

# AIPA 1/2018

---

Arbeitspapiere zur Internationalen Politik  
und Außenpolitik

Rainer Lenzen

## **Die Energiesicherheit der Bundesrepublik Deutschland**

Eine Analyse der Abhängigkeit von russischem  
Gas und der relativen Verfügbarkeit von  
Alternativen



Lehrstuhl für Internationale Politik  
und Außenpolitik der Universität zu Köln

ISSN 1611-0072

# AIPA 1/2018

---

Arbeitspapiere zur Internationalen Politik  
und Außenpolitik

Rainer Lenzen

**Die Energiesicherheit der Bundesrepublik  
Deutschland**

Eine Analyse der Abhängigkeit von russischem  
Gas und der relativen Verfügbarkeit von  
Alternativen

ISSN 1611-0072

Lehrstuhl für Internationale Politik und Außenpolitik  
der Universität zu Köln, Gottfried-Keller-Str. 6, 50931 Köln

Redaktionelle Bearbeitung: Nemo Buschmann

Köln 2018



## Abstract

Das Thema der Energieversorgung durch russische Gaslieferungen an die EU ist durch die seit 2014 andauernde Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine sowie die folgenden Sanktionen des Westens gegen Russland erneut und verstärkt in den Fokus von Öffentlichkeit und Wissenschaft gerückt. Die deutsche Abhängigkeit von russischem Gas ist seitdem viel zitiert. Ziel der Arbeit ist es herauszuarbeiten, wie sich diese Abhängigkeit im Detail gestaltet. Welche Rolle spielt Gas im deutschen Energiemix und welche Bedeutung haben die Gaslieferungen aus Russland – für beide Seiten? Denn als weiterer Punkt ist zu klären, ob nicht eine gegenseitige Abhängigkeit vorliegt. Auf dieser Basis werden Alternativen aufgezeigt, mit denen die deutsche Außenpolitik im Sinne des Interdependenztheoretischen Ansatzes auf eine mögliche Situation einer asymmetrischen Interdependenz reagieren kann. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich dabei auf die Diversifizierung der Lieferländer, Lieferrouten und Lieferquellen von Erdgas.

**Keywords:** Deutschland, Diversifizierung, Energiesicherheit, Gasversorgung, Russland

### Rainer Lenzen

Master of Arts, Fachrichtung Politikwissenschaft, an der Universität zu Köln. Seit November 2016 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Internationale Politik und Außenpolitik der Universität zu Köln und Redakteur der Zeitschrift für Außen- und Sicherheitspolitik (Springer VS).

Kontakt: [rainer.lenzen@uni-koeln.de](mailto:rainer.lenzen@uni-koeln.de)



# Inhaltsverzeichnis

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	V
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	VII
TABELLENVERZEICHNIS.....	VII
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2 KONZEPTIONELLE GRUNDLAGEN.....</b>	<b>2</b>
2.1    Arbeitsdefinition Energiesicherheit.....	3
2.2    Außenpolitische Relevanz von Energiesicherheit... ..	4
2.3    Theoretischer Ansatz .....	5
<b>3 DIE DEUTSCHE AUSGANGSLAGE .....</b>	<b>7</b>
3.1    Struktur der Energieversorgung.....	7
3.2    Import-Export-Bilanz mit Fokus auf Erdgas.....	10
<b>4 BEZIEHUNG ZU RUSSLAND .....</b>	<b>13</b>
<b>5 PERSPEKTIVEN DER DIVERSIFIZIERUNG.....</b>	<b>17</b>
5.1    Südlicher Gaskorridor .....	18
5.1.1    Kaspischer Raum .....	19
5.1.1.1    Aserbaidschan.....	19
5.1.1.2    Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan.....	24
5.1.2    Naher Osten.....	27
5.1.2.1    Katar .....	27
5.1.2.2    Iran.....	29
5.1.2.3    Weitere Länder im Nahen Osten.....	31
5.1.3    Fazit Südlicher Gaskorridor .....	32

5.2	Nord- und Westafrika .....	32
5.2.1	Algerien.....	35
5.2.2	Nigeria.....	40
5.2.3	Libyen.....	44
5.2.4	Ägypten.....	46
5.2.5	Fazit Nord- und Westafrika.....	48
5.3	Nordamerika.....	49
5.3.1	USA.....	49
5.3.2	Kanada und Mexiko .....	60
5.3.3	Fazit Nordamerika.....	63
<b>6</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK .....</b>	<b>66</b>
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>69</b>
<b>8</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>90</b>

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AGEB</b>	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
<b>AQIM</b>	Organisation al-Qaida des Islamischen Maghreb (frz. Organisation al-Qaïda au Maghreb islamique)
<b>BAFA</b>	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
<b>BGR</b>	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
<b>BMWI</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>CIA</b>	Central Intelligence Agency
<b>DOE</b>	Energieministerium der Vereinigten Staaten (United States Department of Energy)
<b>EGC SE</b>	Eon Global Commodities SE
<b>EGC NA</b>	Eon Global Commodities North America LLC
<b>EIA</b>	Amt für Energiestatistik im Energieministerium der Vereinigten Staaten (Energy Information Administration)
<b>EWG</b>	Energy Watch Group
<b>FERC</b>	Federal Energy Regulatory Commission
<b>FOB</b>	Frei an Bord (Free on Bord)
<b>GÜP</b>	Grenzübergangspunkt
<b>IEA</b>	Institute of Economic Affairs
<b>ITG</b>	Interconnector Türkei-Griechenland Pipeline
<b>ITGI</b>	Interconnector Türkei-Griechenland-Italien Pipeline
<b>LNG</b>	Flüssigerdgas (liquefied natural gas)
<b>MEG</b>	Maghreb–Europe Gas Pipeline
<b>MMBtu</b>	Million British thermal units
<b>NEB</b>	National Energy Board
<b>OPEC</b>	Organisation erdölexportierender Länder (Organization of the Petroleum Exporting Countries)



<b>PEV</b>	Primärenergieverbrauch
<b>RRR</b>	Reserve Replacement Ratio
<b>SCP</b>	Südkaukasus-Pipeline (South Caucasus Pipeline)
<b>SOCAR</b>	Staatliche Ölgesellschaft von Aserbaidshan (State Oil Company of Azerbaijan Republic)
<b>TANAP</b>	Transanatolischen Gaspipeline (Trans-Anatolien Natural Gas Pipeline)
<b>TAP</b>	Trans-Adria-Pipeline
<b>TAPI</b>	Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Indien-Pipeline
<b>TCGP</b>	Transkaspische Gaspipeline (Trans Caspian Gas Pipeline)
<b>TSGP</b>	Trans-Saharan Gas Pipeline
<b>Transmed</b>	Trans-Mediterrane Pipeline
<b>WND</b>	West Nile Delta

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 (in Prozent) .....	8
<b>Abbildung 2:</b> Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach Energieträgern von 1990 bis 2014 (Angaben in Petajoule) .....	9
<b>Abbildung 3:</b> Nettoimporte nach Energieträgern im Jahr 2014 (in Prozent) .....	10
<b>Abbildung 4:</b> Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2014 nach Ländern (in Prozent) .....	12
<b>Abbildung 5:</b> Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland (in Terajoule) .....	14
<b>Abbildung 6:</b> Erdgas in Aserbaidshan: Produktion, Verbrauch und Export (in Milliarden Kubikmeter) .....	22
<b>Abbildung 7:</b> Nord- und Westafrika: Verteilung der Erdgasimporte aus Drittländern in die EU (in Prozent) .....	33
<b>Abbildung 8:</b> Erdgas in Algerien: Produktion, Verbrauch und Exportkapazität (in Milliarden Kubikmeter) .....	38
<b>Abbildung 9:</b> Verteilung der nigerianischen Erdgasproduktion (in Milliarden Kubikmeter) .....	42
<b>Abbildung 10:</b> Erdgas in Libyen: Produktion, Verbrauch und Export von 2009 bis 2013 (in Milliarden Kubikmeter) .....	45
<b>Abbildung 11:</b> Erdgas in Ägypten: Produktion, Verbrauch und Export (in Milliarden Kubikmeter) .....	47
<b>Abbildung 12:</b> US-Schiefergasproduktion 2007-2014 (in Milliarde Kubikmeter) .....	50

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Nominale Exportkapazitäten Algeriens (in Milliarden Kubikmeter pro Jahr) .....	37
<b>Tabelle 2:</b> Vergleich nachgewiesener Erdgasreserven der USA nach Organisation .....	53

# **Die Energiesicherheit der Bundesrepublik Deutschland**

## **Eine Analyse der Abhängigkeit von russischem Gas und der relativen Verfügbarkeit von Alternativen**

### **1 Einleitung**

Das Thema der Energieversorgung durch russische Gaslieferungen an die EU ist durch die seit 2014 andauernde Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine sowie die folgenden Sanktionen des Westens gegen Russland erneut und verstärkt in den Fokus von Öffentlichkeit und Wissenschaft gerückt. Die deutsche Abhängigkeit von russischem Gas ist seitdem viel zitiert.

Ziel der Arbeit ist es herauszuarbeiten, wie sich diese Abhängigkeit im Detail gestaltet. Welche Rolle spielt Gas im deutschen Energiemix und welche Bedeutung haben die Gaslieferungen aus Russland – für beide Seiten? Denn als weiterer Punkt ist zu klären, ob nicht vielleicht eine gegenseitige Abhängigkeit vorliegt. Auf dieser Basis werden Alternativen aufgezeigt, mit denen die deutsche Außenpolitik auf eine Situation der Abhängigkeit reagieren kann. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich dabei auf die Diversifizierung der Lieferländer, -routen und -quellen von Erdgas. Diversifizierung ist kein Selbstzweck, sondern ein Mittel zum Ziel der Energiesicherheit.<sup>1</sup> Weitere Mittel wären etwa die Substitution von Erdgas durch andere Energiequellen (Stichwort: Erneuerbare Energien) oder die Nutzung einheimischer Ressourcen (Stichwort: Schiefergas / Fracking). Diese

---

<sup>1</sup> Den theoretischen Hintergrund hierzu liefert Stirling (2011).

Themen betreffen aber eher die Innenpolitik und fallen nicht in den Fokus dieser Arbeit.

Als konzeptionelle Grundlage dient einleitend der Begriff der Energiesicherheit sowie deren außenpolitische Relevanz. Im nächsten Schritt führt die vorliegende Arbeit den Interdependenztheoretischen Ansatz zur Analyse des Abhängigkeitsverhältnisses zwischen Deutschland und Russland ein. Es folgen eine Darstellung der Struktur der deutschen Energieversorgung und eine Import-Export-Bilanz mit Fokus auf den Gasimport des Landes. Vor diesem Hintergrund wird Deutschlands Beziehung zu Russland untersucht. Ziel ist es hier, eine mögliche gegenseitige Abhängigkeit aufzuzeigen. Darauf aufbauend werden abschließend Deutschlands Perspektiven der Diversifizierung analysiert. Den Kern der Analyse bilden hierbei 1) der Südliche Gaskorridor, 2) Nord- und Westafrika, sowie 3) Nordamerika.

Der Schwerpunkt des Erkenntnisinteresses der Arbeit liegt auf der Empirie. Mit der Methode einer dichten Beschreibung in Anlehnung an Clifford Geertz (1987) erfolgt eine möglichst umfassende Darstellung des Forschungsgegenstandes. Der Untersuchungszeitraum stellt für Kapitel 2 und 3 vor allem den Status quo<sup>2</sup> dar, wenngleich für ein tieferes Verständnis auch einige Entwicklungen nachgezeichnet werden. Für den zweiten Teil werden die Perspektiven anhand ihrer kurz-, mittel- und langfristigen Wirksamkeit bewertet.

## **2 Konzeptionelle Grundlage**

Dieses Kapitel befasst sich zunächst mit einer Arbeitsdefinition für den Begriff der Energiesicherheit. Darauf aufbauend werden die außenpolitische Relevanz von Energiesicherheit und ein theoretischer Ansatz zur Analyse von Energie-Außenpolitik erörtert.

---

<sup>2</sup> Die vorliegende Veröffentlichung basiert auf einer Forschungsarbeit aus dem Jahr 2016. Dementsprechend ist die Aktualität der Daten auf diesen Zeitpunkt begrenzt.

## 2.1 Arbeitsdefinition Energiesicherheit

Trotz des zunehmenden Gebrauchs des Begriffs der „Energiesicherheit“ bleibt die Definition bisweilen uneinheitlich. Für eine genaue Bestimmung dienen im Folgenden vor allem englischsprachige Arbeiten, in denen der Begriff umfangreicher analysiert wird als in der deutschsprachigen Fachliteratur.

Checci, Behrens und Egenhofer (2009, S. 1–2) unterscheiden zwischen Wissenschaftlern, die Energiesicherheit aus einer wirtschaftlichen Perspektive interpretieren, und denjenigen, die deren politische und strategische Seite betonen. Demnach betrachtet die Mehrheit der Vertreter einer ökonomischen Sichtweise den Ausdruck als quasi bedeutungslos. Für sie unterliegen Energie-Fragen einzig den Regeln des Marktes. Dadurch bleiben politische und Hard-Power-Faktoren, deren Ziel eine Energiesicherheit sein könnte, außen vor. Staatliche Eingriffe werden aber mitunter gefordert, wenn die Märkte versagen.

Verschiedenen Außenpolitik-Analysten zufolge haben die zunehmende Verstaatlichung von Energieressourcen und die Politisierung des Energiemanagements durch rohstoffreiche Länder Energiesicherheit hingegen zu einer Frage der nationalen Sicherheit gemacht. Nach dieser Auffassung ist der Markt (allein) nicht in der Lage, den zunehmenden und facettenreichen Herausforderungen zu begegnen, denen sich Länder mit hohem Energiekonsum in einer globalisierten Welt ausgesetzt sehen. Energiesicherheit erfordert demzufolge internationale Zusammenarbeit, staatliche Eingriffe und militärische Kontrolle.

Für Checci et al. sind die beiden Ansätze nicht widersprüchlich, sondern komplementär. So machen die Autoren in den verschiedenen Definitionen beider Lager zwei konstante Faktoren aus, die sie zum Kern einer Definition von Energiesicherheit im Sinne einer Versorgungssicherheit machen: die physische Verfügbarkeit von Rohstoffen und deren Preise.

Die Rohstoffpreise beeinträchtigen das Wirtschaftswachstum, den Wohlstand und die industrielle Wettbewerbsfähigkeit eines Landes. Um diese

Ziele zu gewährleisten, dürfen die Preise nicht beliebig hoch, sondern müssen „annehmbar“ sein. Ein freier Markt ist nun dadurch definiert, dass sich ein Gleichgewichtspreis ergibt, bei dem alle Anbieter und Nachfrager zum Zuge kommen, die bereit sind, ihre Güter bei diesem Preis zu verkaufen respektive bei diesem Preis zu kaufen. Dabei wäre es naiv anzunehmen, dass dies in Bezug auf Energieträger die Versorgungssicherheit eines Landes garantiert. In welchem Ausmaß es akzeptabel ist, die Preise variieren zu lassen, um die Nachfrage zu beschränken und die Verteilung knapper Güter zu steuern, muss deshalb über den Markt hinaus politisch gelöst werden, etwa von Regierungen oder internationalen Kartellen wie der Organisation erdölexportierender Länder (OPEC).

Der zweite konstante Faktor einer Definition von Energiesicherheit als Versorgungssicherheit ist die ununterbrochene (physische) Verfügbarkeit von Ressourcen. Diese ist abhängig von geologischer und wirtschaftlicher Dynamik sowie von staatlichen Eingriffen – vor allem auf der Nachfrageseite – und politischen Kompromissen.

Für die Validität der Definition von Energiesicherheit als Versorgungssicherheit spricht die Verwendung dieses Konzepts in der Fachliteratur (Yergin 1988, S. 111; Erdal 2015, S. 154–157) oder wichtigen Institutionen (IEA 2001). Entsprechend soll Energiesicherheit in dieser Arbeit im Sinne einer Versorgungssicherheit verstanden werden.

## **2.2 Außenpolitische Relevanz von Energiesicherheit**

In der Bundesrepublik Deutschland oblag die Energiepolitik über Jahrzehnte in erster Linie dem Wirtschaftsministerium, während das Auswärtige Amt lediglich in einzelnen Fällen an den entsprechenden Entscheidungsprozessen beteiligt war.<sup>3</sup> Diese Konstellation lag in der Annahme begründet, dass die Versorgungssicherheit am besten durch starke Wirtschaftsunternehmen sowie die Gesetze des Marktes

---

<sup>3</sup> Als Beispiel für ein solches selektives Einbeziehen des Auswärtige Amtes nennt Müller (2006, S. 7) nützliche Dienste für Infrastrukturmaßnahmen – wie bei dem Erdgas-Röhren-Geschäft in den späten 1970er und frühen 1980er Jahren –, die mit politisch schwierigen Regimen getroffen werden mussten.

gewährleistet würde. Spätestens seit den Jahren ab 1999 hat sich allerdings nach dem Gassektor auch auf dem Ölsektor gezeigt, dass 1) der Angebotsmarkt nicht als Wettbewerbsmarkt funktioniert und 2) beide Energieträger als politische Waffe dienen können.<sup>4</sup> Mit Blick auf den Markt werden monopolistische Tendenzen durch eine Angebotskonzentration sowie eine steigende Verstaatlichung beziehungsweise staatliche Kontrolle der Energieproduktion in den großen Förderländern verschärft. Als Ergebnis steht „eine staatlich regulierte Investitionspolitik, die marktwirtschaftliche Regeln unterläuft, indem dort investiert wird, wo Gewinne winken“ (Müller 2006, S. 5) und/oder die Produktion begrenzt wird, um die Preise hochzutreiben oder -halten. Dadurch ergeben sich wiederum für große Förderländer Druckmittel zur Durchsetzung politischer Ziele. Vor diesem Hintergrund erhielt der Begriff der Energie-Außenpolitik schließlich Eingang in die außenpolitische Debatte. Der Außenpolitik obliegt demnach die Aufgabe, politische Machtkonstellationen zu erfassen, die durch das Versagen des Wettbewerbsmarktes entstehen (Müller 2006, S. 5–7).

### 2.3 Theoretischer Ansatz

Für eine Analyse der deutschen Energie-Außenpolitik bietet sich der Interdependenztheoretische Ansatz nach Robert Keohane und Joseph Nye an (vgl. Hellmann, Wagner und Baumann 2014, S. 14–18).

In ihrem Werk *Power and Interdependence. World Politics in Transition* aus dem Jahr 1977 haben Keohane und Nye das Konzept der „komplexen Interdependenz“ in die Internationalen Beziehungen eingeführt. Dabei meint *dependence* die Abhängigkeit eines Staates von äußeren Faktoren und *interdependence* (Interdependenz) die gegenseitige Abhängigkeit beziehungsweise

---

<sup>4</sup> So hat die Organisation der Erdölexportierenden Staaten (OPEC) im Jahr 1999 erstmals seit dem Preiseinbruch Ende 1985 das ihr als Kartell zur Verfügung stehende Hauptinstrument, über Mengenbegrenzungen Preissteigerungen zu erzielen, erfolgreich einsetzen können. Die darauf folgende Selbstverpflichtung der OPEC, Öl nicht als politische Waffe einzusetzen, wurde von Mitgliedsstaaten wie Venezuela und Iran in den ersten des neuen Jahrtausends allerdings nicht mehr als bindend angesehen: Beide Länder drohten wiederholt mit Lieferboykott.

ständig wirkende gegenseitige Einflussnahme der Akteure in den Internationalen Beziehungen aufeinander.

Keohane und Nye grenzen Interdependenz von einfacher „Verbundenheit“ (*interconnectedness*) durch den Faktor Kosten ab. Während sich Verbundenheit auf den Umfang und das Ausmaß von Interaktionen zwischen Akteuren bezieht, zielt Interdependenz auf die politische Bedeutung dieser Interaktionen ab. Diese liegt darin, dass die Interaktionen stets mit der Entstehung von Kosten verbunden sind, weil sie die Handlungsautonomie eines Staates beschränken und Anpassungsleistungen erforderlich machen (Keohane und Nye 1977, S. 8–11; Spindler 2006, S. 105–106, 110).

Hinsichtlich dieser Anpassungsleistungen unterscheiden Keohane und Nye mit Interdependenz-Empfindlichkeit (*sensitivity*) und Interdependenz-Verwundbarkeit (*vulnerability*) zwei Abstufungen von Interdependenz. Empfindlichkeit bezeichnet die Kosten, die bei einem Akteur als Folge von externen Veränderungen entstehen. Hier bleibt das eventuelle Ergreifen von politischen Gegenmaßnahmen durch den betroffenen Akteur ausgeblendet. Interdependenz-Verwundbarkeit bezeichnet hingegen die Kosten, die der Akteur durch die externen Veränderungen tragen muss, selbst wenn er eine Anpassung seiner Politik vornimmt. Die Verwundbarkeit bezieht sich demnach auf den Teil der Interdependenzen, der nicht durch Anpassungsleistungen kompensiert werden kann. Eine hohe Interdependenz-Empfindlichkeit impliziert also nicht zwingend eine hohe Interdependenz-Verwundbarkeit. Das Kriterium der Verwundbarkeit ist für Keohane und Nye von besonderer Wichtigkeit bei der Analyse der Struktur von Interdependenzbeziehungen. Die Verwundbarkeits-Dimension ist abhängig von der relativen Verfügbarkeit und Kostenintensität von Alternativen (Keohane und Nye 1977, S. 12–13; Spindler 2006, S. 106).

Für das Konzept von Keohane und Nye ist die Machtausübung von Staaten unter den Bedingungen von Interdependenz ein zentraler Punkt. Macht- und damit Handlungspotenziale entstehen, wenn in einem Politikfeld eine



asymmetrische Interdependenz vorliegt. Unter dieser versteht man, dass Staaten in den verschiedenen Politikfeldern unterschiedlich verwundbar und die Anpassungskosten entsprechend ungleichmäßig auf die Akteure verteilt sind (Keohane und Nye 1987, S. 730; Spindler 2006, S. 110–111).

Um zu prüfen, ob und in welchem Umfang eine asymmetrische Interdependenz im Politikfeld der Energiesicherheit vorliegt, zeigt die vorliegende Arbeit im Sinne der Verwundbarkeits-Dimension von Keohane und Nye die relative Verfügbarkeit und Kostenintensität von Alternativen auf. Dabei stehen Deutschlands Alternativen auf der Nachfrageseite im Fokus. Ebenso müssen aber die russischen Alternativen auf der Angebotsseite berücksichtigt werden, da sie das Ausmaß einer potenziellen asymmetrischen Interdependenz mitbestimmen.

### **3 Die deutsche Ausgangslage**

Das vorliegende Kapitel befasst sich mit der Struktur der Energieversorgung in Deutschland sowie der Import-Export-Bilanz mit besonderem Fokus auf das Thema Erdgas.

#### **3.1 Struktur der Energieversorgung**

Die Struktur des Energieverbrauchs (Energimix) der Bundesrepublik besteht trotz der 2011 eingeleiteten Energiewende<sup>5</sup> weiter zu großen Teilen aus fossilen Energieträgern. So betrug der Anteil fossiler Energieträger am hiesigen

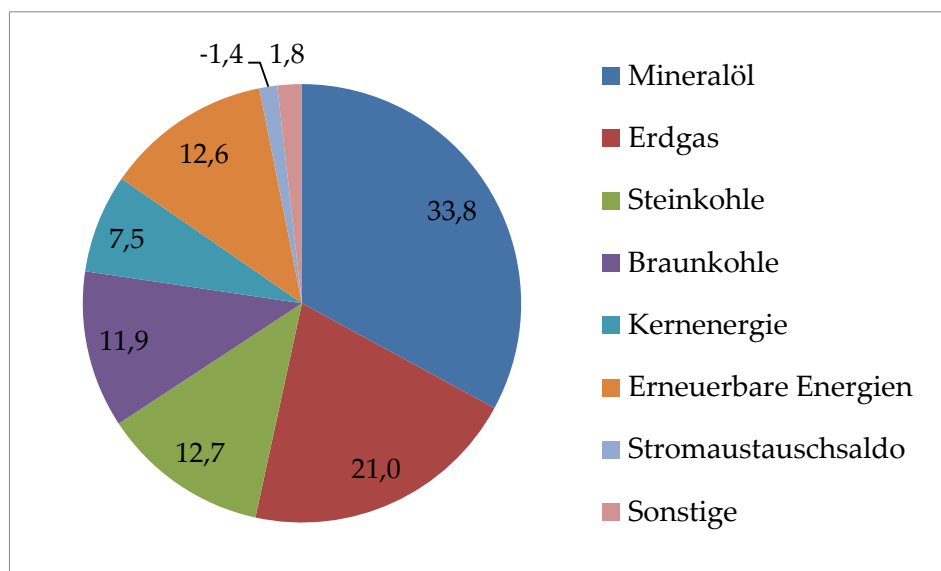
---

<sup>5</sup> Vor dem Hintergrund der Atomkatastrophe von Fukushima nahm die Bundesregierung aus Union und FDP im Sommer 2011 ihren zuvor verabschiedeten Beschluss zur befristeten Verlängerung der Restlaufzeiten deutscher Kernkraftwerke zurück und läutete einen grundlegenden Umbau der deutschen Energieversorgung ein. Zentrale Bausteine dieser von der folgenden Bundesregierung aus Union und SPD fortgesetzten Energiewende sind der gegenüber dem ursprünglichen Zeitplan sogar noch beschleunigte Ausstieg aus der Atomkraft, ein dynamischerer Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Koppelung in Verbindung mit dem dafür notwendigen Netzausbau sowie erhöhte Anstrengungen bei der Mobilisierung von Energieeffizienz (Deutscher Bundestag 2010, 2011; Bontrup und Marquardt 2012, S. 7; Bundesregierung 2016a). Die Diskussion über eine Energiewende lässt sich indes wesentlich länger – bis in die 1970er Jahre – zurückverfolgen (Hirschhausen 2014, S. 2–3).

Primärenergieverbrauch (PEV) nach Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) im Jahr 2015 annähernd 80 Prozent: 33,8 Prozent entfielen auf Mineralöl, 21,0 Prozent auf Erdgas, 12,7 Prozent auf Steinkohle sowie 11,9 Prozent auf Braunkohle (vgl. Abb. 1).

Der PEV erfasst den Energiegehalt sämtlicher im Inland eingesetzter Energieträger. Zu den Primärenergieträgern zählen in erster Linie Braun- und Steinkohle, Mineralöl sowie Erdgas. Zudem werden Kernenergie und energetisch genutzte Abfälle als Primärenergieträger behandelt. Primärenergieträger werden entweder direkt genutzt oder in sogenannte Sekundärenergieträger (Kohlebriketts, Kraftstoffe, Strom, Fernwärme u.a.) umgewandelt. Der PEV berechnet sich als Bilanzierung der inländischen Produktion, des Saldos der im- beziehungsweise exportierten Energieträger (abzüglich der Hochseebunkerungen) und der Bestandsveränderungen (AGEB 2012, S. 20).

**Abbildung 1:** Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 (in Prozent)



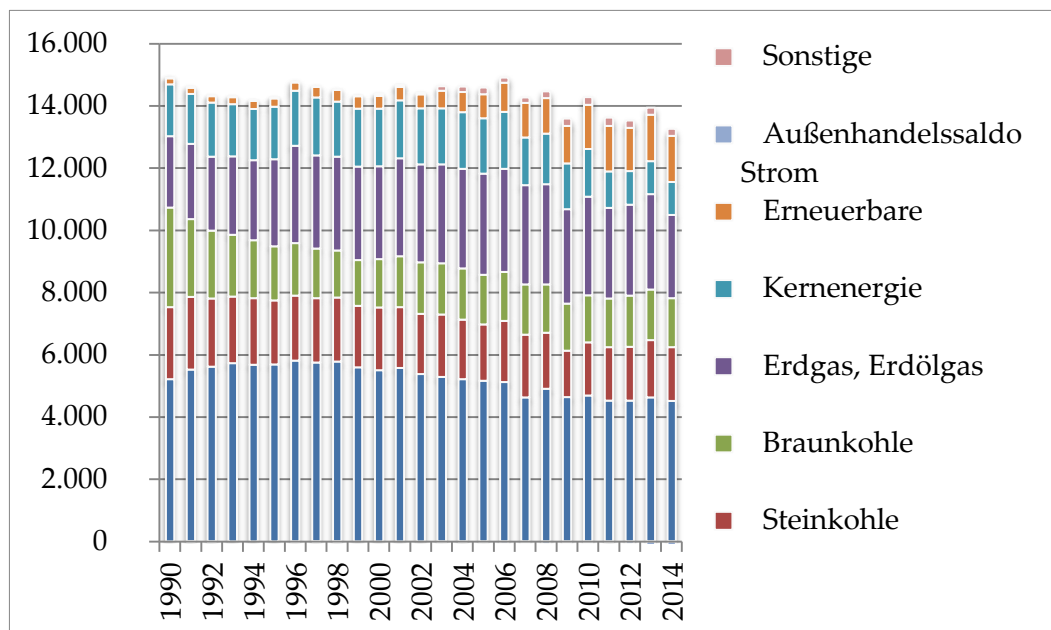
(Quelle: Eigene Darstellung nach AGEB 2015)

Bezüglich der Verbrauchsformen kommen die unterschiedlichen, weltweit genutzten Primärenergien in jeweils spezifischen Feldern zum Einsatz. Bei Mineralöl dominiert der Verkehrssektor, Erdgas wird überwiegend für den Wärmemarkt genutzt und Kohle für die Stromerzeugung. Während Kernenergie

ausschließlich der Stromerzeugung dient, werden Erneuerbare Energien gleichermaßen im Wärmemarkt und in der Stromerzeugung eingesetzt. Zusätzlich werden Erneuerbare Energien in Form von Biokraftstoffe zunehmend wichtiger für den Verkehrssektor (Schiffer 2011, S. 1; vgl. AGEB 2016a).

Der Anteil Erneuerbarer Energien ist im Energiemix der Bundesrepublik zwar seit dem Jahr 1990 stetig angestiegen (vgl. Abb. 2), deckte aber im Jahr 2015 nur 12,6 Prozent des Verbrauches ab (vgl. Abb. 1). Bei Erdgas ist der Verbrauch bis 1996 relativ stetig angestiegen und hat sich seitdem bei etwa 3.000 Petajoule und einem Anteil von gut 20 Prozent eingependelt.

**Abbildung 2:** Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach Energieträgern von 1990 bis 2014 (Angaben in Petajoule)



(Quelle: Eigene Berechnungen nach BMWi 2015a)

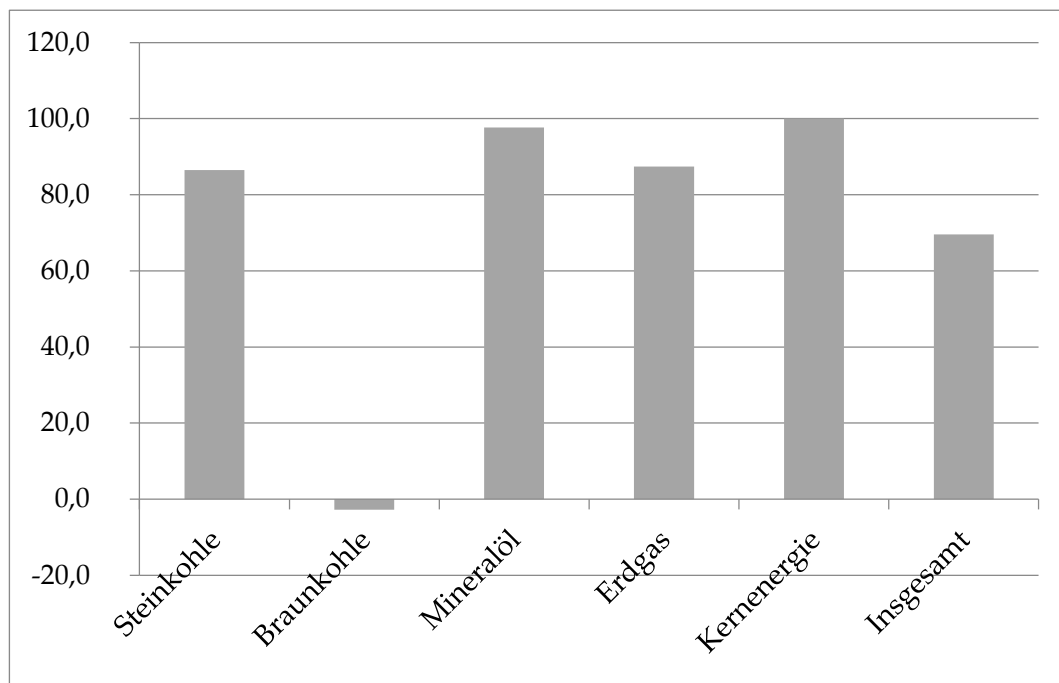
Neben dem mit Abstand wichtigsten Markt für Erdgas, dem Wärmemarkt, und der Funktion als Einsatzstoff in der Chemie-Industrie, ist Erdgas dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zufolge ein flexibel einsetzbarer und vielfältiger Energieträger für 1) die Stromerzeugung, 2) die Speicherung von Energie und, als Zukunftsperspektive, als 3) Ausgleichsspeicher für regenerativen Strom sowie für 4) den Mobilitätssektor. Dabei betont das

Ministerium, dass Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern aufgrund des geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoßes klimafreundlicher ist (BMWi 2016a).

### 3.2 Import-Export-Bilanz mit Fokus auf Erdgas

Die Bundesrepublik ist zur Deckung des Energiebedarfs essenziell auf den Import von Primärenergieträgern angewiesen. So gibt es lediglich bei Stein- und Braunkohle größere inländische Vorkommen an Energierohstoffen. Deren Ausbeutung ist allerdings seit Jahren rückläufig. Dies gilt auch für die Nutzung der relativ geringfügigen Erdgas- und -ölfelder in Deutschland. Dagegen hat die Bedeutung der heimischen Erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Dieser Trend wird sich dem BMWi zufolge fortsetzen und könnte so den Importbedarf auf Sicht reduzieren (BMWi 2016b).

**Abbildung 3:** Nettoimporte nach Energieträgern im Jahr 2014 (in Prozent)



(Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi 2015b)

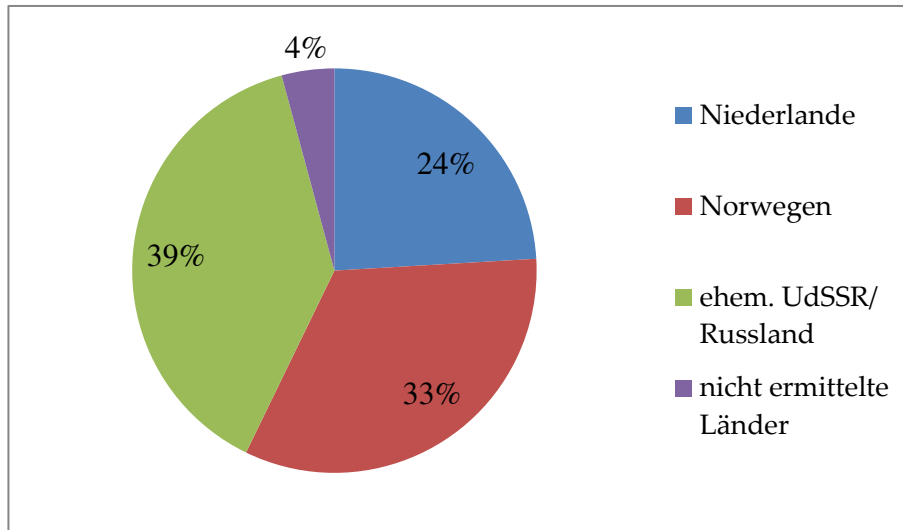
Deutschland importiert vor allem die Energieträger Mineralöl, Gas, Steinkohle und Uran. Uran zur Kernenergienutzung wird sogar zu 100 Prozent eingeführt und auch Mineralöl wird fast vollständig aus dem Ausland bezogen

(vgl. Abb. 3). Ebenso werden Steinkohle und Erdgas vorwiegend eingeführt. Auf Sicht wird die Bundesrepublik mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht nur beim Energieträger Uran, sondern auch bei Erdöl sowie Steinkohle und Erdgas komplett auf Importe angewiesen sein (Umweltbundesamt 2016).

Der wichtigste Energielieferant der Bundesrepublik ist mit Abstand Russland. Nach Angaben der AGEB und des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) betrug der Anteil russischer Importe nach Deutschland im Jahr 2014 für Rohöl 33,6 Prozent, für Erdgas 39,0 Prozent (vgl. Abb. 4) und für Steinkohle 32,2 Prozent (AGEB 2016b; BAFA 2015). Die deutschen Importquoten für diese Energieträger entsprechen größtenteils den Durchschnittswerten der Europäischen Union (EU). Allerdings herrschen teils deutliche Unterschiede zwischen den Mitgliedsstaaten: Während Öl- und Gasproduzenten wie Norwegen sich selbst versorgen, sind insbesondere osteuropäische Staaten abhängig von russischen Lieferungen. Im Fall eines russischen Gasstopps würden Länder wie Bulgarien, Bosnien, Mazedonien, Finnland, Litauen oder Estland Energielieferdefizite von bis zu 100 Prozent zu verkraften haben (Basedau und Schultze 2014, S. 2).

Warum aber steht die Abhängigkeit von russischem Erdgas so viel mehr im Fokus als die Abhängigkeit von Erdöl? Im Gegensatz zu Erdöl, das vorwiegend in Tankern transportiert und auf den internationalen Märkten frei gehandelt werden kann, sind Gaslieferungen (noch) überwiegend an Pipelines geknüpft. Erdöllieferanten haben lediglich begrenzte Mitbestimmungsmöglichkeiten darüber, wer das Öl am Ende erhält. Das ist bei Gaslieferungen anders, weshalb die Abhängigkeit bei Gas besonders schwer wiegt (Basedau und Schultze 2014, S. 3).

**Abbildung 4:** Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2014 nach Ländern (in Prozent)



(Quelle: Eigene Berechnungen nach BAFA 2015)

Die deutsche Abhängigkeit von Erdgas aus Russland verdeutlicht ein Blick auf die Pipelines, die Deutschland zum Import zur Verfügung stehen. Russisches Gas wird zum einen durch die Jamal Europa mit einer Kapazität von rund 33 Milliarden Kubikmetern pro Jahr (Grenzübergabepunkt Mallnow) sowie das Ukraine-Leitungssystem mit einer Kapazität von etwa 120 Milliarden Kubikmetern pro Jahr (Grenzübergabepunkt Waidhaus/Sayda) nach Deutschland und Westeuropa geleitet. Zum anderen ermöglichen es die zwei bestehenden Stränge der Nord Stream-Pipeline, Erdgas durch die Ostsee und damit ohne Transitländer direkt aus Russland zu beziehen. Beide Stränge zusammen haben eine Transportkapazität von jährlich bis zu 55 Milliarden Kubikmetern Erdgas und können neben Deutschland Verbraucher in Dänemark, im Vereinigten Königreich, in den Niederlanden, in Belgien, in Frankreich, in der Tschechischen Republik und in anderen Ländern versorgen (BMW 2016c). Eine zweite Leitung durch die Ostsee (Nord-Stream 2) befindet sich in Planung. Dadurch sollen die Kapazitäten auf diesem Weg verdoppelt werden (Nord Stream 2 2016).

Aus Norwegen wird das Erdgas über drei Pipelines (Norpipe, Europipe I und II) mit einer Gesamtkapazität von 54 Milliarden Kubikmetern pro Jahr aus verschiedenen Gasfeldern nach Emden/Dornum transportiert. Dazu kommen

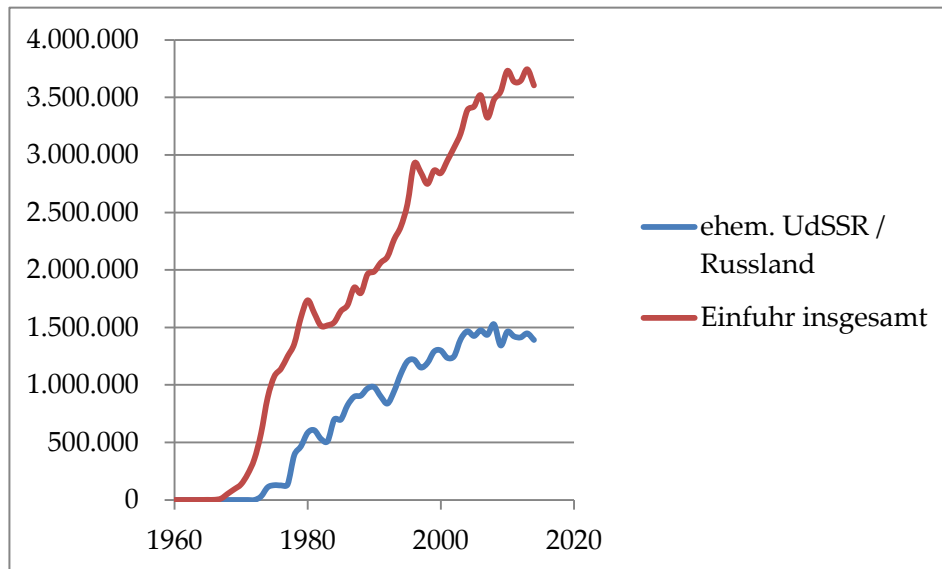
Anbindungen in die Niederlande, unter anderem an das niederländische Gasfeld Groningen (BMWi 2016c). Insgesamt zeigt der Blick auf die nach Deutschland führenden Erdgas-Pipelines damit eine klare russische Dominanz.

## 4 Beziehungen zu Russland

Kapitel 3 hat die deutsche Importabhängigkeit von Primärenergieträgern zur Deckung des Energiebedarfs aufgezeigt sowie die bedeutende Rolle Russlands als wichtigstem Lieferanten. Dabei wurde deutlich, dass die Abhängigkeit von russischem Erdgas besonders gravierend ist. Im Sinne des theoretischen Ansatzes dieser Arbeit ist die Verwundbarkeit hoch, allein schon da beim Pipelinennetz Alternativen für eine hinreichende Deckung aus anderen Ländern fehlen. Das aktuelle Kapitel analysiert nun, ob die Verwundbarkeit Deutschlands auch zu einer asymmetrischen Interdependenz führt, oder ob auch auf Russlands Seite eine Verwundbarkeit und damit eine wechselseitige Abhängigkeit vorliegt (vgl. 2.3)

Zunächst ist festzuhalten, dass Russland selbst während des Kalten Krieges jederzeit ein zuverlässiger Energielieferant war (Braml 2014, S. 3) und seit Aufnahme der Gaslieferungen im Jahr 1973 die Verträge gegenüber Deutschland stets eingehalten hat (Basedau und Schultze 2014, S. 3). Auch die Sanktionen des Westens gegen Russland infolge der Annexion der Krim haben bislang keinen Einfluss auf die russischen Gaslieferungen. Abbildung 5 zeigt, dass die deutschen Erdgaseinfuhren aus Russland seit den 1970er Jahren quasi parallel zur Gesamteinfuhr konstant gestiegen sind und sich nach einem Hoch von circa 50 Prozent der gesamten Erdgaseinfuhr im Jahr 1988 auf einen Anteil von etwa 40 Prozent eingependelt haben (vgl. Anhang 1). Auf Lieferstopps (oder andere Ursachen) zurückzuführende Ausfälle hat es bisher nicht gegeben.

**Abbildung 5:** Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland (in Terajoule)



(Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA 2015)

Zu der mit Zahlen belegbaren Verlässlichkeit Russlands als Erdgaslieferant der Bundesrepublik kommt, dass gerade beim leitungsgebundenen Gastransport eine äußerst intensive gegenseitige Abhängigkeit zwischen Lieferanten und Abnehmern besteht. Diese schließen über Jahrzehnte laufende Lieferverträge mit festgelegten Mengen und einem am Ölpreis orientierten Abnahmepreis ab, weshalb politisch motivierte Preiserhöhungen oder Lieferunterbrechungen schwerste Rückwirkungen auf die verursachende Seite nach sich ziehen würden und daher wenig wahrscheinlich sind (Götz 2007, S. 42).

Ein Großteil der Einnahmen des russischen Staates stammt aus Energieexporten nach Deutschland sowie anderen EU-Staaten. Hier zeigt sich die Interdependenz als theoretische Grundlage dieser Arbeit: Zwischen Exporteur und Importeur besteht eine wechselseitige Abhängigkeit, die beide Seiten zur Einhaltung des vereinbarten Geschäfts motiviert (vgl. Basedau und Schultze 2014, S. 3). So sehen Caroline Dieckhöner und Tobias Rehbock (2014, S. 1) eine sehr hohe Abhängigkeit der russischen Wirtschaft von den Erlösen aus den Energieexporten des Landes. Die Gasexperten haben errechnet, dass Energielieferungen in Höhe von 372 Milliarden US-Dollar im Jahr 2012 gleich



70 Prozent der gesamten Exporterlöse sowie 18 Prozent des russischen Bruttoinlandsprodukts (BIP) ausgemacht haben. Ohne Energieexporte hätte die Handelsbilanz demnach mit 7 Prozent des BIP im Defizit gelegen. Etwa 30 Prozent der Staatseinnahmen Russlands kommen den Autoren zufolge unmittelbar aus dem Verkauf von Öl und Gas, mit der EU als mit Abstand größtem Abnehmer (sowie Deutschland als größtem Importeur innerhalb der EU). Die Erlöse aus dem Verkauf von Öl und Gas standen demzufolge für Sozialleistungen sowie Subventionen im Umfang von knapp 60 Prozent der russischen Staatsausgaben (Dieckhöner und Rehbock 2014, S. 1–2).

Im Gegensatz zu den stetigen Erdgasexporten nach Deutschland hat Russland Lieferungen an Abnehmer wie Weißrussland, Ukraine, Georgien oder die baltischen Staaten in der Vergangenheit gedrosselt oder sogar ganz eingestellt. Der Grund für diese Divergenz des russischen Verhaltens ist der Symmetriegrad der wechselseitigen Abhängigkeit (vgl. 2.3). Die genannten Nachbarstaaten Russlands sind noch stärker von russischen Energielieferungen abhängig als Deutschland. Russland hingegen ist auf sie als Kunden nur in geringerem Maße angewiesen. Die Unterschiede im Umgang mit den Empfängerländern zeigen dass Russlands grundsätzliche Bereitschaft, Energieabhängigkeit dann politisch einzusetzen, wenn die Abhängigkeit asymmetrisch ist (Basedau und Schultze 2014, S. 4). Gegenüber Deutschland und speziell Deutschlands führender Rolle in der EU ist Russland aber verwundbar, da dem Land Alternativen hinsichtlich der umfassenden Einnahmequellen durch Energielieferungen fehlen. So ist nicht nur das deutsche Pipelinennetz recht einseitig in Richtung Russland ausgelegt; vielmehr gilt das Gleiche auch vonseiten Russlands in Richtung Deutschland und EU. Entsprechend stellt diese Arbeit an diesem Punkt also durchaus eine (zumindest annähernde) Symmetrie zwischen Russland und Deutschland fest. Das ist wohl auch ein wichtiger Grund, warum die deutsche Außenpolitik nachhaltige

Bestrebungen zu einer Diversifizierung der Bezugsquellen bisher kaum verfolgt<sup>6</sup> und auch die Idee einer EU-Energiesicherheitspolitik nur halbherzig vorangetrieben hat (vgl. Umbach 2007).

Die Symmetrie zwischen Russland und Deutschland könnte aber aus der Balance geraten, wenn Russland alternative Großabnehmer gewinnen kann. Als solche Alternativen für Gasexporte zeichnen sich Indien und vor allem China ab (Basedau und Schultze 2014, S. 4). Russland hat mit China bereits einen milliardenschweren Gasdeal vereinbart (vgl. Weitz 2014; Paltsev 2014). Die Umsetzung und der finanzielle Nutzen Russlands im Vergleich zu den hohen Einnahmen aus Europa sind zwar Gegenstand vieler Diskussionen (vgl. Kemfert 2014). China, dessen wirtschaftliche Entwicklung von Energieimporten abhängt, hat aber ein vitales Interesse daran, seine Energielieferungen zu diversifizieren. Da Chinas Versorgung aus Afrika und dem Mittleren Osten vielerorts durch die USA blockiert werden könnte, ist das Land um Alternativen bemüht. Dies lässt, auch aufgrund der geografischen Nähe der beiden Länder, auf eine zukünftig engere Zusammenarbeit mit Russland auf diesem Gebiet schließen (Braml 2014, S.4).

Wenngleich eine akute Gefährdung der deutschen Versorgungssicherheit aufgrund der wechselseitigen Abhängigkeit Deutschlands und Russlands kurzfristig wenig wahrscheinlich scheint, bleibt die Energieabhängigkeit von Russland mittel- bis langfristig ein strategisches Risiko. Deshalb sollte Deutschland außenpolitische Maßnahmen bei der Diversifizierung von Lieferländern, -routen und -quellen ergreifen, ebenso wie Russland nach neuen Absatzmärkten suchen wird. Im folgenden Kapitel untersucht die Arbeit die relative Verfügbarkeit von Alternativen.

---

<sup>6</sup> Die deutsche Energiepolitik hat die Abhängigkeit von russischem Gas laut Steffen Bukold (2014, S. 41) über Jahrzehnte hinweg akzeptiert und „sogar bewusst herbeigeführt“. Während der Öl- und Gasexperte dies anfänglich noch als außen- und umweltpolitisch begründet einstuft, sieht er im Folgenden eine zunehmende Delegation von Fragen der Energieversorgungssicherheit an die hiesigen Gaskonzerne. Dort stünden wiederum eher kurzfristige Profitinteressen im Vordergrund. Dadurch sei „im Fall von Russland der energiepolitische Grundsatz der Diversifizierung von Importquellen außer Kraft gesetzt“ (Bukold 2014, S. 41) worden.

## 5 Perspektiven der Diversifizierung

Deutschlands außenpolitische Perspektiven der Diversifizierung der Lieferquellen von Erdgas lassen sich am besten im Rahmen einer Energiestrategie auf EU-Ebene realisieren. Dies liegt erstens darin begründet, dass Deutschland abseits der aktuellen Lieferquellen keine Möglichkeiten einer direkten Pipelineverbindung mit potenziellen Erdgaslieferanten besitzt. Das Erdgas aller in den folgenden Unterkapiteln analysierten Lieferquellen gelangt zunächst in einem anderen Land in die EU. Das gilt auch für LGN-Importe, da Deutschland über keine Terminals für die Regasifizierung<sup>7</sup> von verflüssigtem Erdgas (LNG) verfügt. Deutschlands Einbindung in eine leistungsfähige EU-Binneninfrastruktur würde die deutsche Energieversorgungssicherheit daher erhöhen, vor allem wenn die Mitgliedsstaaten auf ein EU-weites Pipelinennetz inklusive Reverse-Flow-Kapazitäten<sup>8</sup> setzen. Auch würde ein gemeinsamer Markt innerhalb der EU eine (weitere) Diversifizierung der Transit- und Versorgungsrouten ermöglichen. Darüber hinaus ginge ein gemeinsames Auftreten der EU-Staaten einher mit einer verstärkten Position gegenüber den Lieferländern.

Welche Bedeutung die in dieser Arbeit analysierten Länder für die Erdgasversorgung Deutschlands und Europas haben können, wird in erster Linie vor dem Hintergrund ihrer Ressourcen und Reserven<sup>9</sup>, ihres Förder- und Exportpotenzials sowie der Transportmöglichkeiten untersucht (vgl. Götz 2007, S. 43). Für den Südlichen Gaskorridor und Nord- und Westafrika, wo es EU-weit bereits länger Planungen oder sogar signifikante Lieferungen gibt, steht in erster Linie der Ist-Zustand anhand der genannten Kriterien im Fokus. Nordamerika

---

<sup>7</sup> Diese ist notwendig, um das Flüssiggas wieder in seine ursprüngliche Gas-Form umzuwandeln (Andreas 2015, S. 45).

<sup>8</sup> Unter Reverse-Flow-Kapazitäten versteht man Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen.

<sup>9</sup> Reserven sind Vorkommen, die nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich abbaubar sind. Bei Ressourcen hingegen handelt es sich um Vorkommen, die zwar nachweislich vorhanden sind aber gegenwärtig noch nicht wirtschaftlich gefördert werden können.

wird erst seit Kurzem als Erdgaslieferant ins Spiel gebracht. Hier holt die Arbeit etwas weiter aus und legt den Schwerpunkt auf die Perspektiven.

## **5.1 Südlicher Gaskorridor**

Der Südliche Gaskorridor ist ein Projekt, bei dem Gas von der Kaspischen Region und dem Mittleren Osten über die Türkei in die Europäische Union transportiert werden soll. Hinter dem Vorhaben stand von Beginn an kein geschlossenes Konzept. Vielmehr hat es verschiedene – teils konkurrierende, teils komplementäre – Überlegungen zu Bezugsquellen und Transitrouten gegeben.

Während einzelne Pipelineprojekte bereits zu Anfang der 2000er Jahre von den jeweiligen Unternehmen entwickelt wurden, entstand der Südliche Gaskorridor als übergeordnetes Konzept erst zu einem späteren Zeitpunkt. Erstmals wurde es in einer Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates vom September 2006 unter dem Signum „NG.3“ als „Vorhaben von europäischem Interesse“ (Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union 2006, S. 10) bezeichnet, die Länder am Kaspischen Meer und im Mittleren Osten über Erdgasfernleitungen mit der EU zu verbinden. Die Europäische Kommission stufte dann im November 2008 in der zweiten Überprüfung der Energiestrategie die Entwicklung eines – nun auch so genannten – „Südlichen Gaskorridors“ als Gemeinschaftspriorität ein. Vor allem durch den russisch-georgischen Krieg im August 2008 und die ukrainisch-russische Gaskrise im Januar 2009 wurden der Südliche Gaskorridor und sein Schlüsselprojekt, die Nabucco Pipeline, zum zentralen Bestandteil einer europäischen Gasdiversifizierungsanstrengung gegenüber der Abhängigkeit von Gaslieferungen aus Russland (Europäische Kommission 2008, S. 5; Meister und Viëtor 2011).

Nachdem es mit der Planung der Nabucco Pipeline, unter anderem aufgrund der großen Dimensionierung, eher schleppend voranging, initiierten die Türkei und Aserbaidschan im Jahr 2011 den Bau der Transanatolischen Gaspipeline (TANAP). Im Juni 2013 entschied sich das Shah-Deniz Konsortium

dann für den Bau der Trans-Adriatic-Gaspipeline (TAP) anstelle des Konkurrenzprojektes von Nabucco, beziehungsweise der inzwischen verkleinerten Version Nabucco-West. Die TAP transportiert das Gas aus Aserbaidschan über Griechenland nach Italien, während Nabucco-West über mehrere östliche Staaten der EU bis nach Österreich geführt hätte (Kusznir 2015).

Die Entscheidung für die TANAP und die TAP stärkt die geopolitische Bedeutung Aserbaidschans und der Türkei als Energielieferant beziehungsweise -korridor für die EU. Es ist aber immer noch möglich, dass weitere Länder an den Südlichen Gaskorridor angeschlossen werden und weiter zur Diversifizierung beitragen. Die folgende Analyse umfasst Aserbaidschan als zunächst einzigen Gaslieferanten sowie die Länder, die für eine spätere Anbindung infrage kommen.

### **5.1.1 Kaspischer Raum**

Auf Basis ihrer Reserven und Ressourcen kommen aus dem Kaspischen Raum neben Aserbaidschan die zentralasiatischen Staaten Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan als Gaslieferanten in Frage. Dabei befasst sich die Arbeit ausführlich mit Aserbaidschan, das die zentrale Rolle im aktuellen Südlichen Gaskorridor hat, und geht im Anschluss zusammenfassend auf die Perspektiven der anderen Länder ein.

#### **5.1.1.1 Aserbaidschan**

##### *Reserven und Ressourcen*

Aserbaidschan besitzt mit 1.166 Milliarden Kubikmetern Erdgas die geringeren Reserven und mit 1.800 Milliarden Kubikmetern auch weniger Ressourcen als Turkmenistan und Kasachstan (BGR 2015, S. 114). Mit dem Shah-Deniz Gasfeld verfügt Aserbaidschan aber über eines der größten Erdgasfelder der Welt. Mit Gasvorräten von rund 1.000 Milliarden Kubikmetern bietet Shah-Deniz den

Vorteil einer großen Lagerstätte anstelle von vielen kleinen und fragmentierten Gasfeldern (SOCAR 2016; BP Azerbaijan 2016a).

#### *Export und Infrastruktur*

Noch im Jahr 2006 reichte Aserbaidshans Fördermenge von knapp sieben Milliarden Kubikmetern nicht aus, um den Inlandsbedarf von damals mehr als elf Milliarden Kubikmetern zu decken, weshalb Gasimporte aus Russland im Umfang von 4,5 Milliarden Kubikmetern erforderlich waren (EIA 2016a; vgl. Götz 2007, S. 45-46). Seit 2006 produziert das Shah-Deniz-Projekt Erdgas. Seitdem hat sich das Verhältnis von Produktion, Eigenverbrauch und Export gut entwickelt (vgl. Abb. 6). Für 2015 weist BP (2016, S. 22–23, 28) bei einer Produktion von 18,2 Milliarden Kubikmetern einen Eigenverbrauch von 9,8 und einen Export von 7,6 Milliarden Kubikmetern Erdgas aus.<sup>10</sup> 5,3 Milliarden Kubikmeter der Erdgaslieferungen Aserbaidshans gingen dabei an die Türkei.

Der Erdgasverbrauch Aserbaidshans wird künftig voraussichtlich steigen. Das Land besitzt aus sowjetischer Zeit noch ein Distributionsnetz, das über 70 Prozent der Bevölkerung erreicht. Der wirtschaftliche Aufschwung Aserbaidshans aufgrund der Öl- und Erdgasexporte dürfte einen Anstieg des Verbrauchs im Land mit sich bringen (Krämer 2011, S. 394). Entsprechend muss Aserbaidshan die Erdgasförderung weiter steigern, um die Exportmengen in den kommenden Jahren hochzufahren.

Aserbaidshan exportiert seit 2006 Erdgas nach Georgien und in die Türkei über die Südkaukasus-Pipeline (*South Caucasus Pipeline, SCP*), die Erdgas aus dem Shah-Deniz-Feld transportiert. Andere Bezeichnungen der Pipeline sind Baku-Tbilisi-Erzurum Pipeline (BTE) sowie Shah-Deniz Pipeline. Ein geringer Teil des Erdgases wird von der Türkei nach Griechenland über die Interconnector Türkei-Griechenland Pipeline (ITG)<sup>11</sup> re-exportiert, die eine Kapazität von 11,5 Milliarden

---

<sup>10</sup> Die neueren Zahlen von BP (2016) wurden nicht in ABB.6 integriert, weil sich die Berechnungsgrundlagen von BP und EIA unterscheiden.

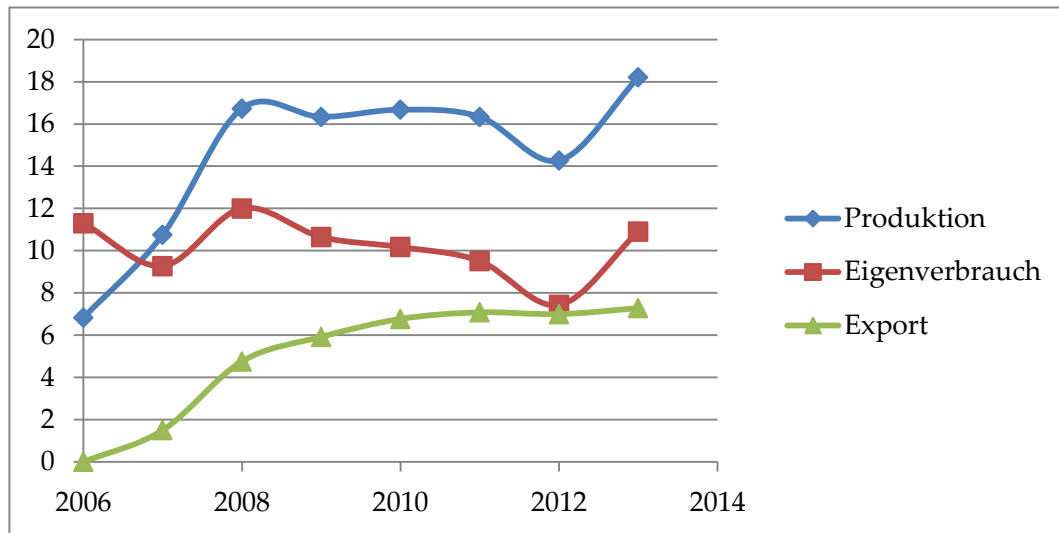
<sup>11</sup> Die ITG Pipeline ist ein Teilstück der Interconnector Türkei-Griechenland-Italien Pipeline (ITGI), einem Projekt der Energieversorgungsunternehmen Edison (Italien) und DEPA (Griechenland), das sich um den Transport von Erdgas aus Aserbaidshan nach Europa beworben hatte. Nachdem die

Kubikmeter pro Jahr hat (Gasunie 2015). Die SCP wird mit den im Bau befindlichen Streckenabschnitten TANAP und TAP das Grundgerüst des Südlichen Gaskorridors von Aserbaidshan in die EU bilden. Zu Beginn sollen die SCP und die TANAP jährlich 16 Milliarden Kubikmeter Erdgas transportieren, danach soll die Leistung bis zum Jahr 2023 auf 23 und bis 2031 auf 31 Milliarden Kubikmeter pro Jahr ansteigen. Die Kapazität der TAP beträgt zunächst zehn Milliarden Kubikmeter und kann bei Bedarf auf 20 Milliarden Kubikmeter pro Jahr gesteigert werden. Die Steigerung der Liefermenge wird durch die zweite Ausbaustufe der Förderungen aus dem Shah-Deniz Gasfeld (Shah Deniz Stage 2) ermöglicht. Von den zunächst 16 Milliarden Kubikmetern Erdgas gehen sechs Milliarden Kubikmeter an die Türkei, während die restlichen zehn Milliarden Kubikmeter in die EU exportiert werden. Die Inbetriebnahme der TANAP ist für 2018, die der TAP für 2020 vorgesehen (Gasunie 2015; Republic of Turkey Ministry of Foreign Affairs 2016; TAP 2016a; BP Azerbaijan 2016a).

---

Projekte TANAP und TAP den Zuschlag erhielten, gab es wiederholt Bemühungen von Edison, DEPA und Russland, die ITGI Pipeline durch Anbindung an eine russische Fernleitung doch noch umfänglich zu realisieren. So war etwa der Anschluss an die inzwischen als gescheitert zu betrachtenden russischen Projekte South Stream und Turkish Stream angedacht. 2016 startete Gazprom einen weiteren Versuch und vereinbarte im Februar 2016 eine Absichtserklärung mit Edison und DENA für ein Projekt, das wohl die Umgehung der Türkei vorsieht (Socor 2016; Mustafayeva 2016).

**Abbildung 6:** Erdgas in Aserbaidschan: Produktion, Verbrauch und Export (in Milliarden Kubikmeter)



(Quelle: Eigene Berechnung nach EIA 2016a)

Aserbaidschan verfügt auch über Pipelineverbindungen nach Russland und Iran. Die Kapazität der russisch-aserbaidschanischen Pipeline beträgt rund sieben Milliarden Kubikmeter, während die aserbaidschanisch-iranische Pipeline (Kazi-Magomed-Astara) über eine Exportkapazität von gut zehn Milliarden Kubikmeter verfügt. Die Leitungen werden aber wenig genutzt. Der Export nach Russland etwa wurde im Jahr 2014 eingestellt (Krämer 2011, S. 397-398; Natural Gas World 2016).

Weitere mögliche Lieferwege von Aserbaidschan nach Europa sind die von der Ukraine im Jahr 2006 angestoßene White-Stream Pipeline und die LNG-Verschiffung über das Schwarze Meer. Im Fall von White-Stream sollte die bestehende Pipelineverbindung zwischen Aserbaidschan und Georgien bis zum Schwarzen Meer genutzt oder ausgebaut und eine neue Pipeline unter dem Meer über die ukrainische Krimhalbinsel weiter nach Rumänien gebaut werden. Nach der Annexion der Krim durch Russland ist noch eine direkte Pipeline von Georgien nach Rumänien im Gespräch. Im Fall von LNG-Lieferungen würde das Erdgas von Aserbaidschan über Georgien an die Schwarzmeerküste transportiert werden und von dort aus mit Tankern nach Bulgarien oder Rumänien gelangen.



Vor allem Überlegungen zu dem Projekt Azerbaijan-Georgia-Romania Interconnector (AGRI) wurden schon konkreter (Krämer 2011, S. 396–397; Euro Dialogue 2011). Beide Optionen würden die Abhängigkeit der EU von der Türkei im Rahmen des Südlichen Gaskorridors verringern. Allein schon mit Blick auf die nur moderat steigenden Fördermengen Aserbaidischans scheinen die Projekte allerdings derzeit wenig wahrscheinlich.

### *Rahmenbedingungen*

Die Erdgasleitung Baku-Tiflis-Erzurum sowie die Realisierung der TANAP und der TAP – wie auch die Erdölleitung Baku-Tiflis-Ceyhan und Erdölleitung Baku-Tiflis-Ceyhan – leisten einen wichtigen Beitrag zur Energiesicherheit Europas. Gleichzeitig ist der Export fossiler Energieträger entscheidend für die politische und wirtschaftliche Unabhängigkeit Aserbaidischans (Matthias und Maharramowa 2016, S. 13). Entsprechend wird sich Aserbaidischan bemühen, sich als produktiver und verlässlicher Wirtschaftspartner zu präsentieren.

Die ehemalige Sowjetrepublik und heutige Präsidentschaftsrepublik Aserbaidischans ist gekennzeichnet von demokratischen Defiziten und einer quasi autokratischen Herrschaftsform. Staatspräsident Ilham Aliyev regiert seit dem Tod seines Vaters im Jahr 2003. Obwohl OSZE-Wahlbeobachter in verschiedenen Wahlen seit seinem Amtsantritt durchaus Fortschritte im Demokratisierungsprozess sehen, sind Wahlen in Aserbaidischans immer noch davon entfernt, internationale Standards zu erfüllen (Krämer 2011, S. 381). Der EU bieten sich aber gerade durch die wirtschaftlichen Beziehungen sowie Instrumente wie der Europäischen Nachbarschaftspolitik oder der östlichen Partnerschaft Möglichkeiten, ihre Interessen zu artikulieren.

Die für die EU wichtigen Erdgas-Projekte werden gemeinsam von mehreren Unternehmen geführt, bei denen die State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR) oft nur einer der Gesellschafter ist. Bei Shah-Deniz etwa ist BP mit einem Anteil von 28,8 Prozent der Betreiber, während SOCAR nur

zehn Prozent hält (BP Azerbaijan 2016a). Ebenso verhält es sich bei der Südkaukasus-Pipeline (BP Azerbaijan 2016b). Lediglich bei der TANAP fungiert SOCAR mit einem Anteil von 58 Prozent als Betreiber (Socor 2012). Bei der TAP halten BP, SOCAR und Snam mit jeweils 20 Prozent die größten Anteile (TAP 2016b). Der deutsche Energiekonzern Eon hat seine zwischenzeitliche TAP-Beteiligung im September 2014 aufgegeben (Reuters 2014).

#### **5.1.1.2 Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan**

##### *Reserven und Ressourcen*

Turkmenistan besitzt die größten Erdgasvorräte in der Kaspischen Region. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ging im Jahr 2014 von Ressourcen in Höhe von 15.000 Milliarden Kubikmetern und Reserven von 9.934 Milliarden Kubikmetern aus (BGR 2015, S. 118–119).<sup>12</sup> Damit besitzt Turkmenistan die weltweit elftgrößten Ressourcen und die viertgrößten Reserven.

Kasachstan verfügt laut BGR (2015, S. 114) mit Gesamtvorkommen von 6.109 Milliarden Kubikmetern hinter Turkmenistan über die größten Reserven und Ressourcen im kaspischen Raum. Die Reserven und Ressourcen Usbekistans summieren sich auf 3032 Milliarden Kubikmeter.

##### *Export und Infrastruktur*

Turkmenistans Gasförderung lag im Jahr 2015 bei 72,4 Milliarden Kubikmetern (BP 2016, S. 22). Bei einem Inlandsverbrauch von 34,3 Milliarden Kubikmetern konnte das Land 38,1 Milliarden Kubikmeter exportieren, wovon 27,7 nach China, 7,2 in den Iran und 2,8 Milliarden Kubikmeter nach Russland gingen (BP 2016, S. 23, 28).

---

<sup>12</sup> Über den genauen Umfang der Erdgasvorräte Turkmenistan besteht laut Götz (2007, S. 47) keine Klarheit, da sie entweder von offiziellen turkmenischen Stellen stammen, deren Glaubwürdigkeit stark bezweifelt werden muss, oder auf anonymen Quellen beruhen, die nicht nachgeprüft werden können.

Kasachstans Erdgasproduktion im Jahr 2015 betrug 12,4 Milliarden Kubikmeter bei einem Verbrauch von 8,6 Milliarden Kubikmetern (BP 2016, S. 22-23). Das Land exportierte 11,3 Milliarden Kubikmeter. Die Lieferungen gingen zum größten Teil nach Russland. Gleichzeitig importierte Kasachstan 7,9 Milliarden Kubikmeter, davon 5 Milliarden Kubikmeter aus Russland (BP 2016, S. 28).<sup>13</sup>

Usbekistans Erdgasförderung lag 2015 bei 57,7 Milliarden Kubikmetern (BP 2016, S. 22). Bei einem Inlandsverbrauch von 50,3 Milliarden Kubikmetern exportierte das Land 7,5 Milliarden Kubikmeter, die nach Russland, Kasachstan sowie nach China gingen.

Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan besitzen vor allem wichtige Pipelineverbindungen nach Russland und seit einigen Jahren auch nach China. Die Hauptverbindung nach Russland ist das aus Zeiten der Sowjetunion stammende Central Asia Center (CAC) Pipeline-System, das aktuell über eine Kapazität von 45 Milliarden Kubikmetern verfügt. Die von 2008 bis 2013 gefertigten drei Stränge der Central Asia-China Gas Pipeline besitzen eine Gesamtkapazität von 55 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Durch einen weiteren in Bau befindlichen Strang wird die Gesamtkapazität auf 85 Milliarden Kubikmeter steigen. Die Pipeline führt von Gedaim in Turkmenistan über Usbekistan und Kasachstan, wo Erdgas zugeführt werden kann, ins chinesische Horgos.

Seit Ende 1997 führt eine Gaspipeline entlang des Ostufers des Kaspischen Meers vom turkmenischen Korpezhe in das iranische Kurlui. Die Pipeline hat eine Kapazität von acht Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Die im Jahr 2010 in Betrieb genommene Dauletabad-Sarakhs-Khangiran Pipeline (DSK) erhöht die Exportkapazitäten von Turkmenistan nach Iran auf 20 Milliarden Kubikmeter pro Jahr (Aminjonov 2016; CNPC 2016).

---

<sup>13</sup> Kasachstans Erdgas wird vorwiegend im Nordwesten und im Schelf des Kaspischen Meers gefördert, größtenteils als Begleitgas der dort anzutreffenden Erdölförderung. Der Nordosten des Landes und die südlichen Bevölkerungszentren müssen hingegen von Russland und Usbekistan versorgt werden (Götz 2007, S. 46–47).

Seit Jahren in der Diskussion sind zudem die Transkaspische Pipeline (*Trans Caspian Gas Pipeline, TCGP*) und die Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Indien-Pipeline (TAPI). Die TCGP ist eine Unterwasserpipeline durch das Kaspische Meer, die die turkmenische Hafenstadt Turkmenbaschi mit Baku und von dort aus mit Europa verbinden soll. Im Gespräch ist eine Kapazität von 30 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Die TAPI ist ein Projekt zur Versorgung Indiens mit Erdgas. Im Jahr 2015 begann Turkmenistan mit dem Bau des Abschnitts auf eigenem Gebiet. Aufgrund der politischen Lage in Transitländern wie Afghanistan ist aber nicht sicher, ob das Projekt abgeschlossen werden kann (Aminjonov 2016).

#### *Rahmenbedingungen*

Das mit Blick auf die Erdgasvorräte und -produktion wichtigste in diesem Unterkapitel betrachtete Land, Turkmenistan, hatte noch im Jahr 2003 ein für 25 Jahre geltendes bilaterales Abkommen mit Russland unterzeichnet. Demnach sollte Turkmenistan pro Jahr 70 bis 80 Milliarden Kubikmeter Erdgas nach Russland liefern. Im Januar 2016 hat Gazprom den turkmenischen Gaskonzern Turkmengaz aber davon unterrichtet, dass das Unternehmen kein Erdgas aus Turkmenistan mehr kaufen wird. Trotz der Einstellung der Lieferungen nach Russland verfügt Turkmenistan aber über keine freien Exportkapazitäten, weil das Land mittlerweile Verträge mit China geschlossen hat, die Lieferungen dorthin stufenweise bis auf 65 Milliarden Kubikmeter pro Jahr auszubauen. Kasachstan und Usbekistan haben mit China Lieferverträge mit einem Umfang von fünf beziehungsweise zehn Milliarden Kubikmetern und zudem Verpflichtungen gegenüber Russland (Aminjonov 2016; Delegation der Deutschen Wirtschaft für Zentralasien 2016).

Die Realisierung der TCGP, mit der Gas unter der Umgehung Russlands von Turkmenistan nach Europa transportiert werden soll, scheiterte bisher an der

ungelösten Statusfrage des Kaspischen Meers<sup>14</sup>, an von Russland vorgebrachten Umweltbedenken und an der unsicheren Rentabilität des Projekts. So können die auf 2,5 bis 5 Milliarden US-Dollar geschätzten Baukosten nur amortisiert werden, wenn die Pipeline auch vollständig ausgelastet werden kann. Daran bestehen aber sowohl auf Seite der Nachfrage als auch auf Seite des Angebots Zweifel. Grund dafür sind vor allem die Verpflichtungen gegenüber China (vgl. Götz 2007, S. 44–46).

### 5.1.2 Naher Osten

Mehrere Länder im Nahen Osten könnten in Zukunft große Mengen Erdgas nach Europa exportieren. Neben Katar, das bereits bedeutende Mengen LNG an Europa liefert, waren vor allem Iran und Irak aufgrund ihrer bedeutenden Reserven und einer günstigen geographischen Lage im Gespräch für einen Anschluss an den Südlichen Gaskorridor (Krämer 2011, S. 432–433).

#### 5.1.2.1 Katar

##### *Reserven und Ressourcen*

Katar besitzt, Stand 2014, mit 2.000 Milliarden Kubikmetern zwar die geringsten Ressourcen der drei in diesem Unterkapitel untersuchten Länder, aber mit 24.528 Milliarden Kubikmetern die weltweit drittgrößten Erdgasreserven (BGR 2015, S. 116, 119). Der überwiegende Teil der Reserven befindet sich im Nord-Gasfeld (*North Dome Field*) im Persischen Golf. Es ist Teil des South-Pars-Gasfelds, das sich Katar mit dem Iran teilt und das als das größte bisher entdeckte Gasfeld der Welt gilt.

---

<sup>14</sup> Wenn das Kaspische Meer als Meer definiert wird, stehen jedem Anrainerstaat, ausgehend von seiner Uferzone, eine Zwölf-Meilen-Zone als territoriales Gebiet sowie ein 200-Meilen-Streifen entlang seiner Küste als „ausschließliche Wirtschaftszone“ zu. Wenn es dagegen als Binnengewässer betrachtet wird, würden seine Bodenschätze von den Anrainerstaaten gemeinsam ausgebeutet werden. Russland, Kasachstan und Aserbaidschan haben sich für den nördlichen Teil des Kaspischen Meers bereits auf eine Aufteilung geeinigt. Aufgrund von Differenzen zwischen Aserbaidschan und Turkmenistan über den genauen Verlauf der Abgrenzung ihrer Wirtschaftszonen in einem Gebiet, in dem große Ölfelder gefunden wurden, und weil der Iran von vornherein auf der Binnensee-Definition beharrte, ist die Statusfrage bis auf Weiteres nicht endgültig gelöst (Götz 2007, S. 52).

*Export und Infrastruktur*

Katar war im Jahr 2015 der weltweit viertgrößte Erdgasförderer und hatte einen Anteil von 5,1 Prozent an der weltweiten Gesamtproduktion: BP (2016, S.22–23, 28) weist bei einer Produktion von 181,4 Milliarden Kubikmetern einen Eigenverbrauch von 45,2 Milliarden Kubikmetern und einen Export von 126,2 Milliarden Kubikmetern Erdgas aus. Mit 106,4 Milliarden Kubikmetern war Katar der mit Abstand größte LNG-Exporteur der Welt. Die wichtigsten LNG-Abnehmer waren Japan (20,2 Milliarden Kubikmeter), Südkorea (16,3), Indien (13,5), Großbritannien (11,9), Taiwan (8,7), China (6,5), Italien (5,8), Belgien (3,8) und Spanien (2,9).

Katar verfügt über eine nominale Gasverflüssigungskapazität von 77 Millionen Metrischen Tonnen (106,26 Milliarden Kubikmeter) pro Jahr, die 2015 zu mehr als 100 Prozent ausgelastet war. Dennoch sind im Zeitraum bis 2021 keine weiteren Kapazitäten geplant (IGU 2016, S. 19–20).

Über Katars einzige Pipeline, die Dolphin Pipeline, beliefert das Land die Vereinigten Arabischen Emirate (2015: 17,7 Milliarden Kubikmeter) sowie, in kleineren Mengen, den Oman (2015: 2,1 Milliarden Kubikmeter) (BP 2016, S. 28; Dolphin Energy 2016).

Es gibt durchaus Überlegungen zu einer Pipeline, die Erdgas von Katar über mehrere mögliche Transitländer bis in die Türkei und von dort in die EU transportieren könnte. So hält etwa der EU Ausschuss für auswärtige Angelegenheiten (2011) im März 2011 fest, wie wichtig es ist, „Pipeline-Verbindungen zu den Ländern des Golf-Kooperationsrates – entweder direkt oder durch die Vernetzung mit derzeitigen und geplanten Pipelines wie der arabischen Gaspipeline, der Nabucco-Pipeline und der Erdgasleitung ITGI (Interconnection Turkey-Greece-Italy) – zu schaffen“. Die möglichen Transitrouten (vgl. Acikel 2011) führen aber durch instabile Länder wie Syrien oder den Irak. Allein deshalb erscheint ein solches Projekt auf absehbare Zeit sehr unwahrscheinlich.

### *Rahmenbedingungen*

Katar besitzt die weltweit größte Kapazität zur Verflüssigung von Erdgas und ist der weltweit führende LNG-Exporteur. Der LNG-Handel mit der EU ist bereits etabliert und die Staatengemeinschaft wird weiterhin signifikante Mengen aus Katar beziehen. Mit Blick auf eine mögliche Steigerung der Importe vor dem Hintergrund der Reduzierung der Abhängigkeit von russischem Gas sieht sich die EU aber vor allem dem Wettbewerb mit Asien ausgesetzt, zumal die Verflüssigungskapazitäten Katars ausgelastet sind, und für Zeitraum bis 2021 keine Erweiterungen geplant sind

### **5.1.2.2 Iran**

#### *Reserven und Ressourcen*

Der Iran verfügt, Stand 2014, mit 10.000 Milliarden Kubikmetern über die umfangreichsten Ressourcen der drei in diesem Unterkapitel untersuchten Länder und mit 34.020 Milliarden Kubikmetern über die weltweit zweitgrößten Erdgasreserven (BGR 2015, S. 118–119). Der überwiegende Teil der Reserven befindet sich im South-Pars-Gasfeld im Persischen Golf, das sich der Iran mit Katar teilt. Der Iran verfügt dabei über den größeren Teil der dortigen Vorkommen.

#### *Export und Infrastruktur*

Der Iran war im Jahr 2015 der weltweit drittgrößte Erdgasförderer und hatte einen Anteil von 5,4 Prozent an der weltweiten Gesamtproduktion. Laut BP (2016, S. 22–23, 28) ging fast die gesamte Produktion von 192,5 Milliarden Kubikmetern in den Eigenverbrauch (191,2 Milliarden Kubikmeter). Der geringe Export von 8,4 Milliarden Kubikmetern Erdgas, der überwiegend in die Türkei (8,4 Milliarden Kubikmeter) ging, entspricht in etwa den Importen aus Turkmenistan (7,2 Milliarden Kubikmeter), sodass der Iran hier eigentlich als Transit diente.

Nach Iran führen Gas-Pipelines von Aserbaidshan und Turkmenistan mit Kapazitäten von zehn Milliarden Kubikmetern beziehungsweise 20 Milliarden

Kubikmetern. Export-Pipelines verbinden den Iran mit Armenien (2,3 Milliarden Kubikmeter) und der Türkei (10,2 Milliarden Kubikmeter), wodurch das Potenzial, einer Anbindung an den Südlichen Gaskorridor gegeben ist. Iran strebt einen umfassenden Ausbau der Export-Pipelines an. Der Fokus liegt dabei auf den benachbarten Persischen Golfstaaten, Pakistan, gegebenenfalls Indien und, auf längere Sicht, auf Exporte in europäische Länder über die Türkei. Auch eine Anbindung an China über Pakistan spielt in den Plänen des Iran eine Rolle. Bezüglich LNG könnte der Iran über eine Pipeline nach Oman Anschluss an die dortigen Verflüssigungsanlagen und den Weltmarkt erhalten (EIA 2016b, S. 55–56; Iran Oil & Gas Report S. 46–47, 62–63).

#### *Rahmenbedingungen*

Durch das Atomabkommen mit dem Iran<sup>15</sup> haben nicht nur die politischen Spannungen zwischen dem Iran und der Weltgemeinschaft nachgelassen, auch die Sanktionen wurden größtenteils aufgehoben. Der Iran ist offen für Investoren aus dem Ausland und eine, zumindest wirtschaftliche, Annäherung an den Westen. Mit Blick auf eine Reduzierung der deutschen (und europäischen) Abhängigkeit von russischem Gas bieten die iranischen Erdgasvorkommen auf diese Weise ein großes Potenzial. Zwar gibt es Hindernisse wie den hohen inländischen Gasverbrauch. Auch ist die Energie-Infrastruktur nicht auf dem neuesten Stand, und Pläne zur Modernisierung sowie zum Ausbau und des Energiesektors, beispielsweise die weitere Entwicklung des South-Pars Gasfeldes, stocken wegen fehlender internationaler Investitionen und technologischer Mittel. Eine Wiederaufnahme der Zusammenarbeit mit ausländischen Energieunternehmen infolge des Atomabkommens könnte hier aber wie ein Katalysator wirken und damit enorme Ressourcen freisetzen, die unter anderem über die Türkei auf den EU-Markt gelangen könnten. Dabei hat der Iran gegenüber Katar den Vorteil einer direkten Grenze zur Türkei (Pflüger 2015, S. 45–46).

---

<sup>15</sup> Eine gute Übersicht über das Abkommen bietet eine Arbeit von Meier und Zamirirad (2015).



Die für einen (erweiterten) Anschluss an den Südlichen Gaskorridor erforderlichen Investitionen in den Bau und Ausbau von Pipelines sieht der Energieexperte Friedbert Pflüger (2015, S. 46) mit Blick auf die zu erwartenden Vorteile für die EU, die Türkei und vor allem den Iran als eine „eher marginale Herausforderung“. Mehr Flexibilität würde dem Iran allerdings der Export von LNG bieten (Iran Oil & Gas Report S. 46–47). In jedem Fall gilt es zu bedenken, dass sich die EU bei einer möglichen Diversifizierung der Bezugsquellen von Erdgas durch Lieferungen aus dem Iran künftig der Konkurrenz der energiehungrigen Staaten Indien und China ausgesetzt sehen könnte.

### 5.1.2.3 Weitere Länder im Nahen Osten

Mit Saudi-Arabien und den Vereinigten Arabischen Emiraten gibt es im Nahen Osten noch zwei Länder mit sehr großen Erdgasvorkommen (vgl. BGR 2015, S. 118-119). Die Produktion der Länder deckt aber lediglich den Eigenbedarf. Die Vereinigten Arabischen Emirate waren 2015 sogar Nettoimporteure (BP 2016, S. 22–23).<sup>16</sup>

Seit Jahren gibt es Überlegungen, den Irak an den Südlichen Gaskorridor anzubinden. Das Land hat laut BGR (2015, S. 118–119) Ressourcen von 4.000 sowie Reserven von 3.588 Milliarden Kubikmetern. Pflüger (2015, S. 44) zufolge wecken vor allem die großen Gasvorkommen in der Autonomen Region Kurdistan im Nordirak europäische Interessen an einer langfristigen Einbindung in den Südlichen Gaskorridor. Derzeit sind allerdings keine Erdgasexporte aus dem Irak möglich und Experten gehen davon aus, dass der Irak den eigenen Erdgasbedarf nicht vor dem Jahr 2020 decken können wird. Für die Zeit danach zeichneten sich aber durchaus mögliche Erdgaslieferungen von der Autonomen Region Kurdistan in die Türkei ab, deren potenzieller Umfang zunächst auf rund zehn Milliarden Kubikmeter taxiert wurde. Die Ausbreitung der Terrororganisation „Islamischer Staat“ (IS) in der Region setzte entsprechenden Überlegungen aber zunächst ein

---

<sup>16</sup> Gründe hierfür sind der steigende Eigenverbrauch und vor allem die Nutzung von Erdgas zur Erhöhung der Erdölproduktion (Krämer 2011, S. 433).

Ende. Wenn es allerdings gelingt, den IS zurückzudrängen, lassen sich laut Pflüger (2015, S. 45) mittels einer langfristigen Anbindung der Gasvorkommen in der Autonomen Region Kurdistan an Europas Märkte gleichermaßen die Ziele des Südlichen Gaskorridors sowie eine „nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung und Kooperation“ und damit eine beständige Stabilität der Region verwirklichen.

### **5.1.3 Fazit Südlicher Gaskorridor**

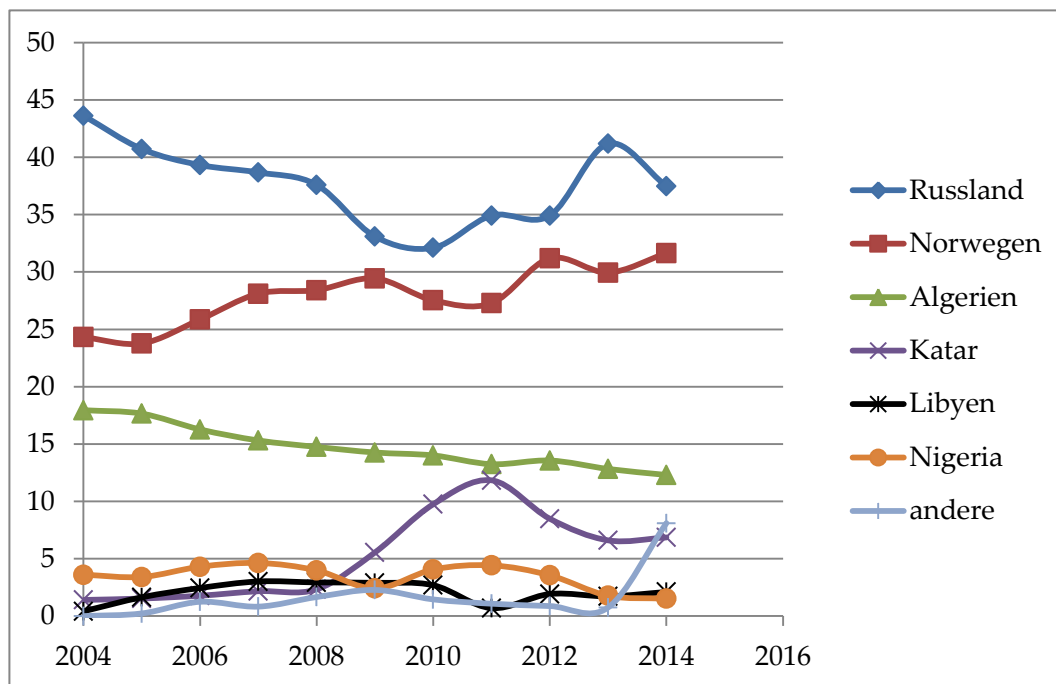
Das Konzept Südlicher Gaskorridor, mit dem Erdgas aus dem kaspischen Raum und/oder dem Nahen Osten unter Umgehung Russlands über die Türkei in die EU transportiert werden soll, wird sich zunächst auf Gaslieferungen aus Aserbaidschan beschränken. Geopolitische Probleme wie die politische Instabilität im Irak oder der ungeklärte völkerrechtliche Status des Kaspischen Meers, der einer Verlängerung der Südkaukasus-Pipeline nach Turkmenistan im Wege steht, verhindern derzeit den Import einer deutlich größeren Menge Erdgas aus anderen Ländern. Ein großes Potenzial für die kommenden Jahre bietet – infolge der teilweisen Aufhebung der Sanktionen – eine mögliche Anbindung des Iran und/oder Turkmenistans mit dem Iran als Transit. Eine Pipelineverbindung nach Katar erscheint unwahrscheinlich; das Land bleibt aber ein wichtiger LNG-Lieferant. Für die EU empfiehlt sich, alle Optionen im Auge zu behalten, weil auch große Wirtschaften wie China oder Indien im Rennen um die Gasvorkommen sind.

## **5.2. Nord- und Westafrika**

Nord- und Westafrika ist reich an Erdgas, spielt bei der Versorgung Deutschlands bislang aber keine Rolle. EU-weit sind die Einfuhren aus Drittländern wie Algerien oder Libyen dagegen von einiger Bedeutung (vgl. Abb. 7). Sie importieren ihr Gas in erster Linie nach Südeuropa. Im Januar 2016 haben die EU-Mitgliedstaaten einem Vorschlag der Europäischen Kommission zugestimmt, 217 Millionen Euro in wichtige Vorhaben im Bereich der transeuropäischen Energieinfrastruktur zu

investieren. Unter anderem werden Studien zum Midcat-Projekt Finanzmittel erhalten. Das Projekt soll zur Beseitigung von Infrastrukturengpässen zwischen der iberischen Halbinsel und Frankreich beitragen und die Erdgaslieferungen aus Algerien sowie die spanischen LNG-Terminals mit dem übrigen Europa und damit auch Deutschland verbinden (Europäische Kommission 2016a, b). Algerien importierte im Jahr 2015 etwa 25 Millionen Kubikmeter Erdgas nach Europa, obwohl die Ausfuhr-Kapazitäten des Landes mehr als doppelt so hoch sind (Oliver und Buck 2015; Scipione 2015).

**Abbildung 7:** Nord- und Westafrika: Verteilung der Erdgasimporte aus Drittländern in die EU (in Prozent)



(Quelle: Eigene Berechnung nach Eurostat 2016)

Vor allem Spanien treibt das Midcat-Projekt voran. Im Jahr 2014 hat der involvierte spanische Gasverband Sedigas ein Szenario präsentiert, in dessen Zentrum der Ausbau sowie der Neubau des Pipelinenetzes zwischen Spanien und Frankreich steht. Sedigas betonte, dass für eine verbesserte europäische Energiesicherheit kein Weg an einer Verringerung der Abhängigkeit vom russischen Gazprom-Konzern vorbei führe. Laut Sedigas könnte Spanien mit einer

verbesserten Infrastruktur innerhalb kurzer Zeit so viel Erdgas aus Algerien in die EU leiten, dass die Gemeinschaft mindestens 12 Prozent weniger Erdgas aus Russland beziehen müsste (Urban 2014). Ein erster Schritt wurde mit der Fertigstellung der Pipeline Biriadou im Dezember 2015 bereits getan. Dadurch wurde die Kapazität der bisher zwei Pipelines, die Spanien und Frankreich verbinden, Larrau and Biriadou, von 5,36 auf 7,1 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr erhöht. Die 184 Kilometer lange Pipeline Midcat würde diese Kapazität nochmals verdoppeln, befindet sich aber immer noch im Planungsstadium. Immerhin wurde das Projekt bereits im Oktober 2013, also noch vor der Ukraine-Krise von 2014, auf die PCI-Prioritätenliste (Projects of Common Interest) der Europäischen Kommission gesetzt. Sollten sich die beteiligten Parteien einigen, könnte die Pipeline im günstigsten Fall in etwa drei Jahren fertiggestellt werden. Die beteiligten Unternehmen sind Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF) auf französischer und Enagas auf spanischer Seite (Oliver und Buck 2015; Scipione 2015).

Midcat soll den Planungen zufolge Gas aus Afrika über Frankreich nach Mitteleuropa befördern. Zwei Pipelines führen von Algeriens Erdgaslagerstätten durch das Mittelmeer nach Spanien. Die Pipeline Medgaz, seit 2011 in Betrieb, verbindet das Erdgasfeld Hassi R'Mel mit Almería im Süden Spaniens. Die ältere Maghreb–Europe Gas Pipeline (MEG, auch Pedro Duran Farell Pipeline genannt) ist seit 1996 in Betrieb. Sie verläuft vom Erdgasfeld Hassi R'Mel über Marokko bis in die andalusische Hauptstadt Córdoba und wird dort mit den Gasnetzen in Spanien sowie Portugal verbunden. Hinzu kommen in Spanien noch sieben große Regasifizierungsterminals für Flüssigerdgas (Urban 2014; Wieland 2014; Oliver und Buck 2015; Europäische Kommission 2016b).

Neben den Gaslieferungen aus Algerien in die EU ist seit Jahren die sogenannte die Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP, auch Nigal genannt) in Planung. Diese sieht die 4.128 Kilometer lange Anbindung Nigerias über Niger an

den algerischen Pipelineknotenpunkt Hassi R'Mel vor, so dass nigerianisches Erdgas auch auf diesem Weg nach Europa gelangen kann (Urban 2014).

### 5.2.1 Algerien

#### *Reserven und Ressourcen*

Im November 2015 hat die algerische Regierung die Menge der Erdgasreserven drastisch nach unten korrigiert.<sup>17</sup> Die nun mit 2.745 Milliarden Kubikmetern angegebenen nachgewiesenen Reserven zeigen, dass Algeriens *Reserve Replacement Ratio* (RRR)<sup>18</sup>, im Gegensatz zur bis dahin weit verbreiteten Annahme, bereits seit einiger Zeit unter 100 Prozent liegt. Entsprechend hat sich das Verhältnis von Reserven zu Produktion (R/P), also die verbleibende „Lebensdauer“ der Reserven auf Basis der aktuellen jährlichen Produktion von 83 Milliarden Kubikmetern, von 54 auf 33 Jahre verringert. Studien zufolge gibt es aber durchaus Potenzial für eine moderate Expansion der konventionellen Erdgasreserven. Noch größer ist das Potenzial für die Erweiterung der Reserven durch unkonventionelles Gas (Aissaoui 2016, S. 7). Während bislang keine unkonventionellen Erdgasreserven für Algerien ausgewiesen wurden, machen unkonventionelle Erdgasvorkommen mit 25.520 Milliarden Kubikmetern den Großteil der Ressourcen von insgesamt 26.720 Milliarden Kubikmetern des Landes aus. Damit verfügt Algerien, Stand 2014, über die weltweit sechstgrößten Erdgasressourcen und die weltweit drittgrößten Schiefergasressourcen (BGR 2015, S. 118–119). Zudem sieht Aissaoui (2016, S. 7) zusätzliches Potenzial in noch nicht in die derzeitigen Berechnungen einbezogenen Offshore-Regionen. Auf längere Sicht könnte Algerien diese nicht-konventionellen Quellen dazu nutzen, die Lieferungen an die EU aufrecht zu erhalten. Die Erschließung von Gasvorkommen in Schiefergestein ist aber auch in

---

<sup>17</sup> Die konventionellen Erdgasreserven des Landes wurden in den vergangenen Jahren konstant auf 4.500 Milliarden Kubikmeter beziffert (BGR 2015, S. 119; BP 2016, S. 20).

<sup>18</sup> Die RRR gibt das Verhältnis von erneuerten Reserven zur Produktion wieder. Ein Wert von unter 100 Prozent zeigt an, dass mehr Gas produziert wird als neue Vorkommen entdeckt oder erschlossen werden (vgl. Gallun et al. 2001, S. 607).

Algerien ein politisch umstrittenes Thema und die Exploration der Vorkommen steht noch ganz am Anfang (Chikhi 2016; BGR 2015, S. 118).

#### *Export und Infrastruktur*

Algerien ist der größte afrikanische Erdgaslieferant (BP 2016, S. 28) und unter den Drittländern der drittgrößte Erdgaslieferant der EU (vgl. Abb.7). 2015 exportierte Algerien mehr als 29 Milliarden Kubikmeter Erdgas in die EU, davon 20,7 Milliarden Kubikmeter per Pipeline sowie den Rest als Flüssigerdgas. Wichtigste Abnehmer waren Spanien mit insgesamt 15,7 und Italien mit 6,6 Milliarden Kubikmetern. Die Gesamtexporte Algeriens beliefen sich auf 41,2 Milliarden Kubikmeter (BP 2016, S. 28).

Neben den zwei Pipelines nach Spanien mit einer Gesamtkapazität von 20 Milliarden Kubikmetern ist Algerien über die Trans-Mediterranean Pipeline (Transmed) mit Italien verbunden. Die Pipeline transportiert bis zu 33 Milliarden Kubikmeter Erdgas von Algerien über Tunesien durch das Mittelmeer nach Sizilien und bis in den Norden Italiens (Gasunie 2015). In der Diskussion ist zudem eine weitere Exportpipeline, Galsi (Gasdotto Algeria Sardegna Italia), die vom Gasfeld Hassi R'Mel an die Mittelmeerküste führen soll und von dort über Sardinien bis zur toskanischen Hafenstadt Piombino. Die Pipeline mit einer geplanten Kapazität von acht Milliarden Kubikmetern pro Jahr könnte dem beteiligten italienischen Unternehmen Edison (2016) zufolge im Jahr 2018 in Betrieb gehen. Die Pläne wurden allerdings wiederholt aufgeschoben und Ali Aissaoui kommt in einer Analyse für das Oxford Institute for Energy aus dem Jahr 2016 zu dem Schluss, dass das Projekt aufgrund der stagnierenden Erdgasförderung in Algerien verworfen werden sollte (Aissaoui 2016, S. 20).

**Tabelle 1:** Nominale Exportkapazitäten Algeriens (in Milliarden Kubikmeter pro Jahr)

Pipeline / LNG	Von	Nach	Transit	Kapazität	Status
MEG	Algerien	Spanien	Marokko	12	In Betrieb
Medgaz	Algerien	Spanien		8	In Betrieb
Transmed	Algerien	Italien	Tunesien	33	In Betrieb
Galsi	Algerien	Italien		8	In Planung
LNG-Anlagen	Algerien			34,7	In Betrieb
Aktuelle Kapazität				87,7	
Mögliche Kapazität				95,7	

(Quelle: Eigene Berechnung nach Gasunie 2015; IGU 2016)

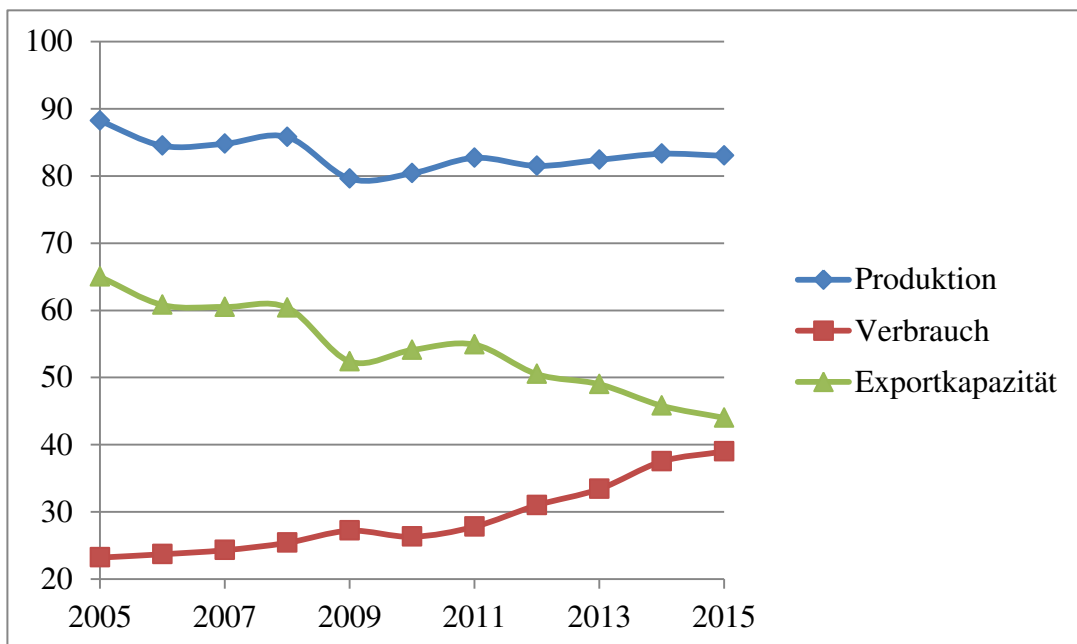
Algerien besitzt vier Verflüssigungsanlagen mit einer nominalen Gasverflüssigungskapazität von insgesamt 34,7 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Im Jahr 2015 betrug die Auslastungsquote 48 Prozent. Da Algerien in den kommenden Jahren mehr veraltete Verflüssigungsstraßen (LNG Trains) vom Netz nimmt als neue baut, sinkt die nominale Gasverflüssigungskapazität bis zum Jahr 2021 voraussichtlich auf etwa 25 Milliarden Kubikmetern pro Jahr (IGU 2016, S. 19–20, 61–63).

### *Rahmenbedingungen*

Den Plänen europäischer Staaten unter der Führung Spaniens, Algerien als Lieferland für Erdgas zu stärken, stehen Rückläufe bei der Erdgasförderung in alten Feldern und vor allem ein wachsender Eigenverbrauch gegenüber. Dieser ist von 2004 bis 2015 um gut 5 Prozent pro Jahr auf 39,5 Milliarden Kubikmeter gestiegen (Aissaoui 2016, S. 9; Chikhi 2016). Aissaoui (2016, S. 9–10) sieht darin den Hauptgrund für die von 2008 bis 2013 zurückgegangenen Exporte in die EU. So steht einer leicht rückläufigen Erdgasförderung ein stetig wachsender Eigenverbrauch gegenüber, der zulasten der Exportkapazitäten geht (vgl. Abb. 8).

Selbst unter der Voraussetzung, dass Algerien weiterhin 85 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr produziert, prognostiziert Aissaoui (2016, S. 20) bei einem anhaltenden Wachstum des Eigenverbrauchs einen Rückgang der jährlichen Exportkapazitäten auf unter 20 Milliarden Kubikmeter bis zum Jahr 2030.

**Abbildung 8:** Erdgas in Algerien: Produktion, Verbrauch und Exportkapazität (in Milliarden Kubikmeter)



(Quelle: Eigene Berechnungen nach BP 2016)

Fausi Najjar (2015) von Germany Trade & Invest (GTAI)<sup>19</sup> kommt in einer Analyse zu dem Ergebnis, dass Algeriens Regierung die hohen Subventionen der Energiepreise weiter senken müsste, um den hohen Eigenverbrauch zu reduzieren. So lagen die Energiesubventionen für Benzin, Elektrizität sowie Gas im Jahr 2015 bei mehr als 18 Prozent des BIP. Durchaus vorhandene Pläne der Regierung, diesen Zustand zu verändern, sind für Najjar (2015) lediglich ein „erster notwendiger Schritt“. Zudem konnten die Investitionen ausländischer Konzerne die Erwartungen des Landes in den vergangenen Jahren wiederholt nicht erfüllen. Als Ursache nennt Najjar (2015) hinderliche Rahmenbedingungen, zum Beispiel beim Erwerb von Prospektionslizenzen. Demnach müssen

<sup>19</sup> GTAI ist die Außenwirtschaftsagentur der Bundesrepublik Deutschland (GTAI 2016a).



ausländische Firmen hierfür ein Minderheits-Joint Venture mit dem algerischen Staatskonzern Sonatrach eingehen.

Ein weiteres Problem in Algerien sind innenpolitische und regionale Sicherheitsfaktoren. Dazu gehören transnational aktive terroristische Organisationen, wie AQIM, die in der Sahelzone aktiv sind und nicht zuletzt in Mali, Algeriens Nachbarland. So überfielen islamistische Terroristen im Januar 2013 die größte Gasraffinerie des Landes und nahmen sowohl einheimische als auch ausländische Angestellte als Geiseln. Mehr als 50 Menschen kamen bei dem Versuch der algerischen Streitkräfte, die Geiseln zu befreien, ums Leben. Hinter dem Anschlag auf die Anlage „In Aménas“ an der algerisch-libyschen Grenze, die im Jahr rund neun Milliarden Tonnen Gas fördert und damit etwa ein Fünftel der Exporte deckt, steckte eine Splittergruppe von Al Qaida im islamischen Maghreb. Die Angreifer unter der Führung von Mokhtar Ben Mokhtak kamen aus Mali (Urban 2014; Wieland 2014).

Eine ständige Unsicherheit ist auch die Frage nach der Nachfolge von Abd al-Aziz Bouteflika. Der inzwischen 79-Jährige ist seit 1999 algerischer Präsident. Er ist zwar nicht unumstritten, gilt in Algerien aber als Garant der Stabilität. Wenn der seit Jahren kranke Präsident sein Amt nicht länger ausüben kann, könnte das aufgrund starker und wachsender sozialer Spannungen im Land der Auslöser für eine Revolution oder einen Bürgerkrieg sein. Militante islamistische Gruppen könnten wie bereits zuvor versuchen, an die Macht zu gelangen. Algerien ist ein „soziales Pulverfass“ (Böhme, Scheffer und Wischmeyer 2015), was unter anderem an der hohen Arbeitslosigkeit junger Menschen liegt. Ein Grund dafür ist, dass der Preis für Öl – Algeriens Haupteinnahmequelle – seit fast zwei Jahren auf einem niedrigen Stand ist (Urban 2014; Wieland 2014; Böhme, Scheffer und Wischmeyer 2015).

Auch könnten sich russische Aktivitäten in Algerien negativ auf die Pläne der EU ausüben, bei der Diversifizierung der Gasimporte auf Algerien zu setzen. Der russische Energiekonzern Gazprom hat mit staatlichen Öl- und

Gasunternehmen Sonatrach im Jahr 2006 einen Vertrag über Erkundung und Erschließung mehrerer Lagerstätten unterzeichnet. Zahlreiche Probebohrungen wurden vorgenommen und im Januar 2014 kam ein Joint Venture zustande, an dem Sonatrach 51 Prozent hält. Ähnliche Verträge hat Sonatrach allerdings auch mit westlichen Unternehmen geschlossen (Urban 2014).

#### *Fazit Algerien*

Ausschlaggebend für weitere und eventuell zusätzliche Erdgasexporte aus Algerien in die EU wird sein, ob es dem Land gelingt, weitere Ressourcen zu erschließen und/oder den Eigenverbrauch zu reduzieren. Gleichzeitig muss sich die politische Lage in dem nordafrikanischen Land stabilisieren, etwa durch Strategien zur wirtschaftlichen Diversifizierung und zur Förderung sozialer Gerechtigkeit.

### **5.2.2 Nigeria**

#### *Reserven und Ressourcen*

Die nachgewiesenen Erdgasreserven Nigerias beliefen sich Ende 2015 auf 5.100 Milliarden Kubikmeter (BP 2016, S. 20). Damit lag Nigeria weltweit auf Rang neun. Zudem verfügt Nigeria über die größten Erdgasreserven Afrikas. Bei den Reserven handelt es sich ausschließlich um konventionelle Vorkommen. Zu den Reserven kommen Ressourcen von 3.200 Milliarden Kubikmetern (Stand 2014) (BGR 2015, S. 118).

#### *Export und Infrastruktur*

Wie Algerien hat Nigeria als Erdgaslieferant bislang keine Bedeutung für Deutschland. EU-weit war Nigeria zwischen 2004 und 2014 aber zeitweise der viertgrößte Erdgaslieferant unter den Drittländern (vgl. Abb.7). Nach einem zwischenzeitlichen Hoch von 4,6 Prozent der Anteile am Erdgasimport in die EU im Jahr 2007, sackte der Anteil bis 2014 allerdings auf 1,5 Prozent ab (Eurostat

2016). Hauptabnehmer in der EU war in den Jahren 2014 und 2015 Spanien mit 2,9 beziehungsweise 4 Milliarden Kubikmetern. Nennenswerte Mengen gingen in der EU darüber hinaus nach Frankreich mit 1,2 (2014) sowie 1,1 (2015) Milliarden Kubikmetern und an Portugal mit 0,5 (2014) beziehungsweise 1,3 (2015) Milliarden Kubikmetern. Weltweit exportierte Nigeria im Jahr 2015 27,9 Milliarden Kubikmeter, davon 12,4 Milliarden Kubikmeter in die Region Asien/Pazifik als größtem Abnehmer (IGU 2015, S. 14; 2016, S. 12). 2014 war Nigeria mit einem Export von 25,3 Milliarden Kubikmetern der weltweit zwölftgrößte Erdgaslieferant (BGR 2015, S. 122).

Im Jahr 2015 exportierte Nigeria sein Erdgas fast ausschließlich als Flüssigerdgas (BP 2016, S. 28). Die Auslieferungen erfolgen über die West African Gas Pipeline (WAGP), die Nigeria mit Benin, Togo und Ghana verbindet (BGR 2013, S. 18), sowie sechs Verflüssigungsanlagen mit einer nominalen Gasverflüssigungskapazität von insgesamt 30 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Obwohl die Anlagen zuletzt nahezu ausgelastet waren (Auslastungsquote 2015: 93 Prozent), sind im Zeitraum bis 2020 keine weiteren Anlagen in Planung (IGU 2016, S. 20, 61–63).

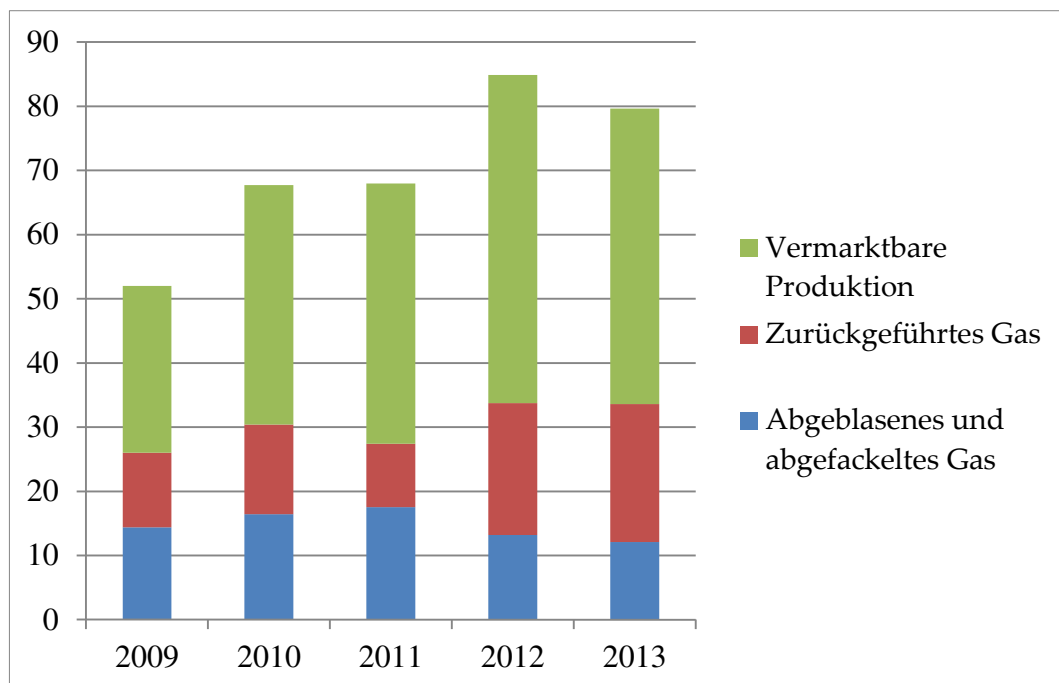
Während also eine zeitnahe Erweiterung der Gasverflüssigungskapazität Nigerias unwahrscheinlich erscheint, diskutieren vor allem Nigeria und Algerien seit Anfang der 2000er Jahre über den Bau der TSGP. Diese soll auf einer Länge von etwa 4.500 Kilometern Erdgas von Ölfeldern im nigerianischen Niger-Delta über Niger nach Algerien und von dort nach Europa transportieren. Die Gesamtkosten des Projekts werden, je nach Quelle, auf 13 bis 21 Milliarden US-Dollar geschätzt. Die Pipeline soll auf eine Kapazität von bis zu 30 Milliarden Kubikmetern Erdgas pro Jahr ausgelegt werden. Mehrere Unternehmen aus dem Inland und vor allem finanzstarke Firmen aus dem Ausland, darunter auch Gazprom, haben ihr Interesse signalisiert (Nwaoha und Wood 2014, S. 412; OECD 2014, S. 101; NEPAD 2016).

### Rahmenbedingungen

Rückschläge wie Sicherheitsprobleme entlang der gesamten Pipelineroute, steigende Kosten und andauernde regulatorische und politische Unsicherheiten in Nigeria zögern das TSGP-Projekt hinaus. Es ist unwahrscheinlich, dass das Vorhaben in absehbarer Zeit Fortschritte macht. Auf längere Sicht hat die TSGP aber das Potenzial, Nigeria einen bedeutenden Anteil am europäischen Gasimportmarkt zu sichern (Nwaoha und Wood 2014, S. 412). Hauptvoraussetzungen dafür sind sicherlich die politische Stabilisierung des Landes, das sich zahlreichen Problemen ausgesetzt sieht, und die Aufrechterhaltung beziehungsweise Steigerung der Erdgasproduktion.

Nigeria leidet unter islamistischem Terror, gewaltsamen Konflikten, einer hohen Kriminalität, Korruption und Armut. Immer wieder kommt es zudem zu Übergriffen auf Anlagen und Pipelines von Rohstoffkonzernen, vor allem im für das TSGP-Projekt wichtigen Niger-Delta (Dürr 2016; OECD 2014, S. 101–102).

**Abbildung 9:** Verteilung der nigerianischen Erdgasproduktion (in Milliarden Kubikmeter)



(Quelle: Eigene Berechnung nach EIA 2016a)

Die nigerianische Erdgasproduktion war in den vergangenen Jahren hoch und die Reserven sowie Ressourcen sind beachtlich. Nigeria plant aber, eine Gaswirtschaft im Land aufzubauen, was den Eigenverbrauch drastisch erhöhen würde. Dadurch wären sehr große Mengen Erdgas gebunden. Entsprechend umfangreich müsste die Produktion erhöht werden, um einen gesteigerten Import in die EU (und/oder andere Regionen zu gewährleisten (Krämer 2011, S. 373). Effizienzgewinne bei der Produktion könnten dadurch erreicht werden, dass das bei der Erdölförderung auftretende Erdgas nicht mehr verbrannt beziehungsweise unverbrannt in die Atmosphäre entlassen wird (BGR 2013, S. 3). Im Fünfjahreszeitraum von 2009 bis 2013 konnte die Menge an abgeblasenem und abgepacktem Erdölbegleitgas bereits zugunsten der vermarkteten Produktion reduziert werden. Ein Teil des Begleitgases wird aber weiterhin für die Steigerung der Ölproduktion anfallen (vgl. Abb. 9). Je nachdem, wie sehr der Eigenverbrauch und der Export anziehen werden, könnte daher eine zusätzliche Produktionssteigerung notwendig werden.

#### *Fazit Nigeria*

Nigeria kann als LNG-Lieferant eine wichtige Rolle für die Staaten der EU spielen und hat das in der Vergangenheit bereits getan. Durch den möglichen Bau der TSGP könnte das westafrikanische Land zudem zu einer besseren Auslastung der bestehenden (und möglicher neuer) Pipelines von Algerien nach Südeuropa beitragen. Beiden Optionen werden aber durch den hohen und wachsenden Eigenverbrauch an Erdgas und die politische Instabilität Nigerias beeinträchtigt. Mit Blick auf eine nachhaltige Diversifizierung der Bezugsquellen von Erdgas ergibt sich für die EU und Deutschland daher eher ein mittel- (LNG) bis längerfristiger (TSGP) Zeithorizont.

### 5.2.3 Libyen

#### *Reserven und Ressourcen*

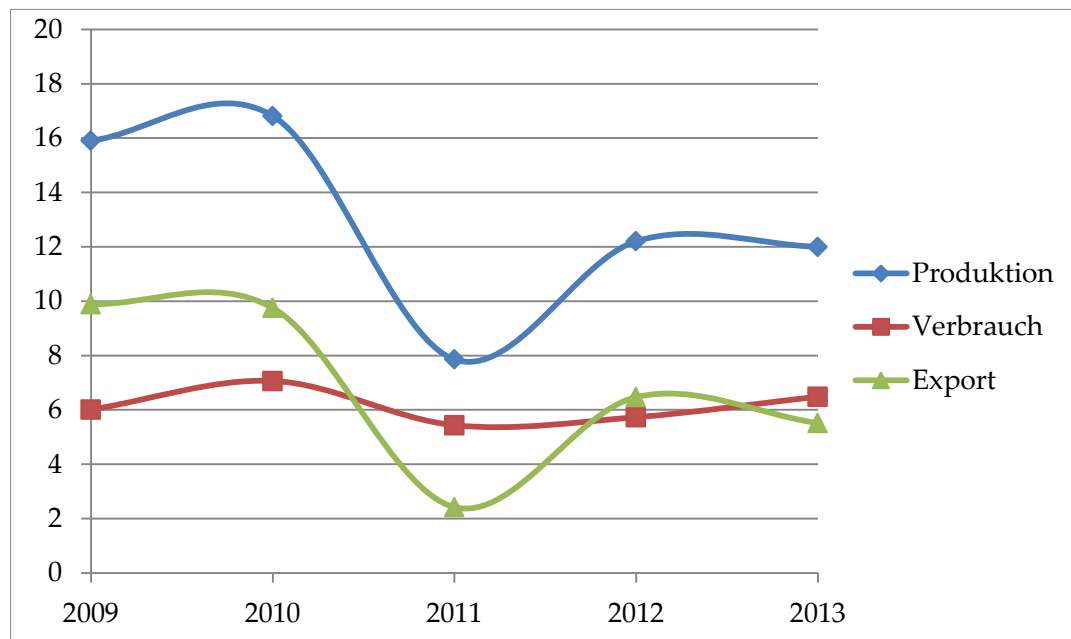
Die nachgewiesenen Erdgasreserven Libyens lagen Ende 2014 bei 1.506 Milliarden Kubikmetern, die Ressourcen bei 4.650 Milliarden Kubikmetern. Damit verfügt Libyen hinter Nigeria, Algerien sowie Ägypten über die viertgrößten Reserven Afrikas (BGR 2015, S.115).

#### *Export und Infrastruktur*

Im Jahr 2015 betrug Libyens Erdgasförderung 12,8 Milliarden Kubikmeter. Gut 6,5 Milliarden Kubikmeter Erdgas wurden exportiert, überwiegend nach Italien (BP 2016, S. 22, S. 28). Seit Aufhebung der UN-Sanktionen im Jahr 2003 (UN 2003) konnte Libyen seine Erdgasförderung damit von 7,0 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2004 – mit einer Unterbrechung im Jahr 2011 – wesentlich steigern.

Der größte Teil des libyschen Erdgases wird seit 2004 über die Greenstream Pipeline von Melitah im äußersten Nordwesten des Landes durch das Mittelmeer in die sizilianische Stadt Gela exportiert. Die Pipeline hat eine Kapazität von 12 Milliarden Kubikmeter pro Jahr. Ein kleinerer Teil wird in verflüssigter Form (LNG) transportiert. Bereits 1971 exportierte Libyen als weltweit zweites Land (nach Algerien) Erdgas als Flüssigerdgas. Die dafür gebaute LNG-Anlage bei Marsa El Brega mit einer nominellen Kapazität von 3,5 Milliarden Kubikmetern pro Jahr entspricht aber nicht zuletzt auf Grund des früheren Embargos nicht mehr den heutigen Erfordernissen und ist bereits seit 2011 nicht mehr in Betrieb (DERA 2011; Gasunie 2015; IGU 2016; Bros, S. 123).

**Abbildung 10:** Erdgas in Libyen: Produktion, Verbrauch und Export von 2009 bis 2013 ( in Milliarden Kubikmeter



(Quelle: Eigene Berechnung nach EIA 2016a)

#### *Rahmenbedingungen und Fazit Libyen*

Aufgrund der politischen Unruhen in Libyen infolge des Sturzes von Machthaber Muammar al Gaddafi kam es im Februar 2011 zu einer Unterbrechung der Erdgaslieferungen nach Italien (Lochner und Dieckhöner 2011). Die Lieferungen wurden zwar nach acht Monaten wieder aufgenommen (Handelsblatt 2011). Produktion und Export haben in den folgenden zwei Jahren aber nicht mehr an die Zeit vor dem politischen Umsturz anknüpfen können (vgl. Abb. 10). Die politische Lage bleibt instabil und weitere Ausfälle könnten jederzeit drohen (Mayer-Kilani 2015). Aus der Sicht Deutschlands beziehungsweise der EU kann Libyen daher mindestens mittelfristig nicht als zuverlässige Bezugsquelle von Erdgas gesehen werden.

## 5.2.4 Ägypten

### *Reserven und Ressourcen*

Von den nordafrikanischen Ländern besitzt Ägypten nach Algerien mit 2.167 Milliarden Kubikmetern die größten Erdgasreserven (Stand 2014). Die Ressourcen lagen 2014 mit 10.830 Milliarden Kubikmetern weltweit auf Rang 13 (BGR 2015, S. 114, 118).

Ende August 2015 gab der italienische Energie-Konzern Eni die Entdeckung eines riesigen Erdgas-Feldes vor der Mittelmeer-Küste Ägyptens bekannt. Die Lagerstätte Zohr in 1.450 Meter Tiefe soll bis zu 850 Milliarden Kubikmeter enthalten. Der neue Fund entspricht rechnerisch der 18-fachen Gasproduktion von 2015. Eni will zügig mit der Förderung beginnen, wobei der Konzern auf vorhandene Infrastruktur zurückgreifen kann (GTAI 2015).

### *Export und Infrastruktur*

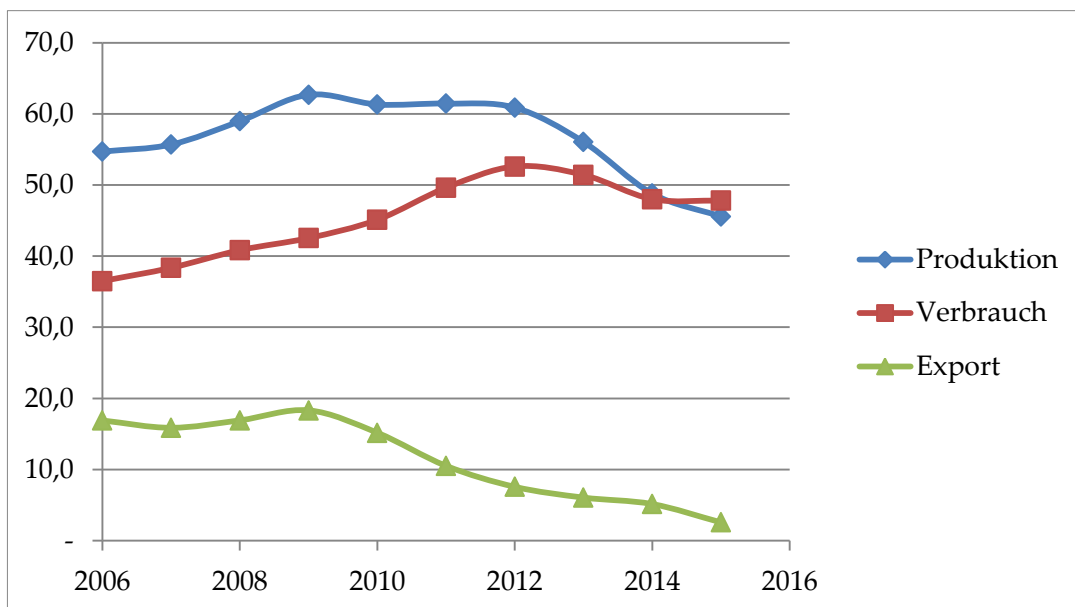
Im Jahr 2009 lieferte Ägypten noch 6,58 Milliarden Kubikmeter Flüssigerdgas in die EU, vor allem nach Spanien (BP 2010, S. 29–30). Seitdem wurden die Exporte immer weniger, da Ägypten aufgrund der wirtschaftlichen und politischen Situation nach dem Sturz von Staatspräsident Husni Mubarak im Februar 2011 mit einem Engpass in der Gasproduktion zu kämpfen hatte. Dieser wurde nicht durch einen Ressourcenmangel ausgelöst, sondern durch Verzögerungen bei der Realisierung von Erschließungsprojekten bereits entdeckter Gasfelder. Zudem wurden in der Zeit von 2010 bis 2013 keine neuen Explorationsvereinbarungen abgeschlossen. Aufgrund des traditionell hohen Eigenverbrauchs bei gleichzeitigem Produktionsrückgang wurde Ägypten zum Nettoimporteur von Erdgas (vgl. Abb. 11) und muss den Bedarf von Kraftwerken, Industrie und Bevölkerung decken sowie Exportverpflichtungen erfüllen (GTAI 2015).

Ägypten verfügt über zwei Verflüssigungsterminals mit einer nominalen Gasverflüssigungskapazität von rund 17 Milliarden Kubikmetern pro Jahr (IGU 2016, S. 20). Ferner kann Ägypten über die von der EU geförderte



Arab Gas Pipeline Erdgas nach Jordanien, Libanon und Syrien exportieren (EuroMed Info Centre 2008). Im Jahr 2008 unterzeichneten Syrien und die Türkei zudem ein Abkommen zur Verbindung der Pipeline mit dem türkischen Pipelinennetz. Dadurch wäre es Ägypten möglich, Erdgas per Pipeline über die Türkei in die EU zu exportieren (Krämer 2011, S. 151). Das Vorhaben wurde aber durch den Krieg in Syrien<sup>20</sup> gestoppt.

**Abbildung 11:** Erdgas in Ägypten: Produktion, Verbrauch und Export (in Milliarden Kubikmeter)



(Quelle: Eigene Darstellung nach BP2016, S. X;)

### *Rahmenbedingungen und Fazit Ägypten*

Das neu entdeckte Zohr-Gasfeld und ein weiteres großes Projekt, das 12-Milliarden-US-Dollar-Projekt West Nile Delta (WND)<sup>21</sup>, könnten den heimischen Markt stabilisieren und das LNG-Exportpotenzial wiederbeleben. Das könnte vor allem dann der Fall werden, wenn weitere Explorationserfolge eintreten und/oder Erdgas aus dem israelischen Offshore-Leviathan Feld zum Teil über Ägyptens

<sup>20</sup> Einen Überblick zum Syrienkonflikt geben unter anderem Becker (2015) und Hissou (2014).

<sup>21</sup> Die DEA Deutsche Erdöl AG hält 17,25 Prozent an WND, dessen Produktionsstart für 2017 geplant ist. Die Offshore-Gasfelder werden voraussichtlich 32,4 Millionen Kubikmeter Gas pro Tag produzieren, was etwa 25 Prozent der Gasproduktion Ägyptens im Jahr 2015 entspricht (DEA 2015).

LNG-Infrastruktur vertrieben wird<sup>22</sup> (IGU 2016, S. 20). Angesichts der instabilen politischen Verhältnisse seit dem Rücktritt Mubaraks im Jahr 2011, der Gefahr durch Terror-Gruppen im Sinai-Gebirge oder der Nähe zum politisch gespaltenen Libyen bleiben die Unsicherheitsfaktoren allerdings zahlreich.

### **5.2.5 Fazit Nord- und Westafrika**

Für die Erdgasversorgung der EU-Mitgliedsstaaten im Süden Europas verlaufen wichtige Pipelines von Algerien nach Spanien (Medgaz und MEG) und Italien (Transmed) sowie von Libyen nach Sizilien (Greenstream). Diese Pipelines sowie eine eventuelle weitere Pipeline von Algerien nach Italien (Galsi) bieten durchaus Kapazitäten für mehr Lieferungen in die EU als aktuell erfolgen. Zudem gibt es mehrere LNG-Verladeanlagen in Algerien, Libyen, Ägypten und auch Nigeria, von denen aus Europa mit Erdgas versorgt werden kann.

Deutschland importiert derzeit kein Erdgas aus Nord- und Westafrika. Allerdings könnte Mitteleuropa, und damit auch Deutschland, künftig neben der Option LNG über das diskutierte Midcat-Projekt zwischen Spanien und Frankreich direkten Anschluss an Gas aus Algerien und vielleicht sogar Nigeria (TSGP-Projekt) erhalten. Dagegen sprechen aber rückläufige Förderquoten, ein steigender Eigenverbrauch sowie wirtschaftliche Herausforderungen und politische Unruhen in den Exportländern Nord- und Westafrikas. Zudem kommt aufgrund der Aktivitäten des russischen Staatskonzerns Gazprom in einigen der Länder die Frage auf, welchen Einfluss Russland auf die Region hat oder anstrebt. Einer Diversifizierung der Abhängigkeit von russischem Gas durch mehr Importe aus Nord- und Westafrika könnte es abträglich sein, wenn Russland sich dort ein Mitspracherecht über die Verwendung der Erdgasvorkommen sichert.

---

<sup>22</sup> Diese Option nannte etwa Ron Adam, Sondergesandter für Energie des israelischen Außenministeriums, in einem Interview (Zeit Online 2015). Dafür könnte die Arish–Ashkelon Pipeline genutzt werden, mit der eigentlich Erdgas von Ägypten nach Israel fließen sollte, und die Anschluss an die Arab Gas Pipeline hat.

## 5.3 Nordamerika

Nordamerika wird seit Kurzem als Erdgaslieferant für die EU und damit auch Deutschland diskutiert. Deshalb liegt der Fokus im Gegensatz zu den vorangegangenen Unterkapiteln im Folgenden stärker auf den Potenzialen und Perspektiven. Vor allem die USA scheinen aber durchaus bereit zu sein, in größerem Umfang in den weltweiten LNG-Markt einzusteigen.

### 5.3.1 USA

Die USA entwickeln sich zurzeit vom größten Energieimporteur der vergangenen Dekaden hin zu einem Energieexporteur. Hintergrund dieser Entwicklung ist die zunehmende Förderung fossiler Brennstoffe im Zuge der viel zitierten Schieferrevolution. Dabei werden Erdöl und Gas mittels unkonventioneller Verfahren, insbesondere Fracking, aus Ölschiefer gewonnen.<sup>23</sup> Für Jan-Justus Andreas (2015, S. 35) ist die Schieferrevolution „essenzieller Bestandteil und Resultat der Energieunabhängigkeitsbestrebungen der US-Regierung zur Verbesserung der Energiesicherheit des Landes“. Dem Fracking-Experten zufolge ist die Energiesicherheit spätestens im Zuge der Ölpreiskrise<sup>24</sup> im Jahr 1973 ins Zentrum der Energie- und Sicherheitspolitik der USA gerückt. Dies habe sich sowohl in der Geopolitik, beispielweise den Interessen in der Golfregion<sup>25</sup>, als auch in der Innenpolitik des Landes geäußert – etwa in Form milliardenschwerer Investitionen in die Energieproduktion. Diese staatlichen Maßnahmen „erlaubten es über Jahrzehnte hinweg, neue Technologien zu entwickeln und zu testen, bis Anfang der 2000er Jahre die wirtschaftliche Produktion von Schiefergas anlief“ (Andreas 2015, S. 36). Nachfolgend hat sich die gesamte US-Schiefergasproduktion

---

<sup>23</sup> Andreas (2015, S. 3739) gibt eine kompakte Beschreibung der wichtigsten Termini und Informationen zum Thema Fracking.

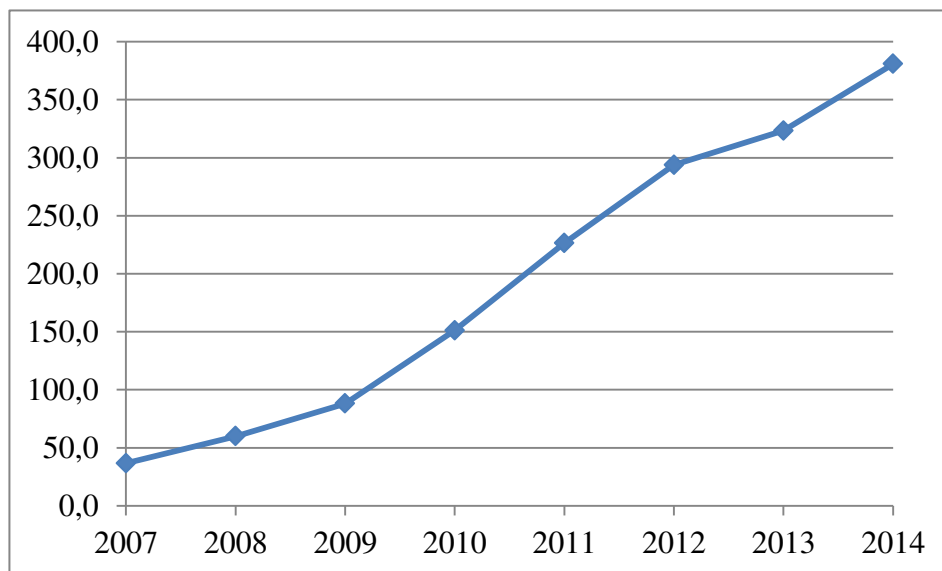
<sup>24</sup> Zur Ölpreiskrise allgemein gibt Türk (2014) ein guten Überblick, während Graf (2014) ein besonderen Fokus auf die (Reaktion der) USA legt.

<sup>25</sup> Der erste geopolitische Verlierer der Schieferrevolution ist laut Daniel Yergin (2014) der Iran, der ohne die exponentiell steigende Gasproduktion in den USA nicht an den Verhandlungstisch zum Nuklearabkommen gezwungen worden wäre.

von 2007 bis 2014 um mehr als das Zehnfache gesteigert: von 36,6 Milliarden Kubikmeter auf 380,8 Milliarden Kubikmeter (s. h. Abb. 12). Im Jahr 2009 konnten die USA sogar Russland als größten Erdgasproduzenten der Welt ablösen und ihren Vorsprung in der Folge weiter ausbauen. Im Jahr 2015 lag die Gesamterdgasproduktion in den USA bei 767,3 Milliarden Kubikmeter gegenüber 573,3 Milliarden Kubikmeter in Russland (Andreas 2015, S. 36; Yergin 2014; EIA 2015; BP 2016, S. 20).

Nach Schätzungen der IEA werden die USA ihr energie- und sicherheitspolitisches Ziel der Energieautarkie spätestens 2030 erreichen. Bezogen auf British thermal units (Btu) erwartet Wood Mackenzie die Energieunabhängigkeit des gesamten nordamerikanischen Kontinents bis zum Jahr 2020 (Andreas 2015, S. 44; EIA 2013, S. 23; Wood Mackenzie 2013).

**Abbildung 12:** US-Schiefergasproduktion 2007-2014  
(in Milliarden Kubikmeter)



(Quelle: Eigene Darstellung nach EIA 2015)

Neben der Ausfuhr von raffinierten Ölprodukten wurde aufgrund der stark fallenden Gaspreise im Land binnen kurzer Zeit auch der Export von Erdgas in Betracht gezogen. Während an der Ostküste der USA noch im Jahr 2005 eine Vielzahl an Importterminals für Flüssigerdgas geplant und errichtet wurde, werden diese mittlerweile für den Export umgebaut. Die Ausfuhren starteten im

Februar 2016, und bis Ende des Jahrzehnts soll die volle Kapazität erreicht sein (Andreas 2015, S. 44–45; USA Today 2016; Reuters 2016a).

Zwei – miteinander verbundene – Faktoren könnten die Ausfuhr von Flüssigerdgas eingrenzen: die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen für das Land und die Erdgas-Ressourcen beziehungsweise deren Verfügbarkeit.

Exporte in Länder ohne Freihandelsabkommen mit den Vereinigten Staaten müssen durch das US-amerikanische Energieministerium (US-Department of Energy, DOE) genehmigt werden. Im Rahmen dieser Genehmigungsprozesse für Exportterminals gibt es zwei unterschiedliche Positionen zu der Frage, ob die Ausfuhr von Erdgas im nationalen Interesse sei. Auf der einen Seite stehen laut Sarica und Tyner (2016) die Förderunternehmen. Diese würden von den Exporten profitieren, weil die internationalen Gaspreise teilweise wesentlich höher sind als die in den USA gehandelten. Andererseits würde es vielen energieintensiven Branchen sowie den privaten Verbrauchern in den USA schaden, wenn die Großhandelspreise im Land aufgrund eines durch Exporte erhöhten Wettbewerbs stiegen. Sarica und Tyner (2016, S. 14–15) kommen in einer Analyse in drei unterschiedlichen Szenarien zu dem Schluss, dass sich der Export von Flüssigerdgas ökonomisch und ökologisch insgesamt eher negativ auf die USA auswirken würde. Das Modell der Autoren beinhaltet Faktoren wie das Bruttoinlandsprodukt, Stellenschaffung und -abbau sowie Gehaltsentwicklungen in den betroffenen Branchen, inländische Energiepreise und Auswirkungen auf die Umwelt<sup>26</sup>.

Trotz der Bedenken bezüglich der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen auf die Vereinigten Staaten haben das DOE beziehungsweise die zuständigen Genehmigungsbehörden wie die Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

---

<sup>26</sup> Ein Beispiel für die Auswirkungen auf die Umwelt durch den Export von Flüssiggas wäre etwa der Einsatz von Energieträgern mit höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verstromung aufgrund steigender Erdgas-Preise. Weitere mögliche und viel diskutierte Umweltbelastungen wie Wasserverschmutzung und Erdbeben könnten dagegen auf Fracking zurückzuführen sein.

bereits LNG-Terminals für den Export von verflüssigtem Schiefergas genehmigt. Stand August 2016 hat die FERC, die für die Genehmigungen in den 48 zusammenhängenden Bundesstaaten der USA zuständig ist, 14 Terminals absegnet. Lediglich vier davon befinden sich noch nicht im Bau (FERC 2016a). Für 17 Exportterminals liegen der FERC im August 2016 Anfragen oder Anträge vor. Eine weitere Anfrage für eine der Küste vorgelagerte Anlage im Golf von Mexiko gibt es bei der US Maritime Administration (MARAD) und der United States Coast Guard (USCG) (FERC 2016b). Würden alle beim DOE beantragten LNG-Terminals umgesetzt, ergäbe sich laut IEA (2015, S. 217) eine Exportkapazität von insgesamt mehr als 400 Milliarden Kubikmeter pro Jahr. Allerdings rechnet die IEA nicht damit, dass alle Bauvorhaben durchgeführt werden. Vielmehr erwartet sie, dass die USA bis zum Jahr 2020 oder kurz nach diesem Zeitpunkt eine Exportkapazität von rund 90 Milliarden Kubikmeter pro Jahr erreichen werden.

Der zweite bestimmende Faktor für die Ausfuhr von LNG sind die Erdgas-Ressourcen beziehungsweise deren Verfügbarkeit. Nach Schätzungen der BGR liegen die Erdgasreserven der USA bei 9.769 Milliarden Kubikmetern. Dazu kommen Erdgasressourcen von 53.246 Milliarden Kubikmetern. Dabei definiert die BGR Ressourcen als a) nachgewiesene, aber zurzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie b) nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen. Damit kommen die Vereinigten Staaten auf ein Potenzial (Reserven plus Ressourcen) von 63.016 Milliarden Kubikmetern Erdgas. Diese Zahlen beinhalten die gemeinsame Betrachtung von konventionellem sowie nicht-konventionellem Erdgas und umfasst Schiefergas (Shale Gas), Kohleflözgas (coal bed methane, CBM) und Erdgas in dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas) (BGR 2015, S. 116).

**Tabelle 2:** Vergleich nachgewiesener Erdgasreserven der USA nach Organisation

<u>Organisation</u>	<u>Milliarden Kubikmeter</u>	<u>Stand</u>
BGR	9769	2014
BP	9800	2014
CIA	8734	2013
EIA	9572	2014
OPEC	9579	2014

(BGR 2015, S. 116; BP 2015, S. 20; CIA 2016; EIA 2016a; OPEC 2015, S. 94)

Über die Menge der nachgewiesenen Reserven herrscht ein großes Maß an Übereinstimmung (vgl. Tabelle 2). Anders sieht es bei den Ressourcen beziehungsweise deren projizierter Erschließbarkeit in Szenario Betrachtungen aus: Die Szenarien der EIA im Zeitraum bis 2040 prognostizieren ein Wachstum der US-Gasproduktion zwischen 37 und 71 Prozent im Vergleich zur Produktion im Jahr 2013. Das entspricht einer Förderung von 856 bis 971 Billionen Kubikfuß (etwa 24.239 bis 27.496 Milliarden Kubikmeter) Erdgas.<sup>27</sup> Dies wäre die 2,5- bis 2,9-fache Menge der von der EIA für das Jahr 2014 errechneten verfügbaren Reserven. Verschiedene wissenschaftliche Analysen (vgl. Hughes 2013, 2014; Simon, Aitken, Flues, und Mümmler 2013) gehen von einer anderen Entwicklung aus. Die Energy Watch Group (EWG)<sup>28</sup> etwa kritisiert, dass in Szenario Betrachtungen, speziell denen der EIA, unterstellt wird, dass die schnelle Ausweitung der Schiefergasförderung seit dem Jahr 2005 sich auch auf andere bisher nicht so aggressiv erschlossene Shales in den USA (oder in anderen Regionen der Welt) übertragen lasse und bis weit in die Zukunft hinein stattfinden könne. Damit verbundene Probleme wie hohe Kosten, Erschöpfung der

<sup>27</sup> Berechnungen von Hughes (2014, S. 165) auf Basis von EIA (2014).

<sup>28</sup> Die EWG wurde 2006 auf Initiative des damaligen deutschen Parlamentarier Hans-Josef Fell als internationales Netzwerk von Wissenschaftlern und Parlamentariern gegründet. Das Netzwerk hat es sich zum Ziel gesetzt, die Verfügbarkeit und Verknappung fossiler und atomarer Energieressourcen sowie die Ausbaumöglichkeiten erneuerbarer Energien zu analysieren (EWG 2016).

günstigsten Fördergebiete oder nachlassende Förderraten würden ausgeblendet. Dabei würden diese Probleme die Erschließungsdynamik bestimmen (EWG 2013, S. 32).

Die EWG hat Daten, die auf den tatsächlichen<sup>29</sup> Förderzahlen bis Jahresende 2012 basieren, entsprechend der Einschätzung über die künftige Erschließung neuer Fördersonden extrapoliert. Die angenommene Gasförderung bis zum Jahr 2030 übersteigt die als nachgewiesen berichteten Gasreserven demnach deutlich. Sie liegt aber klar unter den Projektionen der EIA. Die EWG erwartet, dass das Schiefergasfördermaximum in den USA kurz bevorsteht oder bereits überschritten ist<sup>30</sup> und in den kommenden Jahren zurückgehen wird. Ein solcher Förderrückgang der Schiefergasförderung würde den Förderrückgang der konventionellen Erdgasförderung verstärken und zu einem sehr schnellen Rückgang der Gasförderung bis 2030 führen. Es sei am Ende unerheblich, ob der Förderrückgang ein oder zwei Jahre früher oder später einsetze: Das durch die fehlende konventionelle Förderung ausgelöste Defizit werde so groß sein, dass die dann rückläufige Schiefergasförderung zu einem Zusammenbruch der Gasversorgung in den USA führen könne. Dann wären nicht nur der LNG-Export obsolet, sondern sogar neue Importkapazitäten notwendig (EWG 2013, S. 33–34).

Es gibt aber auch außerhalb der EIA Stimmen, wonach die Erwartungen, dass 2020 ein Höhepunkt der Schieferrevolution erreicht sein könnte, wegen der kommenden Generation der Fracking-Technologie<sup>31</sup> möglicherweise verfrüht sind (Andreas 2015, S. 55).

---

<sup>29</sup> Im Gegensatz dazu seien die aggregierten Daten der EIA mit Vorsicht zu betrachten (EWG 2013, S. 33). Auf diese Weise argumentiert auch Hughes (2014, S. 301).

<sup>30</sup> Hughes (2014, S. 15) geht in seinem als am wahrscheinlichsten eingestuften Szenario davon aus, dass das Schiefergasfördermaximum zwischen 2016 und 2017 erreicht wird. In einem viel beachteten Beitrag über die Arbeiten mehrerer texanischer Wissenschaftler - darunter Patzek, Male und Marder (2013) - sieht die Fachzeitschrift *Nature* (Inman 2014, S. 29) das Maximum im Jahr 2020 erreicht.

<sup>31</sup> US-Unternehmen wollen mit neuen Techniken die Umweltrisiken minimieren und zugleich die Ausbeute erhöhen. Halliburton etwa erfand eine Röhre, die mehr Klüfte in den Fels sprengt, aber die benötigte Wassermenge halbiert. Dieses „Superfracking“ soll auch die mit dem Prozess verbundene Erdbebengefahr senken (Odenwald 2012; Turcotte, Moores & Rundle, 2014). Ob Letzteres wirklich zutrifft, ist aber durchaus umstritten (Wethe 2012; McNaughton 2015).



Letztendlich ist es bei dem Bias zwischen den Prognosen der EIA auf der einen und verschiedenen Wissenschaftlern auf der anderen Seite ein wenig so wie beim Thomas-Theorem<sup>32</sup>: Solange die offiziellen Prognosen der US-Regierung von der EIA stammen, werden deren Vorhersagen ausschlaggebend für politische Entscheidung wie dem Export von Flüssigerdgas sein. Da auf dieser Basis bereits LNG-Exporte genehmigt wurden, gilt es nun zu klären, wer davon wie profitiert.

*Wer profitiert vom Flüssigerdgas-Export der USA?*

In Anbetracht höherer Gewinnmargen in Asien ist es laut Andreas (2015, S. 45) wahrscheinlich, dass die Exporte überwiegend nach China, Japan sowie Südkorea gehen werden. Allerdings kann der damit verbundene Anstieg von Flüssigerdgas auf dem Weltmarkt mittelfristig auch für andere Länder und Regionen entscheidende geopolitische Konsequenzen mit sich bringen: Derzeit wird der Großteil der Erdgaslieferungen durch langfristige Pipeline-Projekte und somit regional begrenzt durchgeführt. Weil der Bau einer Pipeline kapitalintensiv ist, benötigt der Erdgasexporteur eine Nachfragesicherheit, die durch Langzeitverträge garantiert wird. Der Preis wird dabei meist an den Ölpreis gekoppelt, um der starken Volatilität des Gaspreises entgegenzuwirken und Planungssicherheit zu erhalten. Ein starker Anstieg im Handel von Flüssigerdgas könnte dieses Vorgehen zugunsten von tagesaktuellen Preisen ersetzen. Ein größerer Wettbewerb auf dem Gasmarkt würde zudem die regionale Monopolstellung einiger Lieferanten schwächen und damit die Energiesicherheit von Importländern wie Deutschland und anderen EU-Staaten stärken.

Bislang waren Kapazitäten zur Regasifizierung weitaus höher als das weltweite Angebot an Flüssigerdgas. Ursachen hierfür sind vorhandene Pipeline-Verträge, die Erdgas an den Importeur binden, fehlende Investitionen in kostspielige Gasifizierungsprojekte und Beschränkungen der ebenso kostspieligen

---

<sup>32</sup> Das Thomas-Theorem besagt, dass die Situationsdeutung (wie „objektiv“ falsch sie auch immer erscheinen mag) reale Konsequenzen hat, und zwar dadurch, dass das Handeln von Akteuren auf ihrer Definition der Situation basiert (Kroneberg 2011, S. 62).

Flüssigerdgas-Tankerflotte. Diese Flotte ist aber allein 2014 um 31 Tanker auf 388 angewachsen. 2015 listete die International Gas Union (IGU) 410 LNG-Tanker ab einer Kapazität von 60.000 Kubikmeter, die auf eine Gesamtkapazität von 63 Millionen Kubikmeter kommen (Andreas 2015, S. 5; IGU 2016, S. 34).

Die Aussicht auf erhöhten Wettbewerb im asiatischen Gashandel zwang bereits Katar, einen der Hauptlieferanten von Flüssigerdgas, dazu, die Preise seiner Langzeitverträge von Flüssigerdgas zu verringern, um die wachsende Konkurrenz aus Australien, Papua-Neuguinea und künftig nun auch den USA zu unterbieten. Europa könnte mittelfristig gesehen ebenfalls von dieser Entwicklung profitieren, etwa durch Flüssigerdgas aus Katar oder Nigeria, das nicht mehr den asiatischen oder amerikanischen Markt erreicht und für Europa verfügbar wird (Andreas 2015, S. 45–46).

Andreas' Hauptargument dafür, dass Europa eher indirekt als direkt von LNG-Exporten profitieren könnte, sind die höheren Gewinnmargen in Asien: Noch im Jahr 2013 betrug der Jahresdurchschnittspreis für importiertes LNG in Japan 16,3 US-Dollar pro MMBtu (Millionen British thermal units), während die Großhandelspreise in den USA bei durchschnittlich 3,7 MMBtu lagen und die deutschen Importpreise für Erdgas ziemlich genau dazwischen (Energy Comment 2014). Bis Juni 2016 hat sich die Spanne der Spotpreise mit 2,59 US-Dollar pro MMBtu in den USA (EIA 2016c) und 4,50 US-Dollar pro MMBtu (*arrival-based*) in Japan (METI 2016) allerdings wesentlich verringert. Gleichzeitig haben sich die Preise in Europa nahezu an die Preise für Japan angeglichen (Energy Comment 2016). Sollte es bei dieser Angleichung bleiben, könnte Europa – auch dank seiner Stellung als Bündnispartner der USA in der westlichen Welt – mit Blick auf Energiepreise und Importdiversifizierung auch direkter Nutznießer der US-Schieferrevolution werden.

Zu den im vorangegangenen Absatz genannten Schluss kommt auch Umbach in einer Arbeit aus dem Jahr 2016. So wäre eine größere Einfuhr von Flüssigerdgas bereits im Rahmen des Ukraine-Konfliktes von 2014 nicht an unzureichenden

LNG-Importkapazitäten gescheitert, sondern höchstens an den damit verbundenen höheren Importkosten: Die EU verfügte im Jahr 2014 über 22 LNG-Import-Terminals mit einer Gesamtkapazität von 196 Milliarden Kubikmetern. Sechs weitere LNG-Terminals befinden sich im Bau und werden die europäischen Gesamtkapazitäten um weitere 32 Milliarden Kubikmeter erhöhen.<sup>33</sup> Im Gegensatz zu 2014 haben sich die Spotmarktpreise für LNG-Importe in Asien und Europa wie gezeigt mittlerweile aber so weit angenähert, so dass LNG-Exporte aus den USA nach Europa laut Umbach in den kommenden Jahren zunehmend realistisch werden. Mittel- und langfristig wird die EU demnach in der Lage sein, ihre Pipeline-Gasimporte durch eine Erhöhung ihres LNG-Importanteils zu reduzieren, wenn weiterhin große Kapazitäten aus LNG-Projekten auf die globalen Gasmärkte drängen (Umbach 2016, S. 21).

Für die USA als Lieferant spricht dabei, dass die erschließbaren Gasreserven im Rest der Welt sich oftmals in Gebieten und Ländern mit viel höheren technischen und politischen Risiken befinden (vgl. Umbach 2016, S. 17).

Umbach (2016, S. 18-19) sieht die EU als Ganzes gut für LNG-Importe gerüstet. Er bewertet den grundlegenden strukturellen Wandel des europäischen Gasmarktes aus Sicht der EU-Mitgliedsstaaten positiv. Der Wandel ist zum einen das Resultat der Veränderung der globalen Gasmärkte durch den Ausbau des Marktanteils von Flüssigerdgas bis 2010 und die Erschließung von unkonventionellen Gasressourcen vor allem in den USA. Diese globalen Entwicklungen werden sich in dem Maße verstärken, wie in den kommenden Jahren zusätzliches LNG durch die USA oder auch andere Anbieter wie Australien und Katar auf die Weltgasmärkte kommt und das ohnehin derzeit bestehende Gasüberangebot noch erhöhen wird. Zum anderen hat die EU seit der russisch-ukrainischen Gaskrise im Jahr 2009 erhebliche Fortschritte bei der Liberalisierung seines Gas-Sektors und der Formulierung einer gemeinsamen Energie- und Gas-

---

<sup>33</sup> Ursprünglich waren weitere 32 LNG-Import-Terminals geplant, doch aufgrund des stagnierenden Gasverbrauchs in Europa bis 2020 oder sogar 2030 erscheint dies gegenwärtig wenig realistisch. Zumal in 2013 nur 73 Prozent der europäischen Regasifizierungskapazitäten tatsächlich genutzt wurden (Umbach 2016, S. 21).

Politik gemacht. Mit einer neuen EU-Gasrichtlinie<sup>34</sup> wurde im Oktober 2010 ein Rechtsrahmen für neue wirksame Mechanismen und Instrumente geschaffen, „um die politische Solidarität und Koordination zu gewährleisten“ (Umbach 2016, S. 18). Gleichzeitig wurde die Notwendigkeit für wichtige und vorrangige Infrastruktur-Programme und einer diversifizierten Versorgung mit LNG für Europa betont.

Im Februar 2016 legte die Europäische Kommission ein Paket von Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung nach, mit denen die EU für die weltweite Energiewende und mögliche Unterbrechungen der Energieversorgung gewappnet werden soll. Zwei der vier Kernpunkte darin sind die „Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung“ und eine „Strategie für Flüssigerdgas (LNG) und die Speicherung von Gas“. Die Kommission betont, dass Europa als derzeit weltgrößter Importeur von Erdgas insgesamt über beträchtliche LNG-Einfuhrkapazitäten verfügt. Diese reichen aus, um rund 43 Prozent des derzeitigen Gasbedarfs von rund 400 Milliarden Kubikmeter (Stand 2015) zu decken. Allerdings gibt es nach wie vor beträchtliche regionale Unterschiede, was den Zugang zu LNG angeht. Die Kommission legt deshalb eine Strategie für Flüssigerdgas fest, um den Zugang aller Mitgliedstaaten zu LNG als alternative Gasversorgungsquelle zu verbessern. Die wichtigsten Elemente dieser Strategie sind der Aufbau der für die Vollendung des Energiebinnenmarktes strategisch wichtigen Infrastruktur sowie die Ermittlung der Projekte, die erforderlich sind, um die Abhängigkeit einiger der Mitgliedstaaten von einer einzigen Versorgungsquelle zu beenden (Europäische Kommission 2016 c, d, e, f).

Die Europäische Kommission nennt die USA als einen der LNG-Anbieter, die in den kommenden Jahren dazu beitragen werden, dass die weltweiten Verflüssigungskapazitäten voraussichtlich „massiv ansteigen“ werden (Europäische Kommission 2016d).

---

<sup>34</sup> Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates.

Für Deutschland wäre der geplante Ausbau der EU-weiten LNG-Infrastruktur und Verteilung von Flüssigerdgas von Vorteil. Da es hierzulande kein LNG-Terminal gibt, besteht aktuell nur die Möglichkeit, entsprechende Gasmengen über Terminals im Ausland zu beziehen<sup>35</sup> und per Pipeline nach Deutschland zu transportieren. LNG-Mengen gelangen deshalb als „gewöhnliche“ Importmengen auf den deutschen Markt. Wegen der Gebundenheit von LNG an Pipelines ist eine Erhöhung dieser Importe auch nur in dem Maße möglich, in dem die Kapazitäten der relevanten Grenzübergangspunkte (GÜP) nicht vollständig ausgelastet sind. Entscheidend ist dabei in erster Linie die Auslastung der GÜP Belgien-Eynatten und Niederlande-Oude (VIK 2015, S. 5–6).

Der deutsche Energiekonzern Eon hat sich bereits vertraglich Flüssigerdgas aus den USA gesichert. Im Februar 2015 berichtete die Eon-Tochter Global Commodities North America LLC (EGC NA) die Unterzeichnung eines *Precedent Agreement* mit der Gulf South Pipeline Company (Gulf South) für den Transport von Erdgas im Rahmen des geplanten Coastal Bend Header-Projekts<sup>36</sup>. Für eine Laufzeit von 20 Jahren soll EGC NA die Beschaffung von Erdgas übernehmen, das von der Eon Global Commodities SE (EGC SE)<sup>37</sup> mit Sitz in Düsseldorf als LNG Free-on-Board (FOB)<sup>38</sup> erworben werden soll. Zudem hat die EGC SE einen Vertrag mit einer 20-jährigen Laufzeit für Transportkapazitäten in der Größenordnung von bis zu zwei LNG-Tankern mit der japanischen Reederei MOL vereinbart. Die Tankschiffe ermöglichen die FOB-Abnahme von rund 1,1 Milliarden Kubikmeter LGN pro Jahr aus Verflüssigungsanlagen in der Golfregion

---

<sup>35</sup> Für Deutschland relevant sind hier Zeebrugge in Belgien und Rotterdam in den Niederlanden (VIK 2015, S. 5).

<sup>36</sup> Gulf South plant im Rahmen des Coastal Bend Header-Projekts den Bau einer etwa 105 Kilometer langen Leitung zur Belieferung des Verflüssigungsterminals in der Nähe von Freeport im US-Bundesstaat Texas. Zudem ist die Erweiterung und der Umbau bestehender Anlagen zur Schaffung eines Zugangs zu weiteren Bezugsquellen für den Header geplant, die 2018 in Betrieb gehen sollen und den entsprechenden regulatorischen Genehmigungen unterliegen (Eon 2015a).

<sup>37</sup> Die Eon Global Commodities SE firmiert seit Februar 2016 als Uniper Global Commodities SE.

<sup>38</sup> „Free On Board“ / „Frei an Bord“ bedeutet, dass der Verkäufer die Ware an Bord des vom Käufer benannten Schiffs im benannten Verschiffungshafen liefert oder die bereits so gelieferte Ware verschafft. Die Gefahr des Verlustes oder der Beschädigung der Ware geht über, wenn die Ware an Bord des Schiffs ist. Der Käufer trägt ab diesem Zeitpunkt alle Kosten.

der Vereinigten Staaten.<sup>39</sup> Die Transaktion untermauert dem deutschen Energiekonzern zufolge das langfristige Bekenntnis zum Ausbau des LNG-Geschäfts, das eines der Schlüsselemente einer umfassenden Strategie sein soll, angetrieben durch ein verstärktes Zusammenwachsen der Märkte in Asien, Europa und Nordamerika (Eon 2015a).

Die EGC SE ist an Regasifizierungsterminals in ganz Europa beteiligt und hat am britischen Terminal Isle of Grain sowie am Gate-Terminal im niederländischen Rotterdam langfristig Kapazitäten in einem Umfang von 1,7 Milliarden Kubikmetern respektive 3,0 Milliarden Kubikmetern gebucht. Zudem hat EGC Zugang zu Regasifizierungskapazitäten an den spanischen Standorten Huelva und Barcelona (Eon 2015a).<sup>40</sup>

### **5.3.2 Kanada und Mexiko**

Die nachgewiesenen Erdgasreserven in Mexiko beliefen sich im Jahr 2014 auf 347 Milliarden Kubikmeter (BGR 2015, S. 116), die das Land zur (teilweisen) Deckung des eigenen Bedarfs nutzt. Bei einer Förderung von 44,8 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2014 (BGR 2015, S. 120) hat Mexiko 27,4 Milliarden Kubikmeter (BGR 2015, S. 123) importiert, davon den Großteil via Pipeline aus den USA (EIA 2016d).

Das Potenzial, in Zukunft vom Nettoimporteureur zu einem Exportland zu werden, ist in Mexiko vorhanden: Das Land verfügt über Erdgasressourcen von 17.770 Milliarden Kubikmetern<sup>41</sup> (Stand 2014) und liegt damit weltweit auf Rang zehn (BGR 2015, S. 118). Allerdings wäre eine Exploration mit sehr hohen Kosten

---

<sup>39</sup> Die Lieferung der Tanker soll im dritten Quartal 2018 passend zum Beginn der FOB-Abnahme durch EGC SE in Nordamerika erfolgen (Eon 2015a).

<sup>40</sup> Im April ließ die EGC SE einen weiteren Liefervertrag mit einer Laufzeit von 20 Jahren mit Meridian LNG folgen. Die soll EGC SE soll am britischen National Balancing Point, der Handelsplattform für Erdgas aus Großbritannien jährlich rund 2,0 Millionen Tonnen (etwa 2,8 Milliarden Kubikmeter) erhalten. Die Lieferung des LNG soll über das geplante Import- und Regasifizierungs-Terminal Port Meridian erfolgen. Meridian LNG hatte zuvor mit Magnolia LNG, dem Eigentümer des geplanten Magnolia LNG-Komplexes in Lake Charles im US-amerikanischen Bundesstaat Louisiana, ein entsprechendes Term Sheet mit einer Laufzeit von 20 Jahren über die Verflüssigung von 2,0 Millionen Tonnen LNG unterzeichnet. Die Kapazitäten sollen dem Konzern voraussichtlich ab Anfang 2019 zur Verfügung stehen (Eon 2015b).

<sup>41</sup> Davon sind 15.440 Milliarden Kubikmeter Schiefergas (BGR 2015, S. 118).

verbunden, die sich, auch aufgrund der relativ günstigen Importe aus den USA, derzeit nicht rechnen. Auch verfügt Mexiko über kein Terminal zur Regasifizierung von LNG <sup>42</sup> (Global LNG Info 2016), sodass es für die Diversifizierungsstrategie Deutschlands, oder anderer Länder in Übersee, in absehbarer Zeit wohl keine Rolle spielt.

Anders sieht es im Fall Kanada aus. Die BGR (2015, S. 116) weist für das Jahr 2014 Reserven von 2.030 Milliarden Kubikmetern und Ressourcen von 37.493 Milliarden Kubikmetern Erdgas aus. In Sachen Ressourcen liegt Kanada damit weltweit auf Platz vier. Die Ressourcen teilen sich in 10.110 Milliarden Kubikmeter konventionelles und 27.383 Milliarden Kubikmeter nicht-konventionelles Erdgas auf (BGR 2015, S. 116). Das Land war im Jahr 2014 mit 161,3 Milliarden Kubikmetern der weltweit viertgrößte Gasproduzent und mit 78 Milliarden Kubikmetern auch der viertgrößte Gasexporteur (BGR 2015, S. 120, 122). Dabei gingen fast sämtliche Gasexporte in die USA, für die Kanada der wichtigste Gaslieferant ist (EIA 2016e).

Die Energiemärkte der USA und Kanadas sind eng miteinander verbunden, was sich in dem bilateralen Freihandelsabkommen aus dem Jahr 1988 und das Nordamerikanische Freihandelsabkommen (NAFTA) äußert. Beide Abkommen beinhalten die Institutionalisierung der Integration des Energiemarktes in Nordamerika. Dennoch versucht Kanada seit einigen Jahren, seine Abhängigkeit vom US-Markt durch Diversifizierungsstrategien in Richtung Asien und auch Europa zu verringern (Dolata 2014, S. 304)

Die Diversifizierungsstrategie Kanadas wird sicher auch von der gesteigerten Erdgasproduktion der USA angetrieben (vgl. 5.3.1). Die Exporte Kanadas sind zuletzt bereits, nicht zuletzt aufgrund der sinkenden Nachfrage aus den USA, zurückgegangen (vgl. Anhang 2).

Im Mai 2016 hat das National Energy Board (NEB) die Prognose *Canada's Energy Future (CEF)* veröffentlicht. Die Kernpunkte darin sind, dass sowohl

---

<sup>42</sup> Es gibt drei Regasifizierungsterminals in Mexiko und ein weiteres in Planung (Global LNG Info 2016).

Kanadas Erdgasproduktion als auch der inländische Erdgasverbrauch in den kommenden zehn Jahren zunehmen werden. Die Exporte von Erdgas per Pipeline in die Vereinigten Staaten werden dagegen voraussichtlich weiter sinken. Deshalb soll dem geplanten Bau von Exportterminals für Flüssigerdgas an der kanadischen Westküste, die ab dem Jahr 2019 LNG-Exporte auf die asiatischen Märkte ermöglichen sollen, eine Schlüsselrolle dabei zukommen, die Erdgasexporte des Landes auf einem hohen Level zu halten (NEB 2016a).

Die in Kanada geplanten Exportterminals stehen indes vor ähnlichen ökonomischen und ökologischen Hürden wie in den USA (vgl. 5.3.1), ohne dabei annähernd den Ausbaustatus des Nachbarlandes erreicht zu haben. Bis zum Ende des Jahres 2014 summierten sich in Kanada die Anträge für den Export von LNG auf ein Volumen von rund 1,4 Milliarden Kubikmeter pro Tag. Neun LNG-Exportlizenzen mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 0,6 Milliarden Kubikmeter pro Tag wurden bis zu diesem Zeitpunkt erteilt (NEB 2015). Bis August 2016 hat das NEB mehr als 30 Exportlizenzen genehmigt (NEB 2016b). Kritiker befürchten allerdings, dass viele der beantragten Projekte nicht zustande kommen (Maugeri 2014, S. 29–30; Hughes 2015; GTAI 2016b). Stand August 2016 befindet sich noch keine Anlage im Bau. Von den in Planung befindlichen Projekten wurden etliche ausgesetzt oder abgesagt (Global LNG Info 2016).

Die Projekte, die noch gebaut werden, entstehen überwiegend an der Westküste, um den asiatischen Markt zu bedienen. Zwar hat die kanadische Regierung während der Krise in der Ukraine im Frühjahr 2014 Kanada als möglichen Energielieferanten für die von Russland abhängigen osteuropäischen und baltischen Staaten ins Gespräch gebracht. Petra Dolata (2014, S. 304) betrachtet diese Option aber als eher unrealistisch oder zumindest nur langfristig realisierbar und glaubt, dass Kanadas Energiereichtum eher als geopolitisches Argument in die Debatte eingebracht wurde, um die internationale Bedeutung des Landes zu betonen. Die Energieexpertin geht davon aus, dass die „energiewirtschaftliche



Interdependenz noch lange das wichtigste Strukturmerkmal der amerikanisch-kanadischen Energiebeziehungen bleiben“ wird (Dolata 2014, S. 304).

Die Hürden und Rückschläge für Kanada auf dem Weg zum LNG-Exporteur wiegen offensichtlich schwer. Wie im Fall USA hat der deutsche Energiekonzern Eon aber auch einen Großvertrag über die Lieferung von Flüssigerdgas aus Kanada abgeschlossen. Von 2020 an will Eon rund 6,5 Milliarden Kubikmeter LNG pro Jahr von dem kanadischen Unternehmen Pieridae Energy beziehen. Das Gas soll über einen neuen Terminal an der kanadischen Ostküste geliefert werden. Der Terminal muss noch gebaut werden und soll ab 2020 zur Verfügung stehen. Für die Entladung kommen laut Eon mehrere Häfen in Europa infrage, darunter Rotterdam. Die Menge entspricht etwa 7 Prozent des jährlichen Gasverbrauchs in Deutschland. Allerdings soll das Gas in ganz Europa angeboten werden. Möglicherweise würden die Schiffe auch je nach Bestimmungsort an verschiedenen Häfen entladen und das Gas ins Netz eingespeist. In Deutschland selbst verfügt Eon bislang über keinen LNG-Terminal (Handelsblatt 2013; Spiegel Online 2013; .vgl. Eon 2015a).

Natürlich ist nicht ausgeschlossen, dass es aufgrund der genannten Probleme beim Aufbau der Infrastruktur zu Verzögerungen oder gar einer Vertragsauflösung kommt. Allerdings sah sich Pieridae Energy zum Jahreswechsel 2015/2016 bei seinem Goldboro LNG Projekt an Kanadas Ostküste auf einem guten Weg (Pieridae Energy 2015; Morgan 2016) und hat auch bereits die NEB-Lizenz erhalten (NEB 2016b).

### **5.3.3 Fazit Nordamerika**

Die Perspektive der Diversifizierung mit Flüssigerdgas aus Nordamerika ist für Deutschland eine Gleichung mit vielen Unbekannten. Ermöglicht werden die LNG-Lieferungen in erster Linie durch die Förderung von Schiefergas mittels Fracking. Diese Methode ist ökonomisch und ökologisch umstritten. Sowohl zu hohe Kosten bei der Erschließung neuer Erdgasressourcen als auch neu

auftretende oder eindeutig nachweisbare Auswirkungen auf die Umwelt könnten die Produktion von Schiefergas und damit den LNG-Export zum Erliegen bringen. Sollte der Export andauern, ist eine weitere Frage, ob die europäischen Länder gegenüber Ländern aus Asien, die zeitweise signifikant höhere Gaspreise gezahlt haben, konkurrenzfähig sind. Dies zeichnet sich derzeit ab, da die Importpreise in Ländern wie Japan zuletzt stärker gesunken sind als in Europa und aktuell in etwa gleichauf liegen. Gleichzeitig müssten aber die Gaspreise für die Exportländer rentabel bleiben.

Aufgrund fehlender Terminals bietet sich für Deutschland auch hier in erster Linie ein LNG-Import im Rahmen eines EU-weiten Ansatzes an. Die EU strebt vor allem infolge der russisch-ukrainischen Krise im Jahr 2014 einen Ausbau der Flüssigerdgas-Importe an, um die Abhängigkeit von Russland zu verringern. In einem Ernstfall könnten die Staaten der EU dank der vorhandenen LNG-Terminals sowie der geplanten, weiteren Verbesserung der entsprechenden Infrastruktur bis zur Hälfte des Erdgas-Verbrauchs – zur Not mit hohen Zuzahlungen – mit LNG-Importen decken. Allerdings ist die Einfuhr von Flüssigerdgas, etwa im Rahmen einer Europäischen Energieunion<sup>43</sup>, in der EU durchaus umstritten. So teilte etwa die französische Energieministerin Segolène Royal im Mai 2016 mit, dass sie rechtliche Mittel prüft, um den Import von Schiefergas aus den Vereinigten Staaten zu verbieten, weil Frankreich selbst Schiefergasexplorationen unter Verwendung von hydraulischem Fracking aus Umweltschutzgründen verbietet. Hintergrund sind Verträge des Gasversorgers Engie und des Energieversorgers EDF über die Einfuhr von verflüssigtem Erdgas aus den USA, das bis zu 40 Prozent Schiefergas enthält (Reuters 2016b). Das wirft natürlich auch in Deutschland die Frage einer Doppelmoral auf, da kommerzielle unkonventionelle Fracking-Vorhaben auch hier verboten sind (Bundesregierung 2016b).

---

<sup>43</sup> Die von der Europäischen Kommission geplante Energieunion soll eine sichere, erschwingliche und nachhaltige Energieversorgung gewährleisten und einen freien Energiefluss über Grenzen hinweg ermöglichen (Europäische Kommission 2016g).

Trotz aller genannten Unbekannten in der Gleichung zum LNG-Import aus Nordamerika sind die Lieferungen nach Europa im Februar angelaufen. Das reine Potenzial in den USA ist gewaltig und könnte theoretisch in Zukunft den gesamten heutigen Erdgas-Bedarf der EU decken. Wahrscheinlich sind aber zunächst Exportmengen von etwa 90.000 Millionen Kubikmeter bis zum Jahr 2020, um die die EU-Staaten vor allem mit Asien konkurrieren. Bis zu diesem Jahr könnte auch der kanadische LNG-Export angelaufen sein. Auch Kanada verfügt über ein enormes Potenzial und könnte ab etwa 2020 zusammen mit den USA große Mengen Flüssigerdgas auf den weltweiten Markt bringen.

Der deutsche Energiekonzern Eon hat bereits Verträge mit US-amerikanischen und kanadischen Unternehmen über signifikante Mengen an Flüssigerdgas unterzeichnet, die ab 2018 auf den hiesigen Markt kommen könnten. Insgesamt umfassen die Verträge Lieferungen von 10,4 Milliarden Kubikmeter pro Jahr, die aber nicht zwingend nur für Deutschland vorgesehen sind.

Nordamerika könnte ab etwa 2020 ein Potenzial für die Diversifizierung der Erdgas-Importe entfalten, das so groß ist, dass Deutschland und Europa es eigentlich in ihre Planungen einbinden müssen. Dafür spricht auch die anzunehmende Verlässlichkeit der Exportländer USA und Kanada als Handelspartner. Gleichzeitig wirft die dortige Erdgas-Förderung aber immer wieder ökonomische und ökologische Fragen auf. Deshalb sind neben Flüssigerdgas aus Nordamerika zwingend weitere Diversifizierungen der Lieferländer, -routen und -quellen notwendig.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Seit Beginn der aktuellen Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine ist die deutsche Abhängigkeit von russischem Gas (wieder) viel zitiert. Ziel der Arbeit war es herauszuarbeiten, wie sich diese Abhängigkeit im Detail gestaltet, welche Rolle Gas im deutschen Energiemix spielt und welche Bedeutung die Gaslieferungen aus Russland haben.

Es wurde gezeigt, dass Erdgas nach Mineralöl der zweitwichtigste Primärenergieträger im deutschen Energiemix ist und Deutschland zur Deckung des Erdgasbedarfs in starkem Maße auf Importe angewiesen ist. Die Studie stellte heraus, dass Deutschland die Diversifizierung von Lieferländern, -routen und -quellen bislang extrem vernachlässigt hat und entsprechend hochgradig abhängig von Russland ist. Zeitnahe Konsequenzen wie ein Lieferstopp von russischem Gas sind dennoch nicht zu erwarten. Denn Russland ist auch abhängig von den Energieexporten nach Deutschland und in die restliche EU. Russland hat in großem Umfang in das Pipelinennetz nach Europa investiert (und tut dies weiterhin) und besitzt in keine vergleichbaren Lieferwegen in andere Teile der Welt. Im Sinne des Interdependenztheoretischen Ansatzes herrscht eine Art Symmetrie zwischen Russland und Deutschland. Diese könnte aber aus der Balance geraten, wenn Russland alternative Großabnehmer gewinnen kann. Als solche Alternativen für Gasexporte zeichnen sich Indien und vor allem China ab, mit denen Russland bereits entsprechende Verträge abgeschlossen hat. Russland sucht nach einer Diversifizierung seiner Exporte und Deutschland, die deutsche Außenpolitik, täte gut daran, dies auch auf Seiten der Importe zu tun.

Deutschlands außenpolitische Perspektiven der Diversifizierung der Lieferquellen von Erdgas lassen sich am besten im Rahmen einer Energiestrategie auf EU-Ebene inklusive einer leistungsfähigen Binneninfrastruktur mit Reverse-Flow-Kapazitäten realisieren. Das würde Deutschland mittel- bis langfristig eine

Diversifizierung von Lieferländern, -routen und -quellen erdgasreicher Regionen ermöglichen.

Das Konzept Südlicher Gaskorridor, mit dem Erdgas aus dem kaspischen Raum und/oder dem Nahen Osten unter Umgehung Russlands über die Türkei in die EU transportiert werden soll, wird in einem ersten Schritt mit Gaslieferungen aus Aserbaidschan beginnen. Geopolitische Probleme wie die politische Instabilität im Irak oder der ungeklärte völkerrechtliche Status des Kaspischen Meers, der einer Verlängerung der Südkaukasus-Pipeline nach Turkmenistan im Wege steht, verhindern mittelfristig den Import einer deutlich größeren Menge Erdgas aus anderen auf dieser Route in Frage kommenden Ländern. Ein großes Potenzial für die kommenden Jahre bietet aber eine mögliche Anbindung des Iran und/oder Turkmenistans mit dem Iran als Transit. Die deutsche – oder eine gemeinsame europäische – Außenpolitik ist hier besonders gefordert, da die energiehungrigen Wirtschaftsmächte China und Indien die Region ebenfalls im Auge haben.

Für die Erdgasversorgung der EU-Mitgliedsstaaten im Süden Europas verlaufen wichtige Pipelines von Algerien nach Spanien und Italien sowie von Libyen nach Sizilien. Diese Verbindungen bieten durchaus Kapazitäten für mehr Lieferungen in die EU als aktuell erfolgen. Zudem gibt es mehrere LNG-Verladeanlagen in Algerien, Libyen, Ägypten und auch Nigeria, von denen aus Europa mit Erdgas versorgt werden kann. Dagegen sprechen aber rückläufige Förderquoten, steigender Eigenverbrauch sowie wirtschaftliche Herausforderungen und politische Unruhen in den Exportländern Nord- und Westafrikas. Hier könnte eine größere außenpolitische Präsenz dazu beitragen, die politische Lage zu stabilisieren und dadurch wichtige Lieferländer, Lieferrouten und Lieferquellen sichern.

Die USA wandeln sich dank Schiefergas zu einem Nettoexporteur von Flüssigerdgas; Kanda verfolgt das gleiche Ziel. Die beiden Länder könnten ab etwa 2020 ein Potenzial für die Diversifizierung der Erdgas-Importe entfalten, das so

groß ist, dass Deutschland und die EU es in ihren Planungen berücksichtigen müssen. Gleichzeitig wirft die dortige Erdgas-Förderung aber immer wieder ökonomische und ökologische Fragen auf, die zu einem vorzeitigen Ende des Schiefergasbooms führen könnten. Außenpolitisch – und insgesamt – empfiehlt sich daher eine möglichst breit aufgestellte Diversifizierung der Lieferländer, Lieferrouten und Lieferquellen, in der alle genannten und weitere, künftige Optionen bedacht werden sollten.

## 7 Literaturverzeichnis

- Acikel, A. E. (2011). Is the Qatar-Iraq-Turkey-Europe Natural Gas Pipeline Project Feasible? An Analysis With Regards To International Energy Market Policies and Risks. Center for Middle Eastern Strategic Studies (ORSAM). <http://www.orsam.org.tr/index.php/Content/Report/26?s=orsam%7Cenglis> h. Zugegriffen am 31.07.2016.
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. (2012). *Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen*. Berlin: AGEB.
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. (2015). Energieverbrauch steigt 2015 leicht an. AGEB Pressedienst Nr. 06/2015. [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_pressedienst\\_05\\_2015.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_05_2015.pdf). Zugegriffen: 21.06.2016.
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. (2016a). *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015*. Berlin: AGEB.
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. (2016b). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015. [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_jahresbericht2015\\_20160317\\_final.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2015_20160317_final.pdf). Zugegriffen: 25.08.2016
- Aissaoui, A. (2016). Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies. Oxford Institute for Energy Studies Paper NG 108.
- Aminjonov, F. (2016). Natural Gas Pipeline Infrastructure in Central Asia. Eurasian Research Institute. Weekly e-Bulletin No. 67. [http://www.ayu.edu.tr/static/aae\\_haftalik/aae\\_bulten\\_en\\_67.pdf](http://www.ayu.edu.tr/static/aae_haftalik/aae_bulten_en_67.pdf). Zugegriffen am 31.07.2016.

Andreas, J.-J. (2015). Die Schieferrevolution in den USA und ihre Auswirkungen auf Energiemärkte, Energiesicherheit und die Energiewende. *KAS-Auslandsinformationen*, 31 (1), S. 35–56.

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2015). Entwicklung des deutschen Gasmarktes. Monatliche Bilanzen ab 1998, Einfuhr seit 1960. [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte\\_statistiken/egashist.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egashist.pdf). Zugegriffen: 19.06.2016.

Basedau, M., & Schultze, K. (2014). Abhängigkeit von Energieimporten. Risiko für Deutschland und Europa? *GIGA Focus Nummer 8*. <https://www.giga-hamburg.de/de/publikationen/giga-focus>. Zugegriffen: 19.06.2016.

Becker, P. (2015). Syrien: Ein Sunna-Schia-Konflikt? *Zeitschrift für Außen- und Sicherheitspolitik*, 8 (4), 483–493.

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. (2013). *Nutzen statt Abfackeln von Erdölbegleitgas Chancen und Herausforderungen für Entwicklung und Treibhausgasminderung*. Hannover: BGR.

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. (2015). *Energiestudie 2015. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Hannover: BGR.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015a). Primärenergieverbrauch nach Energieträgern. <http://www.BMWi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch2-primaeerenergieverbrauch,property=blob,bereich=BMWi2012,sprache=de,rwb=true.xls>. Zugegriffen: 21.06.2016.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015b). Heimische Energiegewinnung und Importabhängigkeit.



<http://www.BMWi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch1-heimische-gewinnung-import,property=blob,bereich=BMW2012,sprache=de,rwb=true.xls>.  
Zugegriffen: 21.06.2016.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016a).

Erdgasversorgung in Deutschland.

<https://www.BMWi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas.html>. Zugegriffen am 02.06.2016.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016a).

Energiegewinnung und Energieverbrauch.

<http://www.BMWi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiegewinnung-energieverbrauch.html>.  
Zugegriffen: 19.06.2016.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016b). Instrumente zur  
Sicherung der Gasversorgung.

<http://www.BMWi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas,did=292330.html>. Zugegriffen: 19.06.2016.

Böhme, C., Scheffer, U., & Wischmeyer N. (2015, 28. Dez.). Fünf Jahre Arabischer  
Frühling Aufbruch, Umbruch, Abbruch. Der Tagesspiegel.

<http://www.tagesspiegel.de/politik/fuenf-jahre-arabischer-fruehling-aufbruch-umbruch-abbruch/12770962.html>. Zugegriffen am 21.08.2016.

Bontrup, H.-J. & Marquardt, R.-M. (2012) : Chancen und Risiken der

Energiewende. Diskussionspapier im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung,  
Arbeitspapier, Arbeit und Soziales, Nr. 252.

<http://hdl.handle.net/10419/116713>. Zugegriffen: 21.01.2016.

BP. (2011). *BP Statistical Review of World Energy 2010*. London: BP.

- BP. (2011). *BP Statistical Review of World Energy 2011*. London: BP.
- BP. (2015). *BP Statistical Review of World Energy 2015*. London: BP.
- BP. (2016). *BP Statistical Review of World Energy 2016*. London: BP.
- BP Azerbaijan. (2016a). Shah Deniz.  
[http://www.bp.com/en\\_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz.html](http://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz.html).  
Zugegriffen am 31.07.2016.
- BP Azerbaijan. (2016b). South Caucasus pipeline.  
[http://www.bp.com/en\\_az/caspian/operationsprojects/pipelines/SCP.html](http://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/pipelines/SCP.html).  
Zugegriffen am 31.07.2016.
- Braml, J. (2014). Energieversorgung: Welche Alternativen hat Europa? *Ifo Schnelldienst*, 67 (9), 3–5.
- Bros, T. (2012). *After the US Shale Gas Revolution*. Paris: Editions Technip.
- Bukold, S. (2014). Neue Instrumente für neue Rahmenbedingungen. Optionen der deutschen Gaspolitik. *Politische Studien*, 65, 41–49.
- Bundesregierung. (2016a). Energiewende.  
[http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/\\_node.html](http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/_node.html). Zugegriffen: 21.06.2016.
- Bundesregierung. (2016b, 8. Juli). Eines der strengsten Fracking-Gesetze weltweit.  
<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/04/2015-04-01-fracking-gesetz-kabinett.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- Checci, A., Behrens A., & Egenhofer, C. (2009). *Long-Term Energy Security Risks for Europe. A Sector-Specific Approach* (CEPS Working Document No. 309).  
Brüssel: CEPS.

- Chikhi, L. (2016, 4. Mai). Algeria's Gas Exports to EU Set to Rise 15 Percent in 2016: Official. Reuters. <http://www.reuters.com/article/us-algeria-energy-idUSKCN0XV0UG>. Zugegriffen am 21.08.2016.
- CIA - Central Intelligence Agency. (2016). The World Factbook. United States. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/us.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- CNPC – China National Petroleum Corporation. (2016). Flow of Natural Gas from Central Asia. <http://www.cnpc.com.cn/en/FlowofnaturalgasfromCentralAsia/FlowofnaturalgasfromCentralAsia2.shtml>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- DEA. (2015, 18. Mai). DEA reduziert ihren Anteil am Projekt West Nile Delta. <https://www.dea-group.com/de/press-releases/dea-reduziert-ihren-anteil-am-projekt-west-nile-delta>. Zugegriffen am 21.08.2016.
- Delegation der Deutschen Wirtschaft für Zentralasien. (2016, 7. Jan.). Russland stoppt Gas-Käufe aus Turkmenistan. <http://zentralasien.ahk.de/news/nachrichten-turkmenistan/ahk-zentralasien-news-aus-turkmenistan/artikel/russland-stoppt-gas-kaeufe-aus-turkmenistan/?cHash=2f398db1bd086110bbdbfbf50d4c4361>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- DERA – Deutsche Rohstoffagentur. (2011, 30. Aug.). DERA informiert: Erdöl & Erdgas in Libyen. <http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Oeffentlichkeitsarbeit/Pressemitteilungen/BGR/DERA/dera-bgr-110830-libyen.html>. Zugegriffen am 21.08.2016.
- Deutscher Bundestag. (2010). Drucksache 17/3049. 17. Wahlperiode. 28.09.2010. Unterrichtung durch die Bundesregierung. Energiekonzept für eine

umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung.

Deutscher Bundestag. (2011). Drucksache 17/6246. 17. Wahlperiode. 22.06.2011. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes.

Dieckhöner, C., & Rehbock, T. (2014). *Energie aus Russland und die Alternativen* (Fokus Volkswirtschaft Nr. 52). KfW Economic Research.

Dolata, P. (2014). Kanada und die Energieressourcen der Arktis. *Zeitschrift für Außen- und Sicherheitspolitik*, 7 (3), 301–310.

Dolphin Energy. (2016). Qatar Operations.  
<http://www.dolphinenergy.com/en/13/operations/qatar-operations>.  
Zugegriffen am 31.07.2016.

Dürr, B. (2016, 18. Mai). Kampf um Nigerias Öl. Rächer des Niger-Deltas. Spiegel Online. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/nigeria-oel-raecher-des-niger-deltas-verschaerfen-krise-a-1092484.html>. Zugegriffen am 21.08.2016.

EIA – U.S. Energy Information Administration. (2014). *Annual Energy Outlook 2014. With Projections to 2040*. Washington, DC: EIA.

EIA – U.S. Energy Information Administration. (2015). U.S. Shale Production 2007-2014. [http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/res\\_epg0\\_r5302\\_nus\\_bcfa.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/res_epg0_r5302_nus_bcfa.htm).  
Zugegriffen am 02.07.2016.

EIA – U.S. Energy Information Administration. (2016a). International Energy Statistics. Natural Gas.  
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=2#>.  
Zugegriffen am 02.07.2016.

- EIA – U.S. Energy Information Administration. (2016b). *International Energy Outlook 2016*. Washington, DC: EIA.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. (2016c). Natural Gas. Henry Hub Natural Gas Spot Price. <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdM.htm>. Zugriffen am 02.08.2016.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. (2016d). U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Point of Exit. [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_move\\_poe2\\_dcu\\_NUS-NMX\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_poe2_dcu_NUS-NMX_a.htm). Zugriffen am 02.08.2016.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. (2016e). U.S. Natural Gas Imports by Country. [http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_move\\_imp\\_s1\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_imp_s1_a.htm). Zugriffen am 02.08.2016.
- Energy Comment. (2014). Internationale Gaspreise. Ein Vergleich. <http://www.energycomment.de/internationale-gaspreise-ein-vergleich/>. Zugriffen am 02.08.2016.
- Energy Comment. (2016). Energiepreise und Branchentrends weltweit. Das Global Energy Briefing Nr. 136. <http://www.energycomment.de/energiepreise-und-branchentrends-weltweit-das-global-energy-briefing-nr-136/>. Zugriffen am 02.08.2016.
- Engerer, H., Holz, F., Richter, P. M., Hirschhausen, C. von, & Kemfert C. (2014). Europäische Erdgasversorgung trotz politischer Krisen sicher. *DIW Wochenbericht*, (22), 479–492.
- Eon. (2015a, 12. Feb.). Eon Global Commodities unterzeichnet Vertrag über LNG-Export aus den USA. <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/201>

5/2/12/eon-global-commodities-unterzeichnet-vertrag-ueber-lng-export-aus-den-usa.html. Zugegriffen am 02.08.2016.

Eon. (2015b, 12. Feb.). Eon Global Commodities und Meridian LNG unterzeichnen einen Gasliefervertrag in Großbritannien.

<http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/4/23/eon-global-commodities-und-meridian-lng-unterzeichnen-einen-gasliefervertrag-in-gro%C3%9Fbritannien.html>. Zugegriffen am 02.08.2016.

Erdal, L. (2015). Determinants of Energy Supply Security: An Econometric Analysis For Turkey. *Ege Academic Review*, 15 (2), 153–163.

EU Ausschuss für auswärtige Angelegenheiten. (2011, 11. März). Bericht über die Beziehungen der Europäischen Union zum Golf-Kooperationsrat.

(2010/2233(INI)).

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+REPORT+A7-2011-0042+0+DOC+XML+V0//DE>. Zugegriffen am 31.07.2016.

Euro Dialogue. (2011, 1. März). Europe's Southern Gas Corridor. The Great Pipeline Race. <http://www.eurodialogue.eu/energy-security/Europe-southern-gas-corridor-The-great-pipeline-race>. Zugegriffen am 31.07.2016.

EuroMed Info Centre. (2008). EU Connecting Area and European Gas Markets.

<http://www.euneighbours.eu/files/features/2048707.pdf>. Zugegriffen am 20.08.2016.

Europäische Kommission. (2008): Mitteilung der Europäischen Kommission

KOM(2008) 781 vom 13. November 2008: Zweite Überprüfung der Energiestrategie: EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität. Brüssel: Europäische Union.

Europäische Kommission. (2016a, 19. Jan.). Energie: EU investiert 217 Mio. EUR in die Energieinfrastruktur. Pressemitteilung. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-94\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-94_de.htm). Zugegriffen am 20.08.2016.

Europäische Kommission. (2016b, 6. Apr.). Midcat Gas Infrastructure Study to Receive 5.6 Million Euros in EU Funding. <https://ec.europa.eu/energy/en/news/midcat-gas-infrastructure-study-receive-56-million-euros-eu-funding>. Zugegriffen am 20.08.2016.

Europäische Kommission. (2016c, 16. Feb.). Auf dem Weg zur Energieunion. Kommission legt Paket zur nachhaltigen Sicherung der Energieversorgung vor. Pressemitteilung. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-307\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-307_de.htm). Zugegriffen am 02.08.2016.

Europäische Kommission. (2016d, 16. Feb.). *Energieversorgungssicherheit in der EU soll mithilfe von Flüssigerdgas und der Gasspeicherung erhöht werden*. Factsheet. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-16-310\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-310_de.htm). Zugegriffen am 02.08.2016.

Europäische Kommission. (2016e, 16. Feb.). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010. COM (2016) 52 final.

Europäische Kommission. (2016f, 16. Feb.). Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über eine EU-Strategie für Flüssigerdgas und die Speicherung von Gas. COM (2016) 49 final.

Europäische Kommission. (2016g). Energieunion und Klimaschutz. [http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate\\_de](http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_de). Zugegriffen am 02.08.2016.

Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union. (2006). Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze. Brüssel: Europäische Union.

Eurostat. (2016). Energy Production and Imports. Tables and Figures.  
[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/f/fb/Energy\\_production\\_and\\_imports\\_YB2016.xlsx](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/f/fb/Energy_production_and_imports_YB2016.xlsx).  
Zugegriffen am 20.08.2016.

EWG – Energy Watch Group. (2013). *Fossile und Nukleare Brennstoffe. Die künftige Versorgungssituation*. Berlin: EWG.

EWG – Energy Watch Group. (2016). Die Energy Watch Group.  
<http://energywatchgroup.org/die-energy-watch-group/>. Zugegriffen am 19.08.2016.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. (2016a). Approved North American LNG Import/Export Terminals.  
<http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf>.  
Zugegriffen am 11.08.2016.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. (2016b). Proposed North American LNG Export Terminals.  
<http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-proposed-export.pdf>.  
Zugegriffen am 11.08.2016.

Gallun, R. A., Wright, C. J., Nichols, L. M., & Stevenson, J. W. (2001). *Fundamentals of Oil and Gas Accounting* (4. Aufl.). Tulsa: PennWell.

Gasunie. (2015). European Gas Atlas 2015.  
<https://www.gasunie.nl/uploads/fckconnector/27797ab1-43d4-4560-a16f-95c601a3b943>. Zugegriffen am 31.07.2016.



- Geertz, C. (1987). *Dichte Beschreibung. Beiträge zum Verstehen kultureller Systeme*. Frankfurt am Main: Suhrkamp.
- Global LNG Info. (2016). World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals. As of August 2016.  
<http://www.globallnginfo.com/World%20LNG%20Plants%20&%20Terminals.pdf>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- Götz, R. (2007). Mythos Diversifizierung: Europa und das Erdgas des kaspischen Raums. *KAS-Auslandsinformationen*, (9), 37–57.
- Graf, R. (2014). Claiming Sovereignty in the Oil Crisis "Project Independence" and Global Interdependence in the United States, 1973/74. *Historical Social Research*, 39(4), 43–69.
- GTAI – Germany Trade & Invest. (2015, 2. Sep.). Erdgasfund eröffnet Ägypten neue Möglichkeiten.  
<http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=erdgasfund-eroeffnet-aegypten-neue-moeglichkeiten,did=1308730.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- GTAI – Germany Trade & Invest. (2016a). Über Uns.  
<http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Meta/ueber-uns.html>.  
Zugegriffen am 20.08.2016.
- GTAI – Germany Trade & Invest. (2016b, 28. April). Aufbau der LNG-Industrie in British Columbia verzögert sich.  
<https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=aufbau-der-Ingindustrie-in-british-columbia-verzoegert-sich,did=1449284.html>.  
Zugegriffen am 19.08.2016.

Handelsblatt. (2011, 29. Aug.). Eni wird wieder in Libyen aktiv.

<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energie-ense-energie-ense-wird-wieder-in-libyen-aktiv/4552764.html>. Zugegriffen am 20.08.2016.

Handelsblatt. (2013, 03. Juni). Eon sichert sich neue Gasquelle.

<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/grossvertrag-mit-kanada-eon-sichert-sich-neue-gasquelle/8294292.html?share=direct>.  
Zugegriffen am 19.08.2016.

Hellmann, G., Wagner, W., & Baumann, R. (2014). *Deutsche Außenpolitik : Eine Einführung* (2., überarb. Aufl.). Wiesbaden: Springer.

Hirschhausen, C., von. (2014.) The German „Energiewende“. An Introduction. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 3 (2), 1–12.

Hissou, A. (2014). Syrien: Die ignorierte Revolution – Ein Erklärungsversuch. *Zeitschrift für Außen- und Sicherheitspolitik*, 7 (2), 159–174.

Hughes, J. D. (2013). *Drill, Baby, Drill. Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?* Santa Rosa: Post Carbon Institute.

Hughes, J. D. (2014). *Drilling Deeper. A Reality Check on U.S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom.* Santa Rosa: Post Carbon Institute.

Hughes, J. D. (2015). A Clear Look at BC LNG. Energy Security, Environmental Implications and Economic Potential. Vancouver: CCPA.

IEA – International Energy Agency. (2001). Towards a Sustainable Energy Future. OECD Publishing, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264193581-en>.  
Zugegriffen: 02.01.2016.

IEA – International Energy Agency. (2015). World Energy Outlook 2015. Paris: OECD/IEA.

- IGU – International Gas Union. (2016). IGU World Gas LNG Report. 2016 Edition. Oslo: IGU.
- Inman, M. (2014). Natural Gas. The Fracking Fallacy. *Nature*, 516, 28-30.
- Iran Oil & Gas Report. (2016). *Iran Oil & Gas Report*, 1-87.
- Kemfert, C. (2014). Gas-Kampf oder Gas-Krampf. Warum der Russland-China-Deal kein epochales Ereignis ist. *DIW-Wochenbericht: Wirtschaft, Politik, Wissenschaft*, 81 (23), 524.
- Keohane, R. O., & Nye, J. S. (1977). Power and Interdependence. Boston: Little, Brown.
- Keohane, R. O., & Nye, J. S. (1987). Power and Interdependence Revisited. *International Organization*, 41 (4), 725–753.
- Krämer, L.-M. (2011). *Die Energiesicherheit Europas in Bezug auf Erdgas und die Auswirkungen einer Kartellbildung im Gassektor*. Dissertation, Universität zu Köln.
- Kroneberg, C. (2011). *Die Erklärung sozialen Handelns. Grundlagen und Anwendung einer integrativen Theorie*. Wiesbaden: Springer VS.
- Kusznir, J. (2015). The Southern Gas Corridor: Initiated by the EU, Completed by others? TANAP, TAP, and the Redirection of the South Stream Pipeline. *Caucasus Analytical Digest*, (69), 6–9.
- Lochner, S., & Dieckhöner, C. (2011). Civil Unrest in North Africa: Risks for Natural Gas Supply? EWI Working Paper 11/01.
- Matthias D., & Maharramowa, S. (2016). Die Zusammenarbeit zwischen Aserbaidshan und Deutschland im fossilen Energiesektor. *WeltTrends. Zeitschrift für internationale Politik*, 24 (114), 9–13.

- Maugeri, L. (2014). *Falling Short. A Reality Check for Global LNG Exports*. Discussion Paper 2014-11. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School.
- Mayer-Kilani, I. (2015, 3. März). Flottenaufmarsch vor Libyen. *Kurier*.  
<http://kurier.at/politik/ausland/flottenaufmarsch-vor-libyen/117.149.176>.  
Zugegriffen am 20.08.2016.
- McNaughton, N. (2015). Emissions, Earthquakes, Economics: Benefits of Super Fracking Questioned. *Physics Today*, 68 (3), S. 8.
- Meier, O., & Zamirirad, A. (2015). *Die Atomvereinbarung mit Iran. Folgen für regionale Sicherheit und Nichtverbreitung* (SWP-Aktuell 70). Berlin: SWP.
- Meister, S., & Viëtor, M. (2011). Südlicher Gaskorridor und Südkaukasus. Deutsche Gesellschaft für Auswärtige Politik (DGAP). <https://dgap.org/de/think-tank/publikationen/weitere-publikationen/s%C3%BCdlicher-gaskorridor-und-s%C3%BCdkaukasus>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- METI - Ministry of Economy, Trade and Industry. (2016). Statistics Spot LNG Price Statistics. <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html>.  
Zugegriffen am 02.08.2016.
- Morgan, G. (2016, 10. Feb.). LNG Projects Progressing in Nova Scotia, While B.C. Faces Delays. *Financial Post*.  
[http://business.financialpost.com/news/energy/lng-projects-progressing-in-nova-scotia-while-b-c-faces-delays?\\_\\_lsa=0fce-de66](http://business.financialpost.com/news/energy/lng-projects-progressing-in-nova-scotia-while-b-c-faces-delays?__lsa=0fce-de66). Zugegriffen am 02.08.2016.

- Müller, F. (2006). Energie-Außenpolitik. Anforderungen veränderter Weltmarktkonstellationen an die internationale Politik. Stiftung Wissenschaft und Politik – SWP – Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit. SWP-Studie S 33. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0168-ssoar-245243>. Zugegriffen: 21.06.2016.
- Mustafayeva, K. (2016, 25. Feb.). Gazprom, Edison, DEPA Renew South Stream Vows. Natural Gas World. <http://www.naturalgaseurope.com/gazprom-proposes-a-third-southern-gas-project-o-eu-28344>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- Najjar, F. (2015). Europa möchte mehr Erdgas aus Algerien beziehen. Germany Trade & Invest (GTAI). <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=europa-moechte-mehr-erdgas-aus-algerien-beziehen,did=1316516.html?view=renderPrint>. Zugegriffen am 20.08.2016.
- Natural Gas World. (2016, 14 März). SOCAR Holds Talks with Russia, Iran. <http://www.naturalgaseurope.com/socar-is-in-gas-talks-with-russia-iran-28628>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- NEB – National Energy Board. (2015). Market Snapshot: Canadian LNG Projects Face a Competitive Global Market. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/03-01cndnlng-eng.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- NEB – National Energy Board. (2016a). Canada's Energy Future (CEF). <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/index-eng.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.

- NEB – National Energy Board. (2016b). Export and Import Licence Applications. <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/lngxprtlcnc/index-eng.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- NEB – National Energy Board. (2016c). 2015 Natural Gas Exports and Imports Summary. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/ntrlgssmmr/2015/smmry2015-eng.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- NEPAD – New Partnership for Africa's Development. (2016). Gas Pipeline – Nigeria-Algeria Gas Pipeline Project. <http://www.nepad.org/content/gas-pipeline-%E2%80%93-nigeria-algeria-gas-pipeline-project>. Zugegriffen: 21.06.2016.
- Nord Stream 2. (2016). Nord Stream 2 baut auf bewährten Erfolg. <https://www.nord-stream2.com/de/unsere-projekte/die-pipeline/>. Zugegriffen: 21.06.2016.
- Nwaoha, C., & Wood, D. A. (2014). A Review of the Utilization and Monetization of Nigeria's Natural Gas Resources: Current Realities. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 18, 412–432.
- Odenwald, M. (2012). „Superfracking“ schont Umwelt. Focus Online. [http://www.focus.de/magazin/archiv/perspektiven-superfracking-schont-umwelt\\_aid\\_710807.html](http://www.focus.de/magazin/archiv/perspektiven-superfracking-schont-umwelt_aid_710807.html). Zugegriffen am 02.07.2016.
- Oliver, C., & Buck, T. (2015, 23. Juni). France, Spain and Portugal look to unlock Algeria gas exports. Financial Times. <http://www.ft.com/cms/s/0/056e89b0-19b1-11e5-a130-2e7db721f996.html>. Zugegriffen am 20.08.2016.
- OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development. (2014). *An Atlas of the Sahara-Sahel: Geography, Economics and Security*. Paris: OECD.

- OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2015). *Annual Statistical Bulletin 2015*. Wien: OPEC.
- OPEC. (2016). OPEC Annual Statistical Bulletin, 2015.  
<https://knoema.com/OPECASB2015Jul/opec-annual-statistical-bulletin-2015>. Zugegriffen am 20.08.2016.
- Paltsev, S. (2014). Scenarios for Russia's natural gas exports to 2050. *Energy Economics*, (42), 262-270.
- Patzek, T. W., Male, F., & Marder, M. (2013). Gas Production in the Barnett Shale Obeys a Simple Scaling Theory. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 110 (49), 19.731–19.736.
- Pflüger, F. (2015). Perspektiven eines südlichen Gaskorridors. *Zeitschrift für Außen- und Sicherheitspolitik*, 8 (1), 39–48.
- Pieridae Energy. (2015). Pieridae Energy Limited Reaches Project Milestones.  
<http://pieridaeenergy.com/pieridae-energy-limited-reaches-project-milestones/>. Zugegriffen am 02.08.2016.
- Republic of Turkey Ministry of Foreign Affairs. (2016). Turkey's Energy Profile and Strategy. <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>.  
Zugegriffen am 31.07.2016
- Reuters. (2014, 30. Sep.). Eon zieht sich aus Pipeline-Projekt TAP zurück.  
<http://de.reuters.com/article/deutschland-e-on-idDEKCN0HP1IS20140930>.  
Zugegriffen am 31.07.2016.
- Reuters. (2016a, 19. Juli). Cheniere Energy's U.S. LNG Export Plant to Shut in Sept – Sources. <http://reut.rs/29ILfPJ>. Zugegriffen am 02.08.2016.

- Reuters. (2016b, 10. Mai). France Studying Possible Ban on Import of U.S. Shale Gas – Minister. <http://www.reuters.com/article/france-usa-shalegas-idUSL5N1875VT>. Zugegriffen am 02.08.2016.
- Sarica, K., & Tyner, W. E. (2016). Economic Impacts of Increased U.S. Exports of Natural Gas. An Energy System Perspective. *Energies*, 9 (6), S. 1–16.
- Schiffer, H. W. (2011). Rolle der Kohle im weltweiten Energiemix. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 35 (1), 1-13.
- Scipione, A. (2015, 21. Juli). Europe chooses the Pyrenean route for Algerian gas. ABO. <http://www.abo.net/oilportal/topic/view.do?contentId=2465232>. Zugegriffen am 20.08.2016.
- Simon, A., Aitken, G., Flues, F., & Mümmler, H. (2013). Ressourcenschwindel Schiefergas (Schriften zur Ökologie, Bd. 34). Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung.
- SOCAR. (2016). Shah-Deniz. <http://socar.de/socar/projekte-in-aserbaidshan/shah-deniz/>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- Socor, V. (2012, 26. Juni). Aliyev, Erdogan Sign Inter-Governmental Agreement on Trans-Anatolia Gas Pipeline to Europe. The James Foundation. [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=39545&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=27&cHash=2e9f386bf569ef7ea670cde5a5c3784c](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=39545&tx_ttnews%5BbackPid%5D=27&cHash=2e9f386bf569ef7ea670cde5a5c3784c). Zugegriffen am 31.07.2016.
- Socor, V. (2016, 4. März). Turkey-Greece-Italy Interconnector: South Stream’s Latest Avatar? The James Foundation. [http://www.jamestown.org/single/?tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=45171&tx\\_ttnews\[backPid\]=7&cHash=b90b8919f10455659452a72607c0ba88#.VuCcI5MrI\\_V](http://www.jamestown.org/single/?tx_ttnews[tt_news]=45171&tx_ttnews[backPid]=7&cHash=b90b8919f10455659452a72607c0ba88#.VuCcI5MrI_V). Zugegriffen am 31.07.2016.



- Spiegel Online. (2013, 03. Juni). Gas-Liefervertrag mit Kanada. Eon emanzipiert sich von Gazprom. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/e-on-schliesst-gas-liefervertrag-mit-kanada-a-903577.html>. Zugegriffen am 19.08.2016.
- Spindler, M. (2006). Interdependenz. In: S. Schieder, & M. Spindler (Hrsg.), *Theorien der Internationalen Beziehungen* (2. Aufl.) (S. 93-120). Opladen: UTB.
- Statistisches Bundesamt. (2016). Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen bis Dezember 2015. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Stirling, A. (2011). The Diversification Dimension of Energy Security. In: B. K. Sovacool (Hrsg.), *The Routledge Handbook of Energy Security* (S. 146-175). Oxon: Routledge.
- TAP – Trans Adriatic Pipeline. (2016a). TAP Project Milestones. <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/project-timeline/tap-project-milestones>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- TAP – Trans Adriatic Pipeline. (2016b). About us. <http://www.tap-ag.com/about-us>. Zugegriffen am 31.07.2016.
- Turcotte, D. L. ; Moores, E. M. & Rundle, J. B. (2014). Super Fracking. *Physics Today*, 67 (8), S. 34–39.
- Türk, H. (2014). The Oil Crisis of 1973 as a Challenge to Multilateral Energy Cooperation among Western Industrialized Countries. *Historical Social Research*, 39(4), 209–230.
- Umbach, F. (2007). Interview zu Fragen der Energiesicherheitspolitik. In R. Meier-Walser, Reinhard (Hrsg.), *Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung* (S. 85–105). München: Hanns-Seidel-Stiftung.

Umbach, F. (2016). Veränderte geopolitische Bedingungen auf den globalen Energiemärkten. Auswirkungen auf die europäische Energiesicherheit. In S. Franke (Hrsg.), *Energie- und Klimapolitik. Die Rolle der Kohle und der Energiemärkte* (S. 13–24). Argumente und Materialien zum Zeitgeschehen, (103). München: Hanns-Seidel-Stiftung.

Umweltbundesamt. (2016). Primärenergiegewinnung und -importe. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie-als-ressource/primaerenergiegewinnung-importe>. Zugegriffen: 21.06.2016.

UN – United Nations. (2003, 12. Sep.). Security Council lifts sanctions imposed on Libya after terrorist bombings of Pan Am 103, UTA 772. <http://www.un.org/press/en/2003/sc7868.doc.htm>. Zugegriffen am 31.07.2016.

Urban, T. (2014, 16. Juni). Europas Abhängigkeit von Gazprom: Erdgas aus der Sahara. *Süddeutsche Zeitung*. <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/europas-abhaengigkeit-von-gazprom-erdgas-aus-der-sahara-1.2001029>. Zugegriffen am 20.08.2016.

USA Today. (2016, 28. Feb). Natural Gas: A Promising U.S. Export. <http://usat.ly/1oQfTKy>. Zugegriffen am 02.08.2016.

VIK – Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft. (2015). Expertenwissen Energiekosten. *VIK-Kurzmitteilungen*, (4).

Weitz, R. (2014). The Russia-China Gas Deal. *World Affairs*, 177 (3), 80-86.

Wethe, D. (2012, 9. Jan.). Like Fracking? You'll Love Super Fracking. *Bloomberg Businessweek*, S. 21–22.

Wieland, L. (2014, 15. Apr.). Gegen die Abhängigkeit von Moskau: Spanien wirbt für Gas aus Algerien. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*.

<http://www.faz.net/aktuell/politik/gegen-die-abhaengigkeit-von-moskau-spanien-wirbt-fuer-gas-aus-algerien-12896684.html>. Zugegriffen am 20.08.2016.

Wood Mackenzie. (2013). Geopolitical Implications of North American Energy Independence.

[http://www.woodmacresearch.com/content/portal/energy/highlights/wk4\\_13/Wood\\_Mackenzie\\_Report\\_Geopolitical\\_implications\\_of\\_North\\_American\\_energy\\_independence.pdf](http://www.woodmacresearch.com/content/portal/energy/highlights/wk4_13/Wood_Mackenzie_Report_Geopolitical_implications_of_North_American_energy_independence.pdf). Zugegriffen am 02.08.2016.

Yergin, D. (1988). Energy Security in the 1990s. *Foreign Affairs*, 67 (1), 110–132.

Yergin, D. (2006). Ensuring Energy Security. Old Questions. New Answers. *Foreign Affairs*, 85 (2), 69-82.

Yergin, D. (2014). The Global Impact of US Shale. Project Syndicate.

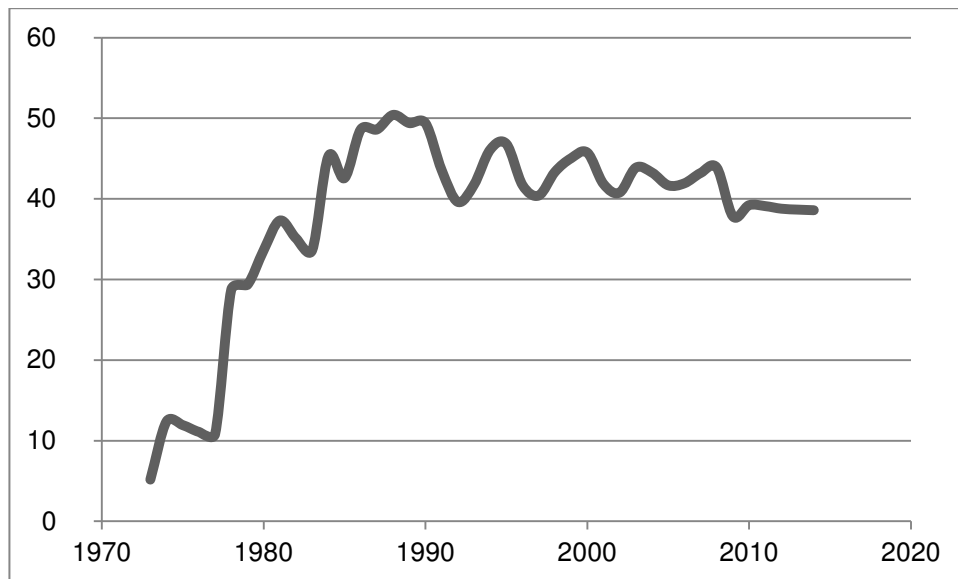
<http://www.project-syndicate.org/commentary/daniel-yergin-traces-the-effects-of-america-s-shale-energy-revolution-on-the-balance-of-global-economic-and-political-power>. Zugegriffen am 02.07.2016.

Zeit Online. (2015, 1. Apr.). „Wir sind kein Emirat“.

<http://www.zeit.de/wirtschaft/2015-03/israel-gasvorkommen-mittelmeer-interview-ron-adam>. Zugegriffen am 20.08.2016.

## 8 Anhang

**Anhang 1:** Anteil der Lieferungen aus der ehemaligen UDSSR / Russland an der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland (in Prozent)



(Quelle: Eigene Berechnungen nach BAFA 2015)

**Anhang 2:** Entwicklung der kanadischen Erdgasbilanz (in Milliarden Kubikmeter)

	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>
Export	90,4	86,8	80,9	76,3	76,0
Import (Pipeline & LNG)	31,5	31,2	26,6	21,9	19,6
Nettoexport	58,9	55,6	54,3	54,4	56,3

(Quelle: Eigene Darstellung anhand NEB 2016c)