. Studiengänge agieren, die traditionell auch mit Unternehmen der Energie- und Gaswirtschaft zusammenarbeiten, ändern sich derzeit dynamisch. Besonders prägend wirkt sich der so genannte Bologna-Prozess und die Einführung gestufter Abschlüsse (Bachelor, Master) mit der damit verknüpften Modularisierung der Studieninhalte auf diese Zusammenarbeit aus. Praktisch alle Studiengänge waren und sind durch unabhängige Agenturen aufwändig zu akkreditieren; viele gebäude- und versorgungstechnische Studiengänge werden derzeit reakkreditiert. Die deutschen Hochschulen agieren mittlerweile seit mindestens fünf Jahren unter diesen veränderten Bedingungen, die auch in Abhängigkeit vom Bundesland Spezifika aufweisen. Für viele Unternehmen werden diese veränderten Bedingungen nach und nach erkennbar, da „andere“ Absolventen am Arbeitsmarkt nachfragen, Praktikanten nicht mehr in der gewohnten Weise „verfügbar“ sind und akademische Abschlussarbeiten anders strukturiert und gewichtet sind.

Bachelorabschlüsse sind als erster berufsqualifizierender Abschluss auszugestalten; dieser Anspruch wird curricular sehr unterschiedlich umgesetzt. Die Studiendauer liegt für Bachelorstudiengänge in aller Regel zwischen 6 und 7 Semestern, für Masterstudiengänge dann komplementär zwischen 4 und 3 Semestern.

Es hat sich gezeigt, dass im Zuge dieser komplexen Umgestaltung der Bedingungen an den Hochschulen auch traditionell existierende Kooperationen zwischen Unternehmen und Hochschulen, d. h. im Wesentlichen Studiengänge, „geupdated“ und neu geordnet werden müssen. Das muss sowohl auf der Ebene der fachlichen Kontakte als auch auf der Ebene der Personalabteilungen/Human Resources getan werden. Diese Neustrukturierung hat folgende Ursachen.

- Praktika wurden im Curriculum häufig neu positioniert; diese sind in aller Regel kürzer geworden, liegen im laufenden Studiensemester und können von den Studierenden häufig auch nicht freiwillig verlängert werden, da weitere Studienabschnitte zwingend folgen.
- Bachelorarbeiten werden häufig studienbegleitend angefertigt. Das heißt, der Studierende hat in praxi keine Möglichkeit, in einem Unternehmen zu arbeiten. Um eine Themenstellung, die

aus einem Unternehmen stammt, fruchtbringend zu bearbeiten, ist das zur Verfügung stehende Zeitbudget für BA-Arbeiten, welches häufig deutlich unter einem Semester liegt, nicht ausreichend.

- Erfahrungsgemäß wechseln nicht alle Studierende einer „Bachelorkohorte“ in einen konsekutiv angebotenen Masterstudiengang, sondern eher 30 bis maximal 40 Prozent, sodass zur Bearbeitung anspruchsvoller Themenstellungen, die vom Niveau und vom Umfang her mit klassischen Diplomaufgabenstellungen vergleichbar sind, nur eine äußerst limitierte Anzahl an Studierenden potenziell verfügbar ist. Um diese Studierenden konkurrieren viele Unternehmen, sehr unterschiedlichen Profils.

Aus Sicht des Verfassers bedürfen die traditionell bestehenden Kooperationsbeziehungen zwischen Unternehmen und Hochschulen derzeit einer „Neuordnung“. Diese sollte folgende Elemente enthalten:

- gegenseitige Information über veränderte Rahmenbedingungen, insbesondere die Einordnung der neuen, gestuften Abschlüsse, zeitliche Restriktionen in den Curricula
- Erläuterung veränderter Prämissen in Bezug auf Praktika, Abwicklung der Bearbeitung von Bachelor- und Masterarbeiten
- Erörterung der Möglichkeiten der inhaltlichen Kooperation im Rahmen der neu gestalteten Curricula; kreative Nutzung auch eher „unkonventioneller“ Ressourcen
- Erhöhung der Sichtbarkeit von Unternehmen der Energie- und Gaswirtschaft für Studierende relevanter Fakultäten
- kontinuierliche Aufrechterhaltung der Kontakte eines Unternehmens zur Hochschule, zu Professoren; Institutionalisierung dieser Kontakte
- aktive Beteiligung der Unternehmen an der Ausgestaltung der Curricula; Mitwirkung in Beiräten, Teilnahme am Akkreditierungsprozess
- Pflege der „Beiderseitigkeit“ des Kontaktes
- klare Formulierung von Anforderungen und Entwicklungstrends an Hochschulen/in der Industrie
- kooperative Entwicklung von Studien- und Weiterbildungsangeboten (Kurse, Weiterbildungsmodule ...) bis hin zu akkreditierten Studiengängen (Direktstudium, berufsbegleitende Angebote etc.)
- inhaltlich „zugeschnittene“ duale Studiengänge