

Europas Energieversorgungssicherheit – Ein Plädoyer für einen pragmatischen Ansatz

ANDREAS GOLDTHAU/OLIVER GEDEN

Hohe Öl- und Gaspreise, die Wahrnehmung großer Unsicherheiten in den Lieferbeziehungen sowie mehrere »Gas-Dispute« in unmittelbarer Nachbarschaft haben in der EU eine zum Teil hektische Debatte über Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Rohöl und Erdgas ausgelöst. Die gegenwärtige europäische Diskussion stellt häufig geostrategische Überlegungen in den Mittelpunkt. Die dabei gebräuchlichen Analysemuster verorten Fragen der zukünftigen Energieversorgung primär in einem sicherheitspolitischen Kontext und operieren dabei mit Begrifflichkeiten wie »Energie-NATO« oder »Gaswaffe« (vgl. Geden/Goldthau/Noetzel 2007). Diese Herangehensweise ist jedoch wenig geeignet, die grundlegenden Problemkonstellationen zu erfassen und energiepolitisch belastbare Vorschläge zu entwickeln. Am Ende gängiger sicherheitspolitischer Analysen steht daher auch meist nur die recht vage bleibende Forderung, Europa müsse auf die »strategische Bedrohung« einer »EnergieWeltmacht Russland« mit der Etablierung einer »Europäischen Energieaußenpolitik« antworten und gegenüber Dritten »(zunehmend) mit einer Stimme sprechen«.

Das Grundproblem geostrategischer Diskurse besteht in ihrer Staatszentriertheit und den daraus resultierenden Annahmen zu Kapazitäten, Interessen und Strategien der beteiligten Akteure. Die zentrale Hypothese sicherheitspolitischer Analysten, Gasproduzenten würden Energie als außenpolitisches Instrument gegenüber unliebsamen Konsumenten einsetzen bzw. zukünftig einsetzen wollen, fußt einerseits auf einer Gleichsetzung von Unternehmens- und Staatsinteressen sowie andererseits auf der prinzipiellen Annahme, dass den jeweiligen Produzentenstaaten ein ausreichendes Gasangebot zur Verfügung steht, das sie bei Bedarf sofort reduzieren und damit politisch instrumentalisieren können. Diese Grundannahmen sind jedoch nicht zutreffend. Wie im Folgenden ausgeführt werden wird, wäre eine (politisch bedingte) Angebotsverknappung nicht im Interesse der Unternehmen der Produzentenländer. Dagegen liegt die zentrale Bedrohung für die europäische Versorgungs-

sicherheit in der Binnenentwicklung des russischen Energiemarktes, in den Upstream-Kapazitäten der eurasischen Förderländer sowie, damit zusammenhängend, im Bereich der Investitionen im Energiesektor Russlands und des Kaspischen Raums.

Für die EU-Mitgliedstaaten, mit wenigen Ausnahmen Energie-»have-nots« und damit weitgehend importabhängig, sind daher zwei komplementäre Strategien von essentieller Bedeutung. Zum einen muss das Ziel sein, die Erwartungssicherheit für Investitionen im Energiesektor – und hier insbesondere bei Gas – zu erhöhen, sowie einen belastbaren Mechanismus zur gegenseitigen Konsultation und zur Disputlösung zwischen Produzenten, Transitstaaten und Konsumenten zu schaffen. Zum anderen werden nachfrageseitige Mechanismen für mögliche Lieferausfälle benötigt, ganz unabhängig davon, worauf Versorgungsunterbrechungen im Einzelfall zurückzuführen wären.

Die europäische Energiesicherheitsdebatte wird – vor allem in ihrer außenpolitischen Dimension – bislang von einer Vielzahl meist wohlklingender Einzelmaßnahmen geprägt, die relativ unverbunden nebeneinander stehen. Hervorgehoben werden dabei insbesondere die sog. *Energiedialoge* mit zahlreichen Produzentenstaaten, -regionen und -organisationen, die Erweiterung der *Europäischen Energiegemeinschaft* über Südosteuropa hinaus oder die Stärkung energiepolitischer Elemente in der Europäischen Nachbarschaftspolitik (ENP). Hinzu kommen noch Konsultationen mit anderen Energiegroßverbrauchern wie den USA, Indien oder China sowie die Mitarbeit in multilateralen Foren wie der Internationalen Energieagentur (IEA) oder dem Energiecharta-Vertrag. Zum einen mangelt es in der EU-Energieaußenpolitik jedoch an einer Festlegung und Begründung von Prioritäten; zum anderen ist die Steuerungskompetenz von Regierungen und EU-Kommission in Märkten, die von nicht-europäischen Anbietern dominiert werden, per definitionem sehr gering. In der Folge bewegt sich die europäische Energie-Außenpolitik oftmals zwischen Aktionismus und Ziellostigkeit. Statt jedoch ausufernde Listen möglicher Teilziele und Maßnahmen ohne klare Prioritätensetzung abzuarbeiten, ist es weit sinnvoller, sich auf die wichtigsten, oben bereits genannten Teilbereiche zu konzentrieren. Zudem sollte die EU ihre Handlungsmöglichkeiten möglichst realistisch einschätzen, sich selbst also nur solche Politikziele setzen, zu deren Erreichung sie auch maßgeblich beitragen kann. Dieser Beitrag argumentiert daher, dass sich die Anstrengungen der EU im Bereich der Energie-Außenbeziehungen vor allem auf die Etablierung eines Regimes konzentrieren sollten, das staatlichen

wie privatwirtschaftlichen Akteuren in Produzenten-, Konsumenten- und Transitländern verlässliche Rahmenbedingungen garantiert.

Herausragend: Bedeutung des Gassektors

Die Primärenergie-Nachfrage OECD-Europas wird nach Projektionen der Internationalen Energieagentur in den kommenden 25 Jahren deutlich ansteigen. Insbesondere der Verbrauch von Erdgas wird sich dabei erhöhen, von gegenwärtig 520 Milliarden Kubikmeter (bcm) pro Jahr auf etwa 800 bcm in 2030 (vgl. IEA 2006). Dies ist eine Folge der Entscheidung der Mehrheit der europäischen Staaten, andere fossile Energieträger durch das relativ umweltfreundlich und wirtschaftlich einsetzbare Erdgas zu ersetzen.

Auch der Ölverbrauch wird zukünftig deutlich ansteigen, von gegenwärtig 16 Millionen Barrel pro Tag (mbd) auf 20 mbd in 2030. Die Importquote der EU wird sich in diesem Zeitraum, auch aufgrund einer sinkenden Eigenproduktion, signifikant erhöhen.

Aus der Konsumentenperspektive wird Versorgungssicherheit in der Regel als die ausreichende Verfügbarkeit energetischer Rohstoffe zu wettbewerbsfähigen Preisen definiert, so auch von der EU. Die Kommission nimmt in ihren Energiestrategie-Papieren bislang jedoch keinerlei Prioritätensetzung zwischen den Risiken vor, die mit der hohen Importabhängigkeit bei Öl und Gas einhergehen. Sie adressiert das Risiko physischer Lieferunterbrechungen bzw. -ausfälle ebenso stark wie das Risiko volatiler und dabei tendenziell steigender Preise. Diese gleichgewichtige Risikobewertung ist jedoch nicht nachvollziehbar. Preisschocks können von der EU – anders als etwa von den schwächsten Entwicklungsländern – trotz hoher Anpassungskosten durchaus absorbiert werden und würden zudem in der Regel alle Konsumenten-Länder gleichzeitig treffen. Physische Lieferunterbrechungen und -ausfälle, vor allem wenn sie über längere Zeit anhielten, hätten demgegenüber ökonomisch katastrophale Folgen. Dies insbesondere dann, wenn ausschließlich Europa davon betroffen wäre, nicht jedoch andere Weltregionen.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, zunächst die Märkte für Öl und Gas zu unterscheiden. Gas ist im Wesentlichen ein leitungsgebundener Energieträger, der seinen Konsumenten nur per Pipelines zugänglich gemacht werden kann. Da bei Explorations- und Produktions-Projekten (E&P) Planungshorizonte von oftmals mehr als 20 Jahren erforderlich

sind, und der Produzent mit seinen Investitionen quasi »in Vorleistung« tritt, benötigt er Erwartungssicherheit über die langfristige Nachfrageentwicklung in den Abnehmerstaaten.¹ Gaskontrakte umfassen daher meist einen Zeitraum von 20–25 Jahren und enthalten klar definierte Liefermengen. Dies ermöglicht es einerseits dem Produzenten, notwendige Investitionsvolumina abschätzen zu können und rechtzeitig neue E&P Projekte anzugehen. Der Konsument hingegen gewinnt Erwartungssicherheit über die gelieferte Menge und seine langfristige Versorgungssituation. Gasmärkte weisen daher einen stark bilateralen Charakter auf und sind in hohem Maße regionalisiert. Zudem ist der Anteil an weltweit frei gehandeltem Gas äußerst gering. Für Öl dagegen besteht ein veritabler globaler Markt. Dies liegt an der stofflichen Eigenschaft des Öls, das relativ unaufwendig in Tankern transportiert und damit einem weltweiten Markt zur Verfügung gestellt werden kann. Ölpreise werden an der New York Mercantile Exchange (NYMEX) oder der International Petroleum Exchange (IPE) in London als Spiegelbild der gegenwärtigen Versorgungssituation bzw. der Zukunftserwartungen der Marktteilnehmer gebildet. Preissteigerungen auf dem Ölmarkt reflektieren damit entweder eine reale oder künstliche Verknappung der Fördermenge (beispielsweise durch eine Naturkatastrophe wie dem Hurrikan Katrina oder eine Förderdrosselung des Anbieterkartells OPEC), eine gestiegene Nachfrage nach Öl (beispielsweise durch das Aufkommen neuer Konsumenten), eine spekulative Wette auf zukünftige Verknappungen bzw. Nachfragesteigerungen, oder aber Unsicherheiten über die Marktsituation aufgrund von Informationsdefiziten. Demgegenüber vereinbaren beim Energieträger Gas Produzent und Konsument Liefermenge und -preis jeweils individuell. Dabei ist die Gaspreisentwicklung häufig an jene beim Rohöl gekoppelt. Der Gaspreise verändern sich damit analog zu den Entwicklungen an den Terminbörsen.²

Dies bedeutet, dass für den (europäischen) Konsumenten eine Verknappung des Ölangebots primär über den Preis spürbar wird. Gleichwohl ist er jedoch in der Lage, sich jederzeit auf dem Weltmarkt mit Öl zu versorgen – zum aktuellen Marktpreis. Sofern nicht das Ölkartell

1. Das Aufkommen von Liquefied Natural Gas (LNG) kann langfristig die Eigenschaft des Gasmarktes als eines leitungsgebundenen Marktes aufweichen. Mit einem gegenwärtigen Anteil von etwa 7 Prozent des weltweit konsumierten Erdgases spielt LNG derzeit jedoch noch eine untergeordnete Rolle.
2. Zum globalen Ölmarkt vgl. unter anderem Harks 2007, zum (europäischen) Erdgasmarkt Götz 2006.

OPEC kollektiv einen Liefer- oder Produktions-Boycott verhängt – ohnehin eine recht theoretische Option –, drohen vom Ölmarkt vergleichsweise wenig Probleme für die europäische Versorgungssicherheit. Im Fall des Gasmarktes jedoch, der auf weitaus intensiveren und direkteren Handelsbeziehungen zwischen Produzenten und Konsumenten basiert, sind die Auswirkungen von Störungen im Angebotsbereich deutlich kritischer einzustufen.

Die Gasversorgung der EU-27 wird gegenwärtig noch zu etwa 37 Prozent aus generischen Ressourcen bestritten. Russland trägt zu etwas unter einem Drittel der Gasversorgung der EU-27 bei, gefolgt von Norwegen (17 Prozent) und Algerien (13 Prozent). Die europäische Importquote bei Gas wird bis 2030 voraussichtlich sehr stark ansteigen, von gegenwärtig 57 Prozent auf über 80 Prozent (vgl. Europäische Kommission 2007). Norwegen, Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) und zudem nicht Teil des Forums Gas Exportierender Länder (GECF), kann als sehr verlässlicher Lieferant gelten. Algerien, obwohl politisch in der Vergangenheit nicht stabil, wird ebenso als relativ unproblematisches Produzentenland eingestuft und in Zukunft eine deutlich größere Rolle in der europäischen Gasversorgung spielen. Russland hingegen wird in der EU zunehmend als Bedrohung begriffen, aufgrund der wiederholten »Gas-Dispute«, einer als aggressiv wahrgenommenen Akquisitionsstrategie im europäischen Downstreamsektor oder schlicht aufgrund seiner potentiellen Marktmacht, die sich auf 27 Prozent der weltweiten Gasvorkommen stützen kann. Zudem sind mittel- und osteuropäische Länder (MOE) wie die Baltischen Staaten, Bulgarien oder die Slowakei zu 100 Prozent von russischen Importen abhängig, andere wie Ungarn oder die Tschechische Republik zu mehr als zwei Dritteln. Obgleich der russische Anteil an der Gasversorgung dieser Länder wie auch am europäischen Gasaufkommen insgesamt sinken wird, so werden die absoluten Importvolumina in Zukunft stark ansteigen müssen, um die wachsende Nachfrage zu befriedigen. Dies, im Verein mit historisch bedingten Bedrohungsperzeptionen der MOE-Länder, macht russische Gaslieferungen zu einem prominenten Gegenstand der europäischen Energiesicherheitsdiskussion.

Kritisch: russische Binnennachfrage und Upstream-Kapazitäten

Parallel zum Nachfrageanstieg in Europa wird auch die russische Binnennachfrage stark wachsen. Um bis 2010 sowohl seine Exportverpflichtungen einhalten zu können als auch den heimischen Markt zu bedienen – wozu Gazprom gesetzlich verpflichtet ist –, sind laut einer Studie der United Bank of Switzerland die gesamte angestrebte Eigenproduktion von 560 bcm, das komplette Exportpotential Zentralasiens (70 bcm), sowie ein zusätzlicher Beitrag unabhängiger russischer Produzenten von 148 bcm notwendig. Da Gazprom jedoch das heimische russische Pipelinennetz kontrolliert, haben unabhängige Produzenten nur beschränkte Möglichkeiten, ihre Gasvolumina einzuspeisen – und damit keinen Anreiz, Produktionssteigerungen zu erzielen.³ Zudem ist das zukünftige zentralasiatische Upstreampotential von einer Vielzahl von politischen Faktoren abhängig, welche eine vorsichtige Einschätzung der Realisierung bestehender Export-Planungen erfordern (vgl. Ahrend/Tompson 2007). Es ist daher bereits heute zumindest zweifelhaft, ob die Gasvolumina, auf die sich Gazprom im In- und Ausland vertraglich verpflichtet hat, auch zur Verfügung stehen werden. Unabhängig davon, und weit aus gravierender, liegt eine direkte Gefährdung des Angebots im Investitionsbereich. Um sein Produktionsniveau zu erhöhen oder auch nur zu erhalten, muss Gazprom massiv investieren. Die drei »Giant Fields« Yamburg, Urengoy and Medvezh'ye, die bislang 60 Prozent zur gesamten russischen Produktion beitragen, gehen zur Neige. Zapolyarnoye, ein viertes Giant Field, das 2001 seine Produktion aufnahm, hat kürzlich sein Fördermaximum erreicht.

Um den Ausfall im Förderoutput zu kompensieren, muss Gazprom vor allem Gasfelder im Hohen Norden adressieren, deren Exploration und Produktion (E&P) aufgrund arktischer Bedingungen ungleich kostspieliger ausfällt als bisherige Projekte. Die OECD schätzt die notwendigen E&P-Investitionen für die Felder auf der Yamal-Halbinsel und im Ob-Taz- Gebiet auf jeweils über 25 Milliarden US-Dollar, die notwendigen Investitionen in Pipelines auf zusätzliche 40 Milliarden. Die Entwicklung von Shtokman, einem weiteren Giant Field, das sich off-shore

3. Da Gazprom den Inlandsmarkt absehbar nicht alleine beliefern kann, wird es mittelfristig sein Pipeline-Netz für unabhängige Produzenten öffnen müssen. Siehe Götz 2007a.

in der Barentssee befindet und zwischen 2010 und 2014 seine Produktion aufnehmen soll, wird etwa 34 Milliarden US-Dollar erfordern.⁴ Selbst für Gazprom, das gegenwärtig dritt-wertvollste Unternehmen der Welt, sind diese Investitionssummen kaum zu bewältigen. Statt den laut IEA insgesamt notwendigen Investitionen von 17 Milliarden US-Dollar pro Jahr hat sich Gazprom bislang nur auf 13 Milliarden verpflichtet (vgl. IEA 2006: 123). Teile des zugesagten Investitionsvolumens werden jedoch auch in Gazproms Geschäftsfelder außerhalb seines Kerngeschäftsfelds sowie in Akquisitionen im Ausland fließen. Hinzu kommt, dass in jüngerer Zeit vermehrt westliche Unternehmen aus E&P-Konsortien gedrängt oder herausgekauft wurden, zugunsten »russischer Lösungen«. Prominente Beispiele sind der offiziell mit ökologischen Bedenken begründete Verlust der Beteiligung von Royal Dutch Shell an der Entwicklung des Sakhalin-2-Gasfeldes sowie die von TNK-BP erzwungene Rückgabe der Erschließungslizenz für das Kovykta-Feld. Gazprom wird bei der Entwicklung seiner neuen Felder deshalb kaum auf westliches Kapital, Know-How und Management zurückgreifen können. Es ist demnach sehr fraglich, ob Russland zukünftig in der Lage sein wird, den stark steigenden heimischen und europäischen Gasbedarf zu befriedigen.

Die geostrategische Perspektive weist daher aus zwei Gründen in die Irre. Zum einen führt die wechselseitige Abhängigkeit von Produzent und Konsument im Gasmarkt zu einer deutlichen Minderung der Möglichkeiten, das eigene Gasangebot außenpolitisch zu instrumentalisieren. Da der Gasmarkt leitungsgebunden ist, ist der Produzent nicht in der Lage, kurzfristig sein Angebot zu verknappen, ohne selbst Einkommenseinbußen hinzunehmen. Dieselbe Logik gilt, mit umgekehrten Vorzeichen, für den Konsumenten. Wollte er einen Liefervertrag kündigen, so müsste er zunächst eine alternative Bezugsquelle schaffen, also eine Pipeline bauen. Mit anderen Worten: Es existiert bei leitungsgebundenem Gas keine Möglichkeit eines kurzfristigen unilateralen »Aussteigens« aus einer einmal etablierten Kontraktbeziehung. Mit Blick auf die eingangs erwähnte sicherheitspolitische Debatte um eine »Gaswaffe« muss deshalb deutlich darauf hingewiesen werden, dass die Struktur des Gasmarkts den Anreiz für die Produzenten, einseitig und kurzfristig Lieferungen zu unterbrechen, faktisch unterbindet.⁵ Dies gilt insbesondere für Gazprom. Da

4. Vgl. Ahrend/Tompson 2004. Für eine ausführliche Diskussion des russischen Upstream-Potentials siehe Götz 2007b.

5. Zur verwandten Diskussion um eine »Gas-OPEC« vgl. Goldthau 2007.

der Konzern aufgrund seines regulierten Heimatmarktes und der ihm auf-
erzwungenen Subvention der russischen Industrie bei 70 Prozent des ver-
kauften Volumina keinerlei Gewinne erzielt, bietet der westeuropäische
Markt die einzige Kompensationsmöglichkeit. Mit nur 25 Prozent seiner
Verkäufe erzielt Gazprom seinen gesamten Gewinn – und dies zu 100 Pro-
zent im Ausland (vgl. Gazprom 2007). Zum Zweiten liegt die Bedrohung
für die Versorgungssicherheit in weit größerem Maße im Bereich der In-
vestitionen und der Upstream-Kapazitäten. Notorische Unterinvestition
verhindert eine Orientierung der Förderungskapazitäten an der realen
Nachfrage, das niedrige Preisniveau auf dem russischen Heimatmarkt
bietet keinerlei Anreize zur Nutzung von Energieeffizienzpotentialen.
Diese genuin im russischen Markt liegende Problematik kann mit geo-
strategischen Diskursen jedoch weder adäquat erfasst, geschweige denn
in praktikable Lösungsansätze überführt werden.

Im Zentrum der Bemühungen: Erwartungssicherheit und Disputlösungsmechanismus

In den Beziehungen zu Produzenten- und Transitstaaten kann die physi-
sche Energieversorgungssicherheit bei Öl wie bei Gas mit einer Vielzahl
von Maßnahmen erhöht werden. Hierzu ist gegenwärtig eine Bandbreite
von Vorschlägen auf dem »Energemarkt«. Diese reichen von Diversifi-
zierungsstrategien (bezüglich Herkunft, Routen und Transportformen)
über den Export von Energieeffizienzprogrammen in Produzentenlän-
der bis hin zur Schaffung von neuen bilateralen Energieforen. Eine Ener-
giesicherheitsstrategie, die diesen Namen wirklich verdient, wird – im
Gegensatz zur bisherigen Praxis der EU – nicht umhinkommen, Prioritä-
ten zu setzen, derzeit Wichtiges von gegenwärtig weniger Wichtigem zu
unterscheiden.⁶ Wie also sähe der am besten geeignete Weg aus, um die
Energieversorgungssicherheit der EU erheblich zu erhöhen?

Wie aus den bisherigen Ausführungen hervorgeht, erfordert der ka-
pitalintensive energetische Ressourcensektor zum einen ein verlässliches
Rahmenwerk zur Erhöhung der Erwartungssicherheit für (ausländische

6. Die gesamte EU-Energiestrategie krankt daran, dass sie primär von wünschens-
werten Zielvorstellungen (Erreichen von Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit
und Energieversorgungssicherheit) ausgeht, dabei jedoch die bestehenden Ziel-
konflikte unterschlägt und zudem ihre eigenen Problemlösungskapazitäten über-
schätzt. Vgl. Geden/Noetzel 2007.

wie inländische) Investoren. Zum anderen benötigen bestehende und vor allem zukünftige Vertragsbeziehungen zwischen Produzenten und Konsumenten Streitschlichtungsmechanismen im Falle von Meinungsverschiedenheiten zwischen den (staatlichen wie nichtstaatlichen) Vertragsparteien. Wie die »Gasdispute« der jüngeren Vergangenheit gezeigt haben, ist ein solcher Mechanismus notwendig, um Vertragsstreitigkeiten ein verregelttes Rahmenwerk zu geben, sie nicht zu Krisen auswachsen zu lassen (mit negativen Seiteneffekten auch für dritte Parteien) und somit bei zukünftigen Streitfällen eine Abwärtsspirale zu vermeiden. Er würde zudem die Erwartungssicherheit der beteiligten Akteure erhöhen, Opportunitäts- und Informationskosten senken. Dies gilt außerdem auch mit Blick auf die bislang noch unerwähnten dritten »Spieler« im Gasmarkt: die Transitstaaten. Sie ermöglichen erst die Beziehungen zwischen Produzenten und Konsumenten und nehmen nicht selten die Rolle eines »Vetospielers« ein. Sie sind zudem meist als Anteilseigener bei Pipelines und als Empfänger von Transitgebühren direkt in die Handelsbeziehungen von Produzent und Konsument eingebunden. Investitionsregime und Streitschlichtungsmechanismen, welche die Erwartungssicherheit von Konsument und Produzent erhöhen sollen, müssen also Transitstaaten einbeziehen, um wirksam zu werden.

Prinzipiell existiert bereits ein Vertragswerk, das oben genannte Anforderungen erfüllt: der Energiecharta-Vertrag (ECT). Der ECT, 1998 in Kraft getreten, legt Regeln für Investitionen im Energiesektor fest und definiert Prinzipien für den diskriminierungsfreien Handel und Transport. Er enthält darüber hinaus einen Mechanismus zur Streitbeilegung in Konfliktfällen, sowohl zwischen Staaten als auch zwischen privaten Vertragspartnern und den beteiligten staatlichen Akteuren. Ein dem ECT angefügtes Transitprotokoll enthält darüber hinaus Bestimmungen zum diskriminierungsfreien Transit von Öl und Gas (vgl. Konoplyanik/Wälde 2006). Allerdings ist dieses Protokoll bislang noch nicht verabschiedet, aufgrund von Vorbehalten Russlands, das daraus erwachsende Wettbewerbsnachteile für eigenes Gas auf europäischen Märkten befürchtet. Russland hat zudem den ECT selbst nicht ratifiziert. Damit ist der für Europa wichtigste Gasproduzent nicht verbindlich in das Regelwerk eingebunden.⁷

7. Dass das für Europa ebenso wichtige Produzentenland Norwegen den ECT ebenfalls nicht ratifiziert hat, ist aufgrund der bislang konfliktfrei verlaufenen Energiebeziehungen weniger problematisch.

Gleichwohl wäre der existierende ECT für die Lösung der oben genannten Herausforderungen im Bereich Investition und Streitschlichtung der institutionell am besten geeignete Rahmen. Zentral für die Interessen aller beteiligten Seiten wäre zum einen der Streitlösungsmechanismus (*Dispute Settlement Mechanism* – DSM) in den Artikeln 26–28 des ECT (vgl. auch Götz 2007b). Wie die jüngste Krise um Gaslieferungen Gazproms an das nur eingeschränkt zahlungsfähige Belarus erneut gezeigt hat, ist dies auf einem angespannten regionalen Gasmarkt mit hoher Interdependenz ein unabdingbares Element. Zudem sind auch Interaktionen zwischen staatlichen und privaten Akteuren über den DSM abgedeckt. Zum Zweiten garantiert der ECT Vertragssicherheit für existierende und zukünftige E&P-Kontrakte ausländischer Investoren und Konsortialteilnehmer. Beides, der DSM sowie der Vertragsschutz erhöht damit aus europäischer Sicht deutlich die Erwartungssicherheit ausländischer Akteure in Produzentenländern. Zum dritten würde der ECT das passende Forum darstellen, um ausschließlich Fragen der Versorgungssicherheit behandeln und einen Informationsaustausch über zukünftige Produktions- und Konsumptionserwartungen betreiben zu können – Themen, für die im europäischen Gasmarkt gegenwärtig kein institutionalisierter Rahmen existiert.

Da Russland nicht bereit ist, den ECT unter den gegenwärtigen Bedingungen zu ratifizieren, müssen in den für Russland wichtigen Punkten eventuell Veränderungen erfolgen. Die EU selbst hat bislang jedoch wenig bis gar keine Bereitschaft gezeigt, Russland entgegenzukommen. Zentrale Vorbehalte bestehen dort vor allem hinsichtlich von Fragen des Handels mit russischem Nuklearmaterial, des »Regional Integration Clause« im Transitprotokoll und des Zugangs nicht-russischer Produzentenstaaten zu Gazproms innerrussischer Pipeline-Infrastruktur. Die Auflösung dieser Vorbehalte stellt eine Vorbedingung zur Ratifizierung des Vertragswerkes dar. In der Frage des Nuklearhandels, der mit Hinweis auf ein späteres – jedoch nie realisiertes – bilaterales Abkommen zwischen der EU und Russland vom ECT ausgenommen ist, sieht Russland seine Unternehmen durch Bestimmungen des EURATOM-Vertrags auf dem europäischen Markt diskriminiert. Russischen Angaben zufolge beläuft sich der jährliche Verlust für die heimische Nuklearindustrie auf mehrere hundert Millionen US-Dollar.⁸ Hinsichtlich der »Integrations-

8. RIA Novosti (23.09.2006): »Putin says Energy Charter Treaty needs amending«, <http://en.rian.ru/russia/20060923/54202158.html> (Zugriff am 02.08.2007).

Klausel« in Artikel 20 des Transitprotokolls moniert Russland, dass EU-Mitglieder de facto von den multilateralen Bestimmungen des Transitprotokolls ausgenommen sind.⁹ Bis auf wenige Ausnahmen, wie russische Energielieferungen in die Schweiz, würde damit die Wirksamkeit des Vertragswerkes im Transitbereich an den östlichen EU-Außengrenzen enden. Zuletzt fürchtet Russland mit Blick auf das im Transitprotokoll enthaltene Anti-Diskriminierungsprinzip beim Zugang zur Transportinfrastruktur Wettbewerbsnachteile gegenüber billigerem Gas anderer, vor allem zentralasiatischer Anbieter. Der ungehinderte Zugang von Wettbewerbern zum russischen Gasnetz würde Gazproms Geschäfte auf den europäischen Märkten gefährden, so die russische Argumentation. Die Validität der russischen Befürchtungen ist sicherlich zum Teil bestreitbar (vgl. Götz 2007b: 26; Konoplyanik/Wälde 2006: 540f.). Dennoch ist nicht nachvollziehbar, dass die EU in sämtlichen dieser Punkte – allesamt potentielle Verhandlungsmasse in einem energiepolitischen »Package Deal« – bislang unbeweglich geblieben ist.

Zwar wendet Russland derzeit einige Teile des ECT provisorisch an. Eine Abkehr von dieser Praxis ist jedoch jederzeit möglich. Daher wäre aus europäischer Sicht zunächst einmal jeder Schritt zur Implementierung des Vertragswerkes zu befürworten, selbst im Rahmen einer möglichen inhaltlichen Reduktion des ECT. Grundsätzlich jedoch sollte die EU ernsthaft bestrebt sein, den derzeit stockenden Ratifikationsprozess zu einem glücklichen Ende zu führen. Zu diesem Zweck wäre darüber nachzudenken, inwieweit Russland die Ratifizierung des ECT auch durch Zugeständnisse in Bereichen jenseits der Energiepolitik erleichtert werden könnte. Ein ähnliches Vorgehen war bereits bei der russischen Ratifizierung des Kyoto-Protokolls im Jahr 2004 zu beobachten, die durch die Zusage der EU, den russischen Beitritt zur WTO zu unterstützen, deutlich beschleunigt wurde (vgl. Bollinger-Kanne 2004).

Im Vergleich zum ECT sind alternative Foren der eurasischen Energiebeziehungen nur wenig geeignet, die Erwartungssicherheit der beteiligten Akteure zu erhöhen. Hierzu zählt etwa der EU-Russland-Energiedialog. Dieses im Oktober 2000 eingerichtete Forum hat zum Ziel, die Zusammenarbeit in den Bereichen Versorgungssicherheit, Energieeffizienz, Infrastruktur, Investitionen und Handel zu verbessern. Aller-

9. Das Transit Protokoll behandelt die EU gemäß Art. 20 als eine regionale Wirtschafts-Entität, nimmt also die noch ausstehende Vollendung des Energiebinnenmarkts bereits vorweg.

dings ist der Dialog relativ unverbindlich und kann bislang keine konkreten Erfolge vorweisen, woran auch die kürzliche erfolgte Restrukturierung der Arbeitsgruppen nichts ändern dürfte. Mit seinem auf wenige jährliche Treffen beschränkten und auf Expertengruppenebene agierenden Austausch stellt der EU-Russland-Energiedialog ein nur wenig effektives Instrument zur Erhöhung der gegenseitigen Erwartungssicherheit dar.

Auch die von EU-Seite wie auch von Russland regelmäßig ins Spiel gebrachte Option, energiepolitische Aspekte in das neu auszuhandelnde Partnerschafts- und Kooperationsabkommen (PKA) einzubinden und zukünftig zu einem Eckpfeiler der EU-russischen Energiebeziehungen zu machen, ist eher skeptisch zu betrachten. Die Erfahrungen mit dem seit 1997 laufenden PKA-Prozess zeigen, dass das PKA einen relativ unverbindlichen Zielrahmen der gesamten Bandbreite der EU-russischen Beziehungen darstellt, weit über den energiepolitischen Bereich hinaus. Verglichen mit einer Ratifizierung des ECT durch Russland böte die Integration von energiepolitischen Bestandteilen in ein PKA-Nachfolgeabkommen bedeutende Nachteile. Abgesehen davon, dass aufgrund des anhaltenden polnischen Vetos gegen die Aufnahme von PKA-Neuverhandlungen derzeit nicht einmal ansatzweise eingeschätzt werden kann, welcher Konsens in diesem Rahmen überhaupt zu erzielen wäre, stellt sich grundsätzlich die Frage nach dem rechtlichen Status und der Bindungswirkung eines solchen Abkommens. Wie die Vergangenheit gezeigt hat, kann die Umsetzung der im Rahmen des PKA-Vertrags vereinbarten Regelungen – darunter in Artikel 65 und 66 auch bislang schon solche zur Energie- und Nuklearpolitik – von keiner der Vertragsparteien tatsächlich auch eingefordert werden. Umgesetzt wurde nur das, worüber zwischen der EU und Russland ein fortdauerndes gemeinsames Interesse bestand (vgl. Fischer 2006). Darüber hinaus würde das PKA-Folgeabkommen gegenüber dem ECT eine regionale Beschränkung auf Russland bedeuten und somit nicht nur wichtige Transitstaaten, sondern auch die Förderländer Zentralasiens ausschließen.

Komplementär: Nachfrageseitige Maßnahmen

Gerade in solchen historischen Phasen, in denen – wie gegenwärtig – die Konsumenten- gegenüber der Produzentenseite über die schwächere Verhandlungsposition verfügt, täte die EU gut daran, ihr Augenmerk

in der Versorgungssicherheitspolitik nicht ausschließlich auf die Beziehungen zu den Lieferländern zu richten, sondern auch hinsichtlich eines nachfrageseitigen Risikomanagements ihre »Hausaufgaben« zu erledigen. Hierbei handelt es sich um ein Aufgabenbündel, bei dem es die Europäer vollkommen selbst in der Hand hätten, Fortschritte zu erzielen, völlig unbeeinflusst von »schwierigen Partnern« wie Russland. Daneben existiert selbstverständlich auch die Option, die Importabhängigkeit bei Gas und Öl durch eine Veränderung der heimischen Energieverbrauchsstrukturen abzumildern. Inwieweit sich dies mittelfristig auf die Energieversorgungssicherheit auswirkt, hängt davon ab, ob die ambitionierten Absichtserklärungen des Europäischen Rats auch tatsächlich in vollem Umfang implementiert werden und ob entsprechende Maßnahmen zu nennenswerten Einsparungen beim Verbrauch des Energieträgers Erdgas führen würden.¹⁰

Nachfrageseitig existieren funktionierende Risikomanagementsysteme derzeit im Rahmen der Internationalen Energieagentur. Sie basieren auf Bevorratungspflichten in Höhe des jeweiligen 90-Tage-Importbedarfs und festgelegten *Emergency-Response*-Mechanismen, die im Falle von Lieferausfällen die Versorgung einzelner IEA-Mitgliedstaaten gewährleisten sollen. Die Regelsysteme der IEA beschränken sich jedoch auf Öl und sind in ihrer institutionellen Ausgestaltung nicht problemlos auf den Gassektor zu übertragen, vor allem, weil die Speicherung von Gas technisch ungleich aufwändiger und damit auch kostspieliger ist. Auch auf EU-Ebene bestehen derzeit Bevorratungspflichten bei Öl, allerdings ohne einen verbindlichen Einsatzmechanismus. Bei Gas liegt die Verantwortung für den Ausgleich von Versorgungsengpässen ausschließlich bei den einzelnen Mitgliedstaaten und den dort tätigen Versorgungsunternehmen. Einige davon haben sich, etwa in Deutschland oder Österreich, bereits über die Anlage von größeren Reserven gegen kurzfristige Ausfälle abgesichert. Andere, etwa in Polen oder Großbritannien, haben dies jedoch kaum getan und sind daher weitestgehend ohne Möglichkeiten zur Abfederung. Hinzu kommt, dass neben den mangelnden Reservevolumina jegliche innereuropäischen Solidaritätsbestrebungen an den nur mangelhaften Verbindungen zwischen den weitgehend noch national definierten (und damit gegen »unerwünschten« Wettbewerb abgeschotteten) Versorgungsnetzen scheitern würde.

10. Zu einer Diskussion des Nachfrageanstiegs und des potentiellen Beitrags von Bioethanol zum Energiemix vgl. Goetz 2007.

Im Mandatsentwurf zur Regierungskonferenz sind Ergänzungen des EU-Primärrechts angedacht, die darauf hindeuten, dass die EU zukünftig verstärkt auf das Prinzip der Energiesolidarität setzen will. Hier wäre es jedoch erforderlich, möglichst bald (also noch vor der Ratifizierung des Reformvertrags) mit der Ausarbeitung von Richtlinien zu beginnen. Dies nicht nur zur Manifestierung eines entsprechenden politischen Willens, sondern auch, weil es aufgrund der noch mangelhaften Infrastrukturen selbst bei bestem Willen noch lange dauern wird, bis Solidaritätsmechanismen im Krisenfall greifen können. Zum einen müssten Mindestbevorratungspflichten für Gas sowie ein Krisenreaktionsmechanismus eingeführt werden. Zum anderen muss die EU den Ausbau der Interkonnektoren massiv fördern, sowohl finanziell als auch durch eine Veränderung des Binnenmarktrechtsrahmens (Stichwort »Entflechtung«). Die Existenz eines solidarischen Energiebinnenmarkts würde sich zugleich positiv auf den Grad an Einigkeit der EU-Staaten in Verhandlungen mit Produzentenländern auswirken. Die heikle Frage der nationalen Souveränität über die Gestaltung von Energiemix und Versorgungsstruktur würde deutlich abgeschwächt. Die Abhängigkeitsverhältnisse in den Lieferbeziehungen wären für alle Mitgliedstaaten weitgehend die gleichen. Portugal wäre dann de facto ebenso abhängig von russischem Gas wie Polen, auch wenn ersteres im »Normalfall« fast sein gesamtes Gas aus Algerien erhält. Die Attraktivität bilateraler Lösungen würde dadurch erheblich sinken, ein gemeinschaftliches Auftreten der Mitgliedstaaten gegenüber Produzentenländern wäre somit viel wahrscheinlicher – eine zentrale Voraussetzung für das Funktionieren einer EU-Energieaußenpolitik (vgl. Geden 2007).

Fazit: Bessere Rahmenbedingungen für Marktakteure schaffen

Die EU wird ihr Ziel, die Energieversorgungssicherheit ihrer Mitgliedstaaten deutlich zu erhöhen, nur dann erreichen können, wenn sie sich auf die größten Versorgungsrisiken konzentriert und sich unter realistischer Einschätzung ihrer Möglichkeiten vor allem dort engagiert, wo die größten Fortschritte möglich sind.

Bei aller Relevanz der existierenden europäischen Ansätze muss daher – aufgrund der auch in Zukunft herausragenden Stellung Russlands auf dem europäischen Gasmarkt – der Schwerpunkt der europäischen

Bemühungen darauf gerichtet sein, eine Ratifizierung des Energiechartavertrags zu erreichen. Die EU wird sich dabei nicht wie bislang darauf beschränken können, Bewegung auf russischer Seite einzufordern. Sie wird auch den (teilweise durchaus berechtigten) Forderungen Russlands entgegenkommen müssen, zudem eventuell erwägen, der russischen Seite Zugeständnisse auch in anderen Politikbereichen anzubieten. Komplementär zu einem gemeinsamen rechtlichen Rahmenwerk mit Produzenten- und Transitländern ist zwingend auch die Etablierung eines nachfrageseitigen Risikomanagements notwendig. Bei dessen Aufbau wird sich – weil unbeeinflusst von Dritten – zeigen, wie ernst es den EU-Mitgliedstaaten mit einer gemeinsamen Energiepolitik tatsächlich ist.

Da die Energiepolitik in der EU bislang nicht »vergemeinschaftet« worden ist (und dies in Bezug auf die energiepolitischen Außenbeziehungen auch auf lange Sicht nicht erwartet werden kann), ist ein höheres Maß an Einigkeit unter den Mitgliedstaaten tatsächlich vonnöten. Doch schon ein flüchtiger Blick auf die dabei bislang auftretenden Schwierigkeiten zeigt, dass »die Europäer« in energiepolitischer Hinsicht keineswegs als monolithischer Block agieren. Zwar ist ein einheitlicheres Auftreten der EU für die Zukunft durchaus denkbar, doch zugleich sollte man sich bezüglich der möglichen Effekte des »Sprechens mit einer Stimme« keine falschen Hoffnungen machen. Die populäre Vorstellung, wonach die EU der größte Kunde der russischen Energiewirtschaft sei und einfach nur geschlossener auftreten müsse, um eine bessere Position in den Energiebeziehungen zu erreichen, ist irreführend. Schließlich ist nicht die EU der »größte Kunde« von Gazprom, sondern allenfalls die europäische Energiewirtschaft. Deren Agieren steht jedoch nicht immer im Einklang mit den politischen Wünschen der EU, wie sich etwa bei den derzeit diskutierten Konkurrenzprojekten zur Nabucco-Pipeline zeigt oder auch der Tatsache, dass Deutschland noch immer keinen LNG-Terminal besitzt. Auch verfolgen die europäischen Energieversorger keine einheitliche Geschäftsstrategie im Umgang mit Gasexportunternehmen und -nationen, da sie als privatwirtschaftliche Akteure auf dem Energiemarkt miteinander in Konkurrenz stehen.¹¹ Eine größere Einigkeit unter den EU-Mitgliedstaaten, das vielbeschworene »Sprechen mit

11. Ein einheitliches europäisches Auftreten als Nachfrager ist schon deshalb illusorisch, weil dies nur auf Basis einer Verstaatlichung der Gasindustrie erreicht werden könnte – und zwar auf europäischem Niveau, um die Gasversorger den (im Einzelfall divergierenden) Interessen der mitgliedstaatlichen Regierungen zu entziehen.

einer Stimme« in der Energieaußenpolitik, kann daher lediglich zum Ziel haben, stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen für die europäischen Energiemarktakteure in Produzentenländern zu erreichen. Dies würde die Energieversorgungssicherheit der EU-Mitgliedstaaten deutlich erhöhen.

Literatur

- Ahrend, Rudiger/Tompson, William (2004): Russia's Gas Sector: The Endless Wait for Reform? OECD Economics Department Working Papers, No. 402, Paris.
- Ahrend, Rudiger/Tompson, William (2007): Caspian Oil in a Global Context. In: *Transition Studies Review* 14 (1): 163–187.
- Bollinger-Kanne, Josephine (2004): Kyoto als Eintrittskarte in die WTO? Die russische Ratifizierungsdebatte. In: *Russlandanalysen* 43: 2–4.
- Europäische Kommission (2007): Eine Energiepolitik für Europa. KOM(2007) 1, Brüssel.
- Fischer, Sabine (2006): Die EU und Russland. Konflikte und Potentiale einer schwierigen Partnerschaft. SWP-Studie 2006/34, Berlin.
- Gazprom (2007): Annual Financial Report 2006. Moskau.
- Geden, Oliver (2007): Energiesolidarität im EU-Reformvertrag. Ein zentraler Baustein der europäischen Energiepolitik. SWP-Aktuell 2007/34, Berlin.
- Geden, Oliver/Goldthau, Andreas/Noetzel, Timo (2007): »Energie-NATO« und »Energie-KSZE« – Instrumente der Versorgungssicherheit? Die Debatte um Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme? SWP-Diskussionspapier, Berlin.
- Geden, Oliver/Noetzel, Timo (2007): Europas Energiestrategie. Die deutsche Ratspräsidentschaft auf dem Weg zu einer gemeinsamen Energiepolitik? SWP-Aktuell 2007/05, Berlin.
- Goldthau, Andreas (2007): Gasproduzenten rücken zusammen. Der GECF-Gipfel in Katar und die Erfolgsaussichten einer »Gas-OPEC«. SWP-Aktuell 2007/26, Berlin.
- Götz, Roland (2006): Russland und der Europäische Erdgasmarkt. Vermeintliche und wirkliche Bedrohungen. SWP-Aktuell 2006/58, Berlin.
- Götz, Roland (2007a): Gasproms Zukunftsstrategie, SWP-Aktuell 2007/39, Berlin.
- Götz, Roland (2007b): Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit. SWP-Studie 2007/21, Berlin.
- Harks, Enno (2007): Der globale Ölmarkt. Herausforderungen und Handlungsoptionen für Deutschland. SWP-Studie 2007/11, Berlin.
- IEA (2006): World Energy Outlook 2006. Paris.
- Konoplyanik, Andrei/Wälde, Thomas (2006): Energy Charter Treaty and its Role in International Energy. In: *Journal of Energy and Resources Law* 24 (4): 523–559.