Schriftenreihe aus dem
Institut für Rohrleitungsbau
Oldenburg

Band 43

„DUMME“ ROHRE – „INTELLIGENTE“ NETZE

Modelle, Simulation und Steuerung von Infrastrukturen

Tagungsband zum 30. Oldenburger Rohrleitungsforum

Vulkan Verlag

Wir klären das.

Wir sind für Haushalte, Kommunen, Industrie und Gewerbebetriebe der professionelle und wirtschaftliche kluge Abwasserspezialist und Umweltdienstleister. Ob Planungen, Bau und Betrieb von Abwasseranlagen, Inspektion und Sanierung von Kanalnetzen, Entsorgung von Klärschlamm oder energetische Verwertung von Reststoffen, durch unsere jahrzehntelange Erfahrung können wir Ihnen maßgeschneiderte und zuverlässige Entsorgungskonzepte anbieten.

Wir klären das: Telefon 0421/988 11 11

www.hanseWasser.de

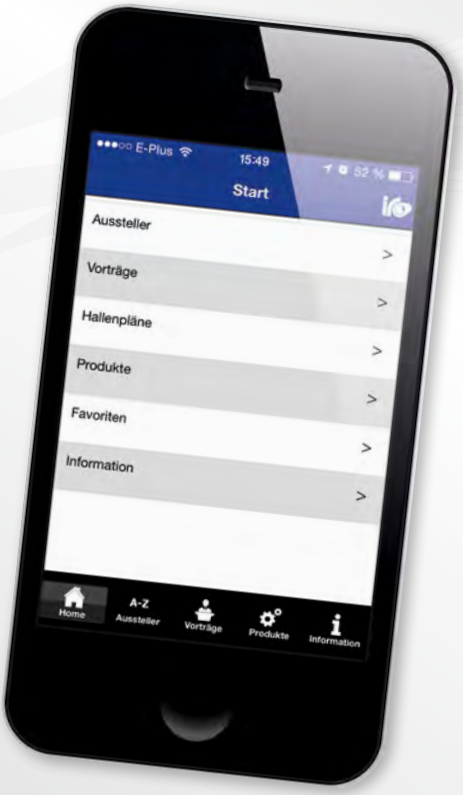
hanseWasser

30. Oldenburger Rohrleitungsforum 2016

Jetzt downloaden: -App

Alle Aussteller, Hallenpläne, Themenblöcke, Vorträge und Referenten auf einen Blick!

Das Werkzeug für zwei erfolgreiche Tage in Oldenburg!



Erhältlich im App Store

ANDROID APP BEI Google play

www.oldenburger-rohrleitungsforum.de

30. Oldenburger Rohrleitungsforum 2016

„Dumme“ Rohre – „Intelligente“ Netze
Modelle, Simulation und Steuerung von Infrastrukturen

Vulkan Verlag

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über **www.dnb.de** abrufbar.

30. Oldenburger Rohrleitungsforum 2016
Tagungsband

ISBN 978-3-8027-2799-3 (Print)
ISBN 978-3-8027-3049-8 (eBook)

© 2016 Vulkan-Verlag GmbH
Friedrich-Ebert-Straße 55, 45127 Essen, Deutschland
Telefon: 0201 82002-0, Internet: www.vulkan-verlag.de
Kontakt: Nico Hülsdau, n.huelsdau@vulkan-verlag.de

Druck: Druckerei Chmielorz GmbH, Wiesbaden

Das Werk einschließlich aller Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Das vorliegende Werk wurde sorgfältig erarbeitet. Dennoch übernehmen Autoren und Verlag für die Richtigkeit von Angaben, Hinweisen und Ratschlägen sowie für eventuelle Druckfehler keine Haftung.

Unser All-in-one-Abo:

Heft + ePaper + Online-Archiv

Jetzt abonnieren!

Preis
Jahres-Abonnement:

€ 349,-*

Bestellen Sie jetzt unter
www.3R-Rohre.de

*inkl. Versandkosten und der derzeit aktuellen, gesetzlichen Mehrwertsteuer

WISSEN FÜR DIE ZUKUNFT

Vulkan Verlag

Inhaltsverzeichnis

I „Dumme“ Rohre – „Intelligente“ Netze – Modelle, Simulation und Steuerung von Infrastrukturen 21

1 Energiewende – Konvergenz der Gas- und Stromnetze 21

Mögliche Beiträge des Gasnetzes zur Flexibilisierung im Stromnetz – Kurz- und Langfristoptionen 22
Dr.-Ing. Ulrich Bünger, Dipl.-Ing. Jan Zerhusen

Steigerbarkeit der Aufnahmefähigkeit von Stromnetzen für erneuerbare Energien durch hybride Lösungen im Gasnetz 35
Dr.-Ing. Enno Wieben, Tim Lüken M.Eng.

Demand Side Management von Gastransportanlagen – technische Möglichkeiten und regulatorische Rahmenbedingungen 42
Dr.-Ing. Arnd Schmücker, Rafael Charzynski M.Eng.

2 Die Geschäftsprozesse in der Erdgasbranche gestalten sich um 51

Strategische Gasreserve – Krisenvorsorge oder staatliche Marktsteuerung? 52
Dipl.-Kfm. Dipl.-Volksw. Dr. Gerrit Volk

Inlinemengenregelung – Eine Unterstützung in der Netzführung 59
Dipl.-Ing. Holger Waden

Krisenvorsorge aus Sicht eines FNB 68
Dr. Torsten Schneider

3 Niederschlagsradardaten: Chancen und Perspektiven für die Wasserwirtschaft und Stadtentwässerung 77

Potenziale von Radardaten in der Stadtentwässerung – Von der Messung bis zur Anwendung 78
Dr.-Ing. Stefan Krämer

Aufbau eines standardisierten Niederschlagsdaten-Managementsystems beim OOWV 92
Dipl.-Ing. Reinhard Hövel, Dipl.-Landsch.-Ökologe Stephan Bäcker

Nutzung von Radardaten in der Praxis bei Emschergenossenschaft und Lippeverband 99
Dipl.-Geograph Adrian Treis, Dipl.-Geographin/Hydrologin Angela Pfister

4 Was aus „dummen“ Rohren werden kann 111

„Dumme“ Rohre – „Intelligente“ Netze. Sind unsere Rohre wirklich dumm? 112
Dr.-Ing. Holger Brauer

Modellierung von Gasfernleitungsnetzen 132
Dr. Anne Saß

Intelligente Rohrsysteme durch smarte Kombination verschiedener Werkstoffe . 139
Dr.-Ing. Thorsten Späth

5 Trinkwassernetze entwickeln und gestalten 147

Einflussfaktoren auf künftige Trinkwasserverbräuche – Prognosen, Unsicherheiten und Auswirkungen für den Netzbetrieb 148
Dr.-Ing. Hans-Christian Sorge

Unternehmensübergreifende Nutzung von Trinkwasserverteilungsanlagen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit 159
Dipl.-Ing. Gregor Langenberg, Dipl.-Ing. Dirk Brockmann

Messwertgestützte Simulation zur Energie- und Bezugskostenoptimierung 170
Dipl.-Ing. Bernd Heyen

II Aktuelles vom Rohrleitungsmarkt 189

A Rohrmaterialien und Zubehör 189

1 Praxiserfahrungen mit GFK Stauraumkanälen 189

HOBAS CSO – Modulare Bauweise für wartungsarme GFK-Stauraumkanäle . . . 190
Rudolph Haux

Praxiserfahrungen mit GFK-Stauraumkanälen – Neue Baugruppen aus GFK zur Regenwasserbehandlung 198
Dipl.-Ing. Uwe Napierski

Bionik – Selbstreinigende GFK-Rohrsysteme 206
Dr.-Ing. Ulrich Palzer, Dr.-Ing. Wolfgang Berger, Dipl.-Phys. Jörg Labahn

2 Stahlrohre 215

Innovative Pflugverlegung von Stahlrohren mit Polyamidmehrschichtumhüllung . 216
Eduard Knapp

Zustandsbewertung von metallischen Rohrleitungen der Gas- und Wasserversorgung – Die DVGW-Merkblätter GW 18 und GW 19 im Kontext der aktuellen Regelwerke zur Instandhaltung 223
Dr. Hans-Jürgen Kocks, Hans Gaugler

Stahlrohre für Speichersysteme 240
Dr.-Ing. Oskar Reepmeyer

3 Guss-Rohrsysteme in der Praxis – Nachhaltige Anwendung, intelligente Netzüberwachung und innovative Zustandsbewertung . . . 251

„Dumme Rohre" – Die Basis zur intelligenten Netzüberwachung 252
Hugo Lötscher EMBA

Zerstörungsfreie Zustandsbewertung von Rohrleitungen 258
Gerhard Hientzsch

Infiltration am Beispiel der Maßnahme Lorscher Wald 262
Dr. Hermann Mikat

4 Dauerhafte Netze durch smarte Steinzeug-Rohrsysteme 273

Dumme Rohre – Intelligente Materialauswahl – Die Strategie von HAMBURG WASSER zur Auswahl und Qualitätssicherung von Materialien 274
Dipl.-Ing. Delia Ewert, Dipl.-Ing. Wolfgang Buchner

Intelligente Netze erfordern schlaue Rohre – Gestiegene Anforderungen und neue Anwendungsgebiete für moderne Abwasserrohre 279
Dr.-Ing. Ulrich Bohle

Abwasserautobahn Zinnowitz mit Steinzeug-Vortriebsrohren DN 500/DN 600/DN 800 – Bahnquerung in einschaliger Bauweise – Baustellenberichte*
Dipl.-Ing. Jan Schnürle

5 Kunststoffrohrsysteme – neue innovative und universell einsetzbare Lösungen 287

Neue Lösungen für Rohrleitungen und Pipelines – Polyamid 12 (PA12) 288
Dipl.-Chem.-Ing. Markus Hartmann

* Der Beitrag lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

Erweiterte Netzwerkdokumentation – Einsatz von innovativen Schweißgeräten und Techniken 294
Dipl.-Ing. Eugen Ferber

Universell einsetzbare Techniken für Reparaturen an PE-Rohrleitungen und die Adaption an bestehende Systeme 298
Dipl.-Ing. Robert Eckert, Dipl.-Ing. Norbert Schumacher

6 Betonrohre 307

Praxisnahe hydraulische Dimensionierung von Rohrleitungen 308
Dipl.-Ing. (FH) Karl Drechsler

Mehrwert unterirdischer Infrastrukturkanäle aus Beton 315
Prof. Dr.-Ing. Matthias M. Middel, Dipl.-Ing. Albrecht Englert, Prof. Dr.-Ing. Frank Fasel, Dipl.-Ing. Hans Georg Müller, Dipl.-Ing. Jürgen Tilsner

Intelligente Lösungen aus Beton für Kanalnetze*
Dipl.-Ing. Hans Georg Müller

B Grabenloses Bauen 319

1 Grabenlose Verlegetechniken I 319

Griechischer Stein – Horizontalbohrungen u. a. unter dem Korinth-Kanal 320
Dipl.-Ing. (FH) Marc Schnau, Dipl.-Ing. Luit Uijen

Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben ‚Identifikation von Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes grabenloser Verlegetechniken im Fernwärmeleitungsbau‘ 329
Ole Eichhorst B.Eng., Dipl.-Ing. Jörg Himmerich

Ende gut – alles gut? Installation von Kabelsystemen unterhalb des „Haringvliet“ in den Niederlanden 336
Jorn Stoelinga B.Sc.

2 Grabenlose Verlegetechniken II 347

Unterirdischer Krimi am Neckar – Erstellung von drei parallelen Dükerbauwerken 348
Dipl.-Ing. Marco Reinhard

* Der Beitrag lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

GRABENLOSE TECHNIK,
DIE BEGEISTERT

TRACTO-TECHNIK

MADE
IN
GERMANY

GRUNDODRILL

HDD-SPÜLBOHRANLAGEN – INTELLIGENT UND KRAFTVOLL

TRACTO-TECHNIK GmbH & Co. KG

Tel.: +49 2723 808-0 · info@tracto-technik.de · www.TRACTO-TECHNIK.de

Erfahrungen mit Entwässerungsbohrungen im Tagebau 358
Dipl.-Ing. Timo Mücke

Nachumhüllung von Schweißnähten mittels Einsatz von glasfaserverstärkten Kunststoffsystemen (GFK)*
Dipl.-Ökol. Gerd Paulisch

3 GSTT Bauweisen – sicher und wirtschaftlich – aktuelle Informationen pro NO DIG 367

Glasfaserverstärkte (GFK) Schlauchliner mit UV-Lichthärtung – eine bewährte grabenlose Sanierungstechnologie für kleine und große Durchmesser 368
Dipl.-Kaufm. Christian Noll

Die neue DIN 19573 – Anforderungen an Anforderungen an zementgebundene Mörtel für den Neubau und die Sanierung von Abwasserbauwerken 375
Dipl.-Ing. Rainer Hermes

Facetten der Großrohrsanierung 384
Dipl.-Ing. Volker Schmidt

C Rohrleitungstechnik, Managementsysteme und Regelwerke 389

1 Integritätsbewertung für Speicheranlagen 389

Regelmäßige Integritätsbewertung obertägiger Anlagen von Untertage-gasspeichern 390
Dipl.-Ing Roberto Ferrari

Methodik zur Integritätsbewertung von Gasspeicherbohrungen 397
Dipl. Geophysikerin Antje Hansen-Stichel, Dr. Klaus-Peter Rehmer

Regelmäßige Zustandsbewertung von Gasspeicheranlagen – Anforderungen und Mitwirkung aus der Sicht des Betreibers der Anlagen 409
Winfried Becker

2 Pipelinetechnik 415

Fortgeschrittene Ultraschallprüfung (AUT) für Gastransportleitungen in den Niederlanden 416
Ing. Wim N. Schipaanboord, Jan Marquering EWT, Ir. Jan Spiekhout

* Der Beitrag lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

Verhalten von Rohrleitungen unter Erdbebenbelastung 430
Dr. Paul Hölscher, Dr. Henk M. G. Kruse, Ir. Jan Spiekhout

Berechnung der Druckrohrleitungen von Wasserkraftwerken unter Erdbebeneinwirkung – Probleme, Erkenntnisse und Forschungsbedarf 445
Dr.-Ing. Dimitar S. Kisliakov

3 Hauseinführungssysteme – sicher und dicht, aber auch geregelt? 455

Der Lange Weg zum gemeinsamen Regelwerk 456
Olaf Poppek

Prüfgrundlagen für Hauseinführungssysteme – Standardisierung und Qualitätssicherung 464
Dipl.-Ing. (FH) Thomas Wagner, Dipl.-Ing. (FH) Matthias Heyer

Rechtliche Fragen bei Erstellung und Sanierung von Hauseinführungen 482
Beate Kramer, Rechtsanwältin

4 Kabel in Medienrohren und die Bedeutung für die Leitungsbaubranche 489

Kabel in Medienrohren – Die Sicht der Ver- und Entsorgerbranche 490
Dr. Michaela Schmitz

5 Messung im Kanalnetz – Einsatzmöglichkeiten und Perspektiven 503

Kabel in Medienrohren – die Sicht der Bundesregierung*
Dipl.-Sozialw. Tim Brauckmüller

Kabel in Medienrohren und die Bedeutung für die Leitungsbranche*
Dipl.-Ing. Michael Lintgen

Messdatenmanagement – die Grundlage intelligenter Kanalnetze 504
Dr.-Ing. Holger Hoppe, Dipl.-Ing. Katja Ines Fricke

Kalibrierung von Kanalnetzmodellen auf Basis von Abflussmessungen, Erfahrungen aus Bremen 512
Dipl.-Ing. Christian Kresse, Dipl.-Ing. Dietmar Gatke

Verkehrslenkung bei Starkregen – Konzepte und Maßnahmen in Oldenburg 522
Dr. Michael Janzen

* Der Beitrag lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

6 Das beherrschbare Risiko: Leitungsschäden 533

Die Initiative BALSibau – Vermeidung von Schäden bei Tiefbauarbeiten in der Nähe bestehender Leitungsnetze 534
Dipl.-Ing. Markus Grummich

Leitungs- und Rohrschäden als Preistreiber der Betriebshaftpflichtversicherung – Intelligente Lösungen zur Schadenverhütung 542
VWA Dipl.-Betriebswirt Tim Hülsmann

BIL – Das Bundesweite Informationssystem zur Leitungsrecherche – Motivation · Leistung · Nutzen · Ziele 546
Dipl.-Ing. Jens Focke

D Bauen, Betreiben und Sanieren von Rohrleitungssystemen 553

1 „Und ewig tröpfeln die Rohre“ – Leckagen erkennen und finden 553

Haftung bei Leckagen 554
Dr. Michael Neupert

Leckortung im intelligenten Trinkwassernetz 559
Dr.-Ing. Andreas Traub

Intelligente Überwachung von Trinkwasserleitungnetzen zur schnellen Erkennung von Wasserverlusten 567
Peter Martinek

2 Kommunale Infrastruktur intelligent genutzt 573

Künstliche Regendaten – Anwendbarkeit für die Kanalnetzsimulation 574
Sophia Rohde M.Sc., Dipl.-Ing. Stefanie Maßmann, André Schäller B.Sc.

„Dumme Abwasserrohre“ für „Intelligente Netze“ nutzen – 17 Jahre Erfahrung mit Lichtwellenleitern in Abwasserkanälen 584
Dipl.-Ing. Joachim Zinnecker

Potenziale und Praxis der Abflusssteuerung: Überflutungs- und Gewässerschutz für Hamburg*
Dipl.-Ing. Andreas Kuchenbecker

* Der Beitrag lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

3 Moderne Methoden für die Entwicklung von Sanierungsstrategien . . . 591

Zustandsbewertung einer Stadtentwässerung 592
Dr.-Ing. Richard Rohlfing

Kanalnetzalterungsmodelle – Anforderungen und Qualitätskriterien 603
Prof. Dr.-Ing. Karsten Kerres

Alterungsmodelle und (Kanalnetz-)Sanierungsstrategie bei der hanseWasser Bremen GmbH 614
Dipl.-Ing. Swen Pfister

4 Herausforderungen für die Abwasserinfrastruktur 627

Faserstoffe – Vlies- und Feuchttücher – eine Herausforderung in der Abwasserinfrastruktur 628
Dipl.-Ing. Jan Waschnewski, in Zusammenarbeit mit Dipl.-Ing. Michel Gunkel

Entwicklung einer neuen Zellstoffstruktur mit definierter Zerfallskinetik zur Verminderung von Störungen in Abwasseranlagen und Entwicklung eines neuen Prüfverfahrens 640
Dipl.-Ing. (FH) Hartmut Solas

Herausforderung Fremdwasser: Auswirkungen der Sanierung einschätzen und bewerten 645
Dipl.-Ing. Thomas Brüggemann

5 RSV – Rehabilitation und Erneuerung von Druckrohrleitungen 657

Erneuerung von Rohrleitungen in Sammelkanälen 658
Prof. Dr.-Ing. habil. Harald Roscher

Verlängerung der Nutzungsdauer durch Rehabilitation von Druckrohrleitungen . . 671
Dipl.-Volkswirt Horst Zech

Einzug von GFK-Druckrohren in Kraftwerken 676
Dr.-Ing. René Thiele

6 Rohrleitungsbeeinflussungen und Lösungsansätze mit Hilfe des KKS . 685

Umgang mit nicht kathodisch geschützten Rohrleitungsabschnitten 686
Thomas Laier

Hochspannungsbeeinflussung – Auswirkungen auf den Berührungsschutz erdverlegter Rohrleitungen durch Veränderungen des Betriebs von Hochspannungsleitungen 693
Ralf Watermann, Dipl.-Ing. (FH) Maik Rickert

Funkenbildung beim Trennen von Rohrleitungen – Trennung von Rohrleitungen gemäß DVGW-Arbeitsblatt GW 309 714
Hans Willy Theilmeier-Aldehoff, Klaus-Joachim Blotzki

E Fernwärme und Schweißtechnik 725

1 Fernwärme I 725

Schäden an Rohrsystemen – Zustandsermittlung und -bewertung, Sanierungs-/Erneuerungsstrategien 726
Dipl.-Ing. Hans-Jürgen Nielsen

Die axiale Bettung von KMR in ZFSV und Sand – Ein Vergleich mittels analytischer Lösung 736
Dipl.-Ing. (FH) Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Bernd Wagner, Prof. Dr.-Ing. Thomas Neidhart

Beitrag dezentraler Speicher zur Erhöhung der Effizienz bei der Wärmeverteilung 752
Dipl.-Ing. Georg K. Schuchardt

2 Fernwärmesysteme in der Planung, Unterhaltung und Wechselwirkung zu anderen Medien 767

Aufbau einer Wärmesparte bei kleineren und mittleren Stadtwerken 768
Dipl.-Ing. Gerd Fitterer

Inspektion und Schadensbeurteilung von Fernwärmekanälen aus Betonfertigteilen 781
Dipl.-Ing. (FH) Hartmut Solas

Berechnung des Temperaturfelds um erdverlegte Fernwärmeleitungen – Beispiele aus der Praxis 784
Dipl.-Ing. Thomas Peter

3 Schweißtechnische Praxis – Umsetzung der neuen Normen und Regeln 793

Neuerungen in der Kunststoffschweißtechnik – die neue DVS 2207-1 794
Detlef Hellwig

GW 350 – Anforderungen aus der neuen GW 350 für den Baustellenalltag 800
Dipl.-Ing. IWE Christian Albert

Schweißer Prüfung nach DIN EN ISO 9606-1 – Umsetzung in der Praxis 809
Klaus Nottenkämper

4 Schweißtechnik 815

Sichtprüfung an Schweißnähten im Rohrleitungsbau 816
Dipl.-Ing. Joachim Lehmann

Rohrverbindungsschweißen mit laserbasierten Fügeprozessen 823
Prof. Dr.-Ing. Steffen Keitel, Dr.-Ing. Bernd Kranz, Dipl.-Ing. (FH) Jan Neubert

Schadensermittlung und deren Ursachenermittlung 835
Dipl.-Ing. Elke Epperlein

Autorenverzeichnis 841

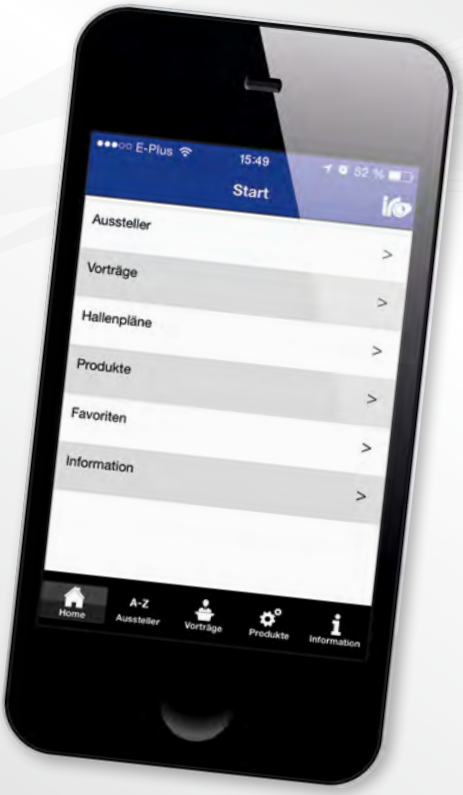
Moderatorenverzeichnis 848

Inserentenverzeichnis 854

Jetzt downloaden: -App

Alle Aussteller, Hallenpläne, Themenblöcke, Vorträge und Referenten auf einen Blick!

Das Werkzeug für zwei erfolgreiche Tage in Oldenburg!



Erhältlich im App Store

ANDROID APP BEI Google play

www.oldenburger-rohrleitungsforum.de

Liebe Freunde des Oldenburger Rohrleitungsforums,

das 30. Oldenburger Rohrleitungsforum ist eine Jubiläumsveranstaltung. Das Institut für Rohrleitungsbau an der Fachhochschule Oldenburg e.V. geht somit in die Ausrichtung dieser für die Fachleute der unterirdischen Infrastruktur so wichtigen Veranstaltung bereits in das vierte Jahrzehnt. Und sollte man meinen, dass mit dem Älterwerden dieses Forums die Themen ausgehen, so ist man beim Blättern in diesem Tagungsband schnell eines Besseren belehrt. Gerade in den letzten Jahren hat man sogar den Eindruck, als ob die Neuerungen der Technik, aber auch die gestiegenen Anforderungen an Leitungsnetze eine solche Tagung für den Wissens- und Technologietransfer immer unentbehrlicher zu werden scheint. So ist das diesjährige Tagungsmotto

„Dumme" Rohre – „Intelligente" Netze
Modelle, Simulation und Steuerung von Infrastrukturen

dem direkten Bezug auf die fortschreitenden Möglichkeiten der Digitalisierung auch im Infrastrukturbereich geschuldet. Im Abwasser-/Entwässerungsbereich bereitet die Abführung der zunehmend intensiveren Niederschlagsereignisse Probleme. Neue und ausgeklügelte Netze werden nicht ohne Modelle, ohne Modellrechnungen gefunden werden. Im Trinkwasserversorgungsbereich ist die Gesamtkonzeption des Netzes häufig von wenigen Verbrauchern oder auch von saisonalen Ereignissen bestimmt. Wie darauf baulich und betrieblich zu reagieren ist, lässt sich nur durch Modellrechnung und Simulationstechnik ermitteln. Die Erdgasversorgung leidet unter geringeren Absatzzahlen, besonders im jüngeren oder durchsanierten Baubestand erlauben Neuauslegung oder Ausdünnung der Druckreduzieranlagen. Die zunehmende Diversifizierung der Energieversorgung mit der flächendeckenden Verschneidung unterschiedlicher Domänen erfordert umfangreiche Überlegungen und Modellspiele, wenn man die Sicherheit der Energieversorgung nicht ernsthaft gefährden möchte. Die gedankliche Kette „Simulation – Modell – Messen – Steuern – Regeln" wird somit Kern des 30. Oldenburger Rohrleitungsforums.

Dass daneben auch die klassischen Themen rund um die Rohrleitung auf dem Forum ihren Platz finden, versteht sich von selbst. Sie werden in diesem Tagungsband (nahezu) alle Fachbeiträge dieses 30. Oldenburger Rohrleitungsforums finden, dazu auch die Hinweise und Kontaktdaten zu den entsprechenden Referenten und Moderatoren. Kurzum: Sie werden umfassend über das Geschehen in Oldenburg in diesen frühen Tagen des Jahres 2016 informiert.

Auch in diesem Jahr ist dem Vulkan-Verlag für die gelungene Gestaltung dieses hochwertigen Tagungsbandes zu danken. Es entstand ein weiteres Buch in der „iro-Schriftenreihe", in dem es sich sicher noch einige Jahre nachzuschlagen lohnt.

Prof. Dipl.-Ing. Thomas Wegener

Gütegesicherte Ausschreibung und Bauüberwachung

Gütesicherung Kanalbau RAL-GZ 961

GÜTEZEICHEN RAL KANALBAU

Bauunternehmen
gütegesicherte Ausführung

Ingenieur- und Planungsbüros
gütegesicherte Ausschreibung und Bauüberwachung

Wir sind dabei.

www.kanalbau.com

GÜTEZEICHEN KANALBAU BEURTEILUNGSGRUPPE

I
„Dumme“ Rohre – „Intelligente“ Netze – Modelle, Simulation und Steuerung von Infrastrukturen

1
Energiewende – Konvergenz der Gas- und Stromnetze

Mögliche Beiträge des Gasnetzes zur Flexibilisierung im Stromnetz - Kurz- und Langfristoptionen

Von Ulrich Bünger und Jan Zerhusen

1 Vergleich Strom- und Gasnetz

Strom- und Erdgasnetz haben sich über viele Jahrzehnte als weit verzweigte und unverzichtbare Energieadern unseres heutigen Energiesystems entwickelt. Beide spielen in einem fossil dominierten Energiesystem ihre jeweilige über lange Jahre eingeübte Rolle und repräsentieren einen hohen volkswirtschaftlichen Wert. Erdgas ist eine Primärenergie, die sich insbesondere zum Transport großer Energiemengen bei geringen spezifischen Distributionskosten eignet. Dabei ist Erdgas der fossile Energieträger mit dem höchsten molekularen Wasserstoffanteil, mit den prinzipiell spezifisch geringsten Treibhausgasemissionen am Ort der Nutzung. Strom dagegen ist eine universelle Sekundärenergie, einfach in der Verteilung und Handhabung und gleichzeitig völlig emissionsfrei am Ort der Nutzung.

Um die Unterschiede zwischen beiden Energieträgern besser zu verstehen, lohnt es, sie unter kurz- und langfristigen Aspekten, auf einige zentrale Unterschiede im Hinblick auf Energiequelle, Distribution und Nutzung zu vergleichen. Während Erdgas heute zum größten Teil (ca. 90%) aus dem Ausland durch Rohrleitungen, d.h. mit Hilfe einer zentralen Versorgungsinfrastruktur importiert wird, ist Deutschland bezüglich der Stromproduktion Nettoexporteur (ca. 35 TWh in 2014). Diese wird produziert zu ca. 50% aus heimischer Braunkohle und erneuerbarer Energien wie Wasserkraft, Wind oder Photovoltaik und 50% aus importierten fossilen oder nuklearer Primärenergien und (heute noch) überwiegend in zentralen Kraftwerken. Von 5% in 1996 ist der Anteil heimischer Energiequellen wie Wasserkraft, Biomasse, Wind und PV zum Einsatz in der Stromerzeugung stetig auf heute 25,8% (2014) gestiegen und hat damit grundsätzlich einen Trend zur dezentralisierten Energieversorgung eingeleitet.

Beide Netze, für Strom und Erdgas, sind deutschlandweit engmaschig und verteilen beide Energieträger auf unterschiedlichen Spannungs- respektive Druckstufen, von Hoch- bis Niederspannung beim Strom (380 kV bis 0,4 kV) und vom Hoch- zum Niederdruck beim Erdgas (ca. 80 bar bis 20 mbar). In beiden Netzen war dabei der Energiefluss traditionell, d.h. ohne erneuerbare Energieanteile von der jeweils höheren zur jeweils niedrigeren Aggregationsebene gerichtet.

Mit dem starken Trend zur Dezentralisierung drehen sich die Stromflüsse im Elektrizitätsnetz derzeit um, sodass wachsende Anteile der Stromerzeugung nun auch auf Nieder- oder Mittelspannungsebene eingespeist werden (PV, Wind, KWK,…) und zur überregionalen Verteilung teilweise auf die jeweils nächst höhere Netzebene umgesetzt werden müssen. Nach [1] werden heute ca. 70% des erneuerbar hergestellten Stroms auf der Verteilnetzebene (≤ 110 kV) eingespeist. Dieser Trend wird anhalten, sodass das Stromnetz künftig eine kostenintensivere Hybridstruktur besitzen wird, mit Lastflüssen in beide Richtungen. Im Gegensatz dazu hat das Erdgasnetz seine traditionell hierarchische Ordnung bisher weitgehend bewahrt,

mit Ausnahme der dezentralen Einspeisung von Biogas, die z.B. in landwirtschaftlich dominierten Regionen Europas bereits zu ersten betrieblichen Anpassungserfordernissen im Hinblick auf garantierte Erdgasqualitäten geführt hat (z.B. [2]).

Zentrale Unterschiede zwischen Strom- und Erdgasnetz bestehen auch in der Transportenergiedichte und den an die Energienetze angeschlossenen Speicherkapazitäten. Bezüglich der Transportenergiedichte geht man heute davon aus, dass mit einer einzelnen Erdgasferntransportleitung um ein Vielfaches größere Energiemengen transportiert werden können als mit einer Hochspannungswechselstromtrasse. Dazu kommt, im Angesicht wachsender öffentlicher Akzeptanzprobleme mit visuellen (Strommasten bzw. -trassen) und elektromagnetischen (EMS) Umwelteffekten, dass Erdgasleitungen unterirdisch verlegt werden, kostengünstigere Stromtrassen jedoch oberirdisch[1]. Außerdem bleibt die spätere Landnutzung durch eine Erdgastransportleitung weitgehend unbeeinflusst[2], durch Stromtrassen wird sie jedoch eingeschränkt, ob ober- oder unterirdisch verlegt. Trassenbreiten von Freileitungen betragen z.B. 75m (110 kV) und 130m (380 kV) [3], der Schutzstreifen von Erdgasfernleitungen nach DVGW jedoch maximal 10 m.

Die Speicherkapazität im Stromnetz ist deutlich geringer als die des Gasnetzes. Sie beträgt im Erdgasnetz ca. 200 TWh durch die Nutzung existierender untertägiger Großspeicher (Aquifere, Porenspeicher und Salzkavernen). Das Rohrleitungsnetz selber trägt nur einen geringen Teil zur Energiespeicherung bei, da das Speicherpotenzial in der Druckdifferenz liegt, die aber deswegen nicht zur Verfügung steht, da sie hauptsächlich für den Transport verfügbar sein muss. Das Stromnetz verfügt heute nur über insgesamt 30 Pumpspeicherwerke mit einer installierten Leistung von ca. 6,7 GW (Ausbaupotenzial ca. 24 GW in Thüringen und Baden-Württemberg) und einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh. Derzeit sind noch wenige direkte (elektrochemische) Stromspeicher in Form von Batterien an das Stromnetz angeschlossen. Batteriespeicher zur direkten Stromspeicherung werden jedoch derzeit weltweit entwickelt. In Deutschland waren Anfang 2015 etwa 15.000 Einzelbatteriespeicher für PV-Anlagen mit jeweils ca. 10 kWh und einige bis zu 5 MWh große Batteriespeicher in Pilotprojekten realisiert. Batteriespeichern wird zukünftig eine wichtige Funktion insbesondere zur stationären Stromspeicherung zugesprochen.

Es ist dabei grundsätzlich in unterschiedliche Speicheraufgaben zu unterscheiden (siehe auch Bild 1). Neben der Speicherdauer (Kurzzeit: Sekunden, Minuten, Tage, Langzeit: Tage, Wochen, Monate) unterscheiden sich beide Netze vor allen Dingen auch nach ihrer Speicherkapazität (Kleinspeicher: kWh, MWh, Großspeicher: GWh, TWh). Nach dieser Klassifizierung dienen erdgasbasierte Speicher heute vornehmlich der Langzeit- und Großspeicherung (geringere Dynamik), während Stromspeicher typisch eher für die Kurzzeit- und Kleinspeicherung eingesetzt werden (hohe Dynamik).

[1] Die unterirdische Verlegung von Stromtrassen (Kabelschächte) ist um bis zu einen Faktor 10 teurer als die oberirdische Verlegung (Strommasten).

[2] Die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. - DVGW -, Bonn: Technische Regel Arbeitsblatt G 463 „Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck > 16 bar“, Dezember 2001, Abschnitt 3.1.2 regelt die Abstände von Erdgasleitungen unterschiedlichen Durchmessers. In den vorgesehenen Abständen dürfen keine Gebäude errichtet werden. Die landwirtschaftliche Nutzung bleibt jedoch frei.

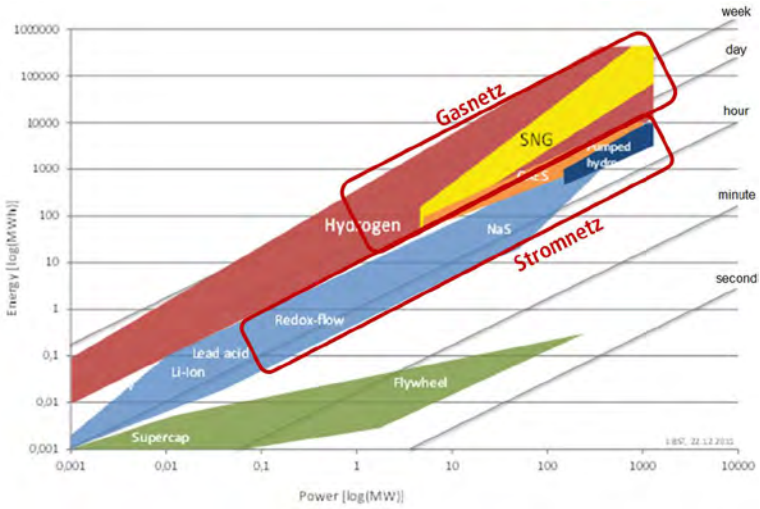


Bild 1 Typische Leistung, Speicherkapazität und Speicherdauer verschiedener Speichertechnologien

Auch im Hinblick auf die wichtigsten Erdgas- bzw. Stromkunden verzeichnet man heute deutliche Unterschiede. Mit Strom werden traditionell vornehmlich elektrische oder mechanische Verbraucher bedient, ob in Haushalten oder in der Industrie. Wegen der bei fossil basierter Stromerzeugung hohen Primärenergieverluste war in der Vergangenheit die Stromnutzung zur Wärmebereitstellung heute nur dann relevant, wenn eine Grundlastfähigkeit im Stromnetz erzielt werden sollte (z.B. Nachtspeicherheizungen). Durch eine Verschiebung der fossil basierten und grundlastorientierten Elektrizitätserzeugung hin zu einem zunehmenden Anteil erneuerbar hergestellten Stromes in Kombination mit elektrischen Wärmepumpen könnte der direkte Stromeinsatz für die Wärmebereitstellung aber wieder relevanter werden.

Der größte Stromkunde im Hinblick auf den Verkehrssektor ist heute hauptsächlich der Schienenverkehr, in Zukunft könnte auch der Straßenverkehr direkt über Batteriestrom sich als großer Direktstromkunde etablieren.

Heutige Erdgaskunden finden sich im Bereich der Raum- oder Prozesswärmeversorgung (786 PJ/Jahr), im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (1.159 PJ/Jahr) und wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit gegenüber der Verstromung von Kohle derzeit immer weniger in der Stromerzeugung (364 PJ/Jahr), dafür aber zunehmend in der Kraft-Wärme-Kopplung (595 PJ/Jahr). Im Hinblick auf den Erdgaseinsatz in der Mobilität wird ein bisher nur kleiner Teil des Straßenverkehrs versorgt (in Deutschland z.Zt. ca. 96.000 Pkw, 180 Lkw und 1.750 Stadtbussen, die von einer spezifisch großen Anzahl von ca. 920 CNG-Tankstellen be-

dient werden [4]). Da ein Teil des in Deutschland verwendeten Erdgases bereits heute in der Mobilität (7 PJ/Jahr) eingesetzt wird, kann man bereits jetzt von einer wettbewerblichen bzw. komplementären Rolle von Erdgas und Strom im Energiesystem sprechen.

2 Übergeordnete politische Ziele und deren Auswirkung auf das Erdgasnetz

Um die sich verändernde künftige Rolle von Strom und Erdgas im Energiesystem zu verstehen, ist es notwendig, die strategischen Energiepolitikziele auf eine mögliche künftige Rollenteilung von Strom und Erdgas hin zu betrachten und daraus Handlungsoptionen für die Ertüchtigung und Weiterentwicklung des Erdgasnetzes auch im Hinblick auf eine Kompatibilität zum Elektrizitätsnetz abzuleiten.

Mit der Erklärung der G7-Gipfelteilnehmer zur Notwendigkeit einer völligen Dekarbonisierung der weltweiten Energiebereitstellung bis 2100[3] dürfte auch den letzten Zweiflern klar geworden sein, dass sich die Weltpolitik ernsthaft auf einen kompletten Umbau der Energieversorgung mit 100% erneuerbarer Energien vorbereitet. Noch ambitionierter hat sich die Europäische Kommission mit ihren Mitgliedsländern im März 2007 auf folgende Energiepolitikziele (Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit) geeinigt:

- Reduktion der THG-Emissionen um 80-95% bis 2050 (Basis 1990)
- Energieunabhängigkeit z.B. durch Energieeinsparung, Diversifizierung der Energieimportbasis, und Entwicklung (heimischer) erneuerbarer Energien
- Wettbewerbsfähige Industrie
- Diversifizierung der Ressourcenbasis knapper und seltener Rohstoffe

Unter Berücksichtigung der bisherigen Energiebedarfsentwicklung (z.B. auch auf Basis der prognostizierten Bevölkerungsentwicklung auf fast 10 Milliarden Menschen bis 2050) zum einen und ihrer Bedienung durch unterschiedliche Energieträger zum anderen wurde bereits frühzeitig durch [5] ein Szenario für die mögliche langfristige Weiterentwicklung von Energiebedarf und Bereitstellung skizziert (Bild 2). Danach werden folgende Trends erwartet:

- Weiterhin starkes Wachstum des Weltenergiebedarfs durch (a) wachsende Weltbevölkerung und (b) wachsenden Wohlstand in Weltentwicklungsregionen
- Starker Rückgang der fossilen Energien (erst Erdöl, dann Erdgas, dann Kohle), wodurch sich eine Schere zwischen Energiebedarf einerseits und konventioneller Primärenergiebereitstellung andererseits auftut
- Daraus ableitbar ein starker Zuwachs der Erzeugungskapazität erneuerbaren Energien zur Substitution der fossilen Primärenergien und hier insbesondere erneuerbar erzeugten Stroms, weniger erneuerbarer thermischer Energie und konstanter da stark ressourcenbeschränkter Biomassebereitstellung
- Damit deutlicher Trend weg von einer kraftstoffbasierten und hin zu einer strombasierten Energieversorgung

[3] *„In Anbetracht dieses Ziels und eingedenk der aktuellen Ergebnisse des IPCC betonen wir, dass tiefe Einschnitte bei den weltweiten Treibhausgasemissionen erforderlich sind, einhergehend mit einer Dekarbonisierung der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts."* Abschlusserklärung G7-Gipfel, Schloß Elmau, 7.– 8. Juni 2015.

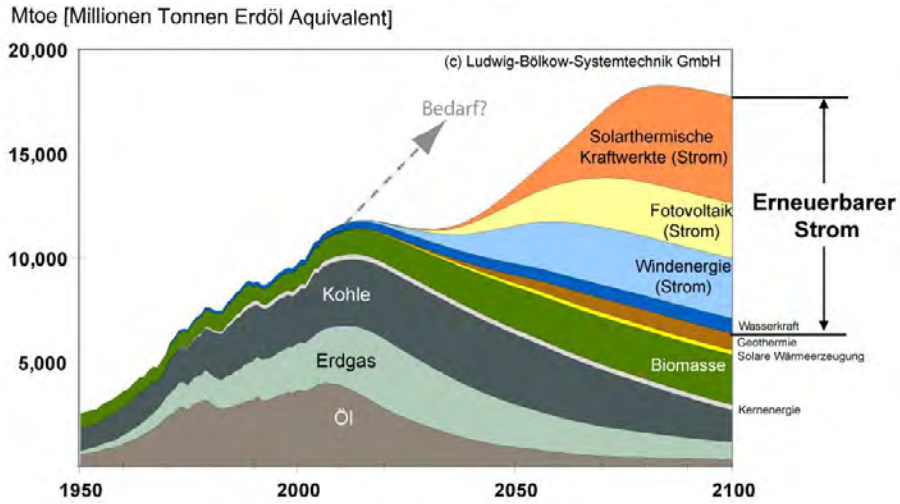


Bild 2 Prinzipieller Verlauf von Weltenergiebedarf und -deckung nach Energieträgern [AWEO 2015]

Die Darstellung einer möglichen Entwicklung der Weltenergiezukunft ist prinzipieller Natur, deren exakter Verlauf viel Raum für Spekulationen beinhaltet. Grundsätzlich ändert jedoch eine Verschiebung der Verfügbarkeit einzelner fossiler Primärenergien um wenige Jahrzehnte jedoch nichts am grundsätzlichen Kurvenverlauf. Eine zentrale Aussage von Bild 2 ist die Veranschaulichung, dass die Sektoren mit den künftig größten grundsätzlichen Umbrüchen der Verkehrs- und (Chemie-) Industriesektor sein werden. Diese haben bisher erst ansatzweise alternative Versorgungslösungen für die Substitution des wegfallenden Mineralöls entwickelt und werden daher mit Strukturbrüchen konfrontiert sein. Diese Energiesektoren sollten daher – viel mehr als heute – vermehrt Langfriststrategien für eine zukunftsfähige Energieversorgung und die notwendigen Schritte dahin entwickeln. Ein wichtiger zweiter Aspekt, der sich aus Bild 2 ableiten lässt, ist der wachsende Wettbewerbsdruck auch für die anderen Bedarfssektoren wie Strom- und Wärmeversorgung um die zwar global verfügbaren aber begrenzten erneuerbaren Energiepotenziale. Diese Begrenzung führt dazu, dass sich in Zukunft der Elektrizitätssektor auf eine deutlich gesteigerte Nachfrage nach EE-Strom durch den Verkehrs- und Wärmesektor einstellen muss.

Es ist davon auszugehen, dass alleine der Transportsektor unter Annahme heute prognostizierter Transportleistungen die Stromnachfrage und damit die Notwendigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung etwa verdoppeln dürfte [6]. Damit würde allein durch die Elektrizitätsversorgung und den Transportsektor zusammen das verfügbare heimische Potenzial an erneuerbar erzeugbarem Strom aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik von ca. 1.000 TWh/Jahr nachgefragt. Vor diesem Hintergrund wird überlegt werden müssen, wie dann der weitere Elektrizitätsbedarf z.B. der Chemieindustrie oder die zusätzliche Stromnachfrage für die Wärmebereitstellung durch elektrische Wärmepumpen im Haushaltsbereich noch gedeckt werden

kann. Ohne nachhaltige Änderung der Verbrauchergewohnheiten (Verhaltensänderung) und einer Reduktion der spezifischen Energiebedarfe (technische Innovation) wird dieses nicht möglich sein.

3 Langfristige Auswirkungen auf das Erdgasnetz

Neben der Bereitstellung großer und geographisch verteilter Energiespeicher ergeben sich aus den oben aufgezeigten Zusammenhängen weitere bedeutende Auswirkungen auf das heute bestehende Erdgasnetz. Zu diesen zählt einerseits die kurzfristig noch ungewisse Rolle beim Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung, wenn sich Deutschland zum Ausstieg aus der Kohleverstromung entschließen sollte. Andererseits dürfte die nachlassende Nachfrage nach Erdgas zur Hausenergieversorgung auf Grund von Energiesparmaßnahmen in diesem Bereich oder durch die Substitution von Erdgasheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen anhalten. Zudem ist abzusehen, dass der Bedarf an gasförmigen Energieträgern zur Versorgung mobiler Anwendungen unmittelbar mit Verbrennungsmotoren oder mittelbar in der E-Mobilität steigt. In diesem Kapitel werden die Rolle von Erdgas bzw. gasförmigen Energieträgern zur Energiespeicherung als auch dessen Rolle im Verkehrssektor angesprochen.

Da die Elektrizitätsbereitstellung aus erneuerbaren Energien eher fluktuierend erfolgt, ist von einem deutlich steigenden Strom- und Energiespeicherbedarf auszugehen, der zwar kurzfristig eher dezentrale Stromspeicher nachfragen wird, zunehmend und bei hohen EE-Anteilen aber auch großskalige und Langzeitenergiespeicherung erfordern wird. Diese zweite Speicheranforderung wird vor allen Dingen durch gasförmige, chemische Energiespeicher wie Methangas und Wasserstoff beigetragen. In einem wie oben skizzierten elektrizitätsdominierten Energiesystem werden beide über den Strom-Elektrolyse-Wasserstoffspeicher-Pfad bereitgestellt, mit der Aussicht eines hohen heimischen Energiebereitstellungsanteils. Zur Ermittlung des (Groß-) Energiespeicherbedarfs wurden bereits zahlreiche Studien vorgelegt, die eine große Bandbreite der mittel- und langfristig erforderlichen Energiespeichernachfrage aufzeigen. Die installierten Speicheranschlussleistungen sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Jahr	Speicherdauer	Von	bis
2020	**Kurz**	0	15
	Lang	1	29
2050	**Kurz**	7	36
	Lang	0	44

Tabelle 1 Speicheranschlussleistungen für 2020 und 2050 in [GW] [7]

Die Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern könnte sich als Chance für die Substitution von mineralölbasierten Kraftstoffen kurz-, mittel- und langfristig entwickeln. Kurzfristig könnte zum einen die Tankstelleninfrastruktur zur Versorgung von CNG-Pkw verbessert werden, einerseits durch die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit (mehr CNG-Fahrzeuge insgesamt, zielführendere Tankstellenpositionierung und deren spezifische Auslastungserhöhung), wodurch zwar lokal Schadstoffemissionen reduzieren werden können aber sich das mittel- bis langfris-

tige Ziel einer nachhaltigen Treibhausgasemissionsreduktion nicht erzielen lässt. Zudem muss auch der Wettbewerb mit der E-Mobilität in diesem Fahrzeugsegment im Auge behalten werden, der eine realistische Chance für einen mittelfristigen breiten Marktdurchbruch zugeschrieben wird. Als zweites Anwendungsfeld eines direkten Erdgaseinsatzes im Fahrzeug ist die Bedienung des (vor allen Dingen schweren) Nutzfahrzeugsegmentes, da diese Fahrzeugklasse zum einen ungleich schwieriger durch E-Mobilitätskonzepte bedienbar ist und daher noch längerfristig von Verbrennungsmotoren bedient werden muss. Zusätzlich eröffnen aktuelle technische Innovationen bei Verbrennungsmotoren für Nutzfahrzeuge und der An-Bord-Tanktechnologie neue Einsatzpotenziale in diesem Fahrzeugsegment, nicht nur für den Einsatz von LNG sondern potenziell auch für CNG, verbunden mit entsprechenden Nachfragesteigerungen im deutschen Erdgasnetz.

Im Hinblick auf nachhaltig reduzierte Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor haben verschiedenen Studien gezeigt (z.B. [8]), dass auch die Verwendung von Erdgas in Brennstoffzellenfahrzeugen dazu beitragen kann, die Treibhausgasemissionen pro gefahrenem Kilometer im Vergleich zu einem CNG-Pkw mit Verbrennungsmotor um bis zu 30% zu reduzieren. Der indirekte Weg von Erdgas zur E-Mobilität führt dabei über den Weg der Wasserstoffherstellung via hoch effizienter zentraler und stationärer Dampfreformierung, wodurch sich für Erdgas ein zusätzlicher Absatzmarkt in der Mobilität erschließen ließe.

Die Verwendung von Erdgas über die gewohnten Sektoren oder Strukturen hinaus erfordert allerdings ein neues Selbstverständnis der Erdgasindustrie, die ihre Verantwortung auch für die Bedienung dieser neuen Marktsegmente erkennt und aktiv bewirbt. Zum anderen bedarf es aber auch der Bereitschaft des Elektrizitätssektors, der die Rolle von Erdgas oder wasserstoffbasiertem Methangas als komplementär zum Energieträger Strom insbesondere im Hinblick auf die mittel-und langzeitige Speicherbarkeit großer Energiemengen versteht und sich auf die Entwicklung gemeinsamer Geschäftsmodelle einlässt. Zum dritten bedarf es auch der Einsicht der Mobilitätsindustrie, wie z.B. der Automobil- und Nutzfahrzeugindustrie, mit der Gaswirtschaft zu kooperieren, um die verschiedenen Vorteile des Einsatzes von Erdgas und/oder in Verbindung mit der direkten Wasserstoff- oder synthetischen Methangasnutzung in gegenseitigem Interesse zu entwickeln.

4 Künftige Nutzungsoptionen des Erdgasnetzes

Nach Darstellung des Entwicklungsstandes bzw. Selbstverständnisses bei der Nutzung des Erdgasnetzes heute und der Erläuterung möglicher langfristiger Entwicklungsperspektiven werden in diesem Kapitel mögliche technische oder infrastrukturelle Technologie- und Systemoptionen aufgezeigt. Die erste und bereits heute konzeptionierte Anpassung betrifft die Ertüchtigung des bestehenden Erdgasnetzes und seiner verfahrenstechnischen Prozesse auf einen flexibleren Betrieb im Hinblick auf die Netzdienlichkeit im Stromnetz.

Eine dieser Maßnahmen ist die Umstellung der Antriebsenergie einzelner Erdgastransportverdichter von Erdgas auf Strom. Da die bestehenden Stationen zur Erdgasverdichtung redundant ausgelegt sind (N+1 Kriterium), ergibt sich dadurch die Option, den zur Erbringung der

benötigten Verdichtungsleistung eingesetzten Energieträger (Strom oder Erdgas) in gewissen Grenzen frei wählen zu können. Wird zusätzlicher Stromverbrauch z.B. zur Netzentlastung oder Systemstabilisierung benötigt, kann der elektrische Verdichter hochgefahren werden, um den gasbetriebenen Verdichter abzulösen. Dadurch wird dem Stromsystem Flexibilität zur Verfügung gestellt, was die Integration fluktuierender Stromerzeugungsanlagen vereinfachen kann [9]. Eine andere mögliche Maßnahme, ebenfalls als Beitrag zur Netzdienlichkeit im Stromnetz, ist die Nutzung von Erdgaskavernen als Speicher, die heute teilweise zum Energie-Arbitragegeschäft genutzt werden und künftig Strom zur höheren Auslastung von EE-Anlagen speichern können. Eine Option ist dabei, überschüssigen EE-Strom zum Antrieb von Kompressoren zur Befüllung der Kavernen mit Erdgas zu nutzen (z.B. [10]), ein anderer ist die Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischem Methan und dessen anschließender untertägiger Großspeicherung z.B. in Salzkavernen. Eine dritte Maßnahme ist der Einsatz elektrischer statt mit Gasheizern betriebenen Vorwärmer bei der Erdgasentspannung von der Transport- zur Distributionsdruckstufe in Power-to-Heat-Anlagen [9]. Alle Konzepte können, wie die Praxis zeigt, von Einsatzfall zu Einsatzfall unterschiedlich wirtschaftlich sein.

Zum anderen und sehr kurzfristig sind die bestehenden Erdgasnetzinfrastrukturen darauf zu untersuchen bzw. zu ertüchtigen, ob und wie sich neue Märkte ohne strukturelle Änderungen mit der bestehenden oder ggfs. leichtmodifizierten Infrastruktur erschlossen werden können. Dazu zählt das Bedarfswachstum von Erdgas für CNG-Pkw, die Marktentwicklung von CNG auch als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge sowie die Nutzung von Erdgas zur (zentralen) Wasserstoffherstellung für einen entstehenden Markt an Brennstoffzellenfahrzeugen.

Prinzipiell, und wie in den vorhergehenden Kapiteln entworfen, wird sich das Erdgasnetz ähnlich wie das Elektrizitätsnetz von einem hierarchisch top-down organisierten System zu einem top-down- und bottom-up-Betrieb weiterentwickeln müssen. Ziel muss es zum einen sein, vermehrt eine dezentrale Zumischung von Biogas zu erlauben oder die lokale Einspeisung von synthetisch über EE-Strom-Elektrolyse, also Power-to-Gas-Konzepten, hergestelltem Wasserstoff bzw. Methangas zu ermöglichen. Im Angesicht saisonal fluktuierender Bedarfsprofile im Erdgasnetz, deren sommerliches Nachfragetief sich zwar künftig dadurch verringern könnte, dass der Anteil des Erdgasbedarfs zur Hausenergieversorgung insgesamt sinkt, muss z.B. dafür Sorge getragen werden, dass sich dezentral eingespeiste Gasmengen durch dezentrale Verdichtung zur Speicherung auf die übergeordnete Netzebene transferieren lassen und damit den dezentralen Einspeise- bzw. Speicherengpass beseitigen.

Für eine mittel- bis langfristig zukunftstaugliche Adaption des Erdgasnetzes als Schlüsselinfrastrukturelement in einem künftig REG-dominierten Energiesystem wurden grundsätzlich drei Ansätze vorgeschlagen, von denen bisher aber nur zwei Ansätze ernsthaft weiterverfolgt werden:

- **Direkt-Zumischung von Wasserstoff (PtH_2)**, der elektrolytisch aus fluktuierendem Strom erzeugt wird, in Zumischungsraten, die kurzfristig keine oder nur geringe technische, betriebliche oder regulatorische Änderungen hervorrufen (Power-to-Hydrogen, PtH_2).

- **Zumischung von synthetischen Methangas ($PtCH_4$)**, das via Elektrolyse aus REG-Strom mit anschließender Methanisierung unter Verwendung von biogenem CO_2 hergestellt wird. Diese Option hat eine unveränderte Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes zur Konsequenz (mit Ausnahme der oben skizzierten Aufwärtskompatibilität von niederen zu höheren Druckstufen).
- **Umstellung einzelner und sukzessive zusammenwachsender Netzsegmente auf reinen Wasserstoffbetrieb** durch regulatorisch abgesicherte Umbaumaßnahmen, die dann sukzessive auch mit anderen Wasserstoffprozessen (Wasserstofftankstellen, Erdgasdampfreformerstandorte, …) oder -infrastrukturen (Chemie-Wasserstoffnetze) zusammenwachsen können, mit dem Vorteil eindeutig definierter Betriebszustände und eines einfachen Regelwerkes.

Die beiden ersten Optionen wurden in Forschungsprojekten und durch die Industrie [12] bereits umfangreich untersucht. Ein Ergebnis ist, dass die Direkt-H_2-Zumischung prinzipiell machbar ist aber die Randbedingungen, insbesondere im Hinblick auf einen kontinuierlichen Betrieb unter möglichst gleichen und sicheren Betriebsbedingungen (Energieinhalt, wechselnde Zumischraten, Wasserstofftauglichkeit aller Anlagen entlang der Wertschöpfungskette, Eignung von Porenspeichern und Aquiferen, …) eher schwierig einzuhalten sind. Im Hinblick auf die Zumischung von synthetischem Methangas zum heutigen Erdgasnetz lässt sich feststellen, dass die Zumischung selbst unproblematisch ist und keine konstruktiven Änderungen erfordert und damit auch von den Gasnetzbetreibern favorisiert wird. Gleichzeitig erfordert diese Option eine investiv aufwändige und risikobehaftete Prozesstechnik, die heute einem wirtschaftlich relevanten Betrieb entgegensteht. Risikobereite Investoren für die $PtCH_4$-Technik lassen sich daher heute kaum finden.

Die dritte Option wurde zwar schon früh untersucht [13], [14] aber auf Grund mangelnder strategischer Einsichten oder politischer Vorgaben nur in einigen Sonderfällen weiter ausgetestet. So hat in Lolland in Dänemark ein lokales mit Wind-Wasserstoff betriebenes regionales Wasserstoffnetz einige Häuser mit Wasserstoff zum Heizen und zur Stromerzeugung versorgt [15]. Ähnliche Konzepte werden aktuell auch in Südkorea [16], zur Olympiade 2020 in Japan [17] und in England [18] vorbereitet. Im letzten Fall im Rahmen einer Ausschreibung. Es ist heute noch nicht genau abzusehen, wie die Entscheidungen oder Entwicklungen verlaufen werden. Die letzte der drei Optionen scheint jedoch aus technischer, energetischer, betrieblicher und sicherheitsspezifischer Sicht die langfristig interessanteste Option. Es ist daher zu hoffen, dass hier im Hinblick auf die Entwicklung der sektorverbindenden Power-to-Gas-Technologie weitere Entwicklungen auch in Deutschland, z.B. zunächst in Pilotprojekten unternommen werden.

5 Fazit

Die Erdgasnetzbetreiber sehen sich heute verschiedenen Herausforderungen gegenübergestellt; ein sinkender Erdgasverbrauch der Haushalte, eine mangelnde Wettbewerbsbasis bei der Stromerzeugung, eine mangelnde Akzeptanz und eine starker Wettbewerb durch die E-Mobilität bei der Entwicklung von Erdgas als Alternativkraftstoff im Verkehr. Insgesamt kratzt

das am besonders umweltfreundlichen Image der Erdgasindustrie und wirft die Frage auf, welche Rolle die Erdgasversorgung bzw. die dafür bereits bestehenden Infrastrukturen in Zukunft weiter genutzt werden.

Es zeigt sich auf Grund unterschiedlicher Untersuchungen, dass die Grundversorgung mit erneuerbar hergestelltem Strom alleine, ohne weitere Flexibilitätsmaßnahmen, die mittel- und langfristig auch eine nennenswerte Großspeicherung von Energie über längere Perioden vorsehen, nicht möglich sein wird. In einem technisch und wirtschaftlich effizienzorientierten Energiesystem mit minimalen Treibhausgasemissionen ist eine Verzahnung der Energiesektoren sinnvoll. Stromüberschüsse lassen sich unter Erschließung wirtschaftlicher Synergien favorabel als erstes als Kraftstoff für die Mobilität nutzen. Als geeignetes Medium dazu wurden Wasserstoff und/oder synthetisches Methangas als geeignete chemische Energieträger identifiziert, beide mit hoher Kompatibilität zu REG-Strom.

Zur kontinuierlichen Weiterentwicklung des Erdgasnetzes lässt sich eine gut erklärbare Roadmap entwickeln (siehe Bild 3. Während mittel- und langfristig Power-to-Gas-Konzepte relevant werden, gibt es auch unterschiedliche kurzfristig relevante Anpassungen des Erdgasnetzes, mit denen der Weg zunehmender Komplementarität erschlossen werden kann: Demand Side Management oder Power-to-Heat mit Anlagen in der bestehenden Erdgasinfrastruktur, Ausbau des CNG-Tankstellennetzes zur Versorgung auch des schweren Nutzfahrzeugverkehrs, Einsatz von Erdgas in Dampfreformern für die Versorgung einer wachsenden Zahl an Brennstoffzellenfahrzeugen mit reinem Wasserstoff, Zumischung von Wasserstoff zum Erdgasnetz in geringen Mengen, ggfs. auch Zumischung als synthetisches Methangas, wenn die Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden kann, d.h. mit politischer Unterstützung. Eher langfristig ist die Nutzung des heutigen Erdgasnetzes zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff über eine sukzessive Umrüstung von Erdgasteilnetzen auf reinen Wasserstoffeinsatz zu sehen. Diese können dann auch mit den reinen Wasserstoffnetzen der Chemieindustrie zusammenwachsen. Zur Vorbereitung dieser Optionen können bereits heute durch entsprechende Pilotprojekte Erfahrungen gesammelt und langfristige Strategien entwickelt werden, so wie in anderen Ländern auch in Vorbereitung.

Auch wenn sich das Energiesystem im Umbruch befindet, ist also davon auszugehen, dass sowohl Strom als auch Methangas bzw. zunehmend Wasserstoffgas mit ihren jeweiligen Infrastrukturen auch künftig unverzichtbar sein werden, besser noch komplementär entwickelt und eingesetzt werden.

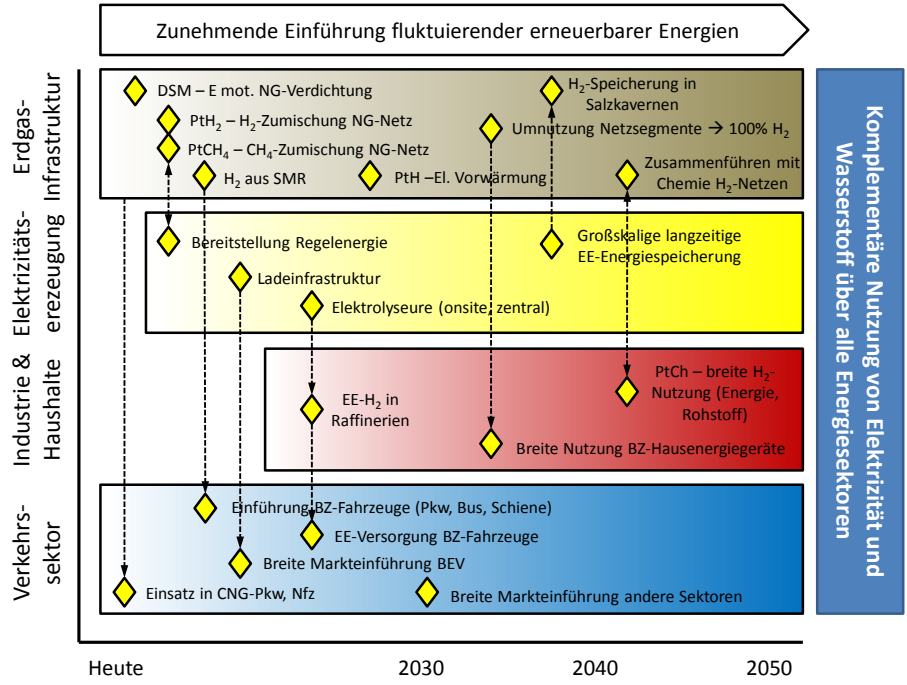


Bild 3 Roadmap zur Entwicklung einer zukunftsfähigen Gasnetzinfrastruktur in Deutschland

6 Literatur

[1] [DGS 2014] Deutsche Gesellschaft für Solarenergie, Informationen auf www.energymap.info (letzter Aufruf 26.11.2015).

[2] [Oosterhuis 2014] M. Oosterhuis: Challenges and opportunities in the energy regulatory roadmap. Vortrag von Loyens & Loeff 14th Global Energy Village Conference, Kopenhagen, 25. April 2014.

[3] [TUBerlin 2007] TU Berlin: „Fachplanung Energie“, Vorlesungsunterlagen Sommer 2007.

[4] [GVR 2015] The Gas Vehicles Report 2015: Worldwide NGV Statistics, May 2015.

[5] [AWEO 2008] M. Zerta, P. Schmidt, Ch. Stiller, H. Landinger: Alternative World Energy Outlook (AWEO) and the role of hydrogen in a changing energy landscape, Int. J. Hydrogen Energy(2008), S. 3021 – 3025.

[6] [MKS-PtG 2014] U. Bünger, H. Landinger, E. Pschorr-Schoberer, P. Schmidt, W. Weindorf, J. Jöhrens, U. Lambrecht, K. Naumann, A. Lischke: Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Kurzstudie als Bestandteil der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, Berlin, 19. Mai 2014,

http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-ptg.pdf?__blob=publicationFile (letzter Aufruf 26.11.2015).

[7] [Umsicht 2015] P. Hochloff, J. von Appen, T. Trost, N. Gerhardt, M. Puchta, M. Jentsch, M. Schreiber, K. Rohrig, B. Meyer, M. Wendorff, A. Hashemi, A. Kanngießer, A. Grevé: Abschlussbericht Metastudie »Energiespeicher«. Studie FhG-Umsicht und FhG-IWES im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 31.10.2014.

[8] [GM 2001] R. Choudhury, R. Wurster, J. Schindler, W. Weindorf, M. Miller, N. Brinkman, A. Armstrong, D. Rickeard, G. Jersey, M.C. Kerby, H. Kheshgi, J. Robbins, J. Cadu, D. Le Breton, O. Dautrebande :GM Well-to-wheel analysis of energy use and greenhouse gas emissions of advanced fuel / vehicle systems – A European Study, 27.09.2002.

[9] [OGE 2015] J. Zerhusen, T. Raksha, U. Bünger: Wirtschaftlichkeit von E-Verdichter und E-Vorwärmer – Entwicklung von Geschäftsmodellen aus der Substitution von Erdgas durch Strom zum Betrieb von Anlagen im Ferngasnetz in Verbindung mit einer Entlastung der elektrischen Netze. Eine Expertise für Open Grid Europe, November 2015.

[10] [Van Geenhoven 2014] H. Van Geenhoven: UGS with a view to the future: Compressed gas energy storage, Beitrag von Gasunie, 14th Global Energy Village Copenhagen, 25.04.2014.

[11] [NaturalHy 2010] O. Florisson: NATURALHY: Assessing the potential of the existing natural gas network for hydrogen delivery, GERG Academic Network Event, Brüssel, 4.06. 2010.

[12] [DVGW 2013] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, Th.: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10, Abschlussbericht, 19. Februar 2013.

[13] [EBI 1990] Expertise über die Wasserstoff-Zumischung zum Erdgas im Versorgungsgebiet der Hamburger Gaswerke GmbH. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe, 1990.

[14] [LBST 1994] Bünger, Schmalschläger, Th.; U.; Zittel, W.: Durchführbarkeitsstudie für einen räumlich begrenzten Wasserstoff-Einsatz im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München – H_2-Projekt. Studie der LBST für die Stadtwerke München, Oktober 1994.

[15] [de Wit 2013] de Wit, J.; G. Madsen, L,; Karlsen, M.; Møller Melchiors, M.; Juelsgaard, K.F.; Jakobsen, J.; Pedersen, A.H.; Jørgensen, A.; Byllemos, M.: Micro CHP units meeting tomorrow's power/heat demands and improving the integration of renewables.

[16] [Shul 2014] Y.-G. Shul: Hydrogen and Fuel Cells in Korea, 22st IPHE Steering Committee Meeting 2014, Korea Update, Rom.

[17] [Maruta 2015] Maruta, A.: Energy situation in Japan – challenges and future plans. Renewable Energy and Hydrogen Export, International Workshop, Trondheim, March 24, 2015.

[18] [Ekins 2015] P. Ekins, et.al: The role of hydrogen and fuel cells in providing affordable, secure low-carbon heat, A H2FC SUPERGEN White Paper, University College und Imperial College, London, Mai 2014, http://www.h2fcsupergen.com/wp-content/uploads/2014/05/H2FC-SUPERGEN-White-Paper-on-Heat-May-2014.pdf (letzter Aufruf 25.11.2015).

Autoren:

Dr.-Ing. Ulrich Bünger
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn

Tel.: 089 608 110-42
E-Mail:
ulrich.buenger@lbst.de
Internet:
www.lbst.de

Dipl.-Ing. Jan Zerhusen
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn

Tel.: 089 608 110-23
E-Mail:
jan.zerhusen@lbst.de
Internet:
www.lbnst.de

Steigerbarkeit der Aufnahmefähigkeit von Stromnetzen für erneuerbare Energien durch hybride Lösungen im Gasnetz

Von Enno Wieben und Tim Lüken

1 Einleitung

Bedingt durch seine geographische Lage in Nordwestdeutschland ist die EWE NETZ bei der Integration erneuerbarer Energien in einer Vorreiterrolle. Mitte der achtziger Jahre wurden die ersten Windenergieanlagen des Auricher Herstellers Enercon angeschlossen. Inzwischen haben die erneuerbarer Energien einen Anteil von mehr als 75% am jährlichen Energietransports über die Stromnetze der EWE NETZ erreicht:

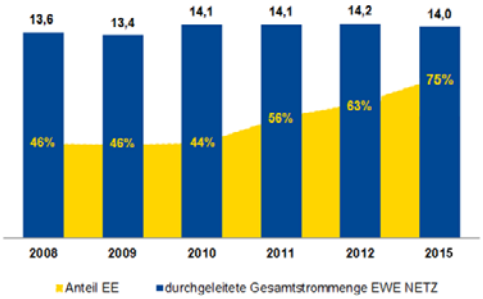


Abb 1.: Anteil Erneuerbarer Energien an der durchgeleiteten Gesamtstrommenge

Neben Windenergie und Biomasse spielt auch die Photovoltaik inzwischen eine wichtige Rolle. Vor allem die Mittelspannungsnetze stoßen nun zunehmend an Ihre Auslastungsgrenzen. In den ländlichen Versorgungsbereichen werden aufgrund der geringen Lastdichte und der hohen Leitungslängen durch die hohen Einspeiseleistungen immer häufiger die zulässigen Grenzen der Spannungshaltung verletzt und die Auslastungsgrenzen der Umspannwerkstransformatoren überschritten. Vor diesem Hintergrund erforscht und erprobt EWE NETZ bereits seit vielen Jahren technische Alternativen zum kapitalintensiven klassischen Netzausbau. Neben den stromseitigen technischen Lösungen wie neue Spannungsregelungskonzepte, regelbare Ortsnetztransformatoren, Längsregler oder Batteriespeicher, erscheint insbesondere eine Kopplung des Strom- und Gasnetzes zum Last- und Erzeugungsmanagement (Sektorkopplung) als besonders vielversprechend. Power2Gas-Technologien werden derzeit deutschlandweit in vielen Pilotprojekten untersucht, beispielsweise betreibt die Audi AG im emsländischen Werlte im Versorgungsgebiet der EWE NETZ eine Methanisierungsanlage. Aufgrund Ihrer derzeitigen Kostenstruktur sind Power2Gas-Anlagen aber derzeit weit davon entfernt, eine preiswerte Alternative zum klassischen Netzausbau zu sein. Als kurzfristig umsetzbar und vergleichsweise kostengünstig erscheinen dagegen Möglichkeiten zur Elektrifizierung großer

Verbraucher im Gasnetz (Hybridisierung) um regenerativ erzeugten Strom im Falle drohender Netzengpässe direkt im Gasnetz zu verbrauchen und dabei fossiles Erdgas zu verdrängen. Als besonders vielversprechend erscheint dabei die Elektrifizierung von Verdichterstationen im Hochdrucknetz. Open Grid Europe (OGE) und EWE NETZ untersuchen diese Möglichkeit derzeit in einem gemeinsamen Projekt, dessen erste Überlegungen und Erkenntnisse hier vorgestellt werden sollen.

2 Vorstellung des Projektes

OGE betreibt für sein Ferngasnetz am Standort Krümmhörn eine Verdichterstation. Die Verdichter werden bislang durch Gasturbinen angetrieben. Derzeit plant OGE im Rahmen einer Erneuerungsmaßnahme den Neubau einer 15MW-Einheit. Hierbei entstand die Idee und Fragestellung, ob vor dem Hintergrund der Energiewende nicht eine Elektrifizierung der Verdichterstation sinnvoll wäre.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Auslastung der Umspannwerke im Stromversorgungsnetz der EWE NETZ und den vorgesehen Anschlusspunkt der elektrischen Verdichter am Umspannwerk Manslagt:

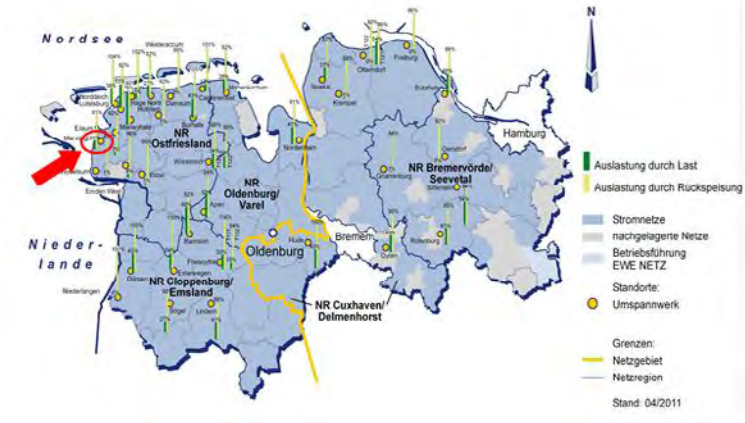


Abb 2.: Jährliche Maximalbelastungen ausgewählter Umspannwerke der EWE NETZ

Die Grafik zeigt eindrucksvoll, dass die Auslastung der gezeigten Umspannwerke der EWE NETZ durch die Rückspeisung der Erneuerbaren Energien aus den unterlagerten 20kV-Netzen in das 110kV-Netz bestimmt wird. Die Verbrauchslast der unterlagerten Mittelspannungsnetze spielt für die Dimensionierung heute keine Rolle mehr.

Dies gilt auch für das markierte Umspannwerk Manslagt, dessen Einspeisesituation die folgende Grafik veranschaulicht:

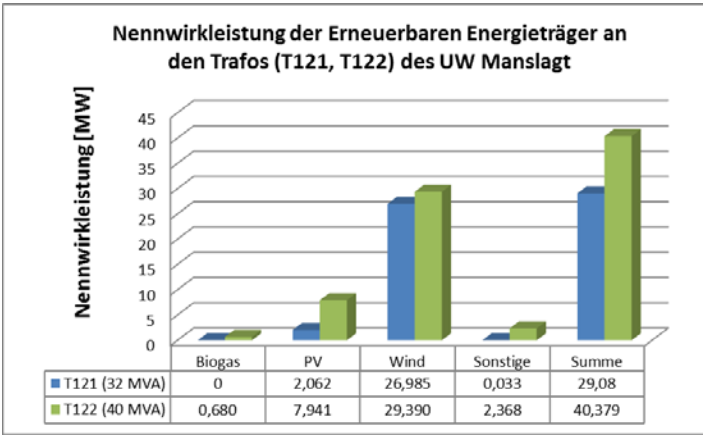


Abb 3.: Anteile der erneuerbaren Energien im Umspannwerksbereich Manslagt

Der Versorgungsbereich des UW Manslagt ist geprägt durch die Einspeisung aus aktuell mehr als 70 Windenergieanlagen. Durch Repowering-Maßnahmen ist nach heutigem Stand ein weiterer Zubau von 11MW möglich, sodass dann eine Erhöhung der Trafoleistung notwendig wird.

Der Anschluss einer zusätzlichen Last mit einer Abnahmeleistung in gleicher Größenordnung könnte hier Abhilfe schaffen. Damit ist die Grundidee des Projektes bereits skizziert: Anschluss einer elektrischen Verdichtereinheit an das Umspannwerk Manslagt. Nutzung überschüssiger Rückspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien zum Betrieb der Verdichterstation der OGE. Bei ausreichender Korrelation zwischen Verdichterbetrieb und Windeinspeisung am UW-Manslagt würde dies im Idealfall einen zukünftig notwendigen Ausbau des Umspannwerkes verhindern oder deutlich hinauszögern. Gleichzeitig würde es einen regenerativen Betrieb der Verdichter ermöglichen.

Die nachfolgende Grafik zeigt eine gemessene Jahreszeitreihe (Sep. 2013 – Sep. 2014) der Wirkleistung über den Transformator T122 des Umspannwerkes, welcher die Verdichterstation der OGE versorgt:

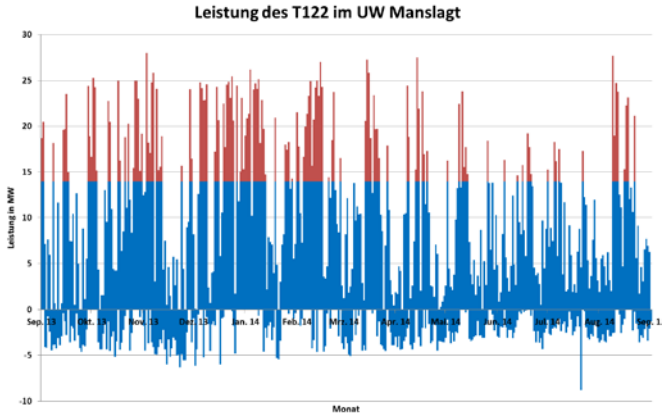


Abb 4.: Jahreszeitverlauf der Wirkleistung über den Transformator T122

Zur Untersuchung der Überdeckung zwischen Rückspeiseleistungen und dem Verdichterbetrieb wurde eine imaginäre Leistungsgrenze von 50% der maximal auftretenden Rückspeiseleistung angenommen. Die rot dargestellten Leistungsspitzen sind somit die für den Verdichterbetrieb zur Verfügung stehenden Rückspeiseleistungen, die es zur Vermeidung einer in diesem Fall angenommenen Überlastung des Transformators zu kappen gilt.

Die nachfolgende Grafik zeigt die für den gleichen Zeitraum gemessene Verdichterleistung:

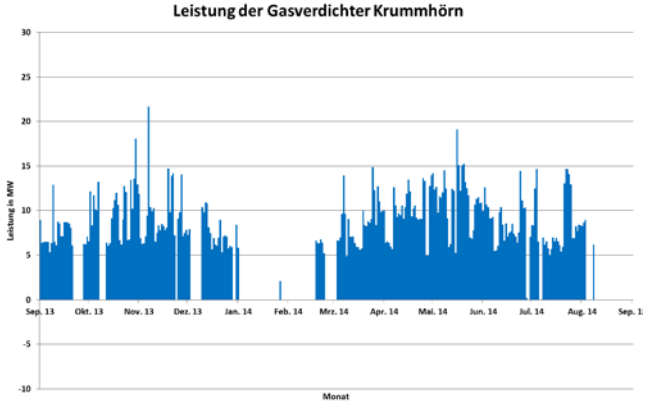


Abb 5.: Jahreszeitverlauf der Verdichterleistung der Verdichterstation Krummhörn

Ein Vergleich der für den Verdichterbetrieb zur Verfügung stehenden Rückspeiseleistung (Abb 4.:, rot) und der Verdichterleistung (Abb 5.:) ergibt eine Überdeckung von 43% in Höhe von 2609 MWh für das betrachtete Jahr. D.h., dass bereits ohne eine zeitliche Disposition der Verdichterleistung 43% der Überlastenergie vermieden werden könnte. Für die verbleibende regenerative Überschussenergie gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

1. Abregelung der an das unterlagerte Stromnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Durch den Verdichterbetrieb wären damit 43% der zu zahlenden Entschädigungen vermeidbar, die Erzeugungsanlagen könnten die entsprechende regenerative Energiemenge weiter einspeisen.
2. Implementierung einer stromnetzgeführten Steuerung der Verdichterleistung zur Erhöhung des Überdeckungsgrades. Diese Möglichkeit wird seitens der OGE aufgrund der Randbedingungen des heutigen Verdichterbetriebes aber als sehr begrenzt eingeschätzt.

Ein Vergleich zwischen dem Jahresverlauf der Überlastungssituationen am UW-Manslagt und den Spotmarktpreisen an der Strombörse EPEX zeigt einen weiteren sehr interessanten Zusammenhang:

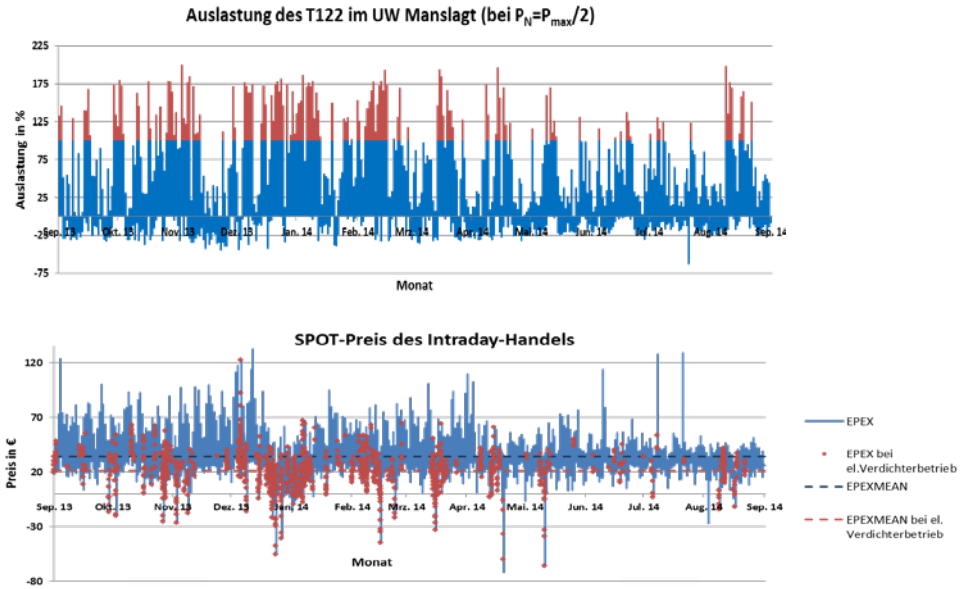


Abb 6.: Jahreszeitverlauf der Umspannwerksbelastung und der Spotmarktpreise

Die bundesweite Windeinspeisung hat offensichtlich inzwischen einen signifikanten Einfluss auf das Preisniveau am Spotmarkthandel. In Situationen mit sehr hoher Windeinspeisung –

also den potenziellen Engpasssituationen im Stromnetz – ist der Spotmarktpreis häufig sehr viel niedriger als im Durchschnitt, z.T. sogar negativ. Eine Analyse der Zeitreihen für das betrachtete Jahr (Sep. 2013 – Sep. 2014) hat ergeben, dass in den potenziellen Engpasssituationen der Spotmarktpreis durchschnittlich um 10€ unter dem Jahresmittelwert lag. Man kann erwarten, dass dieser Effekt mit steigender Windleistung in Deutschland deutlich zunimmt. Die Wirtschaftlichkeit einer Sektorkopplung erhöht sich dementsprechend.

3 Rechtliche und wirtschaftliche Bewertung

Derzeit gibt es für eine Sektorkopplung zwischen Strom und Gasnetz seitens des Rechts- und Regulierungsrahmens keine geeigneten Anreize. Es besteht keine Möglichkeit für einen Stromnetzbetreiber vermiedene Netzausbaukosten der Gasnetzseite zu vergüten bzw. zusätzliche Investitionskosten der Gasnetzseite auf der Stromseite zu wälzen. Darüber hinaus fallen heute für den Strombetrieb von Gasverdichtern sämtliche Abgaben wie EEG-Umlage und Netzentgelte an – unabhängig von dem volkswirtschaftlichen und energetischen Nutzen. Damit ist ein wirtschaftlicher Betrieb derzeit nur schwer darstellbar. Vor dem Hintergrund des Nutzenpotenzials entsprechender Lösungen sollte über neue Energiemarktmechanismen nachgedacht werden. Vorgeschlagen wird an dieser Stelle die Einführung eines sogenannten „Netzdienlichkeitsbarometers“:

Abb 7.: Vorschlag für ein „Netzdienlichkeitsbarometer“

In Zeiten geringer regenerativer Stromeinspeisung und damit geringer Auslastung des Stromnetzes (grüner Bereich) sind keine Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbrauchs notwendig. Der Strombezug im Rahmen einer Sektorkopplung sollte dann unter Berechnung aller Abgaben erfolgen, da zu diesen Zeiten überwiegend fossiler Strom bezogen wird. In Zeiten von erhöhtem regenerativen Aufkommens im Stromnetz - und damit erhöhter Netzauslastung - wäre dann ein netzdienlicher Betrieb von flexiblen Lasten wünschenswert (gelber Bereich). Hier könnten reduzierte Abgaben auf den Strombezug berechnet werden. Im Falle akuter Netzengpasssituationen durch regenerative Einspeisung (roter Bereich) sollten dann die Abgaben vollständig entfallen, sodass ein maximaler Anreiz zum schnellen netzdienlichen Verhalten gegeben wird. Das Netzbarometer würde damit folgende, für die Energiewende förderliche, Wirkung erzielen:

- Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbau auf der Stromseite
- Hervorragende Kombinierbarkeit mit einem dynamischen Erzeugungsmanagement auf der Stromseite (5%-Ansatz der EWE NETZ)
- Klare wirtschaftlicher Anreiz zum netzdienlichen Betrieb von Lasten
- Sinnvolle Nutzung von überschüssigem regenerativen Strom im Gassektor
- Verdrängung von fossilem Gas zum Verdichterbetrieb durch regenerativen Strom und damit eine direkt quantifizierbare Vermeidung von CO_2-Emissionen

4 Fazit

Ohne geeignete und wirtschaftlich betreibbare Flexibilitäten, wie steuerbare Lasten und Speicher, werden die abzuregelnden regenerativen Energiemengen mit steigender Einspeiseleistung stark zunehmen. Durch eine Sektorkopplung von Strom- und Gasnetzen können perspektivisch sehr große Energiemengen transferiert werden. Aber was noch viel entscheidender ist: Das Gasnetz ist - im Gegensatz zum Stromnetz - mit seinen Kavernenspeichern zur saisonalen Speicherung der Energie geeignet.

Im Vergleich zu Power2Gas-Technologien bietet die Elektrifizierung von Gasverdichtern ein schnell und kostengünstig zu erschließendes Potenzial zur Sektorkopplung. Trotzdem lässt sich heute auch hier die Wirtschaftlichkeit nur sehr schwer darstellen, da der Rechts- und Regulierungsrahmen eine Kostenwälzung zwischen Strom- und Gasnetzen bislang nicht vorsieht. Eine Weiterentwicklung des Rahmens in Verbindung mit der Einführung eines „Netzdienlichkeitsbarometers“ könnte ein erster Schritt zur Schaffung der richtigen Anreize im Sinne der Volkswirtschaft und der Energiewende sein.

Autoren:

Dr.-Ing. Enno Wieben
EWE NETZ GmbH,
26133 Oldenburg

Tel.: 044/4808-2110
E-Mail:
enno.wieben@ewe-netz.de
Internet:
www.ewe-netz.de

M. Eng. Tim Lüken
EWE NETZ GmbH,
26133 Oldenburg

Tel.: 044/4808-2116
E-Mail:
tim.lueken@ewe-netz.de
Internet:
www.ewe-netz.de

Demand Side Management von Gastransportanlagen – technische Möglichkeiten und regulatorische Rahmenbedingungen

Von Arnd Schmücker und Rafael Charzynski

1 Transportinfrastruktur der Open Grid Europe und deren Energieverbraucher

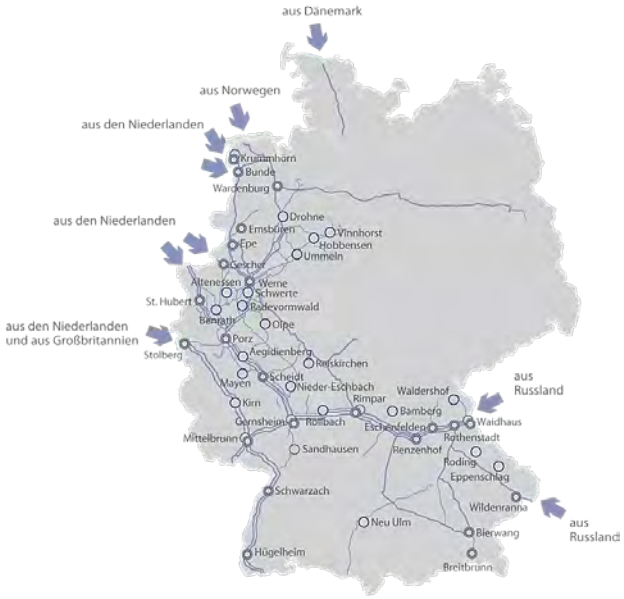


Abbildung 1 Von der Open Grid Europe betriebenes Netz

Open Grid Europe betreibt ein Pipelinenetz, dessen Länge etwa 12.000 km beträgt (Abbildung 1), von denen mehr als 50 % Rohrdurchmesser zwischen 800 und 1200 mm aufweisen. Das Netz, zu dem auch Beteiligungs- und Projektgesellschaften wie die TENP oder die MEGAL gehören, an denen weitere Partner beteiligt sind, dient dem deutschlandweiten Ferngastransport. Insgesamt wird pro Jahr durch die Pipelines eine Energiemenge von ca. 725 TWh transportiert.

Die Ferngasleitungen sind in Abständen von 100 bis 200 km mit Verdichterstationen ausgestattet, in denen der durch den Reibungswiderstand der Rohrströmungen bedingte Druckabfall ausgeglichen wird. Insgesamt betreibt die Open Grid Europe 29 Verdichterstationen. Je nach

Transportbedarf sind die Stationen mit einer unterschiedlichen Zahl von Verdichtern ausgestattet, die in ihrer Leistung zwischen 5 und 25 MW variieren. Insgesamt besitzen die über das Netz verteilten Verdichter eine Antriebsleistung von rund 1 GW.

Der Energiebedarf für den Gastransport beträgt bei der Open Grid Europe etwa 3,54 TWh pro Jahr und damit etwa 0,4 bis 0,5 % der transportierten Energiemenge. Die Energie wird vorwiegend zum Antrieb der Transportverdichter sowie zur Erdgasvorwärmung in den Gasdruckregel- und Messanlagen eingesetzt. Weit überwiegend erfolgt die Bereitstellung der Energie über Erdgas und nur zu einem kleineren Teil über elektrischen Strom.

Im Rahmen der Energiewende werden an das Stromnetz erhebliche zusätzliche Anforderungen gestellt. Die volatile Einspeisung von regenerativem Strom erfordert bereits heute Maßnahmen zur Netzstabilisierung und zukünftig auch zur Vermeidung einer Überlastung der Netze. Eine Möglichkeit zum Ausgleich von temporären Lastspitzen besteht in der gezielten Steuerung des Energieverbrauchs durch Zu- oder Abschalten von Verbrauchern, d.h. durch das sogenannte Demand Side Management (DSM). Für das DSM kommen Energieverbraucher infrage, die ihren Bedarf flexibel steuern oder die von der elektrischen Energieversorgung auf eine andere Energieform, z.B. Erdgas, wechseln können und in dieser Hinsicht also bivalent ausgerüstet sind.

Über diese Eigenschaft verfügen die Transportanlagen der Open Grid Europe zurzeit noch nicht. Eine teilweise Elektrifizierung von Anlagenteilen, deren Energieversorgung bisher auf Erdgas basiert, ließe sich jedoch in Verdichter- und GDMR-Anlagen vornehmen, um die elektrischen Netze in der Umgebung zu entlasten und damit netzdienlich für diese Infrastruktur zu sein. Hierdurch könnte ein signifikanter Beitrag zur vielfach geforderten Sektorkopplung geleistet werden. Die unmittelbaren Vorteile, die sich aus den erforderlichen Umbau- oder Erweiterungsmaßnahmen für das Gasnetz ergeben, sind, sofern überhaupt realisierbar, stark begrenzt. Maßnahmen dieser Art würden im Wesentlichen den Stromnetzen zu Gute kommen.

1.1 Transportverdichter

Die Verdichterstationen sind je nach Transportanforderungen mit zwei oder mehreren Transportverdichtern und einer Reservemaschine ausgestattet. Die Reserveleistung wird vorgehalten, um beim Ausfall einer Maschineneinheit Transporteinbußen zu vermeiden und die Versorgung sicherzustellen. Die insgesamt installierte Leistung kann pro Station mehrere 10 MW betragen, die sich auf die Transportmaschinen einschließlich der Reservemaschine aufteilen. Speziell in den Sommermonaten, in denen kein Heizwärmebedarf besteht, kann die erforderliche Transportmenge je nach Netzbereich so stark zurückgehen, dass nur eine oder wenige Maschineneinheiten benötigt und diese unter Umständen auch nur im Teillastbereich betrieben werden.

Die OGE Verdichterstationen sind überwiegend mit Verdichtern ausgestattet, die von Gasturbinen angetrieben werden. Nur etwa 8 % der Verdichter wurden in der Vergangenheit mit elektrischen Antrieben ausgerüstet. Ein wesentlicher Grund der Präferenz für die Gasturbinenantriebe ist die Unabhängigkeit der Stationen von einer externen Energiequelle, also dem

elektrischen Netz. Die Stationen verfügen über Notstromaggregate, die den Betrieb von Gasturbinen erlauben, auch wenn das öffentliche Stromnetz temporär ausfällt.

Ein weiterer Grund Gasturbinenantriebe vorzuziehen besteht darin, dass die Verdichteranlagen häufig abseits einer ausreichend dimensionierten elektrischen Infrastruktur angeordnet sind. Die Stationen sind an das elektrische Versorgungsnetz zwar grundsätzlich angeschlossen, allerdings meist mit geringeren Leistungen, als für den Betrieb eines elektrischen Verdichters erforderlich wären. Wenn die notwendige leistungsfähige Stromversorgung über mehrere Kilometer herangeführt werden muss, können die damit verknüpften Investitionskosten die elektrische Antriebsvariante unwirtschaftlich machen. Grundsätzlich besitzen die elektrisch angetriebenen Verdichter aufgrund der verglichen mit Erdgas erheblich höheren Energiekosten gegenüber Gasturbinen Defizite in der Wirtschaftlichkeit. Dies gilt zumindest solange die Gasturbinen nicht im unteren Teillastbereich betrieben werden müssen (siehe Abschnitt 2).

1.2 Gasdruck Regel- und Messanlagen

Neben den Verdichteranlagen sind auch Gasdruck Regel- und Messanlagen Verbraucher größerer Energiemengen. In diesen Anlagen wird der hohe Druck des Transportnetzes auf das niedrigere Druckniveau der Verteilnetze herabgesetzt. Bei der Druckreduktion kommt es aufgrund von Realgaseffekten zur Abkühlung des Gases. Um die dabei nicht auszuschließende Kondensatbildung bei niedrigen Temperaturen zu vermeiden, wird das Gas vor der Entspannung vorgewärmt. Die erforderliche Wärme wird durch Erdgas-betriebene handelsübliche Kesselanlagen oder in spezialangefertigten Heatern bereitgestellt. Insgesamt hat die Open Grid Europe etwa 200 MW thermischer Leistung in Anlagen zur Erdgasvorwärmung installiert, die sich in Leistungsklassen von 150 kW bis 5 MW aufteilen.

In den GDRM-Anlagen mit Gasvorwärmung ließen sich auch aufgrund der niedrigeren Leistungen elektrische Erhitzer mit vergleichsweise geringem Aufwand installieren. Allerdings würde hier der elektrische Strom mit Erdgas auf dessen klassischem Anwendungsgebiet, der Wärmeerzeugung, in Konkurrenz treten. Die Wirtschaftlichkeit einer rein elektrischen Vorwärmung ist daher grundsätzlich nicht gegeben. Möglichkeiten eine elektrische Zusatzheizung wirtschaftlich zu betreiben eröffnen sich gegebenenfalls, wenn diese am elektrischen Regelenergiemarkt teilnehmen kann [1].

2 Betriebsweise von Transportverdichtern

Die im Transportnetz der Open Grid Europe installierte mechanische Antriebsleistung für die Transportverdichter wird nicht in vollem Umfang zeitgleich genutzt. Zum einen aufgrund der erforderlichen Redundanz und zum anderem wegen der saisonal stark variierenden Transportanforderungen sind die Anlagen zeitweise nur zum Teil ausgelastet. Abbildung 2 zeigt den Jahresverlauf der Antriebsleistung, die für den Transport in einer im Norden des Netzes gelegenen Verdichterstation angefallen ist.

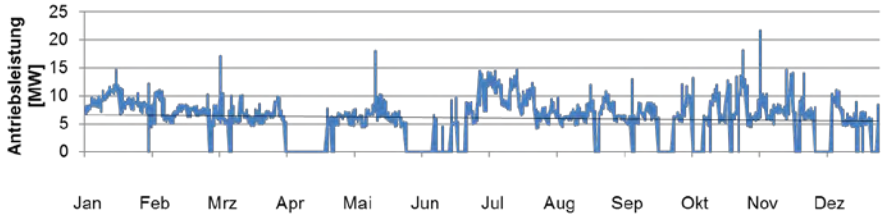


Abbildung 2 Jahresverlauf der eingesetzten Antriebsenergie in einer Verdichterstation der Open Grid Europe

Einige Stillstandszeiten sind durch Wartungsarbeiten bedingt: Die Leistungsmaxima resultierten aus Umschaltvorgängen im Netz zwischen verschiedenen Transportwegen oder aus einem hohen Bedarf. Die zeitlichen Änderungen der Antriebsenergie ergeben sich aus den gebuchten Transportkontingenten und der Optimierung des Netzbetriebs. Je nach geforderter Ausstattung einer Verdichterstation mit Transportmaschinen und den aktuellen Transportanforderungen kann es vorkommen, dass zeitweilig nur eine der Maschineneinheiten benötigt wird und gegebenenfalls auch nur mit Ihrer halben Kapazität. Die Erzeugung mechanischer Energie mit Gasturbinen aus fossilen oder regenerativen Energieträgern lässt nur Wirkungsgrade von maximal etwa 35 % zu. Da sich der mechanische Wirkungsgrad von Antriebsgasturbinen im Teillastbetrieb verschlechtert, könnte unter solchen Bedingungen ein elektrischer Antrieb kommerzielle Vorteile aufweisen.

Die auf einem Leitungsabschnitt zu erwartenden Transportmengen werden am Vortag von den Transportkunden nominiert. Anpassungen, können weiterhin bis zu 2 Stunden vor Abruf erfolgen. Die Open Grid Europe ihrerseits nominiert die erforderliche Gesamtmenge beim vorgeschalteten Netzbetreiber, so dass der Fahrplan für den kommenden Tag und der Transportenergiebedarf festgelegt sind.

Aus diesem Grund könnte die Transportmenge, bei einem hohen Angebot an erneuerbarer Energie und vorhandenen elektrischen Verdichterantrieben, nicht beliebig erhöht werden, um Energie aufzunehmen und die lokalen elektrischen Mittelspannungsnetze zu entlasten. Zum einen würde der erhöhten Transportmenge kein gesicherter Bedarf gegenüberstehen, zum anderen wären die zusätzlichen Gasmengen nicht kurzzeitig verfügbar.

In diesem Zusammenhang wurde auch geprüft, ob durch zeitlich begrenzte Erhöhung der Transportmenge und durch die damit verknüpfte Druckanhebung eine weitere Flexibilität im Gasnetz geschaffen werden könnte, um mit elektrischen Verdichtern überschüssigen Strom aufnehmen zu können. Die Erhöhung der Transportmenge in einer Verdichterstation könnte dabei in einer der stromabwärts liegenden Stationen Verdichterarbeit einsparen. Dies würde aber bedeuten, dass an zwischengelagerten Übergabestellen ein stärkerer Druckabbau und damit der Abbau der zusätzlich aufgenommenen erneuerbaren Energie erfolgen müssten. Außerdem wäre damit zu rechnen, dass stromabwärts liegende Verdichter mit GT-Antrieb im Teillastbereich mit den dadurch verknüpften zusätzlichen Verlusten laufen müssten.

Bei der bivalenten Ausrüstung einer Verdichterstation könnte das Dispatching entscheiden, welchen Antriebstyp es für den Transport einsetzt. Ein Wechsel zwischen den Antriebsarten in kurzen Zeitintervallen ist jedoch auszuschließen. Die Gasturbinen sind thermisch hochbelastete Aggregate, die einer Warmlaufphase von 15 min bedürfen und dann mehrere Stunden durchgehend laufen müssen, um einen vorzeitigen Verschleiß zu vermeiden. Da aber abzusehen ist, ob in den nächsten Stunden mit einem wetterbedingten erhöhten Anfall erneuerbarer Energie zu rechnen ist, könnte ein Wechsel der Antriebsenergie zwischen dem Stromnetzbetreiber und dem Dispatching der Open Grid Europe mit ausreichender Vorlaufzeit vereinbart werden. Ein Zugriff Dritter von außen auf die Transportmaschinen, um vom GT-Antrieb auf einen elektrischen Antrieb umzuschalten, ist mit den Anforderungen des Gastransports nicht zu vereinbaren. Die Teilnahme bivalenter Verdichteranlagen am Regelenergiemarkt ist damit nicht möglich.

Durch die beschriebene Bivalenz und die mögliche Einsatzweise bivalenter Verdichteranlagen ließen sich das Angebot auf der Stromseite und der bestehende Bedarf auf der Gastransportseite verknüpfen. Bei einer relativ konstanten, gesicherten Beschäftigung einer Verdichterstation auf mittlerem Niveau könnte ein elektrisch angetriebener Verdichter zur Vermeidung von Netzausbaukosten auf der Stromnetzseite beitragen. Einem Zuwachs der im Stromnetzbereich installierten erneuerbaren elektrischen Erzeugungsleistung könnte eine in Grenzen konstante Basislast gegenübergestellt werden.

3 Betriebsweise von Vorwärmern im Ferngasnetz

Ähnlich wie bei den Transportverdichtern unterliegt der Betrieb von GDRM-Anlagen starken saisonal bedingten Schwankungen. Abbildung 3 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf der Gasmenge, die an einer GDRM-Anlage im südlichen Ruhrgebiet an nachgeschaltete Netze übergeben wird, sowie den Wärmebedarf zur Vorwärmung des Gases. Wie eingangs beschrieben, wird die Vorwärmleistung über Erdgas als Energieträger zur Verfügung gestellt.

Die erforderliche Leistung ergibt sich aus dem Bezug in den nachgelagerten Netzen und kann erheblichen Schwankungen unterworfen sein. Sollte sich eine kommerzielle sinnvolle Möglichkeit zur Verwertung eines hohen Stromaufkommens in dem elektrischen Netz ergeben, in dem sich eine GDRM-Anlage befindet, wäre der Stromverbrauch stark variabel. Dieser für den Stromnetzbetreiber vermutlich nicht gewünschte Umstand ließe sich umgehen, wenn der Strombezug vom zeitgleichen Wärmebedarf durch einen Wärmespeicher entkoppelt wird. Der Wärmespeicher wäre in den Heizkreislauf der Kesselanlage des Vorwärmers zu integrieren.

Anders als bei den Verdichtern könnte so auch der automatische Zugriff Dritter auf den elektrischen Vorwärmer zugelassen werden, und die Anlage so im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks am Regelenergiemarkt teilnehmen. Wie Abbildung 3 zeigt, müssen GDRM-Anlagen aber in den Sommermonaten dem Aggregator, der das virtuelle Kraftwerk betreibt, unter Umständen als nicht verfügbar gemeldet werden. Je nach Lage der GDRM-Station im Netz kann das individuell vermeidbar sein, wenn ein nachgelagerter Leitungsabschnitt über mehrere GDRM-Anlagen gespeist wird und der in den Sommermonaten verbleibende Gastransport auf

die eine bivalent ausgerüstete Anlage konzentriert werden kann. Das bedeutet gleichzeitig aber auch, dass nur ein Teil der im Gasnetz installierten Vorwärmleistung für den Einsatz in der Sektorkopplung zur Verfügung steht und dass die Verfügbarkeit saisonal variiert.

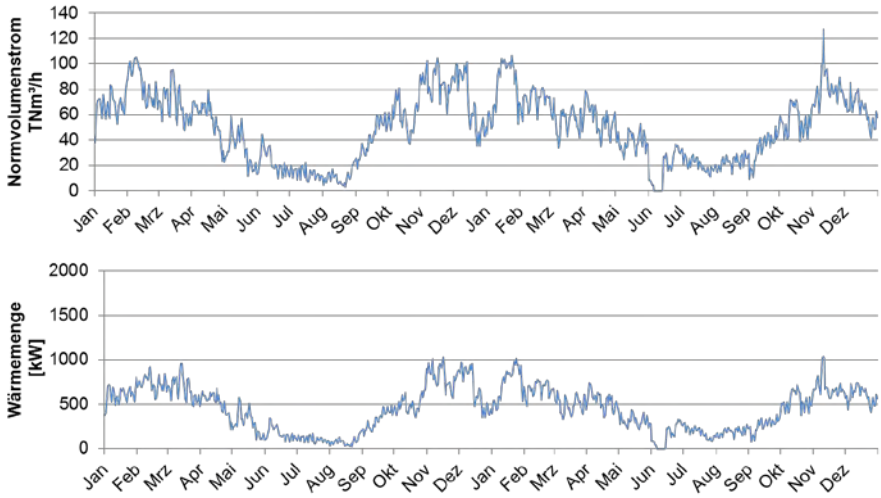


Abbildung 3 Beschäftigung und Wärmebedarf einer GDRM-Anlage im Netz der Open Grid Europe

4 Finanzierung von DSM-Maßnahmen in Anlagen zum Gastransport.

Beim Bau und Betrieb von Anlagen sind die Netzbetreiber verpflichtet unter Berücksichtigung von Sicherheit und Anlagenverfügbarkeit die für den Transportkunden günstigste Lösung zu finden. Wesentliche investive Mehrkosten beim Anlagenbau, die durch eine zusätzliche bivalente Ausstattung begründet sind, wären damit nicht auf die Transportentgelte wälzbar. Diese Aussage, die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) auch so bestätigt wurde, basiert natürlich darauf, dass Kosten verursachergerecht zugeordnet werden müssen. Der Transportkunde des Ferngasnetzes sollte nicht für Kosten aufkommen, die dazu dienen, Ausbaukosten im Stromnetz zu vermeiden.

In einem ersten Ansatz hat die Open Grid Euope untersucht, ob sich eine Verdichtereinheit mit zwei Antrieben, einer Gasturbine und einem E-Motor, ausstatten lässt, die mit dem Radialverdichter über sogenannte Überholkupplungen verbunden sind. Das Konzept wurde mit einem namhaften Maschinenhersteller bis vor den ersten Full–Scale Test weiterverfolgt, musste dann aber aufgrund der genannten finanziellen Randbedingungen aufgegeben werden. Der bivalente Antrieb hätte den Vorteil besessen, dass die Verdichtereinheit weiterhin autark betrieben und außerdem optional zur Entlastung des lokalen Stromnetzes eingesetzt werden kann.

Spätestens wenn der Bau von bivalenten Verdichtereinheiten nicht auf einen prototypischen Fall begrenzt bliebe, sondern in größerem Umfang umgesetzt würde, wäre nicht nur die fehlende Wälzbarkeit der zusätzlichen Investitionskosten problematisch, sondern auch der von der BNetzA vorgenommene CAPEX-Effizienzvergleich zwischen den Transportunternehmen, da die Mehrkosten für die bivalente Antriebsvariante bei 30 % liegen. Die einzige in dieser Hinsicht hilfreiche Lösung, besteht darin, die Reservemaschine einer Verdichterstation statt mit einer Gasturbine mit einem elektrischen Antrieb auszustatten. Die Maschineneinheiten wären dann nicht individuell bivalent, sondern die Verdichterstation als Ganzes. Diese Maßnahme könnte sogar Vorteile bei den Investitionskosten bieten, sofern die Anbindung an das nächstgelegene, ausreichend leistungsfähige Stromnetz nicht zu hohe Kosten verursacht. In Anbetracht der isolierten Lage vieler Verdichterstationen im ländlichen Bereich ist nicht auszuschließen, dass sich aufgrund dieser Zusatzkosten bivalente Konzepte nur an wenigen Standorten realisieren lassen.

Ein weiterer Punkt mit negativem Einfluss auf die Umsetzbarkeit einer bivalenten Energieversorgung von Gasanlagen sind die OPEX-Kosten, die vorwiegend von den Energiekosten bestimmt werden. Abbildung 4 zeigt den Vergleich der Preise, die von der Industrie für Erdgas und Strom zu entrichten sind, wenn die Betriebe nicht als energieintensiv eingestuft werden können. Die Kosten für Strom liegen etwa um den Faktor 4 über den Bezugskosten für Erdgas. Dieser Preisunterschied kann sich bei Verdichteranlagen relativieren. Ursache hierfür ist der Wirkungsgradunterschied bei der Umsetzung der Ausgangsenergie in mechanische Antriebsenergie, die bei E-Motoren im gesamten Leistungsbereich des Verdichters mindestens 92 bis 94 % beträgt und bei Gasturbinen maximal 35% erreicht, wobei dieser Wert bei Teillastbetreib deutlich niedriger liegen kann.

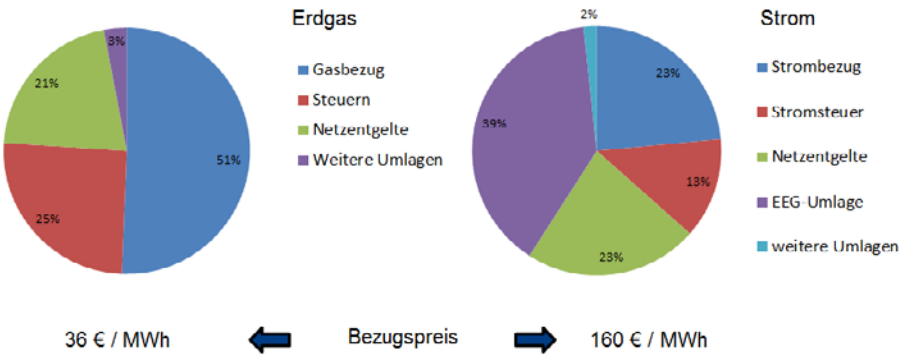


Abbildung 4 Strom- und Gasbezugskosten für nicht energieintensive Industrieunternehmen im Vergleich

Wenn sich bei der Strombeschaffung Einsparungen, zum Beispiel durch zeitlich nahen Stromeinkauf an der Börse erzielen lassen und dabei gleichzeitig atypische Netznutzung zur

Reduzierung der Netzentgelte beiträgt, so lassen sich elektrische Antriebe während eines signifikanten Teils des Jahres mit ähnlichen Betriebskosten wie Gasturbine betreiben [1]. Ein bivalentes Konzept bestehend aus der konventionellen Ausstattung mit Gasturbinenantrieben und einer elektrisch angetriebenen ohnehin erforderlichen Reservemaschine kann Mehrkosten auf der Gasseite vermeiden und dennoch netzdienlich für das lokale Stromnetz sein.

Auf die Vorwärmanlagen lässt sich dieses Konzept nicht oder nur bedingt übertragen. Der Energieeinsatz würde hier in beiden Fällen mit einem Wirkungsgrad von ca. 95 % in Wärme umgesetzt. Der Wirkungsgradvorteil, den Strom gegenüber Erdgas bei der Erzeugung von mechanischer Energie besitzt, existiert hier nicht. Bivalenz erfordert in den GDRM-Anlagen des Gastransportsystems außerdem den Zubau von elektrischen Komponenten, welche die erforderlichen Reservesysteme nicht ersetzen können.

Sofern die Möglichkeit besteht, die elektrische Vorwärmung im Markt für negative Regelenergie z.B. innerhalb des Portfolios eines virtuellen Kraftwerks zu beschäftigen, kann sich die zusätzliche Investition langfristig (>10 Jahre) amortisieren. Bei dieser nur auf lange Sicht positiven Perspektive bestehen allerdings Unsicherheiten bezüglich der weiteren Entwicklung des Regelenergiemarkts. Bei einer umfänglichen Einführung dieser Technik stellen sich erneut die Fragen nach dem OPEX- und CAPEX-Effizienzvergleich sowie nach der grundsätzlichen Notwendigkeit. Negative Regelenergie kann an vielen Stellen unter Umständen auch mit besseren Geschäftsmodellen zur Verfügung gestellt werden.

5 Ökologische Bedeutung der DSM Maßnahmen

Mittelfristig wird der Fall erwartet, dass der Produktion erneuerbarer Energie kein gleichhoher Verbrauch gegenübersteht. Die dann durch Demand Side Management verbrauchte regenerative Energie würde fossiles Erdgas ersetzen und eine entsprechende Minderung von CO_2 Emissionen bewirken. Beim Einsatz zur Erdgasvorwärmung würde der erneuerbare Strom Erdgas in energetisch gleichem Umfang im Verhältnis 1:1 ersetzen. Bei der Erzeugung mechanischer Energie verdrängt aufgrund der Wirkungsgradunterschiede 1 $MWh_{elektisch}$ Strom etwa 3,4 $MWh_{thermisch}$ an Erdgas. Die Bivalenz von Anlagen zur Erzeugung von Antriebsenergie schlägt dabei in der Verdrängung fossiler Energie heutige Power-to-Gas-Konzepte um den Faktor 4. Power-to-Gas wird allerdings langfrisitig zur Speicherung regenerativer Energie nicht zu ersetzen sein.

6 Fazit

Im Gastransportsystem der Open Grid Europe sind Verdichteranlagen mit einer gesamten Antriebsleistung von ca. 1000 MW und Vorwärmanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 200 MW installiert. Durch eine teilweise Elektrifizierung der Anlagen im Rahmen von Um- oder Neubaumaßnahmen kann ein gewisses Potenzial geschaffen werden, um elektrische Netze zu entlasten, in denen es zu einem witterungsbedingt hohen, temporär nicht verwertbaren Anfall an erneuerbarer Energie kommt.

In der Regel werden die Gasanlagen zu diesem Zweck bivalent aufgebaut sein müssen, um neben dem Strombetrieb auch auf die herkömmliche Energieerzeugung über Erdgas zurückgreifen zu können. Die Bivalenz der Anlagen muss kostenneutral gestaltet werden, damit Transportpreise im Gasnetz nicht zur Deckung von Kosten herangezogen werden, die zur Lösung von Engpässen auf der Stromnetzseite dienen.

Bivalente Verdichteranlagen lassen sich kostenneutral errichten, wenn eine ausreichend dimensionierte elektrische Energieversorgung des Standorts nicht zu hohe Kosten aufwirft. Verdichteranlagen können nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen, aber in Kooperation mit dem lokalen Stromnetzbetreiber zur Entlastung von dessen Netz eingesetzt werden. Auch bei den OPEX-Kosten zeichnen sich Lösungen ab, die einen kostenneutralen Betrieb mit gewissen Einschränkungen zulassen. Hintergrund ist hierbei im Wesentlichen der niedrigere Wirkungsgrad der Erzeugung mechanischer Energie über Erdgas verglichen mit erneuerbarem Strom.

Bivalente Vorwärmanlagen müssen auf andere Weise eingesetzt werden, da hier die Wärmeerzeugung über Strom und Erdgas sehr ähnliche Wirkungsgrade besitzt. Die bivalente Ausstattung von Vorwärmanlagen kann darüber hinaus nicht kostenneutral erfolgen. Elektrische Vorwärmer des Ferngasnetzes lassen sich daher allenfalls im Regelenergiemarkt wirtschaftlich betreiben, wenn sie in virtuelle Kraftwerke am Markt etablierter Aggregatoren eingebunden werden. Die Erlöse aus dem Regelenergiegeschäft müssen zur Deckung der zusätzlichen Investitionskosten eingesetzt werden und außerdem die im Vergleich zum Erdgasbetrieb erhöhten Energiekosten kompensieren. In Anbetracht der unsicheren weiteren Entwicklung von Erlösen aus dem Regelenergieeinsatz wäre eine umfängliche Einrichtung bivalenter Vorwärmanlagen im Gastransportnetz der Open Grid Europe grundsätzlich fraglich.

7 Literatur

[1] [OGE 2015] Ergebnisse einer internen Studie. Durchgeführt durch Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, L J. Zerhusen, T. Raksha, U. Bünger: Wirtschaftlichkeit von E-Verdichter und E-Vorwärmer – Entwicklung von Geschäftsmodellen aus der Substitution von Erdgas durch Strom zum Betrieb von Anlagen im Ferngasnetz in Verbindung mit einer Entlastung der elektrischen Netze, November 2015.

Autoren:

Dr.-Ing. Arnd Schmücker
Open Grid Europe, Essen

Tel.: +49 201 3642 18700
E-Mail:
arnd.schmuecker@open-grid-europe.com
Internet:
www.open-grid-europe.com

Rafael Charzynski M.Eng.
Open Grid Europe, Essen

Tel.: +49 201 3642 18593
E-Mail:
rafael.charzynski@open-grid-europe.com
Internet:
www.open-grid-europe.com

2
Die Geschäftsprozesse in der Erdgasbranche gestalten sich um

Strategische Gasreserve – Krisenvorsorge oder staatliche Marktsteuerung?

Von Dr. Gerrit Volk

1 Problemstellung

Erdgas ist für die Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland ein unersetzlicher Energieträger. Dies gilt sowohl für die dezentrale Wärmeversorgung als auch für die industrielle Nutzung und die Nutzung in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung. Mit dem kontinuierlichen Rückgang der heimischen Produktion nimmt die Importabhängigkeit zu. Das wichtigste Produzentenland ist Russland vor Norwegen und den Niederlanden. Diese Länder haben aber auch für zahlreiche andere europäische Länder eine große Bedeutung als Erdgaslieferanten. Dabei muss das Gas oftmals durch Deutschland transitiert werden. So übernimmt der Ost-West-Transport für russisches Gas[1] über Waidhaus und Medelsheim eine wichtige Versorgungsfunktion für die französische Energieversorgung. Gleiches gilt für die Versorgung der Schweiz und Italien über den Nord-Süd-Transport von norwegischem und niederländischem Erdgas mittels Rohrleitungen. Der Erdgasverbrauch ist im Wesentlichen von drei Faktoren abhängig: Der industrielle Verbrauch ist stark konjunkturabhängig, die Nutzung zu Wärmezwecken ist temperatur- und damit jahreszeitabhängig und die Nutzung zur Stromerzeugung ist abhängig vom nationalen Kraftwerkspark und dessen Beschäftigung. Der Ausgleich zwischen dem tendenziell eher starren Erdgasangebot und der Nachfrage muss mittels flexibler Lieferverträge und/oder einer nationalen Erdgasspeicherung erfolgen.

Geopolitische Spannungen, eine größere Sensibilität für eine sichere Energieversorgung, die für Mitteleuropa in den letzten Jahren ungewöhnliche Kälteperiode im Februar 2012 und die praktischen Konsequenzen des rechtlich geforderten strikten wirtschaftlichen Unbundlings von Gasproduktion, -transport und -speicherung haben die (nationale) Gasversorgung in ein neues Spannungsfeld gebracht. Dieses Spannungsfeld gilt es im Folgenden[2] zu beleuchten.

2 Zur Idee einer strategischen Gasreserve

Am 3. Juni 2014 hat der Freistaat Bayern einen Entschließungsantrag[3] mit dem Titel: „Beitrag der Erdgasspeicher zur deutschen Energieversorgung dauerhaft sichern“ im Deutschen Bundesrat eingebracht. In diesem Antrag wurde vorgeschlagen, eine der Ölbevorratung vergleichbare strategische Gasreserve zu schaffen. Dies wurde als notwendig erachtet, da die durch die Liberalisierung des Gasmarktes induzierte Entflechtung der bislang integrierten Unterneh-

[1] Sehr anschaulich mit Karte Nuhn, Jens: Sibirisches Erdgas ist für die Versorgung Nord-West-Europas wesentlich, gwf-Gas | Erdgas 2014, S. 614 ff.

[2] Der Beitrag schließt an den Aufsatz Volk, Gerrit: Gasspeicherung: Zerrissen zwischen Markt, Politik und Recht? in Pielow, Johann-Christian (Hrsg.): Erdgas in den Zeiten der Energiewende: Potenziale, Hemmnisse, Rechtsfragen, Bochumer Beiträge zum Berg- und Energierecht, Stuttgart 2016 (im Erscheinen) – ohne wörtliche Zitierungen – an und gibt die persönliche Meinung des Autors wieder, die nicht der Auffassung der Bundesnetzagentur entsprechen muss.

[3] BR-Drucksache 243/14 vom 03.06.2014.

men dazu geführt habe, dass der Aspekt der Versorgungssicherheit beim Betrieb von Erdgasspeichern nicht mehr ausreichend berücksichtigt werde. Eine weitere Begründung für eine staatliche Gasreserve wird im Kauf von mehr als einem Viertel der deutschen Erdgasspeicherkapazitäten durch ausländische Investoren gesehen. Die vom Freistaat Bayern vorgesehenen Eckpunkte für die strategische Erdgasreserve lassen sich wie folgt umreißen:

– 10 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen,
– Reichweite von 45 Tagen und
– Kostenwälzung über die Fernleitungsnetzentgelte.

Die Bundesregierung hat zu der Entschließung des Bundesrates am 16. Dezember 2014 tendenziell eher kritisch geantwortet.[4] Auch hier seien die wesentlichen Eckpunkte der Bundesregierung hinsichtlich der Notwendigkeit oder Nicht-Notwendigkeit einer strategischen Gasreserve mittels der Eckpunkte aufgezeigt:

– Weltweit viertgrößte Speicherkapazitäten,
– deutliche Entgeltsenkung der Netzentgelte für die Speichernutzer,
– negative europäische Erfahrungen bei Speicher-Mindestfüllständen,
– eine ausdrückliche Befürwortung von ausländischen Investitionen und
– eine gutachterliche Untersuchung der Gesamtproblematik.

3 Gutachterliche Stellungnahme zur Thematik

Das Gutachterkonsortium, bestehend aus der Rechtsanwaltskanzlei Becker Büttner Held (BBH), Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) und Herrn Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer (TU Berlin) haben am 14.07.2015 ihren Abschlussbericht „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt“ beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) der Fachöffentlichkeit präsentiert. Er ist auf der Homepage des Ministeriums abrufbar.[5]

Die Gutachter sind methodisch und inhaltlich in zwei Schritten vorgegangen. Im ersten Schritt wurden die relevanten Krisenszenarien betrachtet. Hierzu wurden die denkbaren Versorgungslücken berechnet und bewertet. In einem zweiten Schritt wurden die Maßnahmen zur physischen Bedarfsdeckung konzeptionell erarbeitet und bewertet. Hierzu gehört die regionale Verteilung und Wirkung sowie physische und vertragliche Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten sowie deren Wirkung. Weiterhin wurde das Potenzial, die Auswirkungen und Kosten sowie die Umsetzbarkeit von Maßnahmen bezüglich Untergrundspeichern (UGS) untersucht und bewertet. Wichtig für die Ermittlung eines zu identifizierenden Speicherbedarfes war die Frage, welches Szenario einer Gasmangelsituation zugrunde zu legen ist. Dafür wurden verschiede-

[4] BR-Drucksache zu Drucksache 243/14 (Beschluss) vom 18.12.2014.
[5] http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungsicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

ne Rahmenbedingungen miteinander kombiniert. So sind z. B. unterschiedliche klimatische Ausgangssituationen (kurze Extremkälte, dauerhafte Kälte) bei diversen Importsituationen (eingeschränkte Importe, keine Importe aus Russland aus technischen oder politischen Gründen) und unterschiedlichen Speicherfüllständen (zu 100% gefüllt, teilentleert und vollständig geleert) zu betrachten. Da die Versorgungssituation in der Bundesrepublik Deutschland grundsätzlich sehr gut ist, kann diese qualitativ nur durch Extremkonstellationen (stark) beeinträchtigt werden. Eine solche Extremsituation wäre eine langandauernde Kälteperiode im ersten Quartal eines Jahres, die bei deutlich geleerten UGS eintritt. Würden bei einer solchen Konstellation auch die Importe, insbesondere aus Russland, aus welchen Gründen auch immer stark reduziert werden, so könnte eine kritische Gasmangellage auch in Deutschland eintreten.

Die Gutachter haben untersucht, welche konkreten Vorschläge seitens der Politik (siehe die Bundesratsinitiative des Freistaates Bayern) oder aus der Gasbranche zur Verhinderung einer Gasmangellage mit der Folge von Verbrauchsbeschränkungen vorliegen. Wie oben bereits erwähnt wird seitens des Freistaates Bayern eine nationale Erdgasreserve nach dem Vorbild der Mineralölpflichtbevorratung vorgeschlagen. Aus dem Lager der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wurde eine Zuordnung von Speicherkapazitäten bei den FNB in die Diskussion eingebracht. Weiterhin liegt der Vorschlag für eine Speicherverpflichtung für Händler vor, quotal entsprechend der den Kunden auf Termin verkauften Gasmengen, gegebenenfalls mit einem Zertifikatehandel unterlegt. Bei einer strategischen Gasreserve würde dem Speichermarkt Volumen entzogen, wenn die Speichermenge nicht in neugebauten Speichern eingelagert würde. Damit käme es zu einem Entzug eines Teils des Speichermarktes von den gewöhnlichen Marktmechanismen.

Eine strategische Reserve bei einem, mehreren oder allen FNB[6] wäre eine besondere Form der internen Regelenergie. Die Finanzierung würde laut Vorschlag über eine Umlage oder die Netznutzungsentgelte erfolgen. Der nicht unerhebliche Verwaltungsaufwand spricht laut der Gutachter gegen eine große Dimensionierung. Eine Speicherverpflichtung für die Bilanzkreisverantwortlichen (Gashändler) drängt sich vordergründig auf, sind doch die Gashändler diejenigen, die die Lieferverpflichtung eingegangen sind. Eine Kontrolle und Sanktionierung (z. B. über die Marktgebietsverantwortlichen oder eine Behörde) erscheint sehr komplex und fehleranfällig. Erfahrungen im europäischen Ausland sprechen gegen eine solche Lösung. Über die physikalische Bevorratung hinaus schlagen die Gutachter auch ergänzende Maßnahmen vor, die z. B. am Rechtsrahmen der Gasversorgung ansetzen. So könnte man den Begriff der „geschützten Kunden“ in § 53a EnWG überarbeiten[7] und konkretisieren, wobei dies sinnvollerweise im Rahmen einer Novellierung der zugrunde liegenden EU-SoS-Verordnung erfolgen würde. Bei einer Überarbeitung der §§ 16 und 16a EnWG könnten Regelungen zur Kostenan-

[6] Vgl. hierzu Bothe, David/Lambertz, Johannes/Lochner, Stefan/Ronnacker, Ulrich: Versorgungssicherheit bei Gas hat hohen Wert – welchen Beitrag können Netzspeicher leisten?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 10/2015, S. 27 ff.

[7] So definiert § 3 Nr. 22 EnWG Haushaltskunden als Letztverbraucher, deren Verbrauch 10.000 kWh/a nicht übersteigt. Dieser Wert stellt eher beim stromwirtschaftlichen Bezug eine relevante Größe dar und müsste für den HuK-Bereich bezüglich des Gasverbrauchs etwa bei 1,5 Mio. kWh/a (siehe hierzu auch § 24 Abs. 1 GasNZV) liegen.

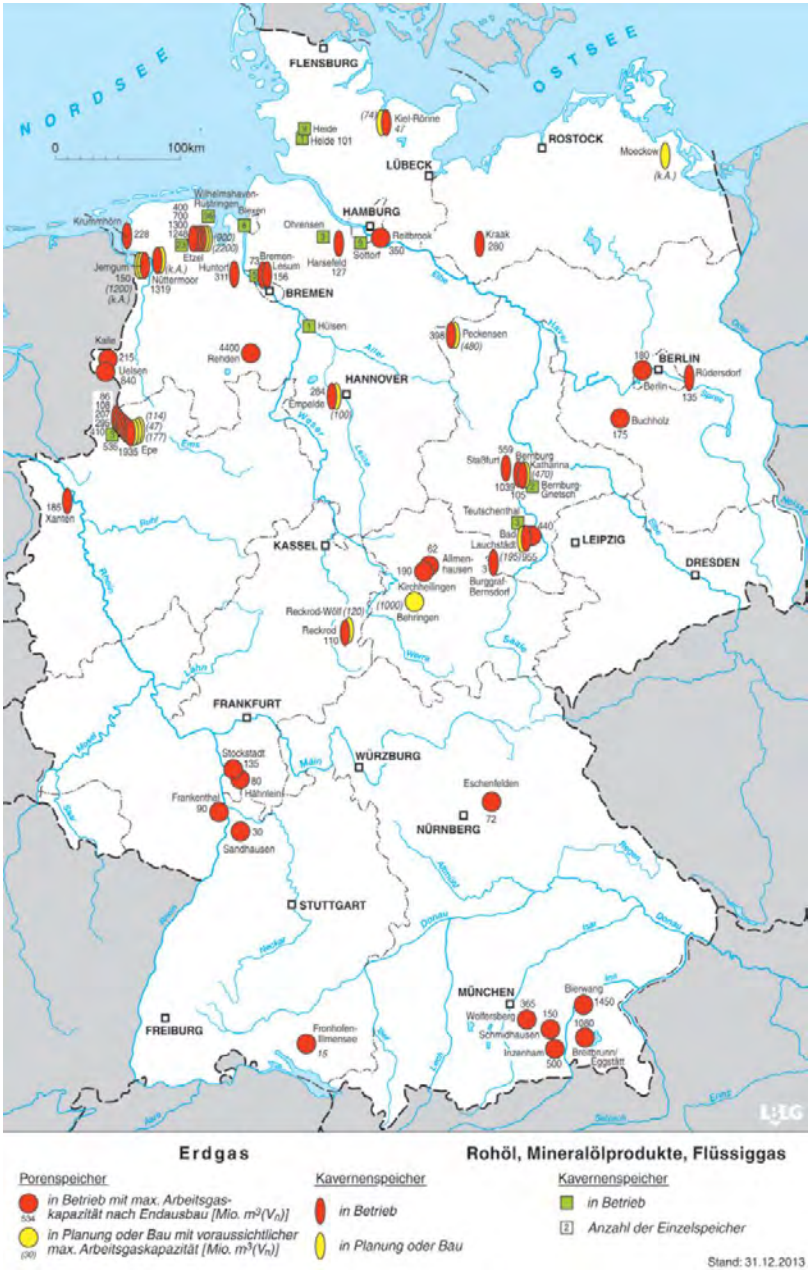
erkennung von „marktbasierten Maßnahmen“ aufgenommen werden (Stichwort: Demand Side Management). Auch sollte ernsthaft darüber nachgedacht werden, wie die Haftungsfreistellung gemäß § 16 Abs. 3 EnWG modifiziert werden könnte. Liquefied Natural Gas (LNG)[8] kann auch in der Bundesrepublik Deutschland über räumlich naheliegende Regasifizierungsterminals z. B. in den Niederlanden oder in Polen eine Bezugsdiversifizierungsoption zu Pipelinegas darstellen. Auch ein weiterer Ausbau des deutschen Fernleitungsnetzes kann dazu beitragen das bereits hohe Versorgungsniveau in Deutschland weiter zu erhöhen.

4 Zur Diskussion der Thematik in der Fachöffentlichkeit

Primärer und naheliegender Kritikpunkt an einer strategischen Gasreserve sind die daraus resultierenden Kosten. Letztendlich verursachen alle physikalischen Bevorratungsideen Kapital- und Betriebskosten. Diese sind vom Erdgaskunden zu tragen und verteuern das integrierte Produkt Erdgas (Produkt- und Transportkosten). Im Gegensatz zum Monopolprodukt Strom („Kein zivilisiertes Leben ohne Strom!“) gibt es nicht nur für industrielle Energieverbraucher Alternativen zu Gas. Allein schon die Tatsache, dass staatlicherseits Eingriffe in die Infrastruktur (Reservierung von Speicherraum) vorgenommen und damit verbunden langfristig Kapital in Form von Gas dem Markt entzogen werden könnte, provoziert in einem marktwirtschaftlich organisierten System zumindest Skepsis, wenn nicht sogar Widerspruch. Auch wird vielfach grundsätzlich in Frage gestellt, ob Erdgas für die deutsche Volkswirtschaft bedeutender als andere Rohstoffe wie z. B. sogenannte seltene Erden und Buntmetalle ist, so dass eine staatlich kontrollierte oder zumindest initiierte (Zwangs-)Bevorratung für Erdgas im Gegensatz zu den vorgenannten Rohstoffen notwendig ist.

Vielfach wird ein gesunkener Befüllungsgrad der UGS als Begründung für eine strategische Reserve bemüht. Der ausschließliche Blick auf den relativen Speicherfüllstand über alle Speicher engt die Thematik aber zu stark ein. Es wird dabei nicht die absolute Menge des gespeicherten Erdgases (im Verhältnis zum Erdgasverbrauch) berücksichtigt. Die gespeicherte Erdgasmenge ist nämlich in den letzten Jahren durch den Zubau neuer Speicher kontinuierlich gestiegen.[9] Weiterhin wird auch nicht berücksichtigt, dass die Speicherfüllstände der einzelnen Speicher durchaus unterschiedlich sind.[10]

[8] Vgl. Mozgovoy, Alexey/Senner, Janina/Burmeister, Frank: Der Energieträger LNG im Blickpunkt der deutschen Wirtschaft, gwf-Gas│Erdgas 2013, S. 500 ff.
[9] Einen informativen Überblick vermittelt die Karte des Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 2014, S. 402 ff.
[10] Sehr differenzierend hierzu GVS GasVersorgung Süddeutschland GmbH: Gasmarkt-Telegramm August 2015, S. 2 ff.


NORDSEE
OSTSEE
0
100km
FLENSBURG
Heide
Heide 101
Kiel-Rönne
47
ROSTOCK
Moeckow
(k.A.)
LÜBECK
HAMBURG
Reitbrook
350
Sottorf
Harsefeld
127
Ohrensen
Kraak
280
Wilhelmshaven-Rüstringen
Biesen
Krummhörn
228
Jemgum
150
(1200)
(k.A.)
Nüttermoor
1319
Etzel
(k.A.)
Huntorf
311
Bremen-Lesum
156
BREMEN
Hülsen
Peckensen
(480)
Kalle
215
Uelsen
840
4400
Rehden
HANNOVER
284
Empelde
(100)
BERLIN
180
Berlin
Rüdersdorf
135
Buchholz
175
Staßfurt
559
Bernburg
Katharina
(470)
1039
105
Bernburg-Gnetsch
Teutschenthal
Bad Lauchstädt
440
(195)
955
LEIPZIG
DRESDEN
Xanten
185
KASSEL
62
Allmenhausen
190
Kirchheilingen
3
Burggraf-Bernsdorf
(1000)
Behringen
Reckrod-Wölf (120)
Reckrod
110
FRANKFURT
Stockstadt
135
80
Hähnlein
Frankenthal
90
30
Sandhausen
WÜRZBURG
Eschenfelden
72
NÜRNBERG
STUTTGART
MÜNCHEN
Bierwang
1450
Wolfersberg
365
150
Schmidhausen
1080
Inzenham
500
Breitbrunn/Eggstätt
FREIBURG
Fronhofen-Illmensee
15
Erdgas
Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas
Porenspeicher
534 in Betrieb mit max. Arbeitsgaskapazität nach Endausbau [Mio. m³(Vn)]
(30) in Planung oder Bau mit voraussichtlicher max. Arbeitsgaskapazität [Mio. m³(Vn)]
Kavernenspeicher
in Betrieb
in Planung oder Bau
Kavernenspeicher
in Betrieb
2 Anzahl der Einzelspeicher
Stand: 31.12.2013

Bei einer Befassung mit dem Thema Versorgungssicherheit und einer Bewertung des Versorgungssicherheitsniveaus sind alle Maßnahmen zu berücksichtigen, die beurteilungsrelevant sind.[11] Betrachtet man die Veränderungen der deutschen Gasversorgungslandschaft in den letzten fünf Jahren, so sind insbesondere folgende Neuerungen bemerkenswert:

– Neue Pipeline-Verbindung zwischen Russland und Deutschland – Ostsee-Pipeline (Nord-Stream-Pipeline).
– OPAL als Nord-Süd-Verbindungsleitung zwischen Lubmin und Olbernhau.
– Gazelle als Verbindungsleitung zwischen Olbernhau und Brandov bzw. Waidhaus.
– NEL als Ost-West-Verbindungsleitung zwischen Lubmin und Rehden.
– Ausbau des UGS-Arbeitsgasvolumens auf den höchsten absoluten Stand aller Zeiten.
– Errichtung der LNG-Regasifizierungsterminals in Rotterdam (Gate) und Swinoujscie (Swinemünde).

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) sieht eine staatliche Erdgasreserve in Deutschland kritisch. Hildegard Müller, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, erklärt: „In EU-Staaten mit kaum diversifizierten Lieferwegen oder mit geringen Speicherkapazitäten könnte eine staatliche Bevorratung sinnvoll sein. In Deutschland hingegen wäre sie kontraproduktiv: Eine staatliche Reserve wäre ein massiver Eingriff in den bestehenden Markt und würde funktionierende marktwirtschaftliche Strukturen schwächen, anstatt diese zu stärken.“[12]

Aus der Opposition[13] wurden dem BMWi 14 Fragen gestellt, die sich alle auf das in der Öffentlichkeit vereinfacht „Speichergutachten“ oben genannte Gutachten beziehen. In diesen Fragen werden insbesondere die Speicherfüllstände bei fortgeschrittener Heizperiode und eintretender Gasmangellage, die Belieferung geschützter Kunden nach § 53a EnWG und die Konkretisierung der §§ 16 und 16a EnWG problematisiert.

Sicherheit kostet Geld! Diese einfache und plakative Aussage gilt auch bei der Beschäftigung mit dem Thema der Gasversorgungssicherheit. Gas steht im Wärmemarkt, aber auch bei der Erzeugung von Strom, z. B. aus anderen fossilen Energieträgern, in Konkurrenz, wobei insbesondere das leichte Heizöl zu nennen ist. Jede Beeinträchtigung von marktwirtschaftlichen Preisbildungsmechanismen und jede Bevorratung führt letztendlich zu einer Verteuerung des integrierten Produktes Gas (Commodity plus Transport plus sonstige Abgaben/Zuschläge), was die Wettbewerbsposition von Gas beeinträchtigt. Diese volkswirtschaftliche Wirkungsweise gilt es bei allen Überlegungen einer strategischen Gasreserve auch abzuwägen.

[11] Vgl. auch BerlKommEnR/Hohaus, 3. Auflage, Frankfurt a. M. 2013, Band 1 Halbband 2, § 53a EnWG, Rn. 38.
[12] BDEW-Pressemitteilung vom 13.06.2014: Staatliche Erdgasreserve in Deutschland kontraproduktiv.
[13] Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Kleine Anfrage vom 23.09.2015, BT-Drucksache 18/6142; zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Beitrages (16.10.2015) lag noch keine Antwort der Bundesregierung vor.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Nach dem Kälteeinbruch Anfang Februar 2012 wurden ausgehend vom politischen Raum Überlegungen angestellt, ob in der Bundesrepublik Deutschland eine strategische Gasreserve nach dem Vorbild der Erdölbevorratung angelegt werden sollte. Eine derartige Initiative durch den Freistaat Bayern im Bundesrat hat letztendlich zu einer gutachterlichen Untersuchung dieser Thematik durch das BMWi geführt. Im Ergebnis stellten die Gutachter fest, dass die Gasversorgungssituation im Allgemeinen und auch in der Sondersituation einer Gasmangellage im internationalen Vergleich gut ist.[14] Letztendlich ist die Beurteilung eines Versorgungsniveaus davon abhängig, welches Mangelszenario (Mengen- und Zeiteffekte) unterstellt wird und welche Verbrauchseinschränkungen realisier- und durchsetzbar sind. Neben einer Erhöhung des Versorgungsniveaus durch UGS sind auch andere (technische) Maßnahmen und Investitionen denkbar, die diesem Ziel dienen. Hier sind eine stärkere Vernetzung innerhalb der Bundesrepublik Deutschland und mit dem europäischen Ausland zu nennen. Auch eine Nutzung von LNG, neben dem vorhandenen Erdgas aus Pipelines, führt durch die Bezugsdiversifizierung zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit. Legislative Änderung können weitere Optimierungspotenziale bieten. Letztendlich ist aber nahezu jede Optimierungsmaßnahme mit höheren Kosten verbunden, die das integrierte Produkt Erdgas verteuert. Daraus resultiert eine Kosten-Nutzen-Abwägung dahingehend, was den Verbrauchern eine (noch) höhere Versorgungssicherheit wert ist. Wird eine höhere Versorgungssicherheit staatlicherseits durch Eingriffe in den Speicher- und Erdgasmarkt vorgenommen, so werden Marktmechanismen außer Kraft gesetzt, was letztendlich der „zwangsbeglückte“ Verbraucher zu bezahlen hat.

Autor:

Dipl.-Kfm. Dipl.-Volksw.
Dr. Gerrit Volk
Bundesnetzagentur, Bonn

Tel.: 0228-145820
E-Mail:
gerrit.volk@bnetza.de
Internet:
www.bundesnetzagentur.de

[14] Vgl. auch Rolle, Stefan: Erdgasversorgung in Deutschland ist sicher, energie | wasser-praxis Heft 7-8/2015, S. 3.

Inlinemengenregelung

Eine Unterstützung in der Netzführung

Von Holger Waden

In Anlehnung an einen berühmten Ausspruch musste die Gastransport Nord GmbH, im folgenden GTG genannt, eine Antwort finden: *Regelbarkeit oder nicht, dass ist hier die Frage!*

Warum aber mussten wir uns die Frage eigentlich stellen?

Die Gastransport Nord GmbH (GTG) wurde im Jahr 2012 als unabhängiger Transportnetzbetreiber des L-Gasfernleitungsnetzes im EWE-Konzern ausgegründet. Wir sind eine 100-prozentige Tochter der EWE AG und haben unseren Sitz in Oldenburg. Mit rund 40 Mitarbeitern betreiben wir ein ca. 320 Kilometer langes L-Gasfernleitungsnetz im Weser-Ems-Gebiet im Nordwesten Deutschlands. Unsere Kerngeschäftsbereiche sind die Vermarktung von Transportkapazitäten sowie der Bau und Betrieb des Fernleitungsnetzes. Die Kapazitätsvermarktung erfolgt gemäß den nationalen und europäischen gesetzlichen Vorgaben sowie den Regelungen der Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber zu transparenten und diskriminierungsfreien Entgelten und Vertragsbedingungen.

GTG ist also auf den ersten Blick ein „normaler“, wenn auch kleiner TSO.
Auf den zweiten Blick fällt aber die eher ungewöhnliche Netztopologie (Bild 1), eine Ringleitung mit drei Abzweigen, auf.

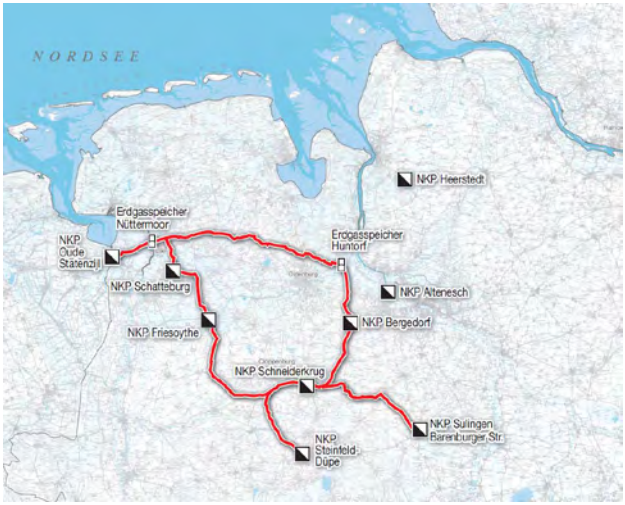


Bild 1

Die Netztopologie der GTG resultiert aus der strategischen Entscheidung des EWE-Konzerns darüber, welche Assets der auszugründende TSO zur Wahrnehmung seiner Aufgaben benötigen würde.

Die GTG betreibt das Netz ohne Streckenverdichter und nahezu alle der ca. 70 Ausspeisepunkte sind nicht mengengeregelt.
Dieser Umstand macht das Netz für GTG praktisch nicht regelbar.
In den Netzkopplungspunkten (NKP) zu den vorgelagerten Netzbetreibern sind Mengenregelventile installiert. Das ermöglicht aber lediglich die Bestimmung der Gasmenge, die in das Netz der GTG gelangt. Ab dem Ausgang des NKP wird der Gasfluss in Punkto Menge, Druck und Fließrichtung über das Abnahmeverhalten der nachgelagerten Netze bestimmt.

Da diese Situation für die GTG unbefriedigend ist, wurde die Überlegung angestellt, wie zumindest ein gewisses Maß an Regelbarkeit erreicht werden könnte. Herausgekommen ist dabei eine Anlage, die bei GTG als „Inlinemengenregelung“ bezeichnet wird.
Das Prinzip dieses Anlagentyps ist dabei denkbar einfach: Die Transportleitung wird an geeigneter Stelle getrennt und genau an diesem Platz wird ein Mengenregelventil eingebaut.

Da es die erste Anlage dieser Art ist und somit weder Bau- noch Betriebserfahrungen vorliegen, wurde bei der Peripherie ein erhöhter Aufwand betrieben (Bild 2). Zum Regelventil gesellen sich neben einem Ultraschallgaszähler noch ein Staub- / Flüssigkeitsabscheider sowie ein Konstrukt aus Absperrarmaturen, um eine bidirektionale Fahrweise der Anlage zu ermöglichen.

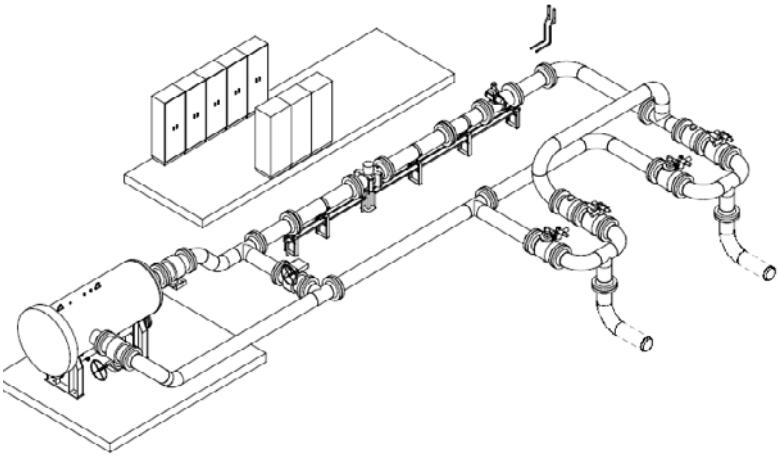


Bild 2

So simpel der technische Aufbau auch erscheint, eine große Herausforderung ist das Regelprogramm und das Einbinden in die Fahrweise der Netzleitstelle der GTG.

Der grundsätzliche Aufbau der Regelungstechnik zeigt sich in der nachfolgenden Abbildung (Bild 3):

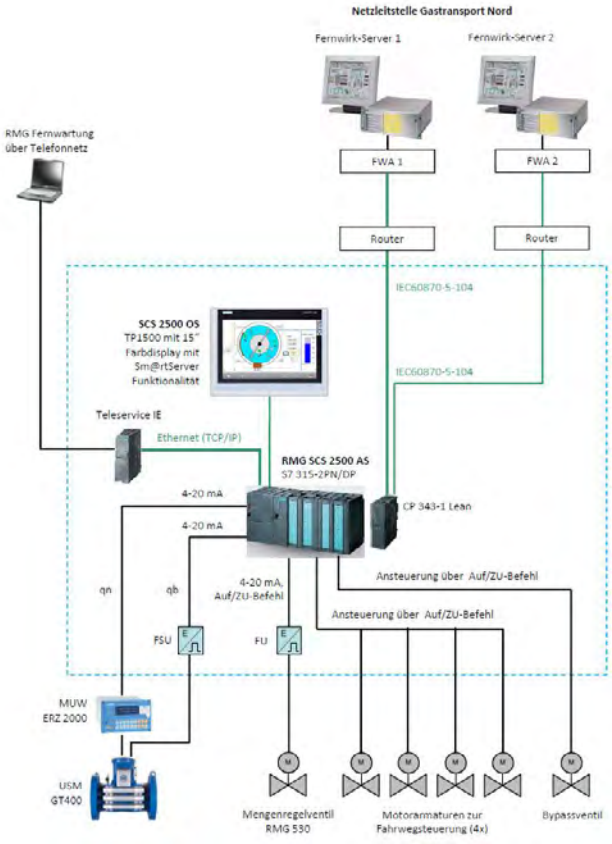


Bild 3

Simulation der Inlinemengenregelung am Standort „Leer Mooräcker“

Am Standort Mooräcker (Bild 4) laufen die Leitungen 37.00.00, 11.00.00, 17.00.00 und 37.05.00 der GTG zusammen. Mit dem Einbau der Inlinemengenregelung zwischen der Ltg. 37.05.00 und der Ltg 17.00.00 können gezielt die Gasströme aus dem Speicher Nüttermoor in

Richtung Süden, d.h. die Ltg. 37.00.00, gelenkt werden. Dadurch kann geregelt der Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl entlastet werden und gleichzeitig eine Druckerhöhung in der Ltg. 37.00.00 erfolgen.

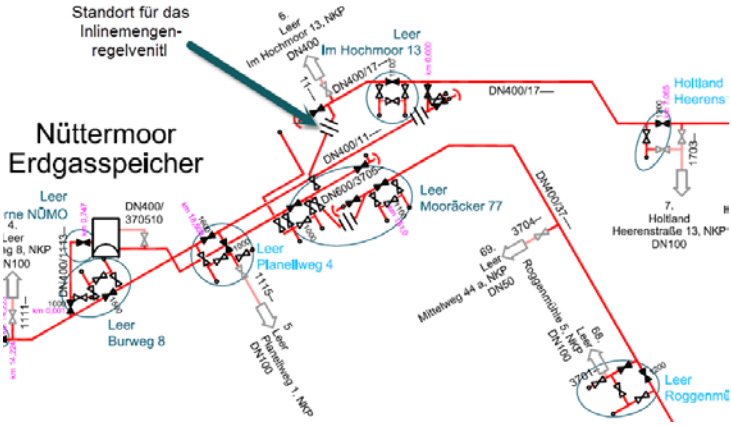


Bild 4

These: *„Durch die gezielte Regelung können größere Gasströme in den Süden transportiert werden und so die Exitkapazitäten im südlichen Netzgebiet erhöhen bzw. stützen“.*

Um die These und die Ergebnisse aus den Überlegungen zu verifizieren, wurden mit Hilfe der Simulationssoftware SIMONE drei verschiedene Varianten der Inlinemengenregelung simuliert:

1. Mengenregelventil 100% geschlossen
2. Mengenregelventil 100% geöffnet
3. Abfahren einer Struktur

Zur besseren Vergleichbarkeit ist die Lastverteilung im GTG-Netz in allen Varianten gleich.

Im Folgenden werden die drei Simulationen vorgestellt.

Variante 1: 100% geschlossene Regelventilstellung

Ergebnis der Simulation (Bild 5):
Ein geschlossenes Regelventil führt zu einer Trennung des Transportsystems. Die Leitung 11.00.00 von Oude Statenzijl nun dient alleine der Aufspeisung der Leitung 17.00.00 Richtung

Oldenburg. Die Gasmengen von Oude Statenzijl reichen hierfür nicht aus, was an dem starken Druckabfall in Abbildung 2 zu sehen ist. Gleichzeitig erreicht der Druck am Speicher Nüttermoor mindestens den zulässigen Betriebsdruck. Deutlich zu erkennen ist der gewünschte Effekt einer Druckerhöhung im südlichen Netz, wie hier am NKP Friesoythe zu erkennen ist.

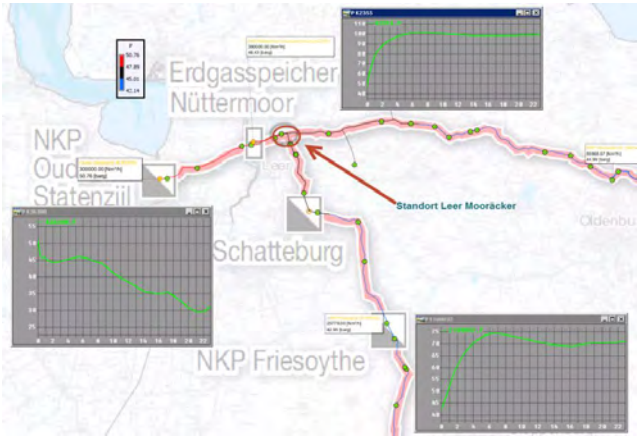


Bild 5

Variante 2: 100% geöffnete Regelventilstellung

Ergebnis der Simulation (Bild 6):
In der Variante zwei wurde eine Simulation mit einer 100% Regelventilstellung durchgeführt. Diese Variante spiegelt die aktuelle Netzsituation wieder. Die Gasmengen aus dem Speicher blockieren die Einspeisung am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl. Der Druck steigt soweit, dass die angenommene Einspeisung von 300.000 m³/h bei den vertraglich zugesicherten Mindestdrücken aus den Niederlanden nicht mehr gesichert ist. Gleichzeitig ist der Transport Richtung Süden geringer.

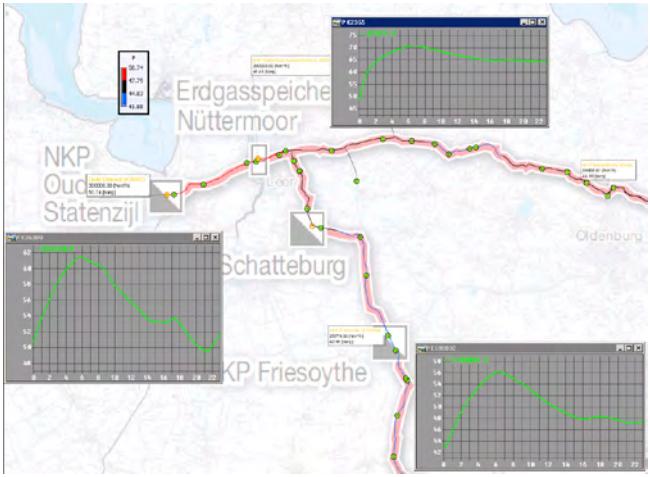


Bild 6

Variante 3: Simulation mit Inlinemengenregelung

Ergebnis der Simulation (Bild 7):
Die Variante 3 berücksichtigt die Steuerung des Transportnetzes mit Hilfe der Inlinemengenregelung. Dabei wird über den Tag die Regelung variiert. Der Fluss von Leitung 37.05.00 zur Leitung 17.00.00 wird in Tabelle 1beschrieben.

Zeit von	Zeit bis	Parameter	Wert	Einheit
00:00	03:00	Durchfluss-Sollwert	150	1.000 Nm³/h
03:00	08:00	Durchfluss-Sollwert	120	1.000 Nm³/h
08:00	00:00	Durchfluss-Sollwert	120	1.000 Nm³/h

Tabelle 1

Im Bild 7 ist der Druckverlauf an den Punkten Oude Statenzijl, Speicher Nüttermoor und NKP Friesoythe dargestellt. Im Vergleich zu Variante 2 ist zu erkennen, dass der Punkt Oude Statenzijl druckseitig entlastet wird und ein größerer Transport in Richtung Süden gewährleistet ist.

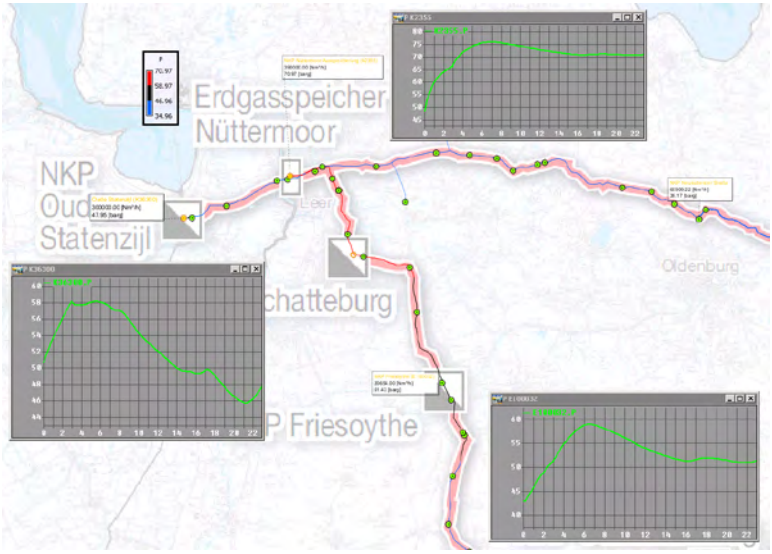


Bild 7

Die Simulationsergebnisse bestätigen die im Vorfeld getätigten Überlegungen. Die Inlinemengenregelung stellt eine Möglichkeit dar, um einem Netz mit einer Topologie wie sie bei GTG gegeben ist in Grundzügen steuer-/regelbar zu machen.
Um das gesamte Potential einer Inlinemengenregelung nutzen zu können, wäre die Installation von mindestens einer Streckenverdichteranlage erforderlich.

Letztendlich kann die eingangs gestellte Frage eindeutig mit „Ja“ beantwortet werden.

In 2016 entsteht die erste Anlage dieses Typs an einem für GTG wesentlichen Knotenpunkt. Die Arbeiten haben bereits begonnen.

Autor:

Dipl.-Ing. Holger Waden
Gastransport Nord GmbH,
Oldenburg

Tel.: 0441 20980 101
E-Mail:
holger.waden@gtg-nord.de
Internet:
www.gtg-nord.de

SciFo

#ScienceForum #suchen #finden #wissen #online

www.scifo.de

Wissen leicht gemacht!

SciFo: Ihr Fachwissen in einer Datenbank

- Stellen Sie aus unseren Fachinformationen Ihr ganz **persönliches Know-how** zusammen – für sich und Ihr Team
- Finden Sie **sekundenschnell** genau das, was **Sie suchen** – jederzeit und überall
- Rufen Sie **direkt** die **gewünschten Informationen** ab – ob Fachartikel, Zeitschrift oder Buch

Jetzt Angebot anfordern und 30 Tage kostenlos testen!
Nutzen Sie unser Formular unter www.scifo.de

Ein Angebot der Verlage:

Vulkan Verlag VDI

Krisenvorsorge aus Sicht eines FNB

Von Torsten Schneider

1 Einleitung

Die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung ist sowohl für die Aufrechterhaltung der öffentlichen Ordnung als auch für das Funktionieren des Industriestandorts Bundesrepublik Deutschland von essentieller Bedeutung. Seit Mitte der 1960er Jahre konnte der Energieträger Gas seinen Marktanteil stetig erhöhen und trägt derzeit mit einem Anteil von ca. 22% zum Primärenergieverbrauch Deutschlands bei. Nahezu jede zweite Wohnung in Deutschland wird mit Erdgas beheizt. Damit ist Erdgas der mit Abstand am weitesten verbreitete leitungsgebundene Energieträger im Wärmemarkt. Darüber hinaus ist Erdgas der wichtigste Energieträger für die deutsche Industrie. Die Industrie ist gleichzeitig der größte Absatzmarkt für Erdgas in Deutschland. Knapp 40 Prozent des in Deutschland eingesetzten Erdgas geht an Industriekunden.

Die Sicherheit der Versorgung der Erdgaskunden hängt von zahlreichen Faktoren ab. Angefangen von diversifizierten Aufkommensquellen, über eine effiziente Transport- und Verteilnetzinfrastruktur, Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung und zur kurzfristigen verbrauchsnahen Bereitstellung von zusätzlichen Mengen bis hin zu einem funktionierendem Markt, der Erdgasproduzenten, Zwischenhändler und Endkundenvertrieb effizient zusammenbringt. Mit der Liberalisierung des europäischen und deutschen Erdgasmarktes seit Beginn der 2000er Jahre, sind diese verschiedenen Aufgaben, die bis dahin zumeist in integrierten Unternehmen gebündelt waren, auf verschiedene Marktrollen in rechtlich und/oder eigentumsmäßig getrennten Unternehmen aufgeteilt worden. Damit fiel auch die Verantwortung für die einzelnen Komponenten, die nur im reibungslosen Zusammenspiel die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung garantieren, auseinander. Wo früher integrierte Ferngasunternehmen und Stadtwerke Garant für die Versorgungssicherheit waren, sind es heute Produzenten, Gashändler, Endkundenvertriebe, Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), Regional- und Verteilnetzbetreiber (VNB), Marktgebietsverantwortliche (MGV), Speicherbetreiber (SSO) und nicht zuletzt die Energiebörsen, z.B. EEX/PEGAS.

Die Herausforderung in einem liberalisierten Gasmarkt, wie wir ihn heute in Deutschland kennen, besteht also darin, das Zusammenspiel und die neu entstandenen Schnittstellen zwischen den agierenden Unternehmen jederzeit integer aufrecht zu erhalten und sicher zu stellen, dass jede Rolle seiner Verantwortung jederzeit voll nachkommt. Weiterhin ergeben sich aus dieser Aufteilung ganz neue haftungsrechtliche Fragen, da bei einem Versagen eines oder mehrerer Elemente nicht unbedingt eindeutig identifiziert werden kann, welche Rolle dafür die Verantwortung trägt. Weiterhin ist durch die große Anzahl beteiligter Parteien die Bewältigung von Engpass- und Krisensituationen wesentlich komplexer geworden.

In der hier vorliegenden Abhandlung wird beschrieben, wie sich Fernleitungsnetzbetreiber auf die Bewältigung von **Versorgungsengpässen** und das dazu notwendige Zusammenspiel mit den anderen Marktrollen der Gasversorgung vorbereiten. In Abgrenzung dazu wird die Bewältigung einer folgenschweren Havarie im Fernleitungsnetz hier nicht aufgenommen.

2 Gasnetzsteuerung und Auswirkung von Gasmangelsituationen

Die Steuerung eines Gasnetzes erfolgt mit Hilfe von 2 wesentlichen Kenngrößen: Gasfluss an den Ein- und Ausspeisepunkten und Druck innerhalb des Pipelinesystems. Die Randbedingungen für den Druck im Netz sind nach oben (Maximalwert) durch die physische Belastbarkeit der Pipelines begrenzt, nach unten (Minimalwert) durch die vertraglich an den Netzkopplungs- und Ausspeisepunkten vereinbarten Werte mit angrenzenden Netzbetreibern und Endkunden. Diese wiederum benötigen den minimal vereinbarten Druck, um integer ihre Netze respektive Anlagen betreiben zu können. In der Regel wird ein Fernleitungsnetz auf einem Druckniveau betrieben, das oberhalb der vereinbarten Minimalwerte liegt. Durch die Differenz zwischen Betriebsdruck und Minimaldruck ergibt sich der Netzpuffer als zusätzlich im Netz gespeicherte Gasmenge.

Die Absteuerung von Einspeisungen in ein Netz erfolgt auf Basis von Mengenanmeldungen (Nominierungen) von Transportkunden an Netzkopplungspunkten zu anderen Marktgebieten oder ausländischen Netzen, Speicheranschlusspunkten und Einspeisepunkten aus der Gasproduktion. Ausspeisungen erfolgen entweder über die Absteuerung von Mengenanmeldungen an Netzkopplungspunkten zu anderen Fernleitungsnetzen und Speichern oder als ungesteuerte bedarfsgetriebene Abflüsse über Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Verteilnetzen und Endkunden.

Durch einen Netzdruck der oberhalb der Minimaldrücke gehalten wird, lassen sich kurzfristige Verbrauchsspitzen in den nachgelagerten Netzen abpuffern, ohne dass im selben Moment die Einspeisung erhöht werden müsste. Aus diesem Grund wird auch vor zu erwartenden Verbrauchsspitzen, z.B. in der Nacht von Sonntags auf Montags oder vor prognostizierten Kälteeinbrüchen, das Fernleitungsnetz mit Regelenergie „aufgepuffert“ also der Netzdruck vorsorglich erhöht. Beim Netzbetrieb liegen umfangreiche Erfahrungswerte vor, wie ein Netz auf bestimmte Situationen vorbereitet werden muss und ab welchen Druckwerten im Netz kritische Situationen erreicht sind.

In regelmäßigen (mehrmals täglich) markgebietsweiten Abstimmungsrunden besprechen die Fernleistungsnetzbetreiber eines Marktgebietes ihre jeweilige Netzsituation untereinander und mit den jeweils zuständigen Markgebietsverantwortlichen und arbeiten mit Hilfe von IT-Tools den optimalen Regelenergiebedarf für das Marktgebiet und die Verteilung zwischen den Netzen aus. Auf dieser Basis kauft dann der Markgebietsverantwortliche benötigte Regelenergie ein, in der Regel an der Börse mit einem unbestimmten Lieferpunkt (Virtueller Punkt, VP). Die Vorlaufzeit zwischen Einkauf und Einspeisung von zusätzlicher Regelenergie beträgt 3 Stunden (Nominierungsfrist).

Wenn nun der Markt in einer Engpasslage keine Regelenergie mehr hergibt oder eingekaufte Regelenergie im Netz nicht physisch wirksam wird und gleichzeitig die Einspeisungen geringer sind als die Ausspeisungen, weil z.B. temperaturgetriebene Kundenabnahmen signifikant falsch prognostiziert wurden, wird der Netzdruck relativ schnell fallen und den vorhandenen Netzpuffer aufbrauchen. In diesem Falle besteht dringender Handlungsbedarf auf Seiten des Fernleitungsnetzbetreibers, zusätzliches Gas physisch in das Netz zu bringen oder alternativ die Abflüsse aus dem Netz zu reduzieren, um den Druck im Netz zu stabilisieren.

Wird der Minimaldruck an den Ausspeisepunkten zu den nachgelagerten Netzbetreibern unterschritten, fallen bei diesen aus Sicherheitsgründen sogenannte Sicherheitsabschaltventile und unterbrechen den Gasfluss komplett. Das Gleiche wird dann im weiteren Verlauf bei den

Endkunden passieren, um zu vermeiden, dass das Gasnetz Luft zieht und damit unbrauchbar wird. Wenn diese Sicherheitsabschaltungen einmal erfolgt sind, dauert es je nach Größe des betroffenen Bereiches Tage bis Wochen, bis die Gasversorgung in dem Bereich wieder aufgebaut ist, da bei allen betroffenen Endkunden ein Monteur die Gasversorgung wieder einschalten muss.
Damit dieser Fall unter allen Umständen vermieden und die Stabilität des gesamten Gasversorgungssystems jederzeit aufrechterhalten wird, betraut das Energiewirtschaftsgesetz alle Gasnetzbetreiber mit der Verantwortung zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. EnWG §16 regelt die Systemverantwortung für die Fernleitungsnetzbetreiber, EnWG §16a regelt die analoge Verantwortlichkeit auch für die Verteilnetzbetreiber. Die Koordinierungsaufgabe liegt bei den Fernleitungsnetzbetreibern.

3 Rechtlicher Hintergrund

Die wesentlichen in Deutschland geltenden Regelungen leiten sich aus der EU-Verordnung Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (EU-SoS VO) ab. Die dort vereinbarten EU-Standards sind in Deutschland im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), im Energiesicherungsgesetz (EnSiG), in der Gassicherungsverordnung (GasSV) sowie in weiteren Gesetzen und Verordnungen umgesetzt. Wesentliche Regelungsinhalte sind hierbei:

- Die Unterscheidung zwischen geschützten Kunden (Haushalte, Fernwärme) und nicht geschützten Kunden (Industrie, Kraftwerke, Gewerbe), geregelt in §53a EnWG sowie die besondere Stellung von sogenannten Systemrelevanten Gaskraftwerken, geregelt in §16(2a) EnWG.
- Die Zuordnung der Verantwortung für die Sicherstellung der Vorsorge für geschützte Kunden an die Gaslieferanten, geregelt in §53a EnWG.
- Die Zuordnung der Verantwortung für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität an die Fern- und Verteilnetzbetreiber, geregelt in §16 und §16a EnWG.
- Zuordnung der Verantwortung für die Verteilung von Gas im Fall von Störungen der Energie-/Gasversorgung, die mit marktgerechten Maßnahmen nicht zu beheben sind, an den/die Lastverteiler (Behörden: bundesweit BNetzA) , geregelt in EnSiG/GasSV.
- Weitere aus der EU-SoS VO ableitbare Vorsorge- und Krisenbewältigungsmaßnahmen sind im Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland [1] und im Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland [2] festgelegt, welche im 2-jährigen Turnus aktualisiert werden.
- Hinsichtlich der operativen Umsetzung der Verantwortung von FNB und VNB im Rahmen von §§16, 16a, 53a EnWG in abgestimmte Prozesse zur Krisenbewältigung hat sich die deutsche Erdgasbranche im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas auf einen verbindlichen Leitfaden Krisenvorsorge Gas [3] geeinigt.

Bei der Bewältigung von Gasmangellagen sind auf Basis des bestehenden Rechtsrahmens prinzipiell 4 Maßnahmenstufen zu beachten:

1. Ergreifung sämtlicher marktgerechter Maßnahmen zur Erhöhung des Supplys (z.B. Einkauf von zusätzlichen Gasmengen durch den FNB/MGV) oder Reduzierung der Abnahme

(z.B. Nutzung vertraglicher Abschaltvereinbarungen) sowie Nutzung sämtlicher Netz- und Transportoptimierungsmöglichkeiten. (Basis: §16(1) EnWG).
2. Ergreifung von nicht- marktgerechten Maßnahmen wie Anweisung zur Erhöhung der Einspeisung an andere Marktparteien und/oder Anweisung/Durchführung von Abschaltungen ohne vertragliche Grundlage auf Basis §16(2) EnWG durch FNB/VNB oder auf Basis EnSiG/GaSV durch Lastverteiler. Dabei ist zu beachten, dass die Versorgung von geschützten Kunden und von seitens der Strom-Übertragungsnetzbetreiber zum Betrieb angewiesenen systemrelevanten Gaskraftwerke nicht unterbrochen werden darf.
3. Wie 2. allerdings auch Unterbrechung systemrelevanter Gaskraftwerke.
4. Wie 3. allerdings auch Unterbrechung geschützter Kunden.

Damit Maßnahmenstufe 4 auf jeden Fall verhindert wird, sind im Notfallplan Gas der Bundesrepublik Deutschland sowie im Leitfaden Krisenvorsorge Gas verschiedene Eskalationsstufen auf nationaler und auf europäischer Ebene definiert, denen jeweils Aktionen und Verantwortlichkeiten für die Krisenbewältigung zugeordnet sind. Teilweise erfolgen Aktionen auf nationaler und europäischer Ebene parallel, da das Grundprinzip der EU-SoS VO auf einer Solidarität zur Bewältigung von Versorgungsstörungen innerhalb der EU beruht.

4 Prozesse des Krisenmanagement gemäß BEDW Leitfaden Krisenvorsorge Gas und Rolle des Fernleitungsnetzbetreibers (FNB)

Der BDEW Leitfaden Krisenvorsorge regelt die konkreten Abläufe von Maßnahmen nach §§16 und 16a EnWG, insbesondere zwischen vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreibern und unter Berücksichtigung §53a EnWG (Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden). Weiterhin berücksichtigt er die Regelungen und Maßnahmen des Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf das Zusammenspiel zwischen Gaswirtschaft und Behörden und die Integration in europäische Notfallprozesse. Die Ziele des Leitfadens sind:
– Ein koordiniertes Vorgehen in Krisensituationen zwischen allen beteiligten Parteien auf lokaler und nationaler Ebene sicher zu stellen.
– Die transparente Kommunikation der Gefährdungslage zwischen den beteiligten Behörden und Marktteilnehmern sicher zu stellen.
– Sicher zu stellen, dass im gesamten Marktgebiet alle der Krisenvermeidung dienlichen §16(1) EnWG Maßnahmen ausgeschöpft werden, bevor ein FNB oder VNB Maßnahmen gemäß §16(2) EnWG ergreift
– Sicher zu stellen, dass im gesamten Marktgebiet alle der Krisenbewältigung dienlichen, nicht geschützten Verbraucher unterbrochen werden, bevor ein FNB oder VNB geschützte Verbraucher unterbricht

Konkret sind dabei von den Netzbetreibern (FNB und VNB) unter Anwendung von §16(1) EnWG (FNB) in Verbindung mit §16a EnWG (VNB) folgende Maßnahmen zu ergreifen, wobei die Aufzählungsreihenfolge hier explizit keine Anwendungsreihenfolge festlegt:

<u>Netzbezogene Maßnahmen</u>
– Nutzung von Netzflexibilitäten als interne Regelenergie (z. B. netzzugehörige Speicher und Netzpuffer)

– Nutzung von Netzschaltungen / Fahrwegsänderungen
– Mengenverlagerungen zwischen Netzbetreibern innerhalb und außerhalb des Marktgebietes, ggf. auch über ausländische Netze

Marktbezogene Maßnahmen
– Austausch von interner Regelenergie zwischen Marktgebieten
– Nutzung von externer Regelenergie (global / lokal)
– Nutzung von Lastflusszusagen (sofern vorhanden)
– **Unterbrechung unterbrechbarer Ein- und Ausspeiseverträge**
– **Unterbrechung vertraglich unterbrechbarer Letztverbraucher mit Ausnahme angewiesener systemrelevanter Gaskraftwerke**
– **Unterbrechung unterbrechbarer Interner Bestellleistungen**

Nach Ausschöpfung aller Maßnahmen nach §16(1) sind im weiteren Krisenverlauf von den Netzbetreibern unter Anwendung von §16(2) EnWG (FNB) in Verbindung mit §16a EnWG (VNB) folgende weitere Maßnahmen zu ergreifen, wobei auch hier die Aufzählungsreihenfolge explizit keine Anwendungsreihenfolge festlegt:

Nicht-Marktbezogene Maßnahmen
– **Kürzung fester interner Bestellleistungen oder Vorhaltleistungen**
– Anweisung zur Gaseinspeisung oder Gasausspeisung an Anschlusspunkten zu Speichern oder Produktion
– **Kürzung fester Ein- und Ausspeisungen an GÜP und MÜP**
– Anweisung zur Erhöhung der Ein- und Ausspeisungen an GÜP und MÜP
– **Kürzung von Letztverbrauchern, die gemäß § 53a EnWG nicht geschützt sind**

Danach
– **Kürzung von angewiesenen systemrelevanten Gaskraftwerken**
– **Kürzung von Letztverbrauchern, die gemäß § 53a EnWG geschützt sind**

Das Zusammenspiel zwischen FNB und nachgelagerten Netzbetreibern (nNB) findet im Wesentlichen im Rahmen der Unterbrechung bzw. Kürzung von internen Bestellleistungen statt, die vom nNB durch die Aktivierung von Reduktionspotential bei nicht geschützten Verbrauchern oder Aktivierung von zusätzlichen Einspeiseleistungen beispielsweise über Speicher im nachgelagerten Netz oder durch Verlagerung des Bezugs über andere FNB/Marktgebiete umgesetzt werden muss. Bei der Vorbereitung, Kommunikation und Umsetzung von Maßnahmen im Rahmen des Leitfadens gelten folgende Grundsätze:
– Jeder Netzbetreiber ist für die von ihm gemeldeten Daten verantwortlich.
– Vertraglich vereinbarte Maßnahmen (z. B. Unterbrechungen der unterbrechbar gebuchten Kapazitäten) sind vorrangig einzusetzen.
– Die Beurteilung, welche Netzregionen einbezogen werden, ist vom Maßnahmen anfordernden Netzbetreiber vorzunehmen.
– Die Möglichkeit zur Erhöhung von Einspeisungen ist durch den die Einspeisung anfordernden Netzbetreiber zu prüfen und ggf. anzuweisen.

– Jeder Netzbetreiber ist für die Umsetzung der Maßnahmen in seinem eigenen Netz nach den gesetzlichen Bestimmungen verantwortlich.

Die Anwendung des Leitfaden zur Bewältigung von Engpässen kann zu komplexen Kommunikationsketten führen, insbesondere, wenn auch noch zwischengelagerte Regionalnetzbetreiber einbezogen werden müssen.

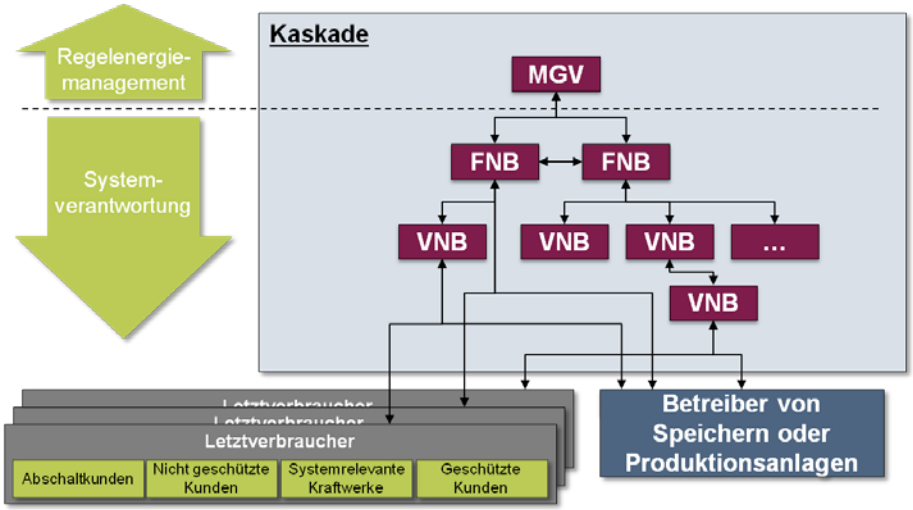


Bild 1: Kommunikationskaskade Leitfaden Krisenvorsorge

Der Leitfaden Krisenvorsorge definiert die Kommunikationsprozesse zwischen den Netzbetreibern. Grundsätzlich finden diese in folgenden Schritten statt:

1. Informationskette über mögliche Einschränkungsmaßnahmen
   Ziel: Alarmierung und Vorbereitung aller Parteien, die zur Lösung einer Engpasssituation beitragen können
2. Bestandsaufnahme des Unterbrechungspotentials
   Ziel: markbasierte Maßnahmen vor nicht-marktbasierten Maßnahmen vollständig auszuschöpfen und Abschaltung nicht-geschützter Verbraucher vor Abschaltung geschützter Verbraucher vollständig auszuschöpfen
3. Aufforderung zur Einhaltung der internen Bestellleistung und Unterbrechung unterbrechbarer Transportkapazitäten und unterbrechbarer interner Bestellleistung
   Ziel: Lastabwurf mit marktbasierten Maßnahmen zur Stabilisierung des Gesamtsystems
4. Anfrage (durch nNB) und Rückmeldung (durch vorgelagerten Netzbetreiber) einer Kapazitätsüberschreitung der internen Bestellleistung, da ansonsten geschützte Verbraucher betroffen wären

Ziel: Aufrechterhaltung Lieferung an geschützte Verbraucher, die nur durch eine Überschreitung der (festen) internen Bestellleistung weiter beliefert werden können. D.h. es ist kein Abschaltpotential (nicht geschützte Verbraucher) mehr im Netz des Anfragenden vorhanden

5. Maßnahmen nach §16(2) EnWG: Unterbrechung von festen Transportkapazitäten und fester Bestellleistung
   Ziel: Aufrechterhaltung der Stabilität des Gesamtsystems zur Sicherstellung der Belieferung geschützter Verbraucher.
6. Aufhebung von Maßnahmen
   Ziel: Geordnete Rückkehr zum geregelten Betrieb

Sollte es im Rahmen der Zusammenarbeit mit den Behörden zur Einsetzung eines Bundes- oder Landeslastverteilers kommen, der über die Zuteilung von Gasmengen zu bestimmten Verbrauchern oder Verbrauchergruppen entscheidet, wird die Sammlung von entscheidungsrelevanten Daten und die Umsetzung dieser Entscheidungen über die gleichen o.g. Prozessschritte erfolgen.
Es zeigt sich, dass die wesentlichen Maßnahmen zur Bewältigung einer Versorgungskrise (die Systemstabilität der Gasnetze ist aufgrund massiver Unterspeisung gefährdet) in der Reduktion von Abnahmen liegen, da man davon ausgehen kann, dass über die Marktmechanismen unter §16(1) EnWG vorher alle physisch verfügbaren Einspeiseleistungen mobilisiert werden können. Da das deutsche Gasversorgungssystem infrastrukturell auf die Bewältigung von Höchstlastszenarien auch unter Einbeziehung von Aufkommensausfällen ausgelegt wurde, kann ursächlich nur eine (global oder lokal) nicht ausreichende physische Verfügbarkeit von Einspeiseleistungen, z.B. aus Speichern, eine Situation hervorrufen, die solche Abschaltmaßnahmen erforderlich macht.
Von daher ist es für die Netzbetreiber aller Stufen erforderlich, sich im Vorfeld mit ihren Möglichkeiten für die Abschaltung nicht geschützter Verbraucher vertraut zu machen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Entscheidungsprozesse, welche Verbraucher wann in der Abnahme reduziert werden, als auch im Hinblick auf die Kommunikationsprozesse mit diesen Verbrauchern in einer Engpasslage. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur in 2014/15 eine Bestandsaufnahme aller an die Fernleitungsnetze angeschlossenen nicht geschützten Verbraucher durchgeführt. Eine analoge Aufnahme ist für die Verteilnetze geplant.

5 Ausblick

Derzeit beruhen die Instrumente zur Bewältigung von Gasmangellagen und zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Wesentlichen auf kurzfristigen Zukäufen von Gas durch die MGV im Auftrag der FNB und auf Abschaltmechanismen. Insbesondere wenn in Engpasslagen Zukäufe nicht mehr möglich sind, weil beispielsweise größere technische Probleme in der Lieferkette auftreten und gleichzeitig aufgrund normaler wirtschaftlicher Optimierungseffekte der Gashandelsmärkte nicht mehr genügend Gas in den Speichern ist, bleibt den für die Krisenbewältigung verantwortlichen Instanzen (Netzbetreiber und ggf. Lastverteiler) nur noch die Option, Abschaltungen anzuweisen und durchzuführen. In der Regel dauern solche Engpässe nur wenige Tage an, weil dabei die Komponenten Spitzenabnahme (temperaturgetrieben), Lieferausfall und nicht mehr ausreichende Speicherleistung zusammen kommen müssen.

Aus diesem Grund besteht eine angemessene Krisenvorsorge zur Vermeidung von Abschaltungen in solchen Situationen nicht allein darin, größere Mengen Gas in Speichern vorzuhalten, z.B. über eine strategische Gasreserve analog zur Erdölbevorratung, sondern vielmehr darin, sicher zu stellen, dass für einige Tage genügend Leistung durch Speicher bereit gestellt werden kann, um die Netzstabilität aufrecht zu erhalten. Der Zugriff auf die Aktivierung der physischen Stabilisierungsmaßnahme sollte dabei möglichst direkt und mit kurzen Vorlaufzeiten beim FNB liegen, da dieser aufgrund der bei ihm vorliegenden physischen Netzinformationen die Einsatznotwendigkeit am besten beurteilen kann und zudem in der Gesamtverantwortung für die Systemstabilität in seinem Netzbereich steht.
Die große Diversifizierung der Infrastruktur zum Import von Gasmengen aus verschiedensten Quellen wird - entsprechende wirtschaftliche Anreize vorausgesetzt - dafür sorgen, dass die an den Gashandelsmärkten aktiven Parteien diese Möglichkeiten auch nutzen, um bei (Teil-)Ausfällen einer Bezugsquelle entsprechende Alternativen zu aktivieren.
Die Mitglieder des FNB-Gas e.V. haben hierzu ein Konzept [4] entwickelt, wie auch in einem Marktumfeld mit verteilten Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit, die Säulen Systemstabilität und Mengenbereitstellung deutlich gestärkt werden können.

6 Quellen

[1] http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/praeventionsplan-gas-fuer-die-bundesrepublik-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
[2] http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
[3] https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1F25F93ADA8A1DE4C1257D580028A91E/$file/14-06-30_KoV%20VII_Leitfaden%20Krisenvorsorge%20Gas_final.pdf
[4] http://www.fnb-gas.de/files/2015_10_26_fnb_gas_eckpunktepapier_versorgungssicherheitskonzept.pdf

Autor:

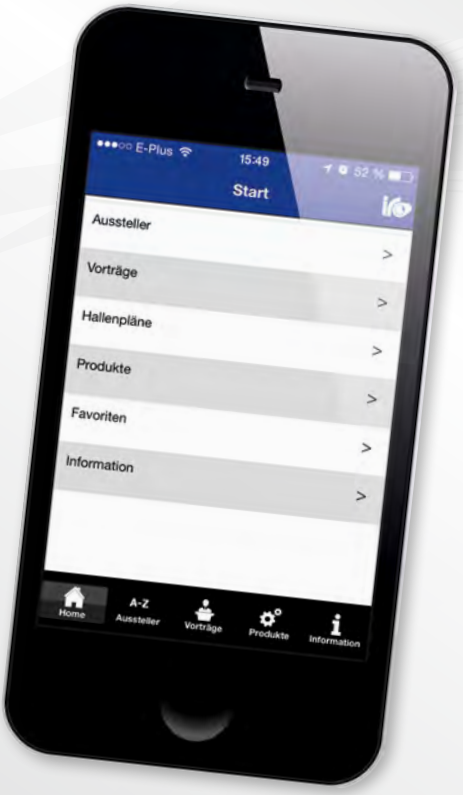
Dr. Torsten Schneider
Gasunie Deutschland
GmbH & Co. KG, Hannover

Tel.: 0511/640607-2567
E-Mail:
torsten.schneider@gasunie.de
Internet:
www.gasunie.de

Jetzt downloaden: -App

Alle Aussteller, Hallenpläne, Themenblöcke, Vorträge und Referenten auf einen Blick!

Das Werkzeug für zwei erfolgreiche Tage in Oldenburg!



Erhältlich im App Store

ANDROID APP BEI Google play

www.oldenburger-rohrleitungsforum.de

3
Niederschlagsradardaten: Chancen und Perspektiven für die Wasserwirtschaft und Stadtentwässerung

Potenziale von Radardaten in der Stadtentwässerung

Von der Messung bis zur Anwendung

Von Stefan Krämer

1 Einleitung

Im Zuge des sich abzeichnenden Klimawandels und begleitet von ökonomischen Randbedingungen sind die Aufgaben in der Stadtentwässerung und Wasserwirtschaft einem stetigen Entwicklungsprozess unterworfen. Die detaillierte Erfassung von Flächendaten und ihrer abflussrelevanten Eigenschaften mit GIS-Systemen sowie die Modellierung städtischer Entwässerungssysteme oder natürlicher Flussgebiete mit Niederschlag-Abfluss-Modellen (N-A-Modellen) sind in der Praxis eine Standardaufgabe. Gegenüber den detaillierten Modellen ist die Messung des Regengeschehens mit Regenschreibern auf einer Messfläche = 200 cm² als Punktinformation zu betrachten. Die in der Ingenieurpraxis und der Modelltechnik häufig getroffene Annahme, dass diese Punkmessung räumlich extrapoliert werden kann (homogene Überregnung) ist eine grobe Vereinfachung, die häufig nicht im Verhältnis zum angestrebten Detaillierungsgrad ingenieurfachlicher Bearbeitungen steht.

Eine Alternative im Sinne einer Ergänzung zu Regenschreiberbeobachtungen sind Radarregendaten. Wetterradarsysteme erfassen das Regengeschehen in einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat in den vergangenen Jahren das Radarmessnetz ausgebaut, so dass Radardaten flächendeckend für Deutschland zur Verfügung stehen. Durch die grundlegende technische Erneuerung der Radarsysteme und deren Umrüstung auf polarimetrische Radarmessung sind zukünftig Verbesserungen in der Radardatenqualität zu erwarten, die eine zunehmende Nutzung von Radarregendaten in der Stadtentwässerung und Wasserwirtschaft erkennen lassen.

Für die Nutzung von Radarregendaten sind folgende Einsatzfelder zu identifizieren:

- **Systemplanung:** Radarregendaten als Belastungsgröße für Kanalnetzberechnungen, z.B. für Modellkalibrierungen sowie zur Erhöhung der Systemkenntnis über die N-A-Prozesse;
- **Betriebliche Optimierung:** Radarregenvorhersage für die Kanalnetzsteuerung in Echtzeit, Unterstützung betrieblicher Aufgaben und Arbeitsprozesse, Dokumentation und Berichtswesen;
- **Öffentlichkeitsarbeit:** Information, Bewertung und Nachweis von Starkregenereignissen.

2 Verfügbarkeit von Radardaten

Das Regengeschehen in Deutschland wird flächendeckend vom DWD mit Hilfe von 17 C-Band-Radarsystemen erfasst. Die Radare habe eine Reichweite von 128 km. Die räumliche Auflösung der Radardaten in Polarkoordinaten beträgt 1,0 km Feldlänge in radialer Richtung und 1,0° Azimut. Die intensitätsbezogene Auflösung der gemessenen Radarreflektivität (Z) in [mm^6/m^3] erfolgt in 256 Klassen mit einer Klassenbreite von 0,5 dBZ. Die zeitliche Auflösung der Radardaten beträgt in Bezug auf den „PrecipitationScan“ (Abtastung mit geringster Elevation der Radarantenne gegenüber der Erdhorizontalen zur Erfassung des bodennahen Regenge-

schehens) Δt = 5 Minuten. Die einmalige Abtastung innerhalb von 5 Minuten entspricht somit einer Momentaufnahme des Regengeschehens.
Die beschriebenen Radardaten sind unkorrigierte Daten und werden als „DX-Produkt“ bezeichnet. Sie sind rückwirkend etwa ab dem Jahr 2000 beim DWD entgeltlich erhältlich und sind Grundlage für verschiedene quantitative Radarprodukte des DWD.

3 Radarregenmessung

Die Radarmessung ist ein indirektes Messverfahren, bei dem das Regengeschehen in der Atmosphäre mit Mikrowellen als Reflektivität des angestrahlten Tropfenvolumens gemessen wird.

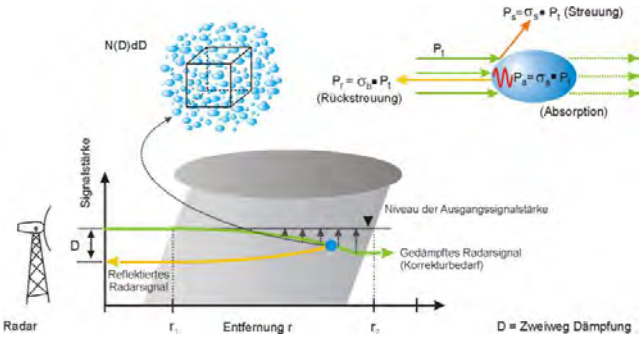


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Radarmessung, Streuprozesse und Dämpfung.

Im Gegensatz zur Regenschreiberbeobachtung, die eine Punktmessung mit einer vergleichsweisen hohen Genauigkeit ist, ist die Radarmessung eine Volumenmessung, auf die verschiedene physikalische Einflüsse wirken, die zu einer systematischen Unterschätzung der abgeleiteten Regenhöhen führen. Zu diesen Einflüssen gehören:

– Störechos,
– Radomdämpfung durch abfließendes Wasser an der Oberfläche bei Überregnung des Radarstandortes,
– Dämpfung des Radarsignals entlang der Strahlausbreitung durch Regen,
– Umrechnung der Radarreflektivität in die Zielgröße Regenintensität (R-Z-Beziehung).

Besonders die Einflüsse aus der Radomdämpfung bei Überregnung sowie die Dämpfung des Radarsignals infolge Regen entlang der Richtung der Strahlausbreitung führen zur signifikanten Unterschätzung abgeleiteter Radarregenhöhen, die eine quantitative Behandlung der Daten erfordern, bevor diese für ingenieurfachliche Aufgaben, z.B. als Regenbelastung für N-A-Modelle, verwendet werden können. Detaillierte Hinweise zur Radarmesstechnik und den verschiedenartigen Einflüssen auf die Messung sind in [1] enthalten.
Für die quantitative Behandlung sind zwei unterschiedliche Vorgehensweisen zu unterschieden:

– **Radaranpassung** mit Hilfe von Bodenbeobachtungen: Durch die Berechnung von Anpassungsfaktoren zwischen Bodenbeobachtung und Radarmessung sollen die physikalischen

Einflüsse vereinfachend berücksichtigt werden. Die Güte der Anpassung ist abhängig von der Dichte des Stationsmessnetzes sowie dem Ereignischarakter (stratiform / konvektiv).

– **Radardatenkorrektur**: Korrektur der Einflüsse auf die Radarmessung mit Hilfe physikalisch deterministischer Modelle.

3.1 Radaranpassung, RADOLAN-Verfahren des DWD

Die Daten des DX-Produktes sind Grundlage für eine Reihe unterschiedlicher quantitativer Radarprodukte, die mit dem RADOLAN-Verfahren aufbereitet werden und die der DWD für wasserwirtschaftliche Aufgaben zu Verfügung stellt. Die Daten werden mit Hilfe des bodengestützten Regenmessnetzes des DWD (ca. 1.300 Stationen, Stationsdichte 1 / 275 km²) angepasst.
Innerhalb der RADOLAN-Produktgruppe sind das RY-Produkt und das RW-Produkt hervorzuheben, die jeweils eine räumliche Auflösung von etwa 1 km² haben.
Das RY-Produkt beinhaltet qualitätsgeprüfte Radardaten, die in Niederschlagshöhen mit einer sogenannten verfeinerten R-Z-Beziehung umgerechnet worden sind. Die zeitliche Auflösung des RY-Produktes beträgt $\Delta t = 5$ Minuten, es erfolgt jedoch keine quantitative Anpassung mit dem Bodenmessnetz. Die Daten sind jedoch in Echtzeit, d.h. innerhalb der Aktualisierungsrate der Daten ($\Delta t = 5$ Minuten) verfügbar.
Das RW-Produkt beinhaltet hingegen Radardaten nach Anpassung mit Bodenbeobachtungen. Aufgrund der erforderlichen Integrationszeiträume von Bodenbeobachtung und Radarmessung für die Ermittlung robuster Anpassungsfaktoren haben die Daten des RW-Produktes eine zeitliche Auflösung von $\Delta t = 60$ Minuten und werden entsprechend zeitlich verzögert bereitgestellt.
Informationen zur räumlichen Erfassung des Regengeschehens durch Radar in Deutschland sowie Hinweise zum RADOLAN-Verfahren und den Produkten sind im Internetauftritt des DWD erhältlich (http://www.dwd.de/DE/leistungen/radolan/radolan.html).

3.2 Radardatenkorrektur

Die Radardatenkorrektur beinhaltet verschiedene Korrekturschritte, die aufeinander aufbauend durchzuführen sind. Die nachfolgend beschriebenen Korrekturschritte und Algorithmen sind in der Software NVIS implementiert [2].

3.2.1 Störechos

Häufige Formen von Störechos sind Reflektionen des Radarsignals an Oberflächen (z.B. Gebäude, Windkraftanlagen) und Signalabschattungen durch Hindernisse (z.B. Türme, Berge). Störechos dieser Art sind im Radarbild räumlich konstant. Eine weitere Ursache von Störechos sind atmosphärische Einflüsse (z.B. Temperaturschichten, Insektenflug). Störechos dieser Art sind räumlich variabel.
Die Behandlung und Korrektur von Störechos in den Radardaten erfolgt durch Musterkennungsverfahren oder Filter, die standortspezifisch anzupassen sind.

3.2.2 Radomdämpfung

Die Radarantennen sind zum Schutz gegen mechanische Einflüsse (z.B. Wind) und Temperaturbeanspruchung durch ein Radom geschützt (Abbildung 2). Bei direkter Überregnung des Ra-

darstandortes kommt es durch das an der Oberfläche eines Radoms abfließende Regenwasser zur Dämpfung des Radarsignals. Das Ausmaß der Dämpfung ist abhängig von der Regenintensität bzw. der sich einstellenden Wasserfilmdicke [3][4]. Die Dämpfung (A) des Radarsignals kann bereits bei geringen Regenintensitäten A (15 mm/h) = 3 dB betragen und in Extremfällen A (300 mm/h) = 10 dB und mehr. Aufgrund der logarithmischen Skalierung beschreibt eine Dämpfung von A = 3 dB bereits eine Halbierung der ursprünglichen Signalstärke, so dass durch die Radomdämpfung eine erhebliche Unterschätzung aller abgeleiteten Regenwerte in dem Radarbild resultiert.
Die Korrektur der Radomdämpfung erfolgt zeitschrittweise für jedes Radarbild, indem ein Korrekturfaktor der Dämpfung als Funktion der Reflektivität oberhalb des Radarstandortes berechnet und auf die Radarregenstrukturen angewendet wird.

Abbildung 2: Radom des C-Band Radars des DWD am Standort Flughafen Langenhagen, Hannover.

3.2.3 Radarsignaldämpfung infolge Regen

Durchdringt ein Radarsignal eine Regenwolke, so wird das Signal an den einzelnen Regentropfen abgelenkt und absorbiert (Abbildung 1). Der zum Radar reflektierte Energieanteil des Signals wird als Reflektivität Z gemessen. Die Streuprozesse des Radarsignals sind abhängig von der Radarfrequenz sowie von den ereignisspezifischen Eigenschaften des Tropfenvolumens (Tropfenanzahl, -größe, -form und -temperatur). Mit zunehmender Durchdringung der Regenwolke nimmt der gestreute und absorbierte Energieanteil zu; das Signal wird gedämpft. Im Ergebnis sind Tropfenvolumen gleicher Intensität, die infolge der Dämpfung in verschiedene Entfernungen (r_1, r_2) mit einer unterschiedlichen Signalstärke beaufschlagt werden, nicht mehr miteinander vergleichbar, d.h. die radargemessene Intensität in Entfernung r_2 ist geringer als die in Entfernung r_1. Dieser skizzierte Dämpfungseffekt ist die Ursache für die Unterschätzung der Radarregenintensität mit zunehmender Entfernung vom Radarstandort. Für C-Band-Radare ist eine signifikante Dämpfung für Reflektivitätswerte Z > 40 dBZ zu erwarten, die für konvektive Regenprozesse charakteristisch sind. Konvektive Ereignisse sind im Aufgabenbereich der Stadtentwässerung von maßgebendem Interesse bei der Dimensionierung von Kanalnetzen.
Die Korrektur der Dämpfung erfolgt mit Hilfe eines Korrekturalgorithmus [5],[6],[7], der die Dämpfung auf Grundlage der gemessenen Reflektivität in radialer Richtung kumulativ korrigiert. Abbildung 3 verdeutlicht das Wirkungsprinzip der Dämpfungskorrektur für die Radarmatrix eines konvektiven Ereignisses. Deutlich sichtbar ist die räumlich differenzierte Korrektur der konvektiven Regenstrukturen (grüne Farbbereiche), die in radialer Richtung zunimmt.

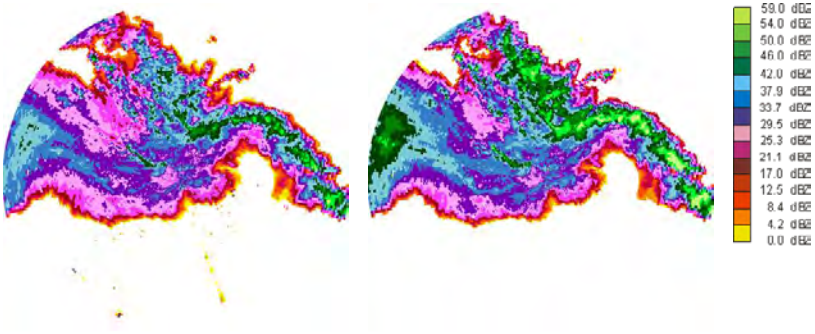


Abbildung 3: 20.06.2013, 12:35 Uhr (UTC), DX-Produkt des Radar Essen-Bredeney, Radius 127 km; links ohne Korrektur, rechts: nach Störechobehandlung, Radom- und Dämpfungskorrektur.

3.2.4 R-Z-Beziehung

Die Umrechnung der Radarreflektivität (Z) in die Zielgröße Regenintensität (R) erfolgt mit Hilfe von am Boden gemessenen Tropfengrößenverteilungen mittels Tropfenspektrografen. Aus der Tropfengrößenverteilung werden die R- und Z-Werte des Regenprozesses berechnet. Durch Regressionsrechnung wird der Zusammenhang zwischen den Messgrößen beschrieben ($R = a \times Z^b$). Unter der Annahme, dass die auf Basis der am Boden gemessenen Tropfengrößenverteilungen ermittelte R-Z-Beziehung auch für die Radarmessung in der Höhe gültig ist, kann die Regenintensität aus den Radardaten berechnet werden. Abbildung 4 zeigt R-Z-Beziehungen für unterschiedliche Regenprozesse. Charakteristisch ist der exponentielle Verlauf mit zunehmender Reflektivität. Zu beachten ist, dass stratiforme Regenprozesse hinsichtlich ihrer Reflektivitätsbandbreite begrenzt sind (< 40 dBZ). Die Grenzen in Abbildung 4 beschreiben beobachtete R- und Z-Werte eines Einjahreskontinuums in Hamburg [8], die somit die Bandbreite von R-Z-Beziehungen für verschiedene Regenprozesse umfassen.

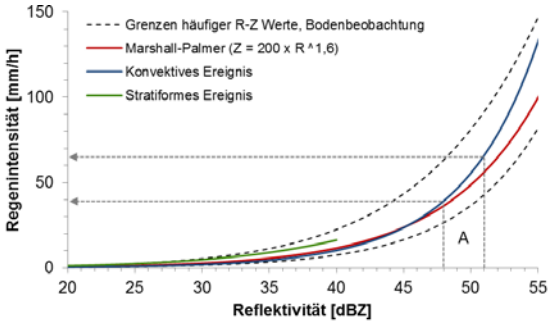


Abbildung 4: Bandbreite von R-Z Beziehungen in Hamburg [8].

Deutlich wird die große Bandbreite möglicher R-Z-Beziehungen und deren Einfluss auf die Regenintensität. Der Einfluss der Dämpfung bzw. deren Korrektur ist besonders bei konvektiven Ereignissen maßgebend: Eine Dämpfungskorrektur 3 dB (48 auf 51 dBZ) erhöht die Regenintensität für die konvektive R-Z-Beziehung um 70 % von 39 mm/h auf 66 mm/h.

3.3 Bewertung Radardatenkorrektur und Radaranpassung

Ergebnisse der abgeleiteten Regenhöhen aus Radardatenkorrektur und Radaranpassung (RW-Produkt aus RADOLAN) sind beispielhaft für das konvektive Ereignis des 14.07.2014, 10:00 – 20:00 Uhr (UTC) auf Grundlage von C-Band Radardaten des Standortes Feldberg (Schwarzwald) des DWD für das Stadtgebiet Freiburg abgebildet (Abbildung 5). Die Aufbereitung der Daten erfolgte im Rahmen des Forschungsprojektes SYNOPSE (Synthetische Niederschlagszeitreihen für die optimale Planung und den Betrieb von Stadtentwässerungssystemen, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung). Die schwarzen Dreiecke markieren 20 Regenschreiber des DWD bzw. der BADENOVA, die als unabhängige Beobachtungen des Regengeschehens für die Validierung der Radardatenkorrektur verwendet worden sind [9].
Zum Nachweis der Güte der Radardatenkorrektur und Radaranpassung sind in Abbildung 6 die kumulierten Radarregenhöhen gegen die 20 Regenschreiberbeobachtungen aufgetragen sowie exemplarisch in Abbildung 7 die Zeitreihen der Radarreflektivität und die Summenlinien aus Radar- und Regenschreiberbeobachtung für eine Regenschreiberstation des DWD im Stadtgebiet Freiburgs.

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

– Die Radaranpassung mit RADOLAN (Bild Mitte) und die Radardatenkorrektur (Bild unten) zeigen eine deutliche Erhöhung der kumulierten Regenhöhen gegenüber den unkorrigierten Daten (Bild oben). Die Steigung der Regression weist für die RADOLAN-Daten eine Unterschätzung in einer Größenordnung von etwa 14 % (y = 0,86) auf; für die Radardatenkorrektur wird im Mittel eine größere Übereinstimmung erzielt (y = 0,96).
– Die Radardatenkorrektur zeigt eine räumlich differenziertere Ausprägung der Regenstrukturen im Vergleich zur Radaranpassung und größere Maximalwerte. Die geringere Streuung der Wertepaare um die 1-1 Gerade in Abbildung 6 gegenüber den Ergebnissen von RADOLAN lässt auf eine höhere räumliche Genauigkeit in der Korrektur schließen.
– Die Radardatenkorrektur führt signifikante Dämpfungskorrekturen in entfernten Gebieten durch (vgl. Regenakkumulationen westlich und nordwestlich des Stadtgebietes für Entfernungen > 30 km). Dieser Sachverhalt wird in Abbildung 6 durch ein größeres Korrekturvermögen für die hohen Regenhöhen zwischen 14:30 – 15:00 Uhr unterstützt. Deutlich zu erkennen ist die signifikante Korrektur der Radarreflektivität (Markierung in magenta) und als Folge die Anhebung der Regenhöhen.
– Bei konvektiven Ereignissen unterliegt die Erfassung der Regenstrukturen durch Regenschreiber dem stochastischen Einfluss des Regengeschehens.
– In Abhängigkeit der unterschiedlichen Beobachtungshöhen (Radar Feldberg: ca. 1.500 m ü. NN, Regenschreiber Freiburg: ca. 300 m ü. NN) resultiert ein zeitlicher Versatz der Beobachtungen in der Größenordnung zwischen 5 – 10 Minuten.

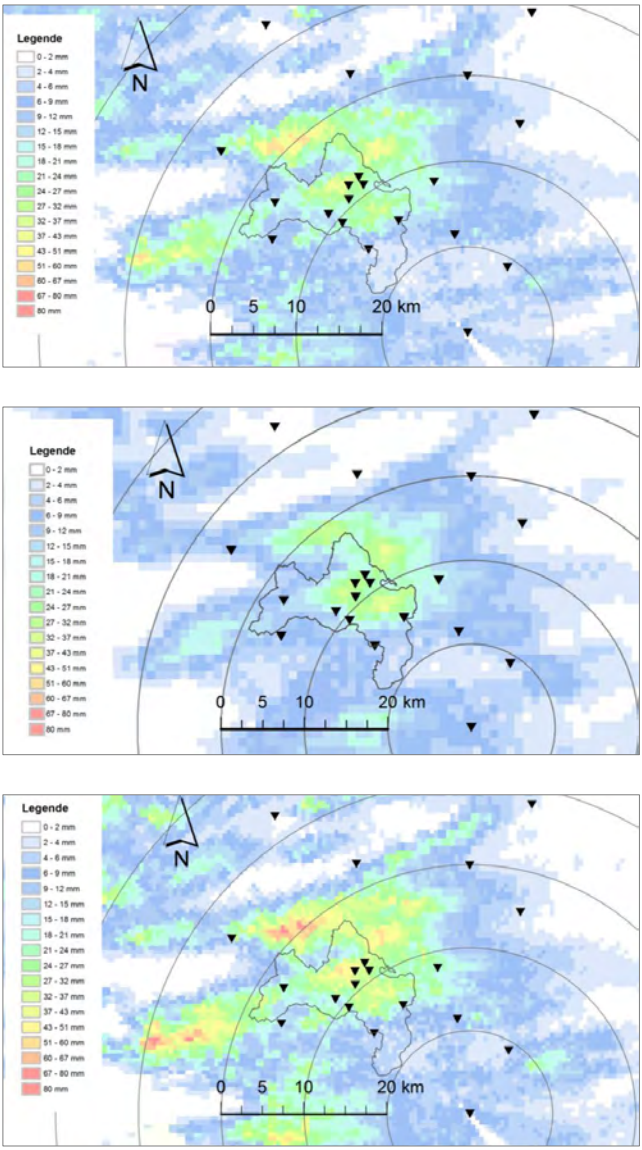


Abbildung 5: Vergleich kumulierter Radarregenhöhen, Radar Feldberg, 14.07.2014, 10:00 – 20:00 Uhr (UTC), oben: unkorrigierte Daten, Mitte: RADOLAN-RW-Produkt (DWD), unten: Radardatenkorrektur [9].