

Versorgungssicherheit beim Erdgas

Ein Schlaglicht auf vier Herausforderungen für die Politik

Kirsten Westphal

Anfang Februar 2012 hatten Kürzungen der russischen Erdgaslieferungen Engpässe in der Versorgung Südwestdeutschlands zur Folge. Das alte Thema sichere Versorgung mit Erdgas hat somit aktuelle Brisanz und neue Qualität gewonnen. Das Versorgungssystem zeigte weniger Robustheit (Resilienz) als noch während des russisch-ukrainischen Gasstreits 2009, obwohl damals zeitweise keinerlei Lieferungen über die Ukraine erfolgten. Die mangelnde Resilienz hat auch mit der sensiblen Übergangsphase zu tun, in der sich die Gaswirtschaft befindet. Im Ergebnis wird der Markt kaum allein Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Politik ist hier nicht nur im Binnenmarkt, sondern auch bei den Außenbeziehungen gefordert.

Als sich Europa und Russland Anfang Februar 2012 fest im Griff einer extremen Kältewelle befanden, stieg die Nachfrage nach Erdgas allenthalben rapide an. In dieser Situation eines signifikant erhöhten Bedarfs lieferte die russische Gazprom zwischen 10 und 35 Prozent weniger Gas nach Deutschland. Ein Engpass bei den Leitungskapazitäten südlich der großen MEGAL-Erdgas-Pipeline führte dazu, dass die Gaslieferungen in Südwestdeutschland beschränkt wurden. Die dortigen Netzbetreiber reagierten mit Verweis auf die Gefährdung der Netzstabilität (entsprechend Energiewirtschaftsgesetz § 16), indem sie Lieferungen zumindest an jene Kunden kappten, die über unterbrechbare Lieferverträge verfügen. Von dieser Maßnahme waren auch mindestens drei Gas-

kraftwerke betroffen. Diese Verbindung zum Stromsektor machte das qualitativ Neue der Situation aus: Die Abschaltung der Gaskraftwerke hat das Stromnetz an die Grenze des Belastbaren gebracht.

Während in Italien, Polen und Griechenland gemäß EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit die entsprechende Alarmstufe ausgerufen wurde, konnten in Deutschland die Lieferausfälle durch markt-basierte Maßnahmen weitgehend ausgeglichen werden, vor allem durch verstärkte Ausspeicherung. Ungeachtet dessen ist festzuhalten, dass bemerkenswerte Störanfälligkeiten bei der deutschen Gas- und Stromversorgung sichtbar geworden sind. Und diese Anfälligkeiten bedürfen der Analyse und Erklärung.

Abschied von der alten Welt der Gasversorgung

Um zu verstehen, was in den europäischen Gasmärkten vor sich geht, lohnt ein Blick zurück: In Deutschland war die Gaswirtschaft rund dreißig Jahre geprägt durch langfristige Erdgaslieferbeziehungen vor allem mit der Sowjetunion bzw. Russland. 1973 lieferte die Sowjetunion im Rahmen des Erdgas-Röhrengeschäfts erstmals Erdgas nach Deutschland. Diese Lieferungen waren auch ein wichtiger Pfeiler im Rahmen der Ostpolitik und der Annäherung an die Sowjetunion unter Bundeskanzler Willy Brandt. Auf Stabilität angelegt, sollten sie zum wechselseitigen Vorteil sein: sowjetisches Erdgas gegen Röhren von Mannesmann, finanziert durch die Deutsche Bank und abgesichert durch Hermes-Kredite.

Tragende Säule der Gasbeziehungen waren die für 20, 25 oder 30 Jahre abgeschlossenen ölindexierten Langfristverträge, die die Verpflichtung zur Abnahme von mindestens 75 bis 85 Prozent der vereinbarten Mengen enthielten. Diese »take-or-pay«-Klauseln stellten ein Gegengewicht zur Pflicht des Lieferanten dar, entsprechende Mengen vorzuhalten. Das erlaubte eine Verteilung der Risiken zwischen den beiden Partnern. Der Produzent trug das Preisrisiko, der Importeur das mit jenen Mengen verbundene Risiko, die er im Zielmarkt absetzen musste. Regelmäßige Preisadjustierungen an veränderte Marktbedingungen waren vorgesehen.

Die Ölpreisbindung folgte dem Anlegbarkeitsprinzip. Das heißt, dass die Langfristverträge in einer Preisformel an die im Wärme- bzw. Industriesektor dominierenden Konkurrenzenergien (schweres und leichtes Heizöl bzw. Kohle) gekoppelt waren; und diese Formel war in einer Weise austariert, die das Produkt stets wettbewerbsfähig machte, weil sein Preis unter dem der Konkurrenzenergie gehalten wurde. Dadurch konnte das Erdgas die entsprechenden Marktsegmente erobern. Die Liefermengen wurden an die Marktentwicklung angepasst.

Die Folge waren enge, teils symbiotische, sehr stabile Geschäftsbeziehungen zwischen der russischen Gazprom und der deutschen Ruhrgas. Gazprom ging zudem 1990 mit der BASF Wintershall über die gesamte Wertschöpfungskette eine strategische Allianz ein. Die deutschen Partner festigten über enge Geschäftsbeziehungen mit Gazprom ihre Marktposition.

Mitte der 2000er Jahre waren es Paket-Deals und der Tausch von Vermögensanteilen (»Asset Swaps«), die vor allem im Rahmen der Vereinbarung über den Bau der Ostseepipeline Nord Stream öffentliche Aufmerksamkeit fanden. Darüber wurden Wintershall, aber auch E.On Ruhrgas in die Gas- und Gaskondensatproduktion in Westsibirien eingebunden. Die Gazprom baute ihre Aktivitäten bei Transport, Handel und Vertrieb in Deutschland aus.

Von russischer Seite werden Asset Swaps immer wieder als Vehikel für den Aufbau eines gemeinsamen Energieraums mit der EU propagiert. Die engen vertikal integrierten Firmenallianzen über alle Marktstufen hinweg widersprachen aber Prinzipien und Geist eines offenen Wettbewerbsmarktes, wie ihn die EU ab Ende der neunziger Jahre anvisierte.

Andererseits sorgten die auf wechselseitigen Vorteil ausgerichteten Geschäftsbeziehungen für eine verlässliche Langfristperspektive, die den Unterbau für die deutsch-russischen Energiebeziehungen bildete. Dabei hatte die Koppelung der Preise an die der Konkurrenzenergien den Vorteil, dass die Produktpreise über einen Mechanismus gebildet wurden, der sich von den Produzenten nicht beeinflussen ließ. Das System der Langfristverträge im Markt brachte auch Strukturen hervor, die einer stillschweigenden Preiskoordinierung durch ein Produzenten-Oligopol wenig zuträglich waren, da sie die Produzenten während der Laufzeit der Verträge banden. Der Preis dafür waren Markt-Intransparenz und »Monopol«preise. Der Verbraucher in Deutschland zahlte mithin eine Monopolrente, die aber gleichzeitig auch eine Prämie für Versorgungssicherheit war. Denn

letztlich mussten die Firmen eine sichere Versorgung gewährleisten, wollten sie ihre marktbeherrschende Position nicht gefährden.

Umwälzungen im EU-Binnenmarkt

Die erste EU-Gasmarkttrichtlinie wurde im Juni 1998 erlassen, die zweite im Juni 2003 und das Dritte Binnenmarktpaket im Juli 2009. Seither haben sich fundamentale Veränderungen vollzogen: Der deutsche Endverbraucher kann heute unter vielen Anbietern wählen. Nationale Regulierungsbehörden nahmen ihre Arbeit auf, so in Deutschland die Bundesnetzagentur. Über die Trennung der Transportnetze von Produktion und Vertrieb, das sogenannte »Unbundling« der vertikal integrierten Gaskonzerne, wurden unabhängige Fernleitungsgesellschaften (Transmission System Operators, TSOs) geschaffen.

Die Fernleitungsinfrastruktur wird damit eine Art öffentliches Transportmedium (»common carrier«), das allen Marktteilnehmern auf Angebots- und Nachfrageseite ungehinderten Zutritt (Third Party Access) zu einem virtuellen Handelsplatz bieten soll. Dafür wurde die Marktmacht der »Platzhirsche« beschnitten, der ehemaligen vertikal integrierten Unternehmen, denn sie mussten Kapazitäten ihrer vormaligen Pipelinenetze abgeben. Konsequenterweise wurde damit auch das System der Langfristverträge angegriffen, da wegen der vertraglichen Verpflichtung zur Abnahme von 75 bis 85 Prozent der Liefermengen weder die Notwendigkeit noch der Anreiz zu Wettbewerb und Diversifizierung bestand. Heute zahlen die Marktteilnehmer für die Nutzung des Fernleitungsnetzes nur noch am Ein- bzw. Ausspeisepunkt eine Gebühr. Die Marktgebiete sind somit durch »entry«- und »exit«-Punkte begrenzt, der Preis wird an einem virtuellen Handelspunkt gebildet.

Die Umwälzungen in Richtung Spot- und Handelsmarkt sind fundamental: In Deutschland wurden 19 Marktgebiete binnen weniger Jahre 2011 in zwei Marktgebieten (NetConnect Germany und Gas-

pool) zusammengefasst. In diesen zwei Gebieten operieren 14 Fernleitungsgesellschaften (TSOs).

Bei der Fernleitungsinfrastruktur sind weitere Verkäufe, aber auch Übernahmen abzusehen, denn die Infrastruktur verspricht regulierte Gewinne, die gering, aber verlässlich sind. Die Crux besteht darin, dass in die Netze, die früher auf die existierenden langfristigen Import- und Lieferverträge zugeschnitten waren, neu investiert werden muss; Netze und Speicher sind ohnehin auszubauen. Denn die Netze müssen auch freie Kapazitäten für potentielle Wettbewerber vorhalten. Gleichzeitig betragen die Abschreibungsfristen 55 Jahre; während die alten Langfristverträge zwischen 25 und 35 Jahre galten, wird heute an 15 Jahre gedacht. Schon in diesen Zeitspannen liegt eine Diskrepanz. Vielfach sind sektorferne Akteure wie Versicherer und Pensionsfonds als Anteilseigner eingestiegen, die mit der verlässlichen Rendite kalkulieren.

Der Wettbewerb auf den einzelnen Marktstufen hat sich intensiviert. Damit steigt die Anzahl der (Handels-) Kontakte, was wiederum die Transaktionskosten treibt. Vor allem aber wird dies ähnlich wie im Ölsektor steigende Volatilitäten zur Folge haben, die volkswirtschaftlich teuer sind und zudem Raum für Spekulation eröffnen. In dem ehemaligen Langfristgeschäft greift eine Kurzfristlogik um sich. Das erschwert auch die Realisierung von Langfristprojekten, etwa die Erschließung von Gasfeldern und den Bau neuer Infrastrukturleitungen. Zudem ist der Koordinationsaufwand höher, es werden mehr Banken und Finanzinstitutionen involviert. Insofern besteht die Gefahr, dass die Finanzkrise auch im Energiesektor Auswirkungen zeitigt.

Der Vorteil freilich besteht darin, dass die neuen Marktteilnehmer ein Interesse an neuen Bezugskanälen mitbringen und damit als Motor für Diversifizierung fungieren.

Hier wurde das Jahr 2009 zum Wendepunkt. Auslöser war die sogenannte Gas-

schwemme auf dem Markt, die aus dem Shale-Gas-Boom in den USA resultierte, der eine Umlenkung von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) und einen rezessionsbedingten Nachfragerückgang zur Folge hatte. Mit den frei verfügbaren Mengen aus anderen Quellen und über neue Transportwege erlebte der Gashandel einen Aufschwung – für die Neuorganisation der Märkte eine willkommene Schützenhilfe. Die Gasschwemme und in der Folge die niedrigen Preise fungierten als wichtige Treiber für den Auf- und Ausbau der Spot- und Terminmärkte und für die Verdoppelung der LNG-Import-Kapazitäten in Europa. LNG macht ein Viertel der EU-27-Gesamtimporte aus, was die Diversifizierung gefördert hat.

In Deutschland werden nach Schätzungen von Experten 5 bis 15 Prozent des Gases über Spotmärkte gehandelt. Interessanterweise aber hat sich am Gasaufkommen in Deutschland seit Ende der 1990er Jahre nur minimal etwas verändert. Zentraler Lieferant bleibt die russische Gazprom, die 2010 mit 33 Prozent Marktführer war, gefolgt von Norwegen (28 Prozent), den Niederlanden (21 Prozent), inländischen Produzenten (11 Prozent) und anderen Herkunftsländern. Die Produktion in Europa ist allerdings rückläufig. Das unterstreicht das Potential für mehr Diversifizierung, zeigt aber auch, dass diese momentan im Grenzbereich stattfindet, der jedoch ökonomisch bedeutsam ist. In dieser Übergangssituation stehen vier zentrale Herausforderungen im Raum.

Herausforderung 1: Systemverantwortung

Was zuvor unter einem vertikal integrierten Firmendach gemanagt wurde, ist heute segmentiert, fragmentiert und auf das Zusammenspiel unterschiedlichster Akteure verwiesen. Früher waren Informationsfluss und Entscheidungen über das integrierte System unter einem Dach organisiert, Informationen über Engpässe gelangten kaum an die Öffentlichkeit.

Die vertikale Integration und die »Kontrolle« beruhen auf einem Verständnis der Gasindustrie und einer systemischen Sicht dieser Industrie, die es ermöglichten, das Zusammenspiel von Import, Transport, Speicherung und Vertrieb sowie unterbrechbaren Verträgen zu handhaben. Dieser systemische Zugriff fehlt heute, der Informationsfluss und vor allem die Handlungsmöglichkeiten sind stärker segmentiert. Ein Interesse am Funktionieren des Gesamtsystems ist bei den Unternehmen nicht mehr intrinsisch angelegt und daher auf die Bundesnetzagentur verlagert.

Auch aufgrund der Umbruchsituation sind die Akteure zunächst an einer Optimierung der eigenen Lage und ihrer Geschäftsfelder interessiert. Das führt in einer Marktsituation auch dazu, dass auf mehr Effizienz im eigenen Unternehmenssegment hingearbeitet wird. Die Kehrseite besteht darin, dass Redundanzen und Puffer im Gasversorgungssystem verlorengehen, die aber im Falle einer Krise Rückhalt bieten.

Herausforderung 2: Machtverschiebungen

Die Marktmacht im Verhältnis zwischen heimischen Importeuren und ihren ausländischen Gaslieferanten hat sich zugunsten letzterer verschoben, obwohl eigentlich ein Käufermarkt existiert. Auch wenn sich dieses Phänomen in den meisten EU-Mitgliedsländern zeigt, ist es in Deutschland besonders ausgeprägt. Im Gegensatz zu anderen EU-Staaten, wo »national champions« auch mit staatlicher Beteiligung die gesamte Kette nachfrageseitig dominieren, war in Deutschland der Gasmarkt dreistufig organisiert: Auf der ersten Stufe lieferten große Gasunternehmen, die auch in der Produktion und/oder dem Import von Erdgas tätig waren, an regionale Ferngasgesellschaften und große Weiterverteiler. Diese belieferten auf der zweiten Stufe wiederum »downstream« nachgelagerte regionale und lokale Weiterverteiler (Stadt-

werke), die auf der dritten Stufe schließlich den Endkunden versorgten.

Die Aggregation der nötigen Gasmengen erfolgte jeweils an den Übergangsstellen der Stufen. Dabei war aber der deutsche Markt in der alten Gaswelt in viele Monopolgebiete mit Konzessionsverträgen aufgeteilt. Die exklusiven Konzessionen und Demarkationen wurden im April 1998 aufgehoben und durch Downstream-Langzeitverträge ersetzt, die weitgehend die Konditionen der Import-Langzeitverträge übernahmen. Das Bundeskartellamt beschränkte 2006 in diesem Marktsegment die vertraglich vereinbarten Liefermengen.

Der Gasüberschuss 2009, der auf den ersten Blick ein Schlaraffenland für Käufer hervorbrachte, hat den deutschen Gasimporteuren wie Ruhrgas und VNG mit ihren ölpreisgebundenen Langzeitverträgen große Schwierigkeiten bereitet: Während die Importeure in teuren Langfristverträgen mit Mengen-Abnahmeverpflichtungen gefangen waren, brachen ihnen auf den nachgelagerten Stufen die Absatzmärkte weg, da sich ihre Abnehmer mit dem teilweise weitaus günstigeren Gas auf den Spot- und Terminmärkten eindecken konnten. In der Folge boten auch die Importeure Langfristgas auf den Handelsplätzen an.

In Deutschland steht man also vor dem Paradox, dass ungeachtet eines komfortablen Gasangebots das (vormalige) Rückgrat des deutschen Gassektors in der Krise steckt.

Wie sehr sich auch auf internationaler Ebene die Kräfte verlagert haben, wird in den Verhandlungen über die Ölpreisbindung bei den Langzeitverträgen erkennbar: Angesichts der neuen Marktlage drängten die Importeure seit 2010 darauf, die Verträge mit den Gasproduzenten hinsichtlich der Preisgestaltung neu zu verhandeln. Bei einigen laufen nun Schiedsverfahren. Die großen Gaslieferanten zeigten sich lange wenig kompromissbereit, was ihre Position in Sachen Beherrschung des Marktes, Setzung der Regeln und Kontrolle des Spielraums der anderen widerspiegelt. In dieser Hinsicht haben sich die Markt-

gewichte nachhaltig verschoben. Den großen Gasexporteuren wie der Gazprom stehen kleinere Akteure mit weitaus geringerer Marktkapitalisierung und engeren Handlungsspielräumen gegenüber.

Herausforderung 3: Aggregation der Gasmengen

Die Aggregation größerer Gasmengen für den deutschen und europäischen Markt wird komplizierter. Das Projekt südlicher Korridor liefert ein beredtes Beispiel dafür, dass es etwa für kleinere Akteure mit geringerer Marktkapitalisierung im heutigen unklaren Marktumfeld immer schwieriger wird, ihre Bezugskanäle zu diversifizieren. Auch die Firmentaktik, Langfristverträge auslaufen zu lassen, mag zusätzlich dazu führen, dass künftig geringere Mengen im Markt verfügbar sein werden. Was für den einzelnen Akteur rational ist, kann für den Gesamtmarkt von Nachteil sein.

Dass das Gasangebot für Europa mittel- und langfristig komfortabel bleibt, ist keinesfalls ausgemacht. Die große Frage ist, ob Gas in Zukunft rechtzeitig, ausreichend und kosteneffizient an den Orten verfügbar ist, wo es gerade gebraucht wird. Hier spielt die Langfristigkeit von Investitionsentscheidungen eine Rolle. Ausschlaggebend sind die Attraktivität der Märkte, bestehende Infrastruktur und eine stabile Nachfragesituation. Tatsächlich ist Erdgas ausreichend vorhanden und könnte bei heutigen Verbrauchsdaten den Bedarf der nächsten 250 Jahre decken. Das allerdings nur, wenn man auch unkonventionelles Gas einbezieht, das weltweit gut verteilt ist. Beim konventionellen Gas verfügen Russland, Iran, Katar, die Vereinigten Arabischen Emirate und Turkmenistan über mehr als zwei Drittel der Reserven.

Die Frage ist, ob die geschilderte günstige Lage eines »Käufermarktes« erhalten bleibt. Antizyklisch zu denken heißt auch, sich die strategische Frage zu stellen, ob und inwieweit künftig die großen Exporteure auf den europäischen Markt angewiesen sein werden. Während Asien signifi-

kante Wachstumsraten verspricht, konkurriert Europa aus einer Position, in der seine globalen Marktanteile schwinden.

Das ist auch die logische Konsequenz aus dem in Deutschland eingeschlagenen Dekarbonisierungspfad. Wenn die klimaschädlichen Emissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 Prozent reduziert werden sollen, bleibt auch Erdgas nur die Rolle eines »Übergangs-Energieträgers«, und dies darüber hinaus in Nischenpositionen. Das schafft aber eine Situation nie dagewesener Nachfrageunsicherheit: Die bis 2022 ausgreifenden Szenarien der Bundesnetzagentur variieren erheblich. So soll der Rückgang beim Gasbedarf zwischen 3 und 19 Prozent betragen. Die Wechselwirkung zwischen erwarteter Nachfrage und Versorgungssicherheit in einem Langfristgeschäft mit hohem Kapitaleinsatz wie dem Gashandel ist jedoch nicht zu vernachlässigen. Nur wenn die Nachfrage kalkulierbar ist, werden auch die nötigen Investitionen in Gasfelder und Infrastruktur getätigt und diese entsprechend auf die Märkte der Zukunft ausgerichtet.

Die erhöhte Nachfrageunsicherheit ist nicht nur eine Hypothek mit Blick auf die notwendige Diversifizierung, sondern auch für den Umgang mit den traditionellen Produzenten.

Herausforderung 4: Russland, Primus inter Pares

Russische Erdgaslieferungen sind von systemischer Bedeutung – muss man die Engpässe vom Februar 2012 als Menetekel lesen? Eine Antwort darauf ist nicht einfach. Fest steht, dass Russland die bestellten Mengen nicht bereitstellen konnte. Allerdings wurde Russland ab Ende Januar 2012 von einer extremen Kältewelle (nach einem relativ milden Winter) heimgesucht, bei der die Temperaturen tageweise je nach Region acht bis elf Grad unter den Durchschnittswerten dieser Jahreszeit lagen. Gleichzeitig forderten deutsche (und europäische) Konzerne Höchstmengen an. Dies geschah nicht nur aufgrund der witterungsbedingt

gestiegenen Nachfrage, sondern auch um Vorteile auszuschöpfen, in Gestalt von Preisnachlässen, Mengendiscounts und Strafen, die auf die russische Gazprom bei Lieferproblemen zukommen. Ebenso muss man konzedieren, dass europäische Firmen seit 2008/2009 versucht haben, die Langfristverträge zu verändern, um Nachlässe bei Mengen und Preisen zu erzielen. Die plötzliche Rekordnachfrage folgte auf eine längere Phase sinkender Nachfrage. Dabei machte sich die Trägheit des Systems bemerkbar.

Erst auf den zweiten Blick wird man gewahr, dass Russland selektiv agierte und die Lieferungen in die Türkei sogar aufstockte. Die Türkei ist nach Deutschland und der Ukraine mit rund 20 Milliarden Kubikmetern drittgrößter Abnehmer in Europa. Sie ist zudem auch von strategischer Bedeutung für Russlands Gaspolitik in Südosteuropa: Die Türkei hat erst kürzlich zugestimmt, dass die South-Stream-Gaspipeline durch die eigene Offshore-Zone im Schwarzen Meer gebaut werden darf.

Russland hat mehr in den Bau strategischer Pipelines investiert als in die eigene Infrastruktur und den Aufbau von Speichern. Letztere fehlten in der Kälteperiode seit Januar umso mehr, weil Russland die Importmengen aus Turkmenistan reduziert hatte, nachdem 2009 die Nachfrage in Europa eingebrochen war. Zupass kam der Gazprom eine Explosion der CAC-Pipeline, über deren Ursachen spekuliert wird. Die Schäden wurden mit Verzögerung repariert, da der Konzern auf diese Weise den Rückgang der Nachfrage auf Turkmenistan abwälzen konnte. Nach Wiederherstellung der Pipeline wurde in neuen Verträgen festgelegt, dass die Gazprom jährlich nur noch ein Drittel der früheren Mengen von etwa 42 Milliarden Kubikmetern (2006 und 2007) aus Turkmenistan abnimmt.

Gazprom hat viele Facetten: ein rational und kommerziell agierender Konzern, strategisch und (geo-) politisch präsent beim Projekt südlicher Korridor, in den Beziehungen zu den Transitländern Belarus und Ukraine sowie auf den ehemaligen Come-

con-Märkten. Andererseits ist nicht nur dort ein Rückgriff auf staatliche Ressourcen und ein Wechselspiel zwischen Konzern- und russischer Politik zu erwarten, sondern auch in Russland selbst. Nach den Wahlen und den Protesten ist der Druck auf die russische Führung gewachsen, einerseits das Land zu modernisieren, andererseits die Klientel, auf die sich die Herrschaft stützt, bei Laune zu halten, ohne die sozialen Spannungen zu verschärfen. Die internationalen Energiepreise sind ein wichtiges Barometer für den Handlungsspielraum des Kreml.

Hinzu kommt, dass die Verhältnisse sehr undurchsichtig sind. Der Staat besitzt immerhin einen Kontrollanteil von über 50 Prozent an der Gazprom. Gleichzeitig werden regelmäßig Fälle von enger Verflechtung der Gazprom oder ihrer Tochterunternehmen mit russischen Politikern bekannt, zuletzt im März 2012. Der Konzern befindet sich also in einem Spannungsfeld von langfristigen Investitionszwängen und kurzfristigen individuellen Gewinninteressen bzw. dem Interesse an der Erhaltung staatlicher Macht.

Gazproms besondere Stellung rührte daher, dass es den Binnenmarkt zu günstigen Preisen belieferte und dafür gleichzeitig wenig Steuern zahlte. Allerdings schwelt schon seit längerem ein Streit über die mittelfristige Anhebung der internen Gaspreise auf Exportniveau. Neuerliche Preiserhöhungen hat die russische Regierung zuletzt im März 2012 abgelehnt. Das hat insofern zusätzliche Brisanz, als die Steuer auf die Förderung von Erdgas um 61 Prozent erhöht wurde.

Vielfach übersehen wird der rasante Wandel, der sich im Gasmarkt in Russland vollzieht. Gazprom ist zentraler Akteur auf dem Strommarkt, die sogenannte Gasifizierung des östlichen Sibiriens ist Programm. Zwischen 2006 und 2010 stieg der inländische Gasverbrauch pro Jahr um durchschnittlich sieben Prozent. Gazprom wurde von der russischen Regierung im März 2012 ungewöhnlich scharf kritisiert, weil Speicherkapazitäten und Gasproduk-

tion hinter dem Generalplan des Konzerns zurückliegen. Die Förderung aus den drei großen Gasfeldern in Westsibirien hat ihren Höhepunkt überschritten. Gleichzeitig muss das Gasleitungsnetz instand gehalten und repariert werden. Für die dringend erforderliche Modernisierung des Kapitalstocks sind erhebliche zusätzliche Investitionsmittel nötig, die auch über eine (in nächster Zeit nicht absehbare) starke Gas- und Strompreiserhöhung nicht generiert werden können.

Im Ergebnis sind auf dem russischen Gasmarkt Veränderungen und Probleme abzusehen, die auch die Exportmengen und -strategien betreffen können: Bei regulierten Preisen und forciertem Ausbau des Gassektors wird der Gasverbrauch in Russland weiter steigen; erreichen die Inlandspreise dagegen Exportniveau, verliert der Gasexport an strategischer Bedeutung für den Konzern. In diesem Fall werden aber auch Energie-Effizienzmaßnahmen dringlicher. Mehr denn je findet zwischen dem russischen und dem europäischen Gasmarkt ein Wechselspiel statt.

Die für Russland aufgezeigten Zusammenhänge zwischen aufgeschobenen langfristigen Investitionen, kurzfristigem Interesse an Machterhalt und individuellem Gewinnstreben bei steigender Binnenachfrage sind kein Alleinstellungsmerkmal, sondern gelten auch und in besonderem Maße für den arabischen Raum und Iran.

Kein Weg zurück ..., aber wie voran?

Der deutsche Gasmarkt befindet sich in einer sensiblen Übergangsphase. Angesichts der skizzierten Lage bleibt die weitere europäische Integration im Gasmarkt Gebot. Inwieweit und wie schnell die Integration der europäischen Gasmärkte vorangetrieben wird, bleibt abzuwarten. Denn es sind sowohl Fortschritte im Rahmen der Zusammenlegung und Anbindung von Marktgebieten und Handelsplätzen zu erwarten als auch Renationalisierungstendenzen zu beobachten. Über Krisenvorsorge und Risi-

komanagement bei der Erdgasversorgung muss eine politische Diskussion geführt werden, allerdings unter neuen Vorzeichen und frei von alten Scheuklappen.

Langfristige Investitionsentscheidungen. Versorgungssicherheit ist keine Einbahnstraße, die Gasproduzenten haben gewichtige Argumente, wenn sie Nachfragesicherheit fordern. Die Transformation der Energieversorgung ist notwendig, bringt aber ein hohes Maß an systemischer und politisch induzierter Unsicherheit mit sich. Der Gasmarkt, der lange auf Wachstum ausgerichtet war, muss nun flexibler auf eine ungewisse Nachfrageentwicklung reagieren bzw. langfristig Stabilität bei sinkendem Gasverbrauch gewährleisten. Selbst wenn Gas als fossiler Brennstoff nur noch für einen Übergangszeitraum genutzt werden soll, erfordert das Langfristgeschäft stabile Beziehungen. Das setzt langfristige Perspektiven voraus, die in Zeiten systemischer Unsicherheit die Politik bereitstellen muss. Das kann auch bedeuten, dass klar Ziele für fossile Energieträger benannt werden, ähnlich wie bei den Erneuerbaren. Wenn man beispielsweise das relativ klimafreundliche Gas im Strom- und/oder im Transportsektor nutzen will, wofür einiges spricht, dann sollte man die Weichen klarer in Richtung dieser Nutzungspfade stellen. Sicher hilft es, die Beziehungen mit den Gasproduzenten mittelfristig auf andere Kooperationsfelder wie Modernisierung auszuweiten und ihnen damit eine Kompensation für die Entwertung ihrer traditionellen Einkommensquellen zu bieten.

Wichtig ist deswegen eine Diskussion über *die Akteure und den notwendigen Mix von Akteuren und Transaktionen*. Gerade weil es ein Problem darstellt, große Gasmengen zu akquirieren und Investitionspläne zu verfolgen, sind diese Fragen von erheblicher Relevanz. Es spricht viel dafür, die Nachfrageseite vom Importeur bis zum Endverbraucher zu stärken und damit Rückwärtsintegration und Konsolidierung dieser Segmente zu fördern. Der Balance von Angebot und Nachfrage und damit stabilen Beziehungen dürfte es ebenfalls

zutraglich sein, wenn sich Konsumenten und Produzenten auf Augenhöhe begegnen.

Auch bei den Transaktionen scheint ein Mix von Handelskontakten und Verträgen mit (Langzeit-) Fristen ein probater Weg, um Grundmengen für den Markt zu kalkulierbaren Preisen bereitzustellen und damit Volatilitäten einzuhegen. Das beschränkt auch die Möglichkeiten der großen Gasproduzenten, Preis- und Mengenabsprachen zu treffen. Denn der internationale Gasmarkt wird von einem Oligopol beherrscht, Absprachen können nicht ausgeschlossen werden und die Produzenten sind dem regulativen Zugriff und der Jurisdiktion der EU entzogen.

Krisenvorsorge. Der Markt allein wird Versorgungssicherheit nicht herstellen. Denn die Gasanbieter sind an Knappheitssituationen interessiert. Krisen versprechen satte Gewinne, die Kosten tragen aber die Volkswirtschaft und die Konsumenten. Darum bedarf es einer Diskussion in der Politik über den gewünschten Grad an Versorgungssicherheit im Krisenfall. Sie muss auch die Kosten und deren Verteilung zwischen Marktakteuren und Konsumenten einbeziehen. Krisenbevorratung und strategische Gasspeicherung sind sowohl auf deutscher als auch auf europäischer Ebene unerlässlich.

Außerdem sollte die Aggregation von Informationen und die Transparenz im System weiter verbessert werden: Es ist relevant, wer über die Gasmengen in den Speichern, wer über unterbrechbare Verträge verfügt. Dies muss verknüpft werden mit der Frage nach den Substitutionsenergien und den Ansteckungspotentialen im Stromsektor. Klare Verantwortlichkeiten in der Krise, Organisation des Informationsflusses und Haftungsregelungen sind für das Risikomanagement im Gasmarkt zentral. Zwar sind die Unternehmen Hauptakteure und Verantwortliche bei der Sicherstellung der Versorgung, die letzte Instanz aber ist der Staat, denn Versorgungssicherheit ist ein öffentliches Gut.

© Stiftung Wissenschaft und Politik, 2012
Alle Rechte vorbehalten

Das Aktuell gibt ausschließlich die persönliche Auffassung der Autorin wieder

SWP
Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit

Ludwigkirchplatz 3-4
10719 Berlin
Telefon +49 30 880 07-0
Fax +49 30 880 07-100
www.swp-berlin.org
swp@swp-berlin.org

ISSN 1611-6364