

Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa

Felix Müsgens¹, Andreas Seeliger²

¹ Professor für Energiewirtschaft, BTU Cottbus, felix.muesgens@tu-cottbus.de

² Professor für Volkswirtschaftslehre, DHBW Mosbach, seeliger@dhbw-mosbach.de

1.1 Einleitung

Die Förderung nicht-konventioneller Energievorkommen, insbesondere von Shale Gas, wird derzeit weltweit intensiv diskutiert. Der Rückgang konventioneller Gas- und Ölvorkommen wird überkompensiert vom technischen Fortschritt bei der Gewinnung nicht-konventioneller Vorkommen. Die Förderung nicht-konventioneller Erdgasvorkommen hat in den USA deshalb zu einem Zuwachs der aggregierten Erdgasförderung geführt.

Auch in Deutschland ist die Diskussion sehr ausgeprägt, wobei zwei miteinander verwobene Themen im Fokus stehen: Zunächst wird diskutiert, ob und unter welchen Voraussetzungen man die Shale Gas-Förderung auch in Deutschland erlauben sollte. Zwar einigten sich der Bundesumwelt- und der Bundeswirtschaftsminister Ende Februar 2013 auf gemeinsame Vorschläge (BMU/BMWi (2013)), diese erlauben jedoch noch keine belastbaren Prognosen zum weiteren Umgang mit der Shale Gas-Förderung in Deutschland. Insgesamt stehen in Deutschland jedoch eher die Risiken bei der Förderung nicht-konventioneller Energieträger im Zentrum der Debatte, während in den USA die Chancen im Vordergrund zu stehen scheinen. Auch dieser zweite Aspekt des aktiven Vorantreibens der Technologie in den USA wird in Deutschland diskutiert. Unter anderem da die USA bereits seit mehreren Jahren auf die Förderung von Shale Gas setzen und mittlerweile große Mengen gewinnen, sind die Gaspreise dort im Verhältnis zu Deutschland und anderen Industrienationen derzeit niedrig. In diesem Zusammenhang wird vielfach erörtert, welche Auswirkungen dies auf die Industrie in den USA („Re-Industrialisierung“ der USA) und in der Folge auch auf die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland hat.

Auffällig ist dabei, dass beide Themen nicht nur die Experten aus Energiewirtschaft und Geologie interessieren, sondern auch intensiv in den (Massen-)Medien diskutiert werden.³ Dabei erfolgt die Diskussion jedoch nicht immer sachlich. Deshalb greift der vorliegende Artikel diese Themen mit dem Ziel auf, zur Versachlichung beizutragen. Unser Beitrag ist wie folgt gegliedert: Wir beginnen mit einer Einführung in Kapitel 1.2, in der die weltweite Verfügbarkeit von Erdgas vorgestellt wird. Dabei werden kurz Fragen beantwortet wie: Wie viel Erdgas gibt es? Wo liegt es? Wie lange reicht es? Kapitel 1.3 stellt die Entwicklung in den USA dar. Dabei beschränken wir uns bewusst auf die Vergangenheit, um Prognoseunsicherheiten zu vermeiden. Kapitel 1.4 ordnet die Entwicklung in der amerikanischen Erdgaswirtschaft in den globalen Kontext ein. Kapitel 1.5 analysiert, welche Vorteile die USA im internationalen Vergleich, und hier insbesondere bezogen auf Deutschland, durch die Shale Gas-Förderung haben. Dabei gehen wir auch auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaftsstandorte, insbesondere im Hinblick auf die Ansiedelung von energieintensiver Industrie, ein. In Kapitel 1.6 analysieren wir die Unsicherheit, die derzeit im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Erdgasmärkte in den USA, insbesondere aber in Europa, besteht und stellen ein plausibles Szenario vor, in dem die

³ Allein die Suche nach dem Stichwort „Schiefergas“ liefert (am 11.3.2013) 39 relevante Artikel bei der *Frankfurter Allgemeinen Zeitung*, 75 relevante Artikel beim *Handelsblatt* und 62 relevante Artikel in der *Welt*.

Erdgaspreise in den USA auch langfristig unter dem europäischen Niveau liegen werden. Kapitel 1.7 beschließt die Arbeit mit einem Fazit.

1.2 Verfügbarkeit von Erdgas weltweit

Globale Erdgasvorkommen im Überblick

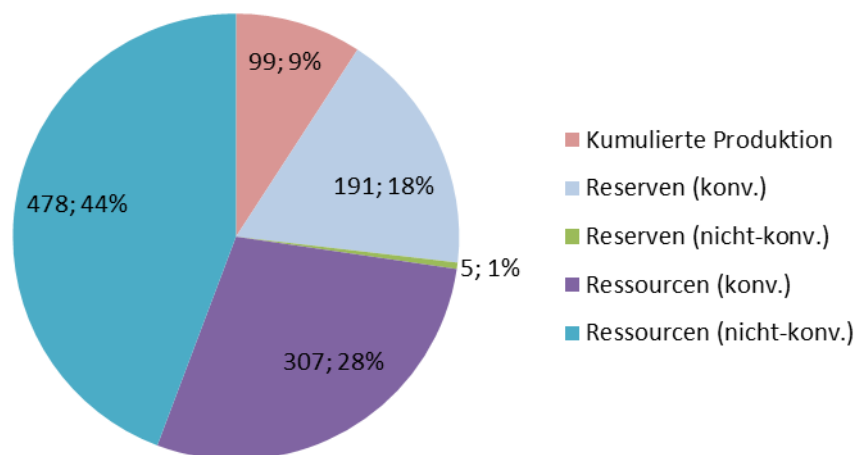
Die weltweiten Erdgasreserven belaufen sich aktuell auf ca. 196 Bill. m³.⁴ Diese Menge beinhaltet bereits einige nicht-konventionelle Vorkommen. Neben den seit längerer Zeit bereits nicht mehr separat ausgewiesenen Tight Gas-Mengen sind ca. 3 Bill. m³ Shale Gas- und 2 Bill. m³ Kohleflözgas-Reserven enthalten.⁵ Bezogen auf die aktuelle weltweite Förderrate in Höhe von 3,3 Bill. m³ ergibt sich eine statische Reichweite der Reserven von knapp unter 60 Jahren.⁶ Perspektivisch können die Reserven aus dem konventionellen Ressourcenbestand erweitert werden. Dieser beläuft sich aktuell auf weitere 307 Bill. m³, so dass sich die statische Reichweite unter Berücksichtigung der Ressourcen auf über 150 Jahre erhöht. Darüber hinaus schätzt die BGR die nicht-konventionellen Ressourcen auf 478 Bill. m³. Auf die marktnahen nicht-konventionellen Vorkommen entfällt dabei der größere Anteil (157 Bill. m³ Shale Gas, 50 Bill. m³ Kohleflözgas sowie 63 Bill. m³ Tight Gas), der Rest setzt sich zusammen aus technologisch und kommerziell aktuell nicht verwertbaren Aquiferengasen und Methanhydraten. Unter Berücksichtigung der bisherigen Förderung an Erdgas von ca. 99 Bill. m³ ergibt sich somit ein Gesamtpotenzial von ca. 1080 Bill. m³, dessen Zusammensetzung **in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Abbildung 1.1 dargestellt ist.

⁴ Diese und die folgenden Werte wurden BGR (2012a) entnommen. Aufgrund unterschiedlicher Bewertungssystematiken weichen andere Quellen von diesem Wert ab, allerdings sind die Differenzen verglichen mit denen im Erdölbereich deutlich geringer. BP (2012) schätzt die Reserven auf 208 Bill. m³, OPEC (2012) sieht ebenfalls Reserven in Höhe von 196 Bill. m³.

⁵ Tight Gas und Shale Gas sind Erdgase, die in dichten Gesteinen lagern. Während die Förderung von Tight Gas aus Sandstein erfolgt, liegt Shale Gas (oder auch Schiefergas) in Tonstein gebunden vor. Speziell letztere benötigen erhebliche zusätzliche Anstrengungen, um das Erdgas gewinnen zu können. Kohleflözgase können aus Kohlelagerstätten gefördert werden, wobei zwischen unverritzten Lagerstätten sowie stillgelegten und aktiven Bergwerken unterschieden wird. Vgl. BGR (2009) und IEA (2012a) für detaillierte Charakterisierungen.

⁶ Die statische Reichweite (auch Reserve/Produktions-Verhältnis) ist eine populäre, jedoch auch missverständliche Kennzahl zur Rohstoffverfügbarkeit. Beide Größen, also Reserven und Produktion, sind jedoch im Zeitablauf variabel, so dass die errechnete Reichweite in Jahren nur einen sehr groben Indikator darstellt.

Abbildung 1.1: Übersicht über das weltweite Potenzial an Erdgas (Bill. m³; Anteile in Prozent)



Quelle: Eigene Darstellung nach BGR (2012a).

Interessant ist in diesem Zusammenhang ein Vergleich zum Erdöl. Hier sind nicht-konventionelle Vorkommen bereits seit längerem im Markt etabliert. Dies betrifft v.a. Ölsande in Kanada und Schwerstöle in Venezuela. Bei den verfügbaren konventionellen Reserven liegen Erdgas und Erdöl bezogen auf den Energiegehalt ungefähr gleichauf. Während beim Erdgas durch Shale Gas- und Kohleflözgasreserven lediglich ca. 3% zu den Reserven hinzugerechnet werden können, beläuft sich der Anstieg der Ölreserven durch Hinzuzählen der nicht-konventionellen Ölreserven auf fast 30%. Da jedoch die nicht-konventionellen Ressourcen beim Erdgas höher eingestuft werden als beim Erdöl, kann bei einem Vorantreiben der nicht-konventionellen Gasfördertechnologien mit erheblichen Zuwächsen der gewinnbaren Reserven gerechnet werden.⁷

Physische vs. kommerzielle Verfügbarkeit

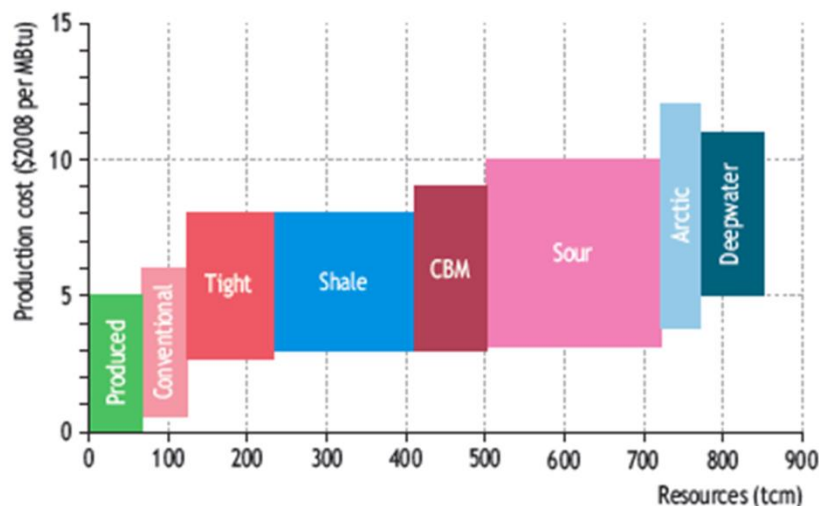
Aus den zuvor dargelegten Werten wird ersichtlich, dass beim Erdgas auf absehbare Zeit keine physische Knappheit zu erwarten ist. Diese Aussage gilt auch dann, wenn (erwartungsgemäß) technische, ökonomische und umweltpolitische Gründe eine Nutzung von Methanhydraten (und ggf. auch Aquiferengas) in absehbarer Zeit ausschließen sollten.

Aus ökonomischer Sicht ist die physische Verfügbarkeit ohnehin nur einer von mehreren zentralen Parametern. Von noch höherer Bedeutung für den Abbau ist die kommerzielle Verfügbarkeit, also das Verhältnis der Reservenentwicklungs- und Produktionskosten in Relation zu

⁷Allerdings beinhalten die Ressourcenangaben Aquiferengas, Methanhydrate und Ölschiefer. Werden diese mit hoher Unsicherheit behafteten Quellen herausgerechnet, liegen die Erdgasressourcen zwar immer noch darüber, jedoch weniger deutlich). Eine detaillierte Betrachtung findet sich in BGR (2012a).

den aktuellen und prognostizierten Preisen von Gas und möglicher Substitute.⁸ Wie in Abbildung 1.2 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ersichtlich, liegen die Förderkosten der nicht-konventionellen Erdgasvorkommen zwar größtenteils über den konventionellen Quellen, allerdings existiert ein recht hoher Überschneidungsbereich.

Abbildung 1.2: Produktionskosten verschiedener Erdgasvorkommen⁹



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis IEA (2010), IEA ETSAP (2010), IEA (2012a) und Deutsche Bank (2013).

Dies bedeutet, dass zahlreiche Shale, Tight und Kohleflözgase (Coalbed Methane - CBM) bezüglich ihrer Förderkosten mit den meisten konventionellen Vorkommen durchaus konkurrieren können.

Regionale Verteilung der Vorkommen und Fördermengen

Die nicht-konventionellen Ressourcen sind weltweit breit gestreut. Die größten Vorkommen werden in Nordamerika (USA, Kanada, Mexiko) sowie in Südamerika (bspw. Argentinien), Ostasien (v.a. China) und Australien vermutet. Die Schätzungen sind jedoch unsicher und variieren je nach Quelle und Veröffentlichungsjahr. Dies gilt zwar grundsätzlich auch für Daten aus den USA, allerdings weisen diese die höchste Qualität auf, da hier die kommerzielle Förderung von nicht-konventionellen Ressourcen am weitesten fortgeschritten ist. So sind es auch

⁸ Vgl. dazu grundlegend Adelmann (1990).

⁹ MBtu (Million British Thermal Units) ist eine gängige Energiemaßeinheit für Erdgas. Bei aktuellen Wechselkursen (ca. 1,30 USD/EUR) entspricht ein USD/MBtu ca. 2,60 EUR/MWh. MBtu wird häufig auch als MMBTU geschrieben. Beides entspricht einer Millionen, da letzteres „1000 mal 1000“ in lateinischen Zahlen (M=1000) bedeutet. Eine Umrechnung in m³ ist ohne weitere Kenntnis der einzelnen Brennwerte strenggenommen nicht möglich (Volumenmaß vs. Energiemaß). Näherungsweise entspricht 1 m³ jedoch ca. 10 kWh bzw. 0,03 MBtu.

überwiegend Vorkommen in den USA, die aktuell zu den weltweiten nicht-konventionellen Gasreserven (3,3 von 4,6 Bill. m³) gezählt werden können.¹⁰

Bei Angaben zu Fördermengen muss berücksichtigt werden, dass sich für Tight Gas-Vorkommen (Sandstein und Karbonate) keine konsistenten Angaben für die weltweite Förderung mehr finden, da diese seit längerem in den konventionellen Fördermengen enthalten sind. Kleinere Mengen werden u.a. auch in Deutschland gefördert, die weltweit größten Fördervolumen stammen jedoch aus den USA (ca. 170 Mrd. m³/a). Shale Gas-Mengen werden aktuell ausschließlich in den USA im nennenswerten Umfang gefördert (ca. 190 Mrd. m³/a). Auch bei Kohleflözgasen stammt ein Großteil der ca. 65 Mrd. m³/a aus den USA (ca. 45 Mrd. m³/a) und Kanada (ca. 7 Mrd. m³/a).¹¹

Ungeachtet der weltweit breit gestreuten Ressourcen muss sich eine Diskussion des Beitrags nicht-konventioneller Vorkommen und ganz besonders von Shale Gas mit Hinblick auf Reserven und Produktionszahlen deshalb intensiv mit den USA beschäftigen. In Kapitel 1.3 wird daher nicht nur näher auf den Status-Quo eingegangen, sondern auch die enorme Dynamik dieses Marktsegments in den USA diskutiert.

¹⁰ In anderen Ländern scheitert die Klassifizierung als Reserve oft schon daran, dass diese definitorisch voraussetzt, dass die Vorkommen bekannt (oder mit hoher Wahrscheinlichkeit vorhanden) sein müssen.

¹¹ Vgl. BGR (2012a) und www.eia.gov. Detailliertere aber ältere Angaben finden sich bei BGR (2009) sowie Geny (2010).

1.3 Die bisherige Entwicklung in den USA

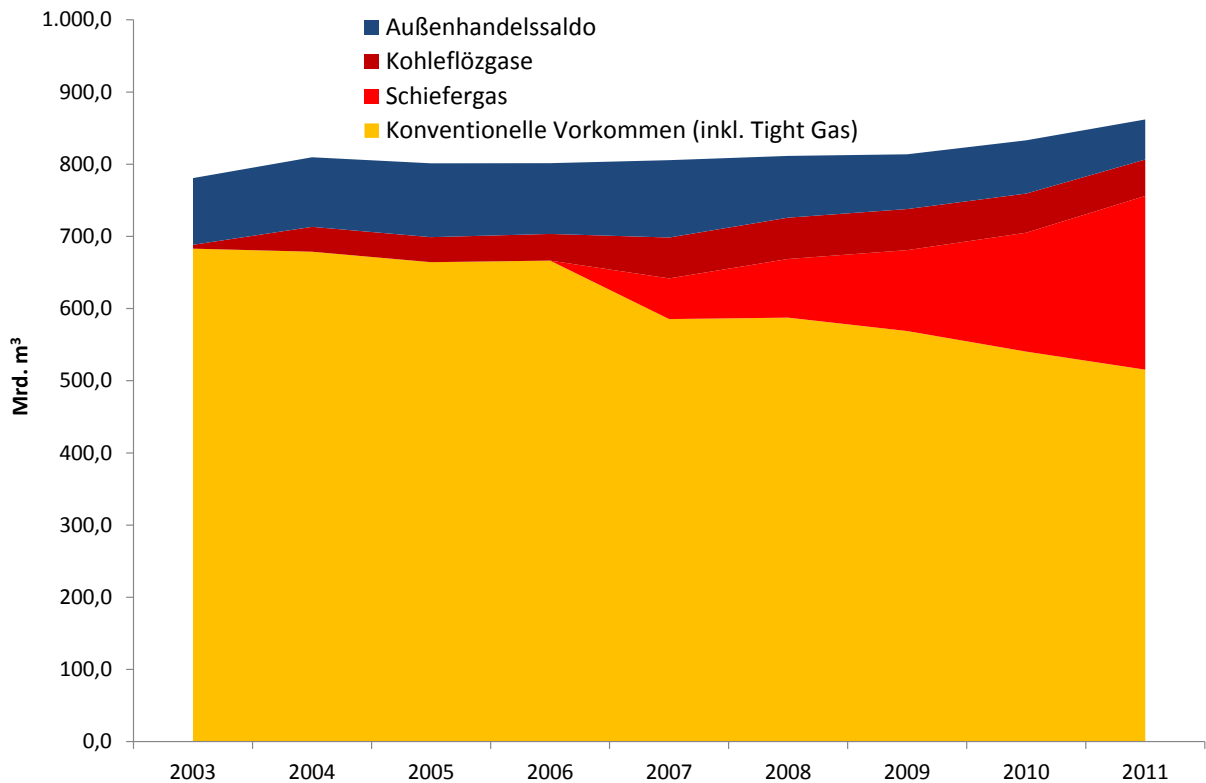
Die „Shale Gas-Revolution“ in den USA

Nicht-konventionelle Vorkommen sind in den USA bereits seit längerem Bestandteil des Erdgasangebots. Allerdings ist der Beitrag dieser Vorkommen in der Vergangenheit nur allmählich angestiegen. Vor allem die Förderung von Tight Gas (schon vor 1990) und in etwas geringerem Ausmaß Kohleflözgas (ab 1990) konnten dabei den Rückgang der Förderung aus konventionellen Vorkommen ausgleichen. Durch die kontinuierliche Ausweitung gelang es den Tight Gas-Produzenten, einen Anteil von ca. 25% an der US-Förderung zu erlangen. Aufgrund der langsamen (aber stetigen) Zuwächse und der seit längerem nicht mehr erfolgten gesonderten Ausweisung des Tight Gas in den offiziellen Statistiken blieben diese Erfolge jedoch nahezu unbemerkt von weiten Teilen der (Gas-)Welt.¹² Dass in den letzten Jahren nicht-konventionelle Erdgase so in den Vordergrund der öffentlichen Diskussion geraten sind, liegt an der sogenannten „Shale Gas-Revolution“. Im Vergleich zum Tight Gas erfolgte eine sprunghafte Zunahme der Shale Gas- bzw. Schiefergas-Förderung in den letzten Jahren. Dabei war der Anstieg so stark, dass nicht nur rückläufige konventionelle Mengen ersetzt werden, sondern dass sogar die Gesamtproduktion – erstmals seit Jahrzehnten – wieder signifikant gesteigert werden konnte.

Abbildung 1.3 zeigt die Entwicklung der Erdgasproduktion (Bruttoförderung¹³) in den USA für den Zeitraum von 2000 bis 2011. Die Grafik zeigt einen Rückgang der „traditionellen Förderung“ (inkl. Tight Gas). Gleichzeitig nimmt jedoch die Produktion von Kohleflözgas und insbesondere Shale Gas zu. Der Shale Gas-Anteil an der inländischen Erdgasförderung der USA steigt dadurch kontinuierlich an. Während der Shale Gas-Anteil bis zum Jahr 2006 nicht ausgewiesen wurde und im Jahr 2007 unter zehn Prozent lag, stieg er bis zum Jahr 2011 auf etwa 30 Prozent.

¹² Vgl. Geny (2010).

¹³ Die Bruttoförderung übersteigt die vermarktete Menge, da erstere auch den Eigenverbrauch bei der Förderung und einige andere nicht vermarktete Komponenten enthält. Siehe http://www.eia.gov/dnav/ng/TblDefs/ng_prod_sum_tbldef2.asp für eine genaue Aufschlüsselung.

Abbildung 1.3: Entwicklung des Erdgasaufkommens in den USA

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA (http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum_lsum_dcunus_a.htm)

Der Anstieg der Shale Gas-Produktion kann damit nicht nur den Rückgang der inländischen konventionellen Produktion kompensieren, sondern auch die Nettoimporte (Importe abzüglich Exporte) verringern. Diese Entwicklung erfolgt unter den Rahmenbedingungen einer insgesamt steigenden Gasnachfrage in den USA. Die USA sind jedoch gegenwärtig noch ein Nettoimporteur von Erdgas. Die derzeit intensiv geführte Diskussion, inwieweit Shale Gas exportiert werden soll bzw. darf, stellt sich also insbesondere in Zukunft. Wir diskutieren diesen Aspekt ausführlicher in den Kapiteln 1.4 bis 1.6.

Die Zunahme der Shale Gas-Förderung in den USA hat mehrere Gründe. Ein wesentlicher liegt in der amerikanischen Gesetzgebung. In den USA liegen die Förderrechte beim Besitzer des jeweiligen Landes, in Deutschland dagegen verbleibt ein Großteil der Margen aus der Förderung beim Staat, der Landbesitzer erhält lediglich eine Entschädigung. Ein weiterer Grund wird von Paul Joskow (2013), einem der renommiertesten amerikanischen Energieökonom, angeführt: die frühzeitige Deregulierung der amerikanischen Erdgasmärkte. Laut Joskow wäre eine so dynamische Entwicklung, wie sie die amerikanische Shale Gas Förderung genommen hat, in einem regulierten System nahezu unmöglich gewesen. Hinzu kommt, dass in den USA Steuererleichterungen für die Shale Gas-Produktion gewährt werden. Auch die Umweltregulierung erscheint im Vergleich zu Deutschland moderat. Weitere Gründe liegen in den sehr hohen Prognosen für den Importbedarf zu Beginn der 2000er Jahre. Es wurde damals ein hoher Bedarf an LNG-Importen erwartet, die wegen ihrer signifikanten Kosten nur bei relativ hohen Preisen wirtschaftlich gewesen wären. Bei diesen hohen Preiserwartungen, die sich teilweise auch in den Preisen auf dem Terminmarkt widerspiegelt haben, wurden auch andere Alternativen

intensiv geprüft und beispielsweise auch in Exploration von Shale Gas investiert. In der Folge wurden zahlreiche Projekte zur Shale Gas-Förderung wirtschaftlich – die dann jedoch, wie wir im nächsten Unterkapitel darlegen werden, die Preise unter Druck gebracht haben. Darüber hinaus spielen noch technische, marktstrukturelle und weitere ökonomische Aspekte eine wesentliche Rolle.¹⁴

Einfluss von Shale Gas auf die Erdgaspreise

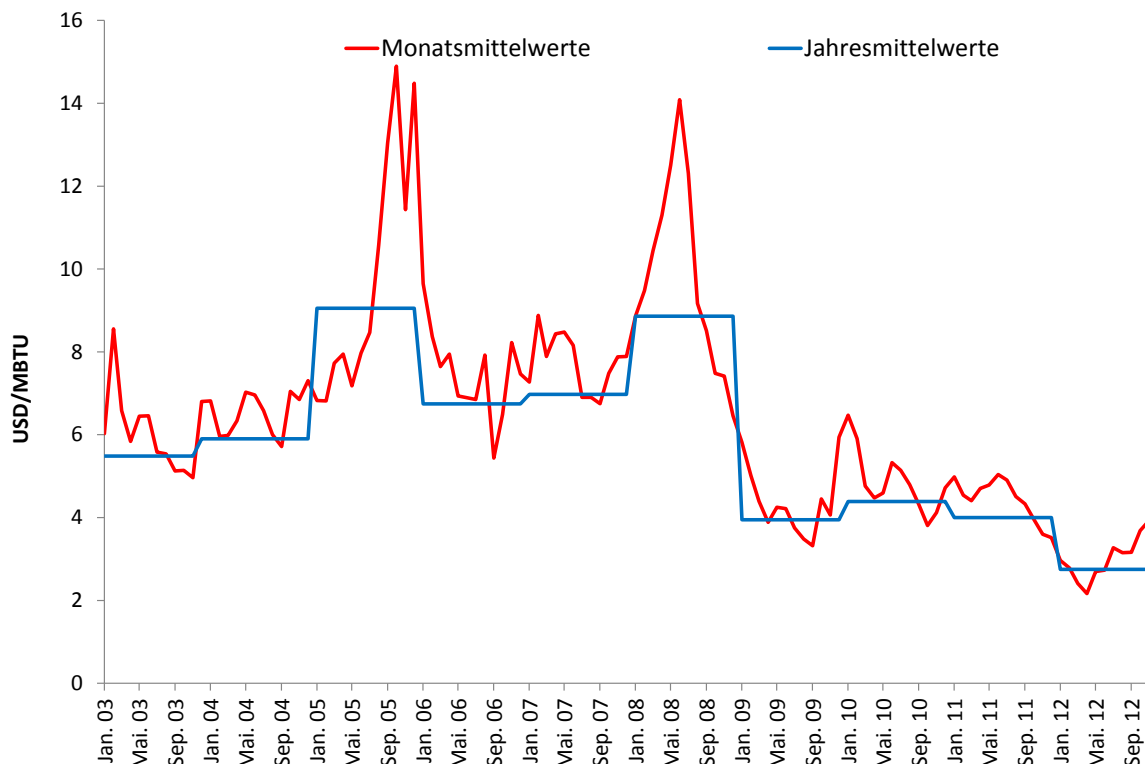
Die Gaspreise in den USA sind seit gut fünf Jahren insgesamt rückläufig. Die hohe Produktion von Shale Gas ist die wesentliche Ursache für diese Entwicklung. Darüber hinaus hat die Rezession in der amerikanischen Wirtschaft in den Jahren 2008 (BIP -0,4%) und 2009 (BIP -3,5%)¹⁵ eine Rolle gespielt. Allerdings ist der inländische Gasverbrauch auch im Rezessionsjahr 2009 nur marginal zurückgegangen, um dann 2010 und 2011 wieder deutlich anzusteigen. Abbildung 1.4 zeigt die Entwicklung der Gaspreise in den USA am Henry Hub¹⁶ von 2003 bis 2012. Die blaue Linie zeigt den Jahresdurchschnittspreis. Die rote Linie zeigt die monatliche Entwicklung, die im Vergleich zum Jahresdurchschnitt eine hohe Volatilität aufweist. Es ist deutlich erkennbar, dass die Gaspreise in den USA trotz eines direkt nach dem Rezessionsjahr wieder steigenden Verbrauchs auf relativ niedrigem Niveau verharren oder sogar weiter fallen. Selbst nominal (alle Preisangaben in diesem Papier sind nominal) ist der Durchschnittspreis im Jahr 2012 der niedrigste Erdgaspreis seit 2003. Inflationsbereinigt wäre der Preisunterschied, insbesondere im Vergleich zu den weiter zurückliegenden Jahren, sogar noch deutlicher.

¹⁴ Schiefergasvorkommen weisen im Vergleich zu konventionellen Quellen eine überproportional hohe Fördermenge in den ersten Jahren auf, mit einem starken Abfall der Förderraten in den folgenden Jahren. Eine Verstetigung der Förderraten ist nur mit enormen Folgeinvestitionen möglich, die von den Marktteilnehmern nur selten getätigt werden. Einen Überblick über die Rahmen- und Marktbedingungen für Shale Gas gibt Foss (2011).

¹⁵ Veränderung des Bruttonominalproduktes auf Jahresbasis, Quelle: Weltbank (2013), <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>

¹⁶ Der Henry Hub in Louisiana ist der mit Abstand liquideste Handelsplatz für Erdgas weltweit. Hier verbinden sich zahlreiche Pipelines aus Fördergebieten onshore (bspw. Texas) und offshore (Golf von Mexiko). Im nahe gelegenen Lake Charles befindet sich darüber hinaus ein LNG-Importterminal. Neben den physischen Kapazitäten ist der Henry Hub auch Basis der meisten in den USA gehandelten kommerziellen Gasliefermengen und Termingeschäften.

Abbildung 1.4: Entwicklung der Erdgaspreise in den USA (Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price)



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA (<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>)

Die Gaspreise sind dabei nicht in allen amerikanischen Bundesstaaten identisch. Engpässe im Gasnetz führen zu regionalen Preisdifferenzen. Eine Auswertung, die die amerikanische Federal Energy Regulatory Commission (FERC 2012) mit nicht-öffentlich einsehbaren Daten der Warenterminbörse ICE vorgenommen hat, kommt jedoch zu dem Ergebnis, dass die Preise beispielsweise im Jahr 2011 fast im ganzen Land zwischen 3,77 USD/MBTU und 4,23 USD/MBTU lagen, mit dem Henry Hub in der Mitte. Ausreißer waren der AECO-Hub¹⁷ mit einer Abweichung nach unten (3,66 USD/MBTU), sowie der Nordosten der USA mit einer deutlichen Abweichung nach oben (Algonquin Citygates sowie Transco Z6 NY mit jeweils 5,02 USD/MBTU). Auch die Preise im Nordosten liegen damit noch unterhalb des Preisniveaus in den Jahren bis 2008, also vor Beginn der Shale Gas-Förderung in großem Stil.

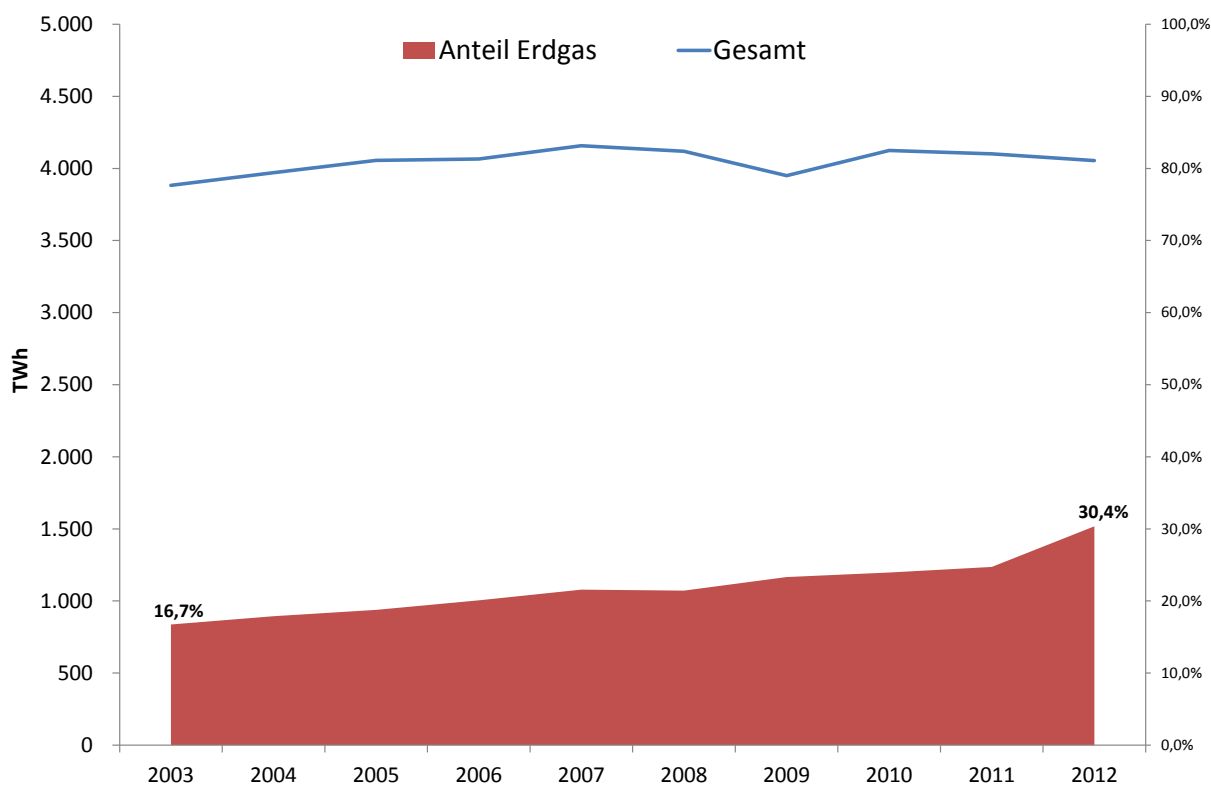
Einfluss niedriger Gaspreise auf die amerikanische Elektrizitätserzeugung

Die niedrigeren Gaspreise beeinflussen auch andere Bereiche der amerikanischen (Energie-) Wirtschaft. So haben die niedrigen Gaspreise zu Änderungen im Elektrizitätssektor geführt. Insbesondere hat die Stromerzeugung aus Erdgas in den letzten Jahren zugenommen. Abbildung 1.5 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung in den USA seit 2003. Der Anteil der

¹⁷ Wobei der AECO (Alberta Energy Company) in Alberta besonders stark durch die kanadische Produktion und Exportmengen beeinflusst ist. Zwar orientieren sich auch diese am Henry Hub, allerdings liegen sie angesichts der generellen Gasflussrichtung und der Angebots-/Nachfragebilanz im Norden üblicherweise etwas unter dem US-Referenzwert.

Stromerzeugung aus Erdgas hat sich dabei gegenüber dem niedrigsten Wert (16,7% im Jahr 2003) wegen der rückläufigen Gaspreise bis 2012 auf 30,4% nahezu verdoppelt. Die Verstromung von Erdgas ersetzt dabei insbesondere Steinkohlenerzeugung.

Abbildung 1.5: Entwicklung Stromerzeugung in den USA

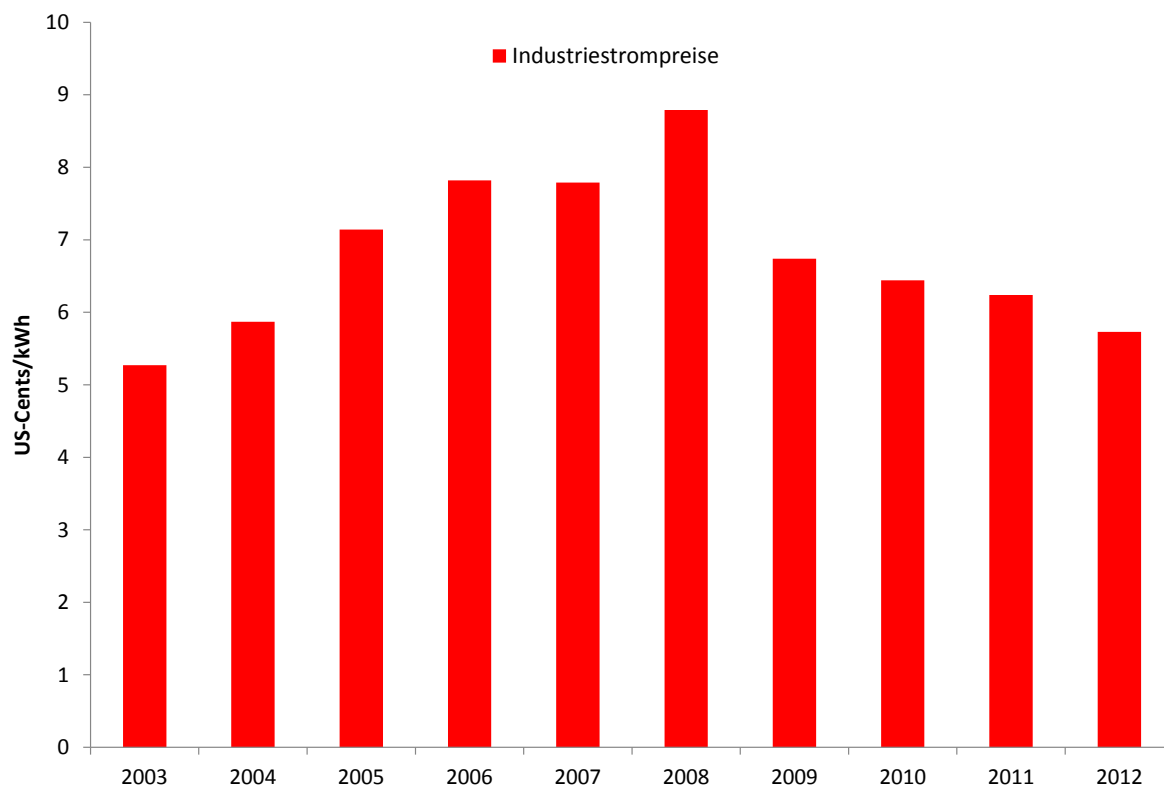


Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA (http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_1_1)

Der Rückgang der Gaspreise wirkt sich aber nicht nur auf die Zusammensetzung der Stromerzeugung aus, sondern auch auf die Strompreise. Exemplarisch angeführt sei hier der durchschnittliche Endverbraucherpreis für Industrieabnehmer im Bundesstaat Texas¹⁸ für den Zeitraum von 2003 bis 2011 (Abbildung 1.6). Auch in dieser Grafik ist deutlich erkennbar, dass die Strompreise sich analog zu den Gaspreisen entwickeln. Auch hier kommt für den Preisrückgang neben der steigenden Shale Gas-Förderung und den rückläufigen Gaspreisen die Wirtschaftskrise als mögliche Erklärung hinzu, allerdings war bereits in der vorangegangenen Grafik zur Stromerzeugung erkennbar, dass die Stromerzeugung (und damit auch die Stromnachfrage) in der Folge der Wirtschaftskrise nur marginal zurückgegangen war.¹⁹

¹⁸ Wir analysieren Texas, da Texas einerseits in unmittelbarer Nähe zum Henry Hub liegt und andererseits ein bedeutender Industriestandort in den USA ist. Die durchschnittlichen Industriestrompreis der USA insgesamt zeigen jedoch eine sehr ähnliche Entwicklung (vgl. auch Abb. 1.10).

¹⁹ Der Rückgang beim Stromverbrauch im Industriesektor war zwar größer, für das Preisniveau in einem wettbewerblichen Strommarkt ist aber die Gesamtnachfrage relevant.

Abbildung 1.6: Entwicklung der Endverbraucherpreise Strom für Industrie in Texas

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA

Die Ausführungen in diesem Kapitel haben sich auf die Beschreibung der Situation in den USA konzentriert. Für eine tiefgehende Analyse der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie und des produzierenden Gewerbes ist jedoch neben der absoluten Höhe der Strom- und Gaspreise insbesondere die relative Situation, d.h. die Situation im Vergleich zu alternativen Produktionsstandorten, von Bedeutung. Wir werden deshalb in Kapitel 0 die Vorteile, die die USA durch die Shale Gas-Förderung haben, mit der Situation in Europa und insbesondere Deutschland vergleichen. Zunächst ist aber zu prüfen, welche Auswirkungen die Entwicklung der Shale Gas-Förderung in den USA auf die weltweiten Energie- und Gasmärkte hat. Die Effekte können dabei direkt, d.h. innerhalb der Gaswirtschaft, liegen, beispielsweise durch geänderte LNG-Flüsse. Sie können aber auch indirekt erfolgen, beispielsweise über eine Änderung der Kohlehandelsflüsse. Diese Entwicklung diskutieren wir im folgenden Kapitel 1.4.

1.4 Die Bedeutung der USA für den weltweiten Erdgashandel

Der weltweite Erdgasmarkt

Im Gegensatz zu den Primärenergieträgern Erdöl und Steinkohle existiert für Erdgas nach wie vor kein Weltmarkt. Stattdessen lässt sich der Erdgasmarkt in drei Weltteilmärkte untergliedern, die sich bezüglich ihrer Historie, ihrer Marktstrukturen sowie ihrem Preisbildungsmechanismus unterscheiden.²⁰

Die Verbindung zwischen den Teilmärkten war in der Vergangenheit nur schwach, so dass nur geringe Transaktionen zwischen den Märkten stattfanden, was sich wiederum in teilweise starken Preisunterschieden bemerkbar machte.

Als eine der Hauptursachen für die mangelnde Liquidität zwischen den Märkten kann der Transportbereich angesehen werden. Im Gegensatz zu Erdöl und Kohle sind die Transportkosten bei Erdgas spezifisch höher. Sie haben insbesondere auch einen höheren Anteil an den Gesamtkosten (Produktions- plus Transportkosten). Während die Transportkostenanteile beim Öl oft im einstelligen Prozentbereich liegen, können diese beim Erdgas bis zu 80% betragen (bspw. bei Lieferungen von Russland nach Westeuropa).²¹

Da für den Handel zwischen den USA, Europa und (Ost-)Asien Pipelines wirtschaftlich (und praktisch auch technisch) ausgeschlossen sind, kommt für einen interkontinentalen Handel nur der Transport per LNG²²-Tanker in Frage. Das LNG-Marktsegment nahm jedoch seit Beginn der kommerziellen Nutzung Ende der 1960er Jahre lange Zeit ein Exotendasein ein. So wurden noch 2001 lediglich rund 5% des weltweiten verbrauchten Erdgases per LNG transportiert, da der gesamte Binnenhandel sowie große Teile des grenzüberschreitenden Handels per Pipelinetransport erfolgte.

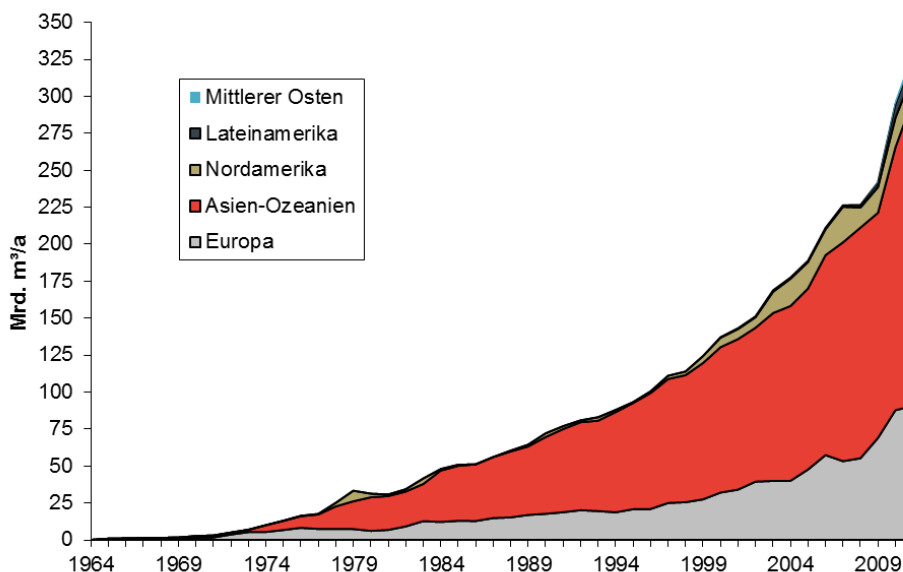
Im letzten Jahrzehnt hat der LNG-Handel jedoch einen enormen Zuwachs erfahren. So haben sich die gehandelten Mengen von 143 Mrd. m³/a (2001) auf über 330 Mrd. m³/a (2011) mehr als verdoppelt. Nicht nur traditionelle LNG-Importeure wie Japan, Spanien oder Frankreich haben ihre Bezüge gesteigert, dieser vormals „exklusive Club“ hat sich seit der Jahrtausendwende deutlich erweitert. Aktuell beziehen 25 Länder weltweit LNG aus 18 Produzentenländern. Trotz der Erweiterung des LNG-Marktes auf neue Regionen in Südamerika und dem Mittleren Osten bleiben die wichtigsten Absatzregionen nach wie vor Asien und Europa (Abbildung 1.7).

²⁰ Einen Überblick über die historische Entwicklung der Weltteilmärkte Europa (inkl. Nordafrika und Russland), Amerika und Asien-Ozeanien (inkl. Mittlerer Osten) mit speziellem Fokus auf LNG gibt bspw. Jensen (2004). Andere gängige Abgrenzungen sind Atlantischer Markt (europäischer Markt plus amerikanische Ostküste und US-Golfregion) sowie Pazifischer Markt (Asien-Ozeanien und amerikanische Westküste) mit dem Mittleren Osten als Bindeglied in der Mitte.

²¹ Einen Überblick über technische und ökonomische Grundlagen der Gaswirtschaft und speziell des Transports findet sich bspw. bei Seeliger (2006).

²² LNG bedeutet „Liquefied Natural Gas“, also verflüssigtes Erdgas. Durch Abkühlen des Erdgases auf -161°C wird das Gas flüssig und reduziert sein Volumen auf 1/600.

Abbildung 1.7: LNG-Importe weltweit von 1964 bis 2011



Quelle: Eigene Darstellung nach BP (diverse Jahrgänge).

Trotz dieser deutlichen Zunahme des LNG-Handels im letzten Jahrzehnt konnte der interkontinentale Handel nur begrenzt zulegen. Große Teile des Zuwachses erfolgten also im Handel innerhalb der Teilmärkte. Eine Ausnahme bildet Katar. Das Land konnte durch eine beispiellose Expansion seiner Verflüssigungskapazitäten seinen Marktanteil an den LNG-Exporten auf rund ein Drittel ausbauen (von lediglich rund elf Prozent in 2001). Das Golfemirat stellt jedoch den einzigen nennenswerten Exporteur dar, der in allen Weltteilmärkten eine bedeutende Präsenz aufweisen kann. Aufgrund der hohen Produktions- und Exportkapazitäten ist Katar in der Lage, auf Nachfrageschwankungen in den einzelnen Nachfragerregionen zu reagieren und agiert damit als weltweiter „Swing Supplier“. Ähnliche Flexibilitäten weisen jedoch nur die wenigsten anderen Anbieter auf. So sind lediglich Trinidad & Tobago sowie einige kleine Anbieter (Jemen, Peru) in Bezug auf die geografische Lage ihrer Absatzmärkte zumindest in Ansätzen so breit gestreut wie Katar. Die meisten anderen großen Exporteure sind lediglich in einem Markt tätig. So beliefern bspw. Australien, Indonesien und Malaysia aktuell ausschließlich Kunden in Asien. Andere Anbieter sind zwar in mehreren Teilmärkten präsent, allerdings konzentrieren sich die Exporte sehr stark auf eine Region während an andere Teilmärkte nur Kleinstmengen verkauft werden. So lieferte Algerien 2011 16,8 Mrd. m³/a nach Europa und lediglich 0,3 Mrd. m³/a nach Asien, während Oman 0,2 Mrd. m³/a nach Europa und 10,8 Mrd. m³/a nach Asien verschiffte.

Die USA verfolgen bereits seit den 1970er Jahren Pläne zum Ausbau der LNG-Importe. Diese Pläne wurden allerdings immer wieder zurückgeworfen. So fand die erste Expansion in den

1970er Jahren ein jähes Ende im Jahr 1980, als die Anlegbarkeit²³ auch im LNG-Bereich eingeführt wurde und die Verwerfungen auf dem Ölmarkt im Zuge der 2. Ölpreiskrise auf den Gasmarkt ausstrahlten. In den Folgejahren brachen die Importe drastisch ein und drei (von insgesamt vier) Importterminals wurden stillgelegt, obwohl sie teilweise erst ein oder zwei Jahre in Betrieb waren („US LNG Bubble“).²⁴ Erst zu Beginn der 2000er Jahre erfuhr der LNG-Bereich wieder Auftrieb. Aufgrund rückläufiger Eigenproduktion und einer immer größer werdenden prognostizierten Importlücke wurden nicht nur die alten Terminals reaktiviert, sondern auch zahlreiche Neuprojekte geplant. In 2007 erreichten die LNG-Importe mit 22 Mrd. m³/a einen neuen Höhepunkt, auf den jedoch ein erneuter Einbruch folgte. In 2011 betrugen die Importe nur noch 10 Mrd. m³/a (eine Menge, die auch ohne die reaktivierten Anlagen hätte aufgenommen werden können). Hiervon müssen noch (Re-)Exporte der USA in andere Länder (v.a. nach Asien) gegengerechnet werden, so dass LNG mit netto 8 Mrd. m³/a nur rund 1% der US-amerikanischen der Nachfrage deckte. Schon in Relation zum LNG-Weltmarkt sind die US-Importe mit 0,6% wenig bedeutend. In Bezug zum gesamten Welthandel (Pipeline und LNG) erscheinen diese Mengen vernachlässigbar (unter 0,2%).²⁵

Entwicklung der Erdgasbilanz in den USA

Die USA sind bereits seit Jahrzehnten (Netto-)Importeur von Erdgas. Nach dem Platzen der „US LNG Bubble“ haben die USA die fehlende Differenz aus eigener Produktion und Verbrauch weitestgehend durch Pipelineimporte aus Kanada gedeckt. Seit Ende der 1990er Jahre nahmen wie beschrieben auch die LNG-Importe wieder zu. Die Entwicklung bis 2007 wurde nach allgemeiner Auffassung nur als Einstieg in eine massiv von LNG abhängige US-Gaswirtschaft angesehen. Entsprechend optimistisch (aus Sicht der LNG-Wirtschaft) fielen die Prognosen für die kommenden Jahrzehnte aus. Die EIA ging in ihrer 2007er Prognose, ausgehend von einem Ist in 2007 von 22 Mrd. m³/a, von Importen in Höhe von fast 60 Mrd. m³/a bereits in 2010 und 125 Mrd. m³/a in 2030 aus.²⁶

Diese Prognosen erwiesen sich schon bald als viel zu hoch. Die Importe in 2010 betrugen nicht 60 Mrd. m³/a wie noch drei Jahre zuvor erwartet, sondern wie beschrieben nur 12 Mrd. m³/a. Die 2010er Publikation der EIA sah konsequenterweise auch deutlich niedrigere LNG-Importe für 2030 vor (unter 30 statt 125 Mrd. m³/a).²⁷ Innerhalb von nur drei Jahren reduzierte sich

²³ Unter Anlegbarkeit wird die Orientierung des Gaspreises an einer anderen Referenzgröße verstanden („der Gaspreis wird angelegt an...“). Am häufigsten bildet sich der Gaspreis bei dieser in den 1960er Jahren entwickelten Methode durch eine Ankopplung an die Preisentwicklung von Ölprodukten über zum Teil recht komplexe Formeln. Dieses Vorgehen stammt somit aus einer Zeit, in der es noch keinen Markt und damit keinen einheitlichen Marktpreis für das damals noch junge Produkt Erdgas gab. Ökonomische und historische Hintergründe zur Anlegbarkeit finden sich bspw. bei Austvik (2003), Lohmann (2006) oder IEA (2008).

²⁴ Vgl. Jensen (2004).

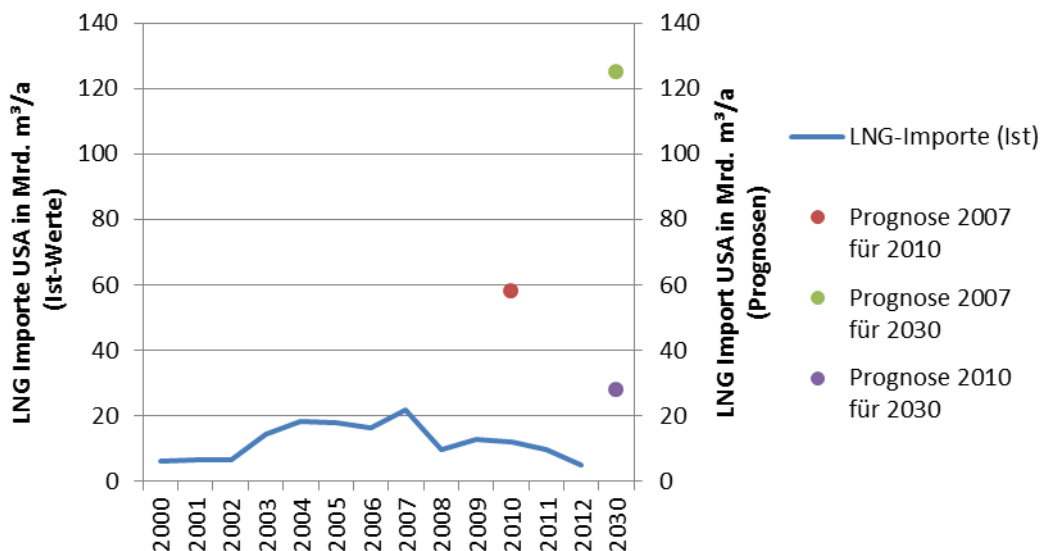
²⁵ Alle statistischen Angaben basierend auf BP (2012).

²⁶ Vgl. EIA (2007).

²⁷ Vgl. EIA (2010).

somit der (prognostizierte) LNG-Bedarf der USA um fast 100 Mrd. m³/a - also ungefähr um den Jahresverbrauch Deutschlands (Abbildung 1.8).

Abbildung 1.8: Prognostizierte LNG-Importe der USA und tatsächliche Entwicklung



Quelle: Eigene Darstellung nach EIA (2007), EIA (2010) sowie www.eia.gov.

In den nach 2010 erschienenen Prognosen²⁸ wird sogar davon ausgegangen, dass die USA zukünftig überhaupt kein LNG mehr importieren. Vielmehr könnte nach aktuellen Schätzungen ab 2016 LNG exportiert werden (zusätzlich zu den seit 1969 von Alaska nach Japan verschifften kleineren Mengen). Die hierfür prognostizierten Mengen sind jedoch gemessen am Weltmarktvolumen gering (maximal 20 Mrd. m³/a ab 2020) und zudem mit Unsicherheit behaftet. Sollten diese Prognosen eintreffen, würde sich die (hypothetische) Liquidität auf dem weltweiten LNG-Markt in 2030 um fast 150 Mrd. m³/a erhöht haben gegenüber der Markteinschätzung noch vor wenigen Jahren. Welche Konsequenzen dies für die anderen LNG-Importeure und v.a. für Europa haben kann, diskutieren wir in Kapitel 1.6.

²⁸ Siehe EIA (2011), EIA (2012) sowie EIA (2013).

1.5 Vorteile der Shale Gas-Förderung für die US-Wirtschaft

Die „Shale Gas-Revolution“ hat nicht nur die amerikanische Gaswirtschaft neu belebt, sondern auch auf andere Bereiche der Energiebranche sowie der gesamten Volkswirtschaft positive Auswirkungen:

- Die Importabhängigkeit hat deutlich abgenommen und Margen im Gasgeschäft ins Inland umgeleitet.
- Die Gaswirtschaft ist neu belebt worden, was sich in zahlreichen neuen spezialisierten Upstream-Unternehmen sowie einer Rückkehr der großen Öl- und Gasmajors in die USA geführt hat.
- Die Gaspreise sind sowohl am Großhandelsmarkt als auch für Endverbraucher gesunken.
- Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung hat sich verdoppelt, was bei gleichzeitigem Rückgang der Kohleverstromung zu positiven Effekten in Bezug auf die CO₂-Emissionen geführt hat. In der Folge sind auch die Elektrizitätspreise gesunken, was die Verbraucher entlastet.

Die rückläufigen Gas- und Strompreise entlasten insbesondere die energieintensiven Industriekunden. Bei beiden Preiskomponenten konnten die USA ihre Wettbewerbsposition verbessern, insbesondere auch gegenüber Europa. So liegen derzeit sowohl die Großhandelspreise für Erdgas als auch die Endverbraucherpreise für Strom bei Industriekunden nicht nur im historischen Kontext niedrig, sondern insbesondere auch niedriger als in Europa.

Bezogen auf Deutschland stellen wir dies in den beiden folgenden Abbildungen dar. Dabei zeigt Abbildung 1.9 die Großhandelspreise für Gas in Deutschland und den USA. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden alle Preise umgerechnet in USD/MBTU (mit dem Wechselkurs des jeweiligen Jahres). Besonders bemerkenswert ist, dass der US-amerikanische Gaspreis vor zehn Jahren fast identisch war mit dem deutschen Grenzübergangspreis. Während jedoch der amerikanische Referenzpreis heute deutlich unter dem damaligen Niveau liegt, bewegt sich der deutsche Preis fast auf dem dreifachen Niveau. Dementsprechend sind die Gaspreise in Deutschland derzeit mindestens doppelt so hoch wie in den USA. Nimmt man als Vergleichspreis nicht den Großhandelsmarkt der EEX, sondern den BAFA²⁹-Importpreis, der die langfristigen Verträge abbildet und sich nach wie vor eher am Prinzip der Anlegbarkeit orientiert, ist die Differenz noch größer.

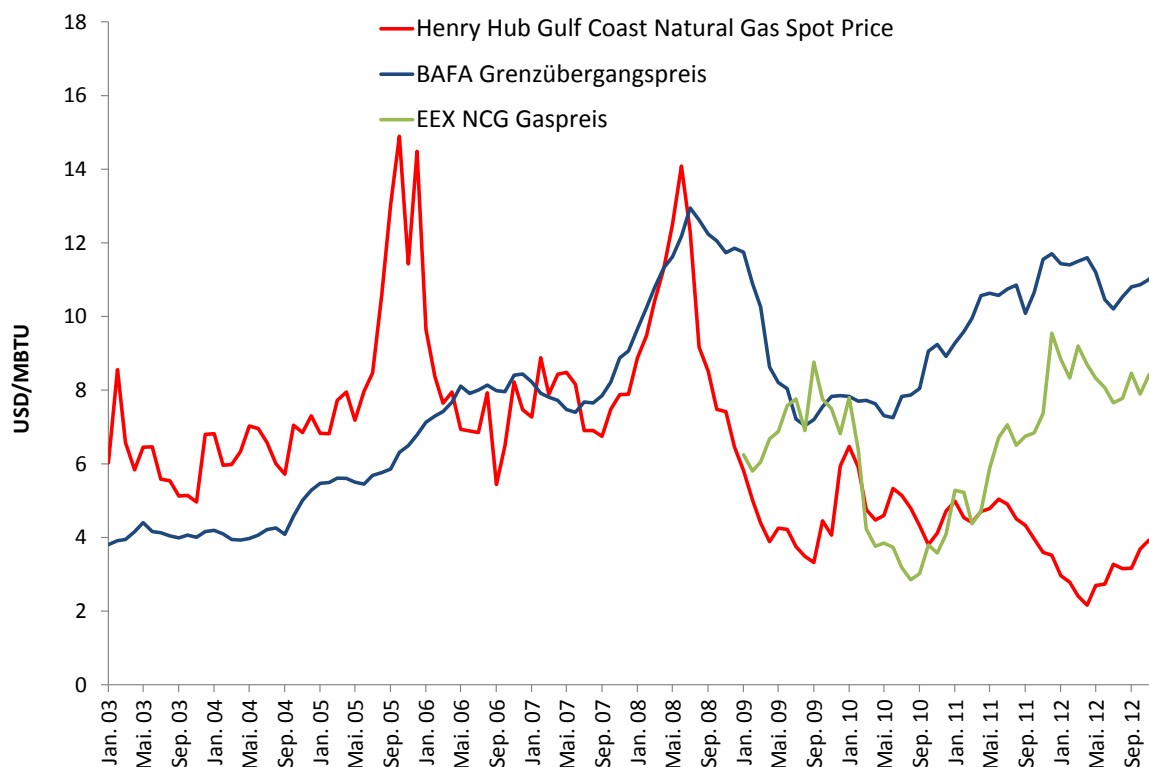
Abbildung 1.10 zeigt die Endverbraucherpreise für Strom für die Industrie.³⁰ Auch hier sind die Preise in den USA niedriger als in Deutschland, wobei die Differenz sich tendenziell vergrößert.

²⁹ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

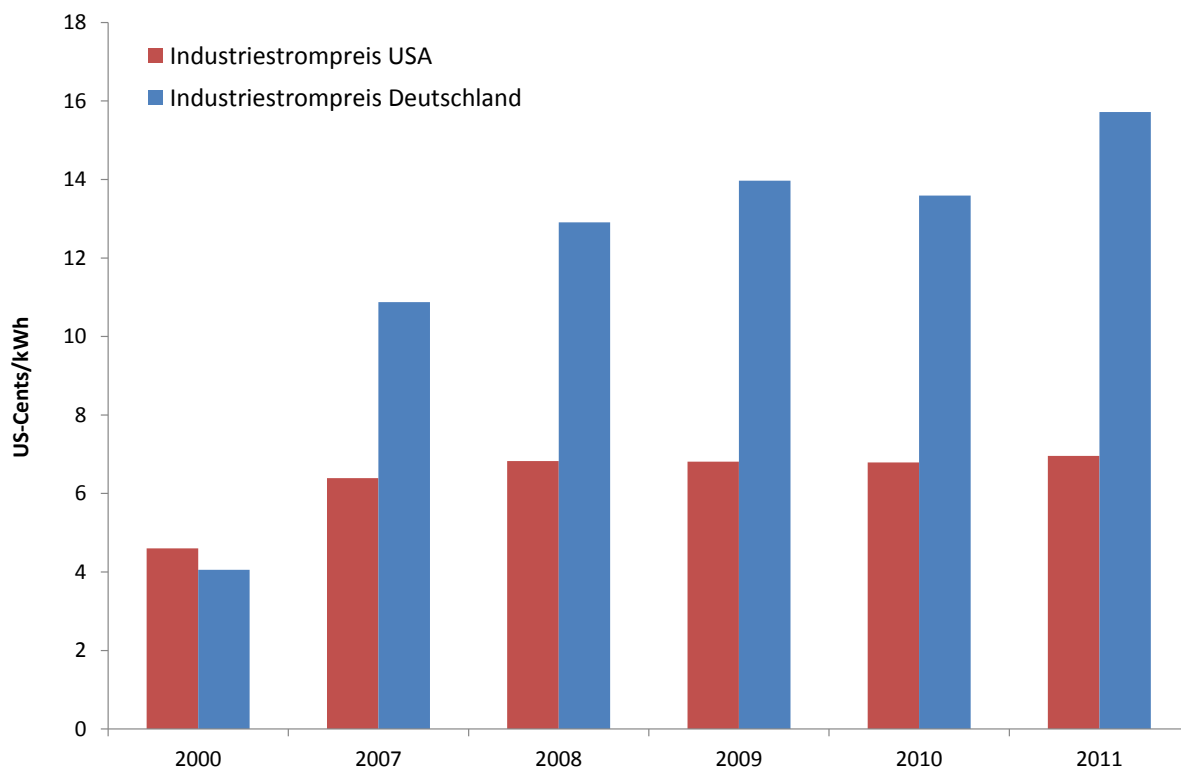
³⁰ Die Grundlage bilden von der IEA erhobene Daten. Die Industriepreise sind dabei berechnet als Durchschnittsbetrag, der von Industrie und produzierendem Gewerbe bezahlt wird. Steuern (mit Ausnahme der Mehrwertsteuer und lokaler Steuern in den USA) werden berücksichtigt.

Allerdings ist das Jahr 2000 in Deutschland nicht repräsentativ, da direkt nach der Strommarktliberalisierung in Deutschland die Preise für kurze Zeit einbrachen – und auch unter die Vollkosten neuer Kraftwerke fielen.

Abbildung 1.9: Gaspreisvergleich USA und Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA (<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/mgwvhdd.htm>) sowie EEX und BAFA

Abbildung 1.10: Industriestrompreisvergleich USA und Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf IEA (Electricity Information 2012 Edition Part IV)

Ob von dieser Entwicklung allerdings bereits in nennenswertem Umfang Investitionsentscheidungen beeinflusst wurden („Re-Industrialisierung“ der USA), ist weniger eindeutig.

Mit Hinblick auf den Gas- und Stromverbrauch der Industrie in den USA (vgl. Abbildung 1.11) ist festzuhalten, dass dieser eher stagniert.³¹ Allerdings haben Investitionsentscheidungen in der energieintensiven Industrie längere Vorlaufzeiten.³²

³¹ Der bereits gezeigte Anstieg des Gesamtgasverbrauchs in den USA resultiert aus dem starken Anstieg des Gasverbrauchs im Kraftwerkssektor.

³² Darüber hinaus könnten konstante Energieverbräuche in Zeiten der Wirtschaftskrise bereits als Resultat der niedrigen Energiepreise interpretiert werden, zumal in anderen krisenbetroffenen Staaten der Energieverbrauch zum Teil stark rückläufig war.

Abbildung 1.11: Aufteilung des Stromverbrauchs (links) und Gasverbrauchs (rechts) in den USA



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf EIA (http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_1 und http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum_lsum_dc_u_nus_a.htm)

Es bleibt also abzuwarten, inwiefern (und ob) es nach Abklingen der Wirtschaftskrise zu einer Trendumkehr kommen wird. Hierbei wird von Bedeutung sein, ob es den USA gelingt, nicht nur die Produktionsbedingungen der eigenen Industrieunternehmen zu verbessern, sondern im internationalen Standortwettbewerb auch weitere Unternehmen bzw. Produktionsstätten aus anderen Ländern der Welt anzuziehen.

Ob tatsächlich Investitionsverschiebungen stattfinden, wird neben der Höhe der Preisunterschiede auch davon abhängen, welche Bedeutung die Energiekosten in einzelnen Branchen haben. Eine Veröffentlichung des BMWi (2010, S. 41) schreibt, dass in Deutschland „[t]rotz der kontinuierlichen Verbesserung des spezifischen Energieeinsatzes in der Industrie [...] die Energiekosten deutlich gestiegen [sind].“ Die aggregierten Energiekosten der Industrie betragen im Jahr 2000 21,9 Mrd. € und im Jahr 2010 bereits 36,2 Mrd. €. ³³ Diese Kostenbelastung verteilt sich jedoch ungleichmäßig auf die verschiedenen Industriebranchen. So lag der Energiekostenanteil am Umsatz im Durchschnitt des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland bei 2,3%, in einzelnen Branchen jedoch weit darüber. Besonders hervorzuheben sind dabei die Papiererzeugung (13%) und die Grundstoffchemie (11,5%). ³⁴

Im Bereich der energieintensiven Industrie gibt es bereits Quellen, die von geplanten Investitionen in den USA berichten, die auch auf die im Vergleich günstigen Energiepreise zurückzuführen sind. Oft zitiert wird dabei eine Liste aus dem Umfeld von Dow Chemicals (einem der größten Gasverbraucher der USA), die jedoch nicht öffentlich verfügbar ist. Diese benennt mehr als 100 geplante Projekte mit einer Gesamtinvestitionssumme von über 90 Mrd. USD, die in den nächsten Jahren in den USA getätigt werden sollen. ³⁵ Andere Quellen, beispielsweise

³³ BMWi (2012)

³⁴ Commerzbank (2011)

³⁵ Quelle: Financial Times, <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/4b3f6280-4609-11e2-ae8d-00144feabdc0.html#axzz2Mst5tg11>

Publikationen von Unternehmensberatungen, weisen ebenfalls nach, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit des produzierenden Gewerbes am Wirtschaftsstandort USA im Vergleich zu wesentlichen Wettbewerbern erheblich verbessert hat.

Nach unserer Einschätzung sind niedrige Energiekosten ein wesentlicher Standortfaktor. In den USA kommen – im Gegensatz zu vielen anderen Standorten mit niedrigen Energiekosten – noch relativ gut ausgebildete Mitarbeiter, die Nähe zu großen Absatzmärkten und eine für westliche Unternehmen bekannte Kultur (und Sprache) hinzu. Darüber hinaus sind bürokratische Hürden und Umweltauflagen in den USA traditionell geringer als in den meisten europäischen Ländern. Zum heutigen Zeitpunkt haben die USA damit unter den entwickelten Volkswirtschaften mit die niedrigsten Produktionskosten.³⁶ Darüber hinaus weisen Standortentscheidungen immer auch eine psychologische Komponente auf. Ohne in diesem Bereich auf empirisch belastbare Untersuchungen zurückgreifen zu können, lassen die vielen in Bezug auf den Wirtschaftsstandort USA erscheinenden positiven Berichte (vgl. auch die zitierten Artikel in der Einleitung) auf eine für die USA diesbezüglich vorteilhafte Position schließen.

³⁶ Die Boston Consulting Group kommt laut einer Pressemitteilung vom 21. September 2012 zum gleichen Ergebnis (<http://www.bcg.com/media/pressreleasedetails.aspx?id=tcm:12-116389>).

1.6 Die zukünftige Entwicklung

Prognoseunsicherheit beim Shale Gas

Jede in die Zukunft gerichtete Betrachtung muss sich mit Unsicherheit auseinandersetzen. Obwohl deshalb in der Praxis in aller Regel nicht die in der Prognose angenommene Entwicklung eintreten wird, wird dadurch der Wert von Prognosen nicht gemindert. Denn auf der anderen Seite sind in die Zukunft gerichtete Aussagen, insbesondere in der Energiewirtschaft mit Investitions- und Abschreibungszyklen von mehreren Jahrzehnten, unumgänglich. Und die Alternative zu systematischen, modellgestützten Prognosen wäre oftmals allein das „Bauchgefühl“ der Entscheidungsträger.

Die Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Shale Gas-Nutzung sind allerdings besonders hoch, da entsprechende Vorkommen erst seit wenigen Jahren großflächig gefördert werden.

Die Unsicherheit beginnt bei den verfügbaren Mengen. Die Größenangaben zu den Reserven (und Ressourcen) schwanken stark. Selbst in den USA, wo die Förderung von Shale Gas am weitesten fortgeschritten ist, variieren die Angaben zu den Reserven nicht nur wegen der Gaspreisschwankungen von Jahr zu Jahr deutlich.³⁷ In Ländern mit weniger weit fortgeschrittenen Projekten ist die Unsicherheit noch größer. In Deutschland laufen aktuell Projekte, die das Ziel verfolgen, eine belastbare Datenbasis zu gewinnen (vgl. BGR 2012b sowie die Ausführungen zu nicht-konventionellen Energieträgern in Deutschland in dieser Publikation). Selbst die Schätzungen der vorhandenen Gasmengen (ohne weitere Aussage, welcher Anteil davon technisch oder kommerziell förderbar ist) werden derzeit nur grob taxiert. Die BGR (2012b) schätzt, dass diese in Deutschland mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% zwischen 6,7 Bill. m³ und 22,7 Bill. m³ liegen. Berücksichtigt man darüber hinaus Fragen der technischen Gewinnbarkeit, so steigt die Unsicherheit weiter. Die BGR verweist in ihrer Studie in diesem Zusammenhang darauf, dass in den USA zwischen 10% und 35% der Gasmenge technisch gewinnbar sind – und verwendet in Ermangelung besserer Daten für die Schätzung der in Deutschland technisch gewinnbaren Menge mit dem Argument einer konservativen Schätzung die untere Grenze der Zahl in den USA von 10%.

Darüber hinaus bestehen weitere Unsicherheiten hinsichtlich wichtiger wirtschaftlicher Parameter und auch hinsichtlich der politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz. So ist nach wie vor unklar, in welchem Umfang eine Förderung von Shale Gas akzeptiert würde.³⁸ Auch hier

³⁷ So haben sich nach Schätzungen der EIA die Shale Gas-Reserven zwischen 2008 und 2010 fast verdreifacht. Aktuellere offizielle Statistiken der EIA liegen zurzeit nicht vor, eine Aktualisierung ist allerdings zeitnah angekündigt. Siehe <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/index.cfm>. Schätzungen des Oil & Gas Journals gehen von einem starken Rückgang der Reserven (auf immer noch hohem Niveau) von über 40% in 2012 aus. Siehe <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2012/01/u-s--shale-gas-reserve.html>.

³⁸ Vgl. dazu auch unsere Ausführungen im später folgenden Abschnitt ‚Auswirkungen auf Angebotssituation Europas‘.

ist die Situation in den USA transparenter, die politische und gesellschaftliche Akzeptanz scheint derzeit gegeben. Jedoch sind ggf. Maßnahmen erforderlich, um diese auch langfristig zu erhalten. Dies kann die Förderkosten erhöhen. Die IEA (2012a, S. 56) weist darauf hin, dass die Förderkosten bezogen auf die einzelne Förderstätte um ca. 7% steigen, wenn akzeptanzsteigernde Maßnahmen, die im Rahmen von „goldenen Regeln“ formuliert sind, umgesetzt würden. Dies entspräche einem ungefähren Anstieg der durchschnittlichen Feldentwicklungskosten pro Förderstätte von insgesamt 580.000 USD (von ca. 8 Mio. USD auf gut 8,5 Mio. USD). Da diese Maßnahmen auch solche zur besseren Isolation der Shale Gas-Förderstätten enthalten, würde sich dadurch jedoch auch die CO₂-Bilanz der Shale Gas-Förderung weiter verbessern. Weitere Unsicherheit besteht auch in den USA hinsichtlich der Frage, wie hoch die durchschnittlichen Erträge einer Shale Gas-Förderstätte über die gesamte Lebensdauer sind – und in welchen zeitlichen Abständen Re-Fracking Maßnahmen erforderlich werden. Beide Parameter sind für die spezifischen Förderkosten wichtig. In anderen Regionen weltweit, insbesondere in Europa, ist die Unsicherheit über die Förderkosten noch größer. In den meisten Fällen liegen nur grobe Schätzungen vor. Die IEA (2012a, S. 54) schätzt, dass die Betriebskosten – ebenso wie die Kosten für die Bohrung – in Europa um 30% bis 50% über dem Niveau in den USA lägen. Teilweise sind diese Kostendifferenzen jedoch darauf zurückzuführen, dass die entsprechende Förderindustrie in Europa noch nicht im gleichen Maßstab entwickelt ist wie in den USA. Und auch generell sind durch weiteren technischen Fortschritt Potenziale zur Kostensenkung gegeben.

Last but not least stellt sich die Frage, welche mittel- und langfristigen Marktgleichgewichte in den einzelnen Gasmärkten sich im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage einstellen. Kontrovers diskutiert wird dabei beispielsweise die Frage, ob das derzeit niedrige Preisniveau in den USA auf Dauer anhalten kann. Zum einen erhöhen die niedrigen Preise den Verbrauch. Die steigende Nachfrage übt wiederum Druck auf die Preise aus. Dies gilt sowohl für verstärkten Erdgaseinsatz im Stromerzeugungssektor als auch für eine Re-Industrialisierung in großem Stil. Der bisherige Verbrauchszuwachs im Kraftwerkssektor hat jedoch offenkundig noch nicht zu einem Preisanstieg geführt. Auch auf der Angebotsseite kann es jedoch zu Anpassungen kommen. So haben wir bereits in Kapitel 1.2 aufgezeigt, dass die gegenwärtigen Preise nicht für alle Quellen auf der Angebotsseite (voll-)kostendeckend sind. Deshalb ist davon auszugehen, dass zumindest teure dry-gas Quellen (Quellen mit wenig nicht-Methanföderung) nicht neu erschlossen werden, solange sich dieses Preisniveau fortsetzt.³⁹ Andererseits ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass bei der Shale Gas-Förderung teilweise zusätzliche Erlöse durch flüssige Kohlenwasserstoffe anfallen, die wegen der hohen Ölpreise die Wirtschaftlichkeit der

³⁹ In diesem Zusammenhang sei auf das eingängige Zitat von Exxon Mobil Corporation Chairman and CEO Rex W. Tillerson vom 27. Juni 2012 verwiesen, der bei einer Einladung des Council on Foreign Relations (CFR 2012) sagte: „And what I can tell you is the cost to supply is not \$2.50. We are all losing our shirts today. You know, we're making no money. It's all in the red.“ Allerdings fiel dieses Zitat im Zusammenhang mit einer laufenden Diskussion zum Export von Shale Gas, an dem die US-amerikanischen Gasförderer in Zeiten relativ niedriger Preise naturgemäß ein Interesse haben.

Shale Gas-Quellen deutlich verbessern. Im Extremfall ist die Methangasförderung nur ein Nebenprodukt. In diesem Fall muss die Gasförderung natürlich auch nur einen Teil der Investitionskosten decken. Insbesondere solange die Erdölpreise auf den derzeitigen Niveaus bleiben, kann die Wirtschaftlichkeit der Erdgasförderung dann auch bei niedrigen Gaspreisen gegeben sein.

Auch die Anpassungsmechanismen der weltweiten Energiemärkte spielen in diesem Zusammenhang eine Rolle. Die Möglichkeiten innerhalb der Gaswirtschaft werden in Kapitel 1.6.3 diskutiert. Es können jedoch auch indirekte Effekte auftreten. Beispielsweise haben wir bereits darauf hingewiesen, dass der erhöhte Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas zu Lasten von Steinkohle geht, d.h. der Kohleverbrauch in der US-amerikanischen Stromerzeugung ist rückläufig. Dieser Nachfragerückgang setzt Kohlemengen frei, die nun anderweitig abgesetzt werden und übt so einen Preisdruck auf den Steinkohlepreis aus, der den Kohlemarkt auch in Europa beeinflusst.

Unter Berücksichtigung dieser Unsicherheiten können für die zukünftige Entwicklung nur Bandbreiten möglicher Szenarien aufgezeigt werden. Grundsätzlich möglich sind dabei einerseits Szenarien, in denen sich die Preisunterschiede beim Erdgas zwischen den USA und Europa wieder angleichen. Dies kann einerseits dadurch erfolgen, dass die derzeitigen Preise in den USA wieder steigen, beispielsweise weil das heutige Preisniveau nicht vollkostendeckend für die Erschließung neuer Förderstätten ist oder die Nachfrage schneller steigt als das Angebot. Dies kann andererseits auch dadurch erfolgen, dass in Europa die Preise fallen, beispielsweise weil verstärkt auf die Förderung nicht-konventioneller Gasvorkommen gesetzt wird.

Es ist jedoch ebenso möglich, dass die Preisunterschiede von Dauer sind. Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn die optimistischen Prognosen in den USA in Erfüllung gehen und gleichzeitig in Europa die Gaspreise hoch bleiben. Die Auswirkungen eines solchen Szenarios werden im Folgenden dargestellt.

Darstellung eines möglichen Szenarios

Es ist durchaus wahrscheinlich, dass die Gasproduktion in den USA in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiter wächst. Die IEA schätzt im World Energy Outlook 2012 (IEA 2012b S. 138), dass die Gasproduktion in den USA zwischen 2010 und 2035 jährlich um 1,1% zunehmen wird. Absolut entspricht dies einer Jahresproduktion, die von 604 Mrd. m³ (im Jahr 2010) über 747 Mrd. m³ (2020) bis auf 784 Mrd. m³ (2030) steigt.

Gleichzeitig erhöht sich zwar auch der Gasverbrauch in den USA (Prognose WEO 2013: 0,5% p.a.), aber bei einer im Vergleich zum Produktionswachstum kleineren Wachstumsrate verringert sich der Importbedarf – und der oben beschriebene nachfrageseitige Druck auf die Preise ist in diesem Szenario relativ gering. Insgesamt werden die USA nach diesen Prognosen bereits vor 2020 zum Nettoexporteur von Erdgas (wobei auch die IEA in diesem Kontext auf die laufenden politischen Diskussionen zu diesem Thema in den USA hinweist). Sollten die USA davon abweichend Exporte in signifikantem Umfang verbieten oder zumindest beschränken, so würde dies die Gaspreise in den USA in Relation zu Europa weiter verbilligen.

Gleichzeitig ist nicht unwahrscheinlich, dass das Preisniveau für Erdgas in Europa auch langfristig hoch bleibt. Einerseits können die Anbieter in Europa auf Grund von strategischen Preissetzungsspielräumen Margen verlangen, andererseits kann wahrscheinlich auf Grund überdurchschnittlich strenger Umweltschutzaufgaben das Potenzial nicht-konventioneller Energieträger nicht oder nur in geringem Umfang genutzt werden. Ungeachtet dessen ist die Angebotsstruktur vollkommen unterschiedlich von der in den USA. Im Gegensatz zu den weitestgehend selbstversorgenden USA (inkl. Kanada) sind die europäischen Staaten überwiegend auf Importe angewiesen, die teilweise per Pipeline über 5.000 km oder per LNG über noch größere Distanzen transportiert werden.

Auswirkungen auf Angebotssituation Europas

Shale Gas kann in Zukunft auch in Europa eine Rolle spielen. Dabei sind auch eigene Fördermengen denkbar, allerdings sind die Reservenschätzungen und die Förderbedingungen noch nicht hinreichend bekannt, um eine zuverlässige Prognose abzugeben. In einigen wichtigen potenziellen Förderländern, darunter insbesondere auch Deutschland, bestehen zudem umfangreiche Bedenken aus ökologischer Sicht. Frankreich hat die ablehnende Haltung bereits durch gesetzliche Verbote untermauert. Andere Länder hingegen zeigen sich einer Shale Gas-Förderung gegenüber aufgeschlossen. So heben einige Länder Beschränkungen bezüglich Shale Gas bereits wieder auf oder lockern diese (bspw. Großbritannien und Rumänien). Speziell osteuropäische Länder, vor allem Polen, sehen eher die Chancen als die Risiken der Shale Gas-Förderung, was sich auch mit der hochgradigen Importabhängigkeit von Russland erklären lässt.⁴⁰ Zumindest in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive dürfte eine Beeinflussung des Angebots dennoch eher von den USA ausgelöst sein. Grundsätzlich sind v.a. diese drei Optionen denkbar:

1. Direkte Exporte von Shale Gas aus den USA nach Europa
2. Re-Exporte durch US-Importeure⁴¹
3. Umleitung von LNG-Exporten aus Drittstaaten, die zuvor Mengen für den US-Markt eingeplant waren (siehe auch Abbildung 1.8).⁴²

Mit Blick auf den LNG-Weltmarkt ist besonders die erste Option interessant, da es sich hierbei um tatsächliche Neumengen handelt, für die auch neue Verflüssigungskapazitäten geschaffen werden müssten. Importe der USA und Umleitung dieser Mengen in andere Regionen hingegen führen nicht zu einer Expansion der Verflüssigungsanlagen. Aus preislicher Sicht kann davon ausgegangen werden, dass amerikanische Unternehmen aus Opportunitätskostenüberlegungen keinen Unterschied zur Option 1 machen werden. Beide Angebotsoptionen werden am Henry

⁴⁰ Aktuelle Übersichten über die Positionen verschiedener europäischer Länder geben Deutsche Bank (2013), WEC (2012) und GIS (2013).

⁴¹ US-Unternehmen kaufen Gas bei LNG-Anbieter auf, verwenden dieses jedoch nicht für den heimischen Markt, sondern verkaufen es weiter nach Asien oder Europa.

⁴² Der Unterschied zu 2. ist hier vor allem industrieökonomischer Natur: die in 3. agierenden Anbieter aus Drittstaaten beliefern oft bereits den europäischen Markt und haben weniger Anlass, durch zusätzliche Mengen den dortigen Preis zu reduzieren (s.u.).

Hub-Preis gemessen und entsprechend bewertet, auch wenn die tatsächlichen Beschaffungskosten zwischen 1 und 2 sowie innerhalb der einzelnen Optionen (je Herkunft bzw. Produktionsstätte) variieren.

Option 3 wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. Fast alle relevanten LNG-Versorger der USA, die aktuell mit Mengeneinbußen (tatsächliche, weil Verträge nicht abgerufen werden oder potenzielle, weil eingeplante Kapazitäten nun doch nicht für US-Lieferungen belegt werden) zu kämpfen haben, beliefern bereits den europäischen Markt (bspw. Ägypten, Algerien, Katar, Nigeria, Norwegen, Trinidad & Tobago) oder kommen aus Transportkostengesichtspunkten kaum für umfangreiche Lieferungen in Frage (Peru). Somit könnte es zwar zu einer gewissen Mengendynamik am Markt kommen, aber es bleibt fraglich, ob die bisherigen Lieferanten ihre zusätzlichen Mengen anders bepreisen als ihre bisherigen (deutlich größeren) und sich damit kannibalisieren würden.

Grundsätzlich stellen sich mehrere Fragen bezüglich potenzieller Shale Gas-Lieferungen:

1. Welche Mengen können oder dürfen amerikanische Produzenten exportieren?
2. Wie viel davon wird tatsächlich in Europa und hier wiederum in Deutschland anlanden?
3. Zu welchen Preisen werden die Amerikaner in Europa und Deutschland anbieten?
4. Welche Effekte kann dies auf das Gesamtmarktpreisniveau haben?

Bezüglich der Exportmengen aus den USA besteht aktuell große Unsicherheit. Dies liegt nicht nur an der ohnehin großen Unsicherheit im Explorations- und Produktionsbereich, sondern auch an politischen und unternehmerischen Überlegungen. Als Teil der amerikanischen Energiestrategie spielt Autarkie zukünftig eine große Rolle. Exporte dürften somit nur in solchen Ausmaßen genehmigt werden, dass eine zukünftige Importabhängigkeit vermieden wird. In der Praxis hat auch nur ein Terminal (Sabine Pass⁴³) bisher alle erforderlichen Genehmigungen erhalten.⁴⁴ Auch die EIA zeigt sich in ihren Prognosen skeptisch, dass nennenswerte Exporte stattfinden. Perspektivisch schätzt die US-Behörde 20 bis 25 Mrd. m³/a als maximale realistische Größe.⁴⁵

Neben dem Gesamtumfang möglicher Exporte ist weiterhin offen, welcher Anteil nach Europa und welche Mengen nach Asien geliefert werden.⁴⁶ Ginge man von einer hypothetischen Größenordnung der US-Exporte von 20 bis 25 Mrd. m³/a pro Jahr aus und würde diese darüber hinaus im Sinne eines Extremszenarios vollständig dem europäischen Markt zurechnen, so würde es zu einer Zunahme der europäischen LNG-Bezüge von aktuell ca. 90 auf 110 bis 115

⁴³ Siehe http://www.cheniere.com/lng_industry/sabine_pass_liquefaction.shtml.

⁴⁴ Einen Überblick gibt BNP Paribas (2012).

⁴⁵ Vgl. EIA (2012).

⁴⁶ Die Verschiffungskosten nach Europa sind von Sabine Pass, bzw. allgemein von der amerikanischen Ost- und Golfküste, günstiger als nach Asien. Allerdings kann sich dieser Kostenvorteil bei einer zukünftigen Nutzung des Panamakanals etwas reduzieren. Auch sind die Preise im asiatischen (v.a. japanischen) Markt traditionell höher als in Europa, so dass sich je nach Preiskonstellation die höheren Kosten rechtfertigen.

Mrd. m³/a kommen.⁴⁷ Für sich genommen wäre dies zwar eine deutliche Zunahme, in Relation zur gesamten Marktgröße von über 520 Mrd. m³/a (Europa inkl. Türkei aber ohne ehemalige Sowjetunion) beträgt der Zuwachs von bis zu 25 Mrd. jedoch weniger als fünf Prozent. Selbst unter diesen Annahmen stellt sich also die Frage, wie groß der Einfluss auf den europäischen Markt wäre.

Mit Blick auf die bisherigen LNG-Handelsströme würden die amerikanischen Zusatzlieferungen wahrscheinlich am ehesten nach Spanien oder Großbritannien geliefert werden. Beide Länder verfügen über hinreichend große LNG-Importkapazitäten und große Gasabsatzmärkte. Obwohl Deutschland derzeit über keine eigene LNG-Regasifizierungsanlagen verfügt,⁴⁸ sind bei Nutzung der bestehenden Pipelineinfrastruktur dennoch LNG-Importe über Belgien (Zeebrugge) und die Niederlande (Rotterdam) möglich. Die Mengen wären jedoch begrenzt, da die Gesamtkapazität beider Anlagen selbst unter Berücksichtigung möglicher Ausbaumaßnahmen kaum 30 Mrd. m³/a übersteigt. Nach Abzug bereits reservierter Kapazitäten (v.a. in Zeebrugge) würden letztlich selbst im günstigsten Fall nur ca. 10 Mrd. m³/a Deutschland erreichen können.

Neben der Menge ist vor allem eine Annahme über den Preis der potenziellen amerikanischen LNG-Lieferungen von entscheidender Bedeutung für eine Abschätzung der Konsequenzen für Europa. Diese Frage müsste im Öl- oder Kohlemarkt nicht gestellt werden, da hier ein einheitlicher Weltmarkt existiert. Im Gasbereich ist es jedoch aktuell noch so, dass in den einzelnen Teilmärkten unterschiedliche Preisbildungsansätze existieren und sogar innerhalb des europäischen Marktes verschiedenen Ansätze parallel angewendet werden. Der amerikanische Markt ist voll wettbewerblich organisiert, das heißt, Preise bilden sich wie beim Öl durch Angebot und Nachfrage. In Asien hingegen dominieren langfristige Lieferverträge, deren Preise sich zumeist direkt an die Preisentwicklungen beim Rohöl orientieren. In Europa reicht die Bandbreite von voll wettbewerblichen Preisen in Großbritannien zu vollständig an Öl bzw. Ölprodukte gebundenen Anlegbarkeiten in Osteuropa. In Nordwesteuropa (v.a. Deutschland, Niederlande, Belgien) ist derzeit ein Hybrid aus beiden Ansätzen zu beobachten. Auch wenn perspektivisch davon ausgegangen werden kann, dass sich auch in dieser Region Wettbewerbspreise durchsetzen werden, bleibt noch offen, wie lange eine solche Transformation dauert. Angesichts der teilweise noch langen Laufzeiten bestehender Verträge und einer gewissen Beharrlichkeit außereuropäischer Anbieter in Hinblick auf ein Festhalten an bestehenden Preismechanismen dürfte sich der Prozess noch mehrere Jahre bis sogar Jahrzehnte hinziehen. Innerhalb dieser Transformationsperiode werden beide Systeme im Wettbewerb zueinander stehen und

⁴⁷ Dieses Szenario liegt schon deshalb am oberen Rand, da für Sabine Pass bereits Commercial Agreements in Höhe von ca. 10 Mrd. m³/a von asiatischen Importeuren (Kogas/Südkorea und Gail/Indien) abgeschlossen sind. Siehe BNP Paribas (2012).

⁴⁸ Bereits seit über 30 Jahren werden immer wieder Anläufe unternommen, einen LNG-Terminal in Wilhelmshaven zu errichten. Dieses als DFTG (Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft) registrierte Projekt konnte jedoch bisher nicht realisiert werden, da aus Sicht der Eigentümer (früher mehrere deutsche Ferngasgesellschaften, in der Zwischenzeit nur noch E.ON Ruhrgas (90%) und VNG (10%)) ein LNG-Bezug für Deutschland nicht notwendig bzw. nicht wettbewerbsfähig ist. Siehe <http://www.dftg.de/>.

den gasbeschaffenden Unternehmen vielfältige Optionen bieten (die gleichermaßen Chancen wie Risiken beinhalten).

Preisprognosen sind in einem solchen unsicheren Umfeld naturgemäß mit besonderen Unsicherheiten verbunden. Was bereits für innereuropäische Gaslieferungen gilt, verschärft sich angesichts der zuvor skizzierten Unsicherheiten beim Shale Gas und den möglichen US-LNG-Exporten noch. Die im Folgenden diskutierte volkswirtschaftliche Analyse kann somit nur Leitlinien aufzeigen. Als Untergrenze der Preissetzung können die Angebotskosten der US-Exporteure angesehen werden. Dabei gehen die Opportunitätskosten der Anbieter deutlich über den Gaspreis in den USA (beispielsweise dem Preis am Henry Hub) hinaus. Berücksichtigt werden müssen nämlich neben den Opportunitätskosten für Gas in den USA auch die Transportkosten nach Europa. Diese beinhalten neben den reinen Verschiffungskosten auch Kosten für die Verflüssigung und die Rückverdampfung. Diese Kosten können je nach Importland auf ca. 5 bis 6 USD/MBTU geschätzt werden.⁴⁹ Bei aktuellen Henry Hub-Preisen wären also US-Exporteure in der Lage für ca. 8 bis 9 USD/MBTU anzubieten.⁵⁰ Damit wären diese Mengen zu aktuellen Preisen von 10 bis 11 USD/MBTU in Europa wettbewerbsfähig, jedoch nicht in dem Ausmaß, das durch die hohe Preisdifferenz zwischen den Kontinenten suggeriert wird. Gleichzeitig wäre damit die Größenordnung für eine Preisschwelle definiert, unter der wenig bis gar kein LNG aus den USA in den Markt gelangen sollte. Eine weitergehende Frage ist hierbei noch, ob die Amerikaner tatsächlich zu Angebotskosten in Europa anbieten werden oder ob sie sich nicht weitestgehend (zumindest indirekt) am Prinzip der Anlegbarkeit orientieren werden.

Doch welche Auswirkungen auf das Preisniveau in Europa bzw. in den verschiedenen Ländern (zwischen denen ja nach wie vor Preisunterschiede bestehen) zu erwarten sind, hängt nicht ausschließlich von den Angebotskosten und dem Preissetzungsverhalten der US-Exporteure ab, sondern auch von der Zusammensetzung der jeweiligen Gesamtangebotsmenge. Dies soll am Beispiel der Angebotskurve⁵¹ für Deutschland verdeutlicht werden.

Der Gasaufkommen der Bundesrepublik setzt sich zusammen aus Lieferungen verschiedener Nordseeanrainer, Russlands und einem ca. elf-prozentigen Anteil einheimischer Vorkommen. Würde zunächst ein voll wettbewerblicher Markt unterstellt, wären die niederländischen Vorkommen die günstigsten, gefolgt von der einheimischen Förderung und den Nordseemengen (v.a. Norwegen und Dänemark). Die mit den höchsten Kosten verbundenen Lieferungen stam-

⁴⁹ Vgl. Jensen (2013). Dabei ist es in den letzten Jahren zu erheblichen Kostenanstiegen beim LNG-Transport gekommen, eine Entwicklung, die sich auch bei anderen Energieträgern und Rohstoffen (z.B. Kohle, Eisenerz) gezeigt hat. Vgl. Rüster (2010).

⁵⁰ Deutsche Bank (2011) und BNP Paribas (2013) kommen zu ähnlichen Werten, auch wenn die Aufteilung auf einzelne Kostenkomponenten etwas anders ausfällt.

⁵¹ Solche „Merit Oder-Analysen“ sind ein gängiges Instrument in der Energiewirtschaft. Einen allgemeinen Überblick gibt bspw. Ströbele et al. (2012). Eine Anwendung speziell auf Fragen der internationalen Erdgaswirtschaft findet sich bei Seeliger (2006).

men aus dem russischen Westsibirien. In einem Wettbewerbssystem bestimmt die letzte benötigte Gaseinheit den Preis für den Gesamtmarkt (der sogenannte Grenzanbieter). Würden in diese Kurve die amerikanischen LNG-Lieferungen einsortiert, würden sie vermutlich jenseits der Kurve liegen, da sie trotz niedriger Henry Hub-Preise immer noch teurer wären als das Gas aus Russland. Da der deutsche Markt jedoch nicht vollwettbewerblich organisiert ist, gehen die einzelnen Teilmengen nicht mit den tatsächlichen Kosten sondern mit Vertragspreisen oberhalb der variablen Kosten in die Angebotskurve ein. Ohne weitere Modifikationen wären hierbei die niederländischen Mengen die teuerste Quelle.⁵² Würden die einzelnen Verträge noch um den Wert der Optionalität durch die in den Verträgen enthaltene Flexibilität korrigiert, so wären russische Lieferungen preissetzend.⁵³ In einem solchen preislichen Rahmen kann es amerikanischen Exporteuren gelingen, unterhalb des Grenzanbieters anzubieten und so Mengen anderer Anbieter zu verdrängen. Es ist jedoch unklar, welche Preiswirkungen sich dadurch in Deutschland ergeben würden. Da alle potenziellen Grenzanbieter über hohe Marktanteile verfügen, könnten amerikanische LNG-Mengen zwar Marktanteile erobern, allerdings bliebe eventuell der bisherige Grenzanbieter auch weiterhin der Preissetzer.⁵⁴

Für Deutschland sind somit unter den beschriebenen Annahmen keine großen Preiseffekte zu erwarten. Für andere europäische Staaten kann dies anders aussehen, wobei in diesem Zusammenhang vor allem Spanien und Großbritannien zu nennen sind. In beiden Staaten sind LNG-Importe seit längerem ein fester Bestandteil in der Angebotskurve. Die Grenzanbieter variieren von Jahr zu Jahr und verfügen in der Regel nur über geringe Marktanteile. Speziell Spanien fällt durch ein weit diversifiziertes Bezugsportfolio auf, das teilweise auf exotische und (aus spanischer Sicht) vergleichsweise teure Anbieter wie Peru, Malaysia oder Australien zurückgreift.⁵⁵ Hier würden bereits kleinere Mengen aus den USA ausreichen, um günstigere Preise zu ermöglichen (zumindest hypothetisch, derzeit herrscht auch in Spanien weitestgehend das Anlegbarkeitsprinzip vor). Während Spanien nach wie vor ein recht isolierter Teilmarkt innerhalb Europas darstellt, ist Großbritannien recht eng mit den anderen Ländern in Nordwesteuropa, also auch Deutschland, verbunden. Je nach Fortschritt der Marktintegration, können sich somit indirekt Effekte auf deutsche Preise ergeben, selbst wenn keine Lieferungen nach Deutschland erfolgen. Allerdings dürfte sich dieser Effekt im größeren nordwesteuropäischen

⁵² Fachzeitschriften wie Heren European Gas Markets oder Argus berichten regelmäßig über (allerdings geschätzte) Preisnotierungen der verschiedenen Verträge.

⁵³ Niederländische Verträge beinhalten relativ große Flexibilitäten, die im Importland Speicherkosten vermeiden. Russische Verträge hingegen erreichen ihre Importländer fast bandförmig und erfordern deshalb erheblich Anstrengungen im Inland zur Strukturierung und zur Herstellung von Flexibilität.

⁵⁴ So exportieren die Niederlande ca. 24 Mrd. m³/a und Russland über 30 Mrd. m³/a nach Deutschland. Selbst im unrealistischen Fall, dass alle potenziellen US-LNG-Exporte nach Deutschland geliefert würden, gelänge es nicht, (hypothetisch) einen dieser Anbieter ganz zu verdrängen. Selbiges gilt auch für Norwegen mit ca. 28 Mrd. m³/a.

⁵⁵ In Spanien existiert eine aus politischen Gründen gesetzlich vorgeschriebene Bezugsdiversifizierung. Rein technisch und vor allem ökonomisch wäre es möglich, den kompletten spanischen Markt durch Pipelines und LNG aus Algerien zu beliefern.

Markt im Vergleich zum isolierten britischen Markt abdämpfen. Außerdem bestehen trotz fortschreitender Integration nach wie vor Kapazitätsrestriktionen und die zuvor beschriebenen Unterschiede in den Preisbildungsmechanismen führen zu weiteren Unsicherheiten.

Bei aller Unsicherheit bestätigt unsere volkswirtschaftliche Analyse in Grundzügen die im vorherigen Abschnitte beschriebene Aussage, dass sich die Preise unter gewissen Umständen zwar etwas annähern, ohne eine stärkere Eigenförderung beim Shale Gas die aktuellen amerikanischen Preisverhältnisse für Europa aber weitestgehend unerreichbar bleiben dürften.

1.7 Fazit

Der vorliegende Artikel zeigt auf, welchen Einfluss die Förderung nicht-konventioneller Gasvorkommen auf die Energiewirtschaft und das Investitionsklima in den USA und in Europa hat. Auf der gaswirtschaftlichen Seite kann die steigende Shale Gas-Förderung Rückgänge in der konventionellen Förderung in den USA mehr als kompensieren, so dass sich die Außenhandelsbilanz beim Erdgas trotz eines steigenden Gasverbrauchs verbessert. Das zusätzliche Gasangebot übt auch Druck auf die Gaspreise aus, die in der Folge in den letzten Jahren deutlich gesunken sind. Durch die niedrigeren Preise ist der Gasverbrauch, insbesondere durch hohe Wachstumsraten bei der Stromerzeugung aus Erdgas, gestiegen. Dadurch haben die niedrigeren Gaspreise auch zu rückläufigen Strompreisen geführt.

Neben diesen energiewirtschaftlichen Folgen der verstärkten Shale Gas-Förderung haben sich durch Rückgänge der Gas- und Strompreise auch die Investitionsbedingungen für die energieintensive Industrie in den USA stetig verbessert. Gleichzeitig war in Europa – und insbesondere in Deutschland – eine solche Entwicklung nicht zu beobachten. Damit ist der Wirtschaftsstandort USA im Vergleich zu Europa attraktiver geworden.

Obwohl sich diese Wettbewerbsvorteile (noch) nicht im Strom- und Gasverbrauch des US-amerikanischen Industriesektors niedergeschlagen haben, erscheint es wahrscheinlich, dass sie dies in Zukunft tun werden. Dies gilt insbesondere, da die Preise für Gas und Elektrizität in Deutschland wahrscheinlich auch dauerhaft über dem Niveau in Amerika liegen werden. Damit würden die beschriebenen Standortvorteile in den USA, insbesondere für die Ansiedelung von energieintensiver Industrie, zementiert. Neben einer psychologischen Komponente, die bei Investitionsentscheidungen immer mitspielt, würde eine lange Zeitspanne mit einer Preisdifferenz auch den Glauben an ein Andauern der Preisvorteile in den USA erhöhen. In einem solchen Fall ist damit zu rechnen, dass Investitionen, die sonst in Deutschland oder Europa getätigt worden wären, in den USA erfolgen.

Dieser Entwicklung ließe sich gegensteuern, indem die Investitionsbedingungen für die Industrie in Europa verbessert werden. Dies kann natürlich im Energiesektor passieren, beispielsweise durch die Schaffung eines Investitionsklimas, in dem Investoren in die Ausweitung des Energieangebotes investieren. Hierzu würde auch eine Umweltpolitik zählen, die – unter Beachtung der europäischen klima- und energiepolitischen Ziele – Energieträger wie z.B. nicht-konventionelles Erdgas von den Rahmenbedingungen zumindest nicht schlechter stellt als andere Energieträger. Dies kann jedoch auch in anderen Bereichen, beispielsweise durch maßvolle Tarifabschlüsse, Technologie- und (Energie-)Effizienzfördermaßnahmen oder Bürokratieabbau erfolgen.

Quellenverzeichnis

Adelman, Morris (1990): Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum, in: Review of Economics & Statistics, Band 72, Februar 1990, S. 1-10

Austvik, G., 2003, Norwegian Natural Gas - Liberalization of the European Gas Market, Oslo

BCG (2012): Press release, Rising US Exports, <http://www.bcg.com/media/pressreleasedetails.aspx?id=tcm:12-116389>

BGR (2009): Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Hannover

BGR (2012a): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Rohstoffen – Energiestudie 2012, Hannover

BGR (2012b): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf

BMWi (2010): Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung, www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland

BMWi (2012): Energiedaten, Tabelle 27, vom 7.6.2012.

BNP Paribas (2012): US Gas Exports: From Dream to Reality, Gas Trends September 2012, London

BP (2012): Statistical Review of World Energy, London

CFR (2012): The New North American Energy Paradigm: Reshaping the Future, Transkript der Rede von Rex W. Tillerson vom 27. Juni 2012 unter: <http://www.cfr.org/united-states/new-north-american-energy-paradigm-reshaping-future/p28630>

Commerzbank (2011): Deutschland: Branchen-Report Industrieprognose, https://www.commerzbanking.de/P-Portal1/XML/IFILPortal/cms/files/branchen_energie.pdf

Deutsche Bank (2011): Commodities Special – US LNG Export Deal Brings Greater Certainty, 28 October 2011, London

Deutsche Bank (2013): Commodities Weekly, 25 January 2013, London

EIA (div. Jahrgänge): Annual Energy Outlook, Washington

EIA (div. Jahrgänge): International Energy Outlook, Washington

Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg., 2012): 2011 State of the Markets Report, <http://www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/som-rpt-2011.pdf>

Foss, Michelle (2012): The Outlook for US Gas Prices in 2020 – Henry Hub at \$3 or \$10?, Oxford

Gény, Florence (2010): Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?, Oxford

GIS (2013): Energy: Shale Gas makes further inroads into Europe's energy mix, Geopolitical Information Service 26 March 2013, Vaduz

IEA, 2008, Development of competitive gas trading in Europe, Paris

IEA (2010): World Energy Outlook 2010, Paris

IEA (2012a): Golden Rules for a Golden Age of Gas – WEO 2012 Special Report, Paris

IEA (2012b): World Energy Outlook 2012, Paris

IEA ETSAP (2012): Unconventional Oil & Gas, www.etsap.org

Jensen, James (2004): The Development of a Global LNG Market – Is it likely? If so when?, Oxford

Jensen, James (2013): U.S. LNG Exports – An International Perspective, Washington

Joskow, Paul (2013): Natural Gas: From Shortages to Abundance in the U.S., <http://economics.mit.edu/files/8618>, eine gekürzte Version wird in der Mai Ausgabe des American Economic Review erscheinen.

Lohmann, H., 2006, The German Path to Natural Gas Liberalisation, Oxford

OPEC (2012): Annual Statistical Bulletin 2012, Wien

Rüster, Sophia (2010): Vertical Structures in the Global Liquefied Natural Gas Market: Empirical Analyses Based on Recent Developments in Transaction Cost Economics, Dresden

Seeliger, Andreas (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasmarkts bis 2030, München

Ströbele, Wolfgang; Pfaffenberger, Wolfgang; Heuterkes, Michael (2012): Energiewirtschaft, 3. Auflage, München
WEC (2012): Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's new, London

Weltbank (Hrsg., 2013): <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>