

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Enno Harks

Der globale Ölmarkt

Herausforderungen und Handlungsoptionen
für Deutschland

S 11
Mai 2007
Berlin

Alle Rechte vorbehalten.

Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
der Stiftung Wissenschaft
und Politik ist auch in Aus-
zügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

© Stiftung Wissenschaft und
Politik, 2007

SWP

Stiftung Wissenschaft und
Politik
Deutsches Institut für
Internationale Politik und
Sicherheit

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

ISSN 1611-6372

Inhalt

5	Problemstellung und Empfehlungen
7	Rohöl – globales Schmiermittel und Politikum
8	Die Relevanz von Öl heute und morgen
10	Ölmarkt – ein funktionierender Markt?
10	Ein vollkommener, globaler Markt
11	Ein unvollkommener Markt
12	Die Rente
14	Gefährdungen und Herausforderungen
14	Bedeutungsverlust der OECD-Länder
15	Konzentration der Reserven
16	Schwinden demokratischer Kontrolle
16	Verlust des Sicherheitspuffers – Freie Förderkapazitäten
18	Zunehmende Preisvolatilität und makroökonomische Konsequenzen
19	Der westliche »Peak« – alternativlose Abhängigkeit
20	Öl als Problem der Entwicklungspolitik
21	Handel und Transit: Chokepoints
22	Politisierung der Ressource Öl
24	Handlungsoptionen für Deutschland
24	Begrenzter Spielraum
25	Senkung der Ölintensität
25	Stärkung des Producer-Consumer-Dialogue: Das Internationale Energieforum
27	Förderung der Markttransparenz
27	Verbraucherkooperation: IEA und Einbindung relevanter Schwellenländer
28	Einstieg in den Ölausstieg: Verflüssigung von Biomasse
31	Schluss
31	Abkürzungen

*Enno Harks war bis Ende April 2007 Wissenschaftlicher
Mitarbeiter der Forschungsgruppe Globale Fragen*

**Der globale Ölmarkt.
Herausforderungen und Handlungsoptionen
für Deutschland**

Öl ist seit der Jahrtausendwende wieder zu einem tagesaktuellen Politikum geworden: sein Preis ist in historische Höhen gestiegen, die Situation im östlichen Mittleren Osten ist durch die Invasion des Iraks und die Konfrontation mit dem Iran im Streit über dessen Atomprogramm instabil geworden; ressourcenreiche Staaten scheinen die ihnen durch die Konkurrenz um die Ressourcen zugewachsene Machtfülle gezielt zu nutzen; und letztlich geraten die traditionellen Markt- und Machtgleichgewichte durch das Vordringen des neuen Großverbrauchers China in Schieflage. Diese Entwicklungen vollziehen sich bei Rohöl auf einem nahezu beispielhaft globalen Markt. Ihre Auswirkungen betreffen denn auch das gesamte internationale System.

Auch Deutschland ist betroffen: zum einen volkswirtschaftlich, denn die Kosten eines hohen Ölpreises und hoher Preisvolatilität, wenn sie auch geringer ausfallen als in den siebziger Jahren, gefährden den Wohlstand; zum anderen politisch, denn Deutschland, vollständig von Importen abhängig, ist konfrontiert mit einer Situation, in der sich die politischen Rahmenbedingungen im globalen Ölmarkt zuungunsten der Verbraucherländer verändern.

Fragestellung dieser Studie ist daher, welche Gefährdungen der Ölmarkt für Deutschland birgt und welche künftigen Entwicklungen sich hier abzeichnen. Darüber hinaus wird untersucht, welche Handlungsoptionen Deutschland hat, um diesen Gefahren auszuweichen oder deren Schadenswirkung zu verringern.

Die Gefährdungen Deutschlands durch die Abhängigkeit von Ölimporten und die Gegebenheiten und Entwicklungen des globalen Ölmarktes zeichnen sich deutlich ab. Zwar ist Deutschland in den letzten drei Jahrzehnten seit der ersten Ölkrise ökonomisch weniger verwundbar geworden, jedoch haben einige Entwicklungen der letzten Jahre neue Bedrohungen hervorgebracht oder alte verstärkt. Die Studie identifiziert neun Kernbedrohungen, deren Ursachen alle außerhalb Deutschlands, zumeist aber auch außerhalb der Lieferländer deutscher Ölimporte zu lokalisieren sind.

Um auf diese Bedrohungen angemessen reagieren zu können, stehen Deutschland eine Reihe von Handlungsoptionen offen:

- ▶ *Senkung der Ölintensität.* Die Kosten, die durch hohe Ölpreise oder hohe Preisvolatilitäten entstehen, sind abhängig von der Ölintensität einer Volkswirtschaft. Soll dieser Quotient aus Ölverbrauch und Bruttoinlandsprodukt (BIP) gesenkt werden, ist eine (Energie-)Politik anzustreben, die den Zähler (Ölverbrauch) reduziert oder den Nenner (BIP) erhöht. Hierzu ist insbesondere die Forschung und Entwicklung alternativer Kraftstoffe politisch zu flankieren.
- ▶ *Stärkung des Produzenten-Konsumenten-Dialogs.* Dieser Dialog, der seit 2003 im Rahmen des Internationalen Energieforums (IEF) in Riad institutionalisiert ist, dient der Vertrauensbildung und dem Abbau perzipierter Konfrontation zwischen Anbietern und Abnehmern von Öl. Deutschland sollte diesen Dialog nach Kräften unterstützen und sich dafür einsetzen, dass auch bisher nicht diskutierte, weil als hoch sensibel angesehene Themenfelder zur Sprache kommen. Hierzu zählt insbesondere der Austausch über mittelfristige Markterwartungen (wodurch die Planbarkeit von Angebotskapazitäten verbessert und so Ungleichgewichte vermieden werden können) und das Gespräch über Finanzierung und Management versorgungssicherheitspolitisch relevanter Infrastruktur, darunter etwa freie Förderkapazitäten und Pipelinetrassen, welche die Straße von Hormuz umgehen.
- ▶ *Förderung der Markttransparenz.* Ein Charakteristikum des Ölmarktes ist seine große Intransparenz. Sie beruht zum einen darauf, dass nur ein geringer Teil des weltweit angebotenen Öls auf Spotmärkten gehandelt wird, zum anderen darauf, dass nur für die 26 Mitgliedsländer der Internationalen Energieagentur (IEA) aktuelle Informationen über so zentrale Parameter wie Produktion, Verbrauch und Import verfügbar sind. Die hierdurch entstehende Marktverunsicherung zu reduzieren ist das Ziel der Joint Oil Data Initiative. Deutschland sollte eine Ausweitung dieser Initiative unterstützen.
- ▶ *Einbindung der neuen Großverbraucher in die IEA.* Die Internationale Energieagentur, die einzige globale energiepolitische Institution, rekrutiert ihre Mitglieder aus den Ländern der OECD. Die durch den Aufstieg Chinas und Indiens bedingte Veränderung der Energiemärkte legt es jedoch nahe, auch diese Verbraucher in den energiepolitischen Dialog einzubinden. Hier sollten Initiativen geprüft werden,

die deren Assoziierung oder Mitgliedschaft ermöglichen.

- ▶ *Einstieg in den Ausstieg aus Öl: Biomass-to-Liquid (BTL).* Angesichts der Gefährdungen Deutschlands durch die Abhängigkeit von Ölimporten erscheint es sinnvoll, den langfristigen Ausstieg aus dem Verbrauch von Öl politisch zu begleiten und zu fördern. Mit der Verflüssigung von Biomasse (Biokraftstoff der sogenannten zweiten Generation) ist in den letzten Jahren eine Technik entstanden, die die Möglichkeit bietet, Kraftstoffe zu mittelfristig akzeptablen Kosten herzustellen und auch innerhalb Europas ein stattliches Produktionspotential aufzubauen, das ein Drittel des Kraftstoffverbrauchs decken könnte. In der OECD werden jährlich 225 Mrd. Euro an Agrarsubventionen aufgewendet – die Umlenkung auch nur eines Bruchteils dieser Summe in die Herstellung von BTL-Kraftstoffen wäre ein großer Schritt. Transatlantische Agrarlobbies wären für dieses Vorhaben leicht zu gewinnen, und Deutschland könnte mit einem solchen Vorschlag im Rahmen der G 8 deutliche Impulse zur Beruhigung des Ölmarktes geben.

Rohöl – globales Schmiermittel und Politikum

Der Ölpreis ist seit 2004 langsam, aber unaufhaltsam gestiegen und hat im Sommer 2006 Rekordhöhen von knapp unter 80 US-Dollar pro Fass erreicht – ein Niveau, das preisbereinigt nur noch einige Dollar unter dem Allzeithoch zu Beginn des Iran-Irak-Krieges 1980 liegt. Zwar fällt dieser Preis in eine Phase historisch außergewöhnlich kräftigen weltwirtschaftlichen Wachstums – und die Gefahr makroökonomischer Belastungen scheint sich nicht realisiert zu haben –, doch machen sich die Verbraucherstaaten berechnete Sorgen über Höhe und Dauer des Anstiegs.

Doch nicht nur der Preis, sondern insbesondere auch einige geopolitische Veränderungen der letzten Jahre haben das Augenmerk verstärkt auf die Rohstoffmärkte und hier vor allem auf Öl gelenkt. Allen voran ist unter diesen Veränderungen das unerwartet energische Emporkommen Chinas als neuer Großverbraucher auf den Welt-Energiemärkten zu nennen. Die Volksrepublik, bis 1993 noch Ölexporteur, ist innerhalb eines Jahrzehnts zum drittgrößten Ölimporteur der Welt avanciert, ihre Ölimporte sind zwischen 2000 und 2006 auf das 2,5fache angewachsen.¹ Obwohl diese Entwicklung in ähnlicher Weise auch nahezu alle anderen Güter der Weltwirtschaft betraf, ist sie doch bei Öl am deutlichsten sichtbar gewesen. Dabei weist das Gebaren der chinesischen Führung bzw. staatlicher Ölkonzerne in den weltweiten Förderregionen deutliche Symptome eines »Latecomer«-Syndroms auf: mit sichtlicher finanzieller und geopolitischer (Über-)Anstrengung wird hier versucht, einen Platz im internationalen Ölmarkt zu erkämpfen, den man – letztlich aus fehlendem Vertrauen in das Funktionieren des Marktes und aus Großmachtambitionen – zu benötigen und beanspruchen zu können glaubt.

Des Weiteren haben die Veränderungen der weltpolitischen Perzeption der Supermacht USA in der Folge des 11. September 2001 und insbesondere die Invasion des Iraks die Vorzeichen der künftigen Entwicklung der weltweit ölreichsten Region sehr viel unklarer werden lassen. Der Mittlere Osten ist jedoch als Heimat von gut zwei Drittel aller noch verbleiben-

den Weltölreserven Dreh- und Angelpunkt der Ölversorgung – anders als 1973 bei Ausbruch der ersten Ölkrise sind die Industrieländer von dieser Region heute unausweichlich abhängig.²

Die absolute und kurzfristig alternativlose Abhängigkeit des industrialisierten Westens von Öl hat diesen Rohstoff ins Zentrum des politischen Interesses gerückt: Öl ist zum alleinigen Energieträger des weltweiten Verkehrs-/Transportsektors geworden und somit eine notwendige Voraussetzung für das Funktionieren eines neuralgischen volkswirtschaftlichen Sektors. Ein Ausfall der Kraftstoffversorgung hätte gravierende Folgen für die gesamte industrialisierte Infrastruktur. Deutliche makroökonomische Folgen hätte aber auch schon ein signifikanter Preisanstieg.

Hinzu kommt, dass Öl ein nicht-erneuerbarer (da fossiler) Rohstoff ist, dessen Ende als volkswirtschaftlich bzw. gesamtgesellschaftlich relevante Ressource im nächsten halben Jahrhundert absehbar ist. Dies bedeutet keineswegs, dass die Ölreserven zu diesem Zeitpunkt erschöpft sein werden noch dass Öl nicht mehr produziert wird. Vielmehr ist anzunehmen, dass Öl nach Erreichen des Fördermaximums so teuer sein wird, dass es nicht mehr zur Verbrennung in Motoren eingesetzt wird (sondern nur noch zur Herstellung von Spezialkunststoffen).

Schließlich ist eines der fundamentalen mit dem Energieträger Öl verbundenen Probleme die ausgeprägte Konzentration der noch verbleibenden Reserven in einer Handvoll Ländern – die staatlich überdies häufig nicht stabil oder nicht demokratisch verfasst sind oder auch nur transparente Strukturen aufweisen. Diese Konstellation lässt auf der einen Seite das Damoklesschwert von Lieferunterbrechungen über den Verbraucherländern schweben. Auf der anderen Seite verleiht sie den Ressourcenstaaten große politische und sicherheitspolitisch relevante Verhandlungsmasse, die diese Staaten in den letzten Jahren (wieder) vermehrt als Machtwährung gesehen und eingesetzt haben. Letztlich wäre es im gegenwärtigen internationalen System auch naiv anzunehmen, dass Länder die ihnen durch Ressourcenreichtum zufallende oder zugeschriebene Macht nicht nutzen würden.

¹ Siehe International Energy Agency (IEA)/OECD, *Monthly Oil Market Report*, Ausgaben 2002–2006, <www.oilmarketreport.org>.

² Siehe mehr dazu in Kapitel »Der westliche ›Peak‹«, S. 19f.

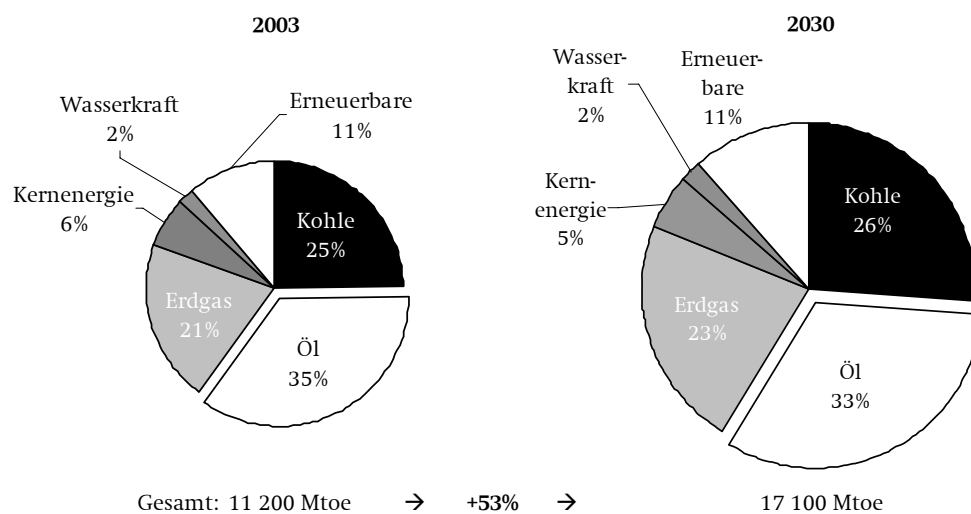
Die Relevanz von Öl heute und morgen

Seit Erdöl gegen Ende des Zweiten Weltkriegs Kohle als wichtigsten Rohstoff der Industrieländer abgelöst hat, erlebte es einen rasanten Aufstieg und ist zum zentralen Schmiermittel der internationalen Wirtschaft geworden. Die beiden Ölkrisen 1973/74 und 1979/80 hatten zwar zeitweilig signifikante Rückgänge des weltweiten Ölverbrauchs zur Folge und insbesondere eine nachhaltige Veränderung der Verbrauchsstruktur sowie Effizienzsprünge bewirkt, jedoch hat sich langfristig im Zeitraum 1971–2004 der Verbrauch von Öl weltweit um 68% erhöht (innerhalb der OECD-Länder um +35%). Entsprechend hat Öl heute den führenden Rang im Welt-Energiemix, weit vor Kohle und Erdgas, sein Anteil am Primärenergieverbrauch in den Industrieländern der OECD lag im Jahre 2004 bei gut 41% (Deutschland 36%).³

Prognosen des zukünftigen Energiemix der Welt sagen übereinstimmend voraus,⁴ dass Erdöl die Spitzenstellung als wichtigster Energieträger in den kommenden Jahrzehnten behalten wird. Dies liegt insbesondere am rasanten Wachstum der Ölnachfrage im Verkehrssektor im Zuge der Motorisierung der Entwicklungs- und Schwellenländer, die mit der weltwirtschaftlichen Entwicklung einhergeht: Rund zwei Drittel des gesamten Verbrauchszuwachses bis 2030 werden auf ihr Konto gehen – und ein Großteil hiervon wird in den Transportsektor fließen. Die Nachfrage in Industrieländern der OECD wird bis 2030 eher verhalten wachsen, und Europa wird an diesem Wachstum nur einen kleineren Anteil haben (+0,2% p.a.). Für Deutschland sehen die Prognosen parallel zum sinkenden Primärenergieverbrauch einen abneh-

Grafik 1

Welt-Primärenergieverbrauch, 2003 und 2030 (Anteile in %)



Anm.: Mtoe = Million Tons of Oil Equivalent.

Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2006*, Paris, November 2006.

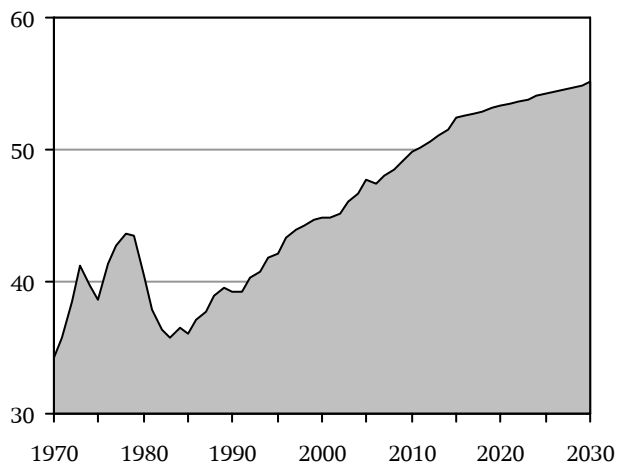
³ Alle folgenden historischen quantitativen Angaben entstammen, wenn nicht ausdrücklich auf anderes hingewiesen wird, den statistischen Publikationen der IEA/OECD: *Balances of Non-OECD Countries*, *Balances of OECD Countries*, *Oil Information*, *Natural Gas Information*, jeweilige Ausgaben von Juni bzw. Juli 2006.

⁴ In den Größenordnungen unterscheiden sich die gängigsten Prognosen kaum; siehe unter anderem die Veröffentlichungen der IEA, von Prognos/Energiwirtschaftliches Institut (EWI) oder der Europäischen Kommission. Im folgenden beziehen sich alle quantitativen Prognosewerte, wenn nicht anders angegeben, auf die Prognose der IEA: *World Energy Outlook 2006*, Paris, November 2006.

menden Ölverbrauch voraus (um -13% auf 2,3 Millionen barrel per day [mb/d] im Jahre 2030),⁵ nicht nur aufgrund der hohen Verbrauchssteuern auf Öl, sondern auch aufgrund schrumpfender Bevölkerungszahlen, steigender technischer Effizienz des Fahrzeugparks und sich verändernder Wirtschaftsstrukturen. Gleichwohl wird auch in Deutschland Erdöl im Jahre 2030 den Energiemix mit einem Anteil von 38% dominieren.

Grafik 2

OECD-Ölverbrauch, 1970-2030 (in mb/d)



Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2006*.

⁵ Siehe Energiewirtschaftliches Institut (EWI)/Prognos, *Energierport IV*, Köln/Basel, April 2005, S. 379.

Ölmarkt – ein funktionierender Markt?

Ein vollkommener, globaler Markt

Der Ölmarkt kann als Lehrbuchbeispiel eines globalen Marktes gelten: seine Handelsströme durchziehen die gesamte Welt, seine Transportinfrastruktur läuft über zehntausende Kilometer Pipelines und viele tausend Tanker, Rohöl und Ölprodukte werden auf mehreren Spotmärkten der Welt gehandelt.⁶ Anders als die meisten anderen Waren- oder Rohstoffmärkte ist der Markt für Öl tatsächlich hochgradig integriert und kann in seiner Funktionsweise letztlich als perfekt gelten. Im Jahre 2006 wurden täglich 86 Millionen Fass Rohöl produziert, im gesamten Jahr 31,4 Milliarden Fass – ein erkleckliches Quantum. Das Rohöl wird dann über weite Strecken international transportiert und in Raffinerien zu Produkten verarbeitet. Nur diese Produkte können vom Verbraucher genutzt werden, und hierfür werden sie wiederum gehandelt und zum Teil über große Strecken (unter anderem den Atlantik) transportiert. Alle Stufen der Produktion sind hochgradig national und international vernetzt und sind bestimmend für die Industrie mit dem größten weltweiten Handelsvolumen. Das produzierte Rohöl allein hatte im Jahre 2006 einen Wert von ca. 2000 Mrd. US-Dollar, der Anteil von Öl am gesamten Welthandel betrug 2005 gut 17%.⁷

Aufgrund dieser hochgradigen Vernetzung ist ein physischer Ausfall der Ölversorgung äußerst unwahrscheinlich. Denn die außergewöhnlich hohe Flexibilität der Lieferbeziehungen und die Fungibilität⁸ der Ressource bewirken, dass ein Ausfall der Ölproduktion in einem Land oder auch eine Lieferunterbrechung an einem Punkt im Transportsystem jederzeit durch den alternativen Einkauf von anderer Seite ausgeglichen

⁶ Preis- und marktbestimmend sind hierbei die Börsen New York Mercantile Exchange (NYMEX; New York) und die International Petroleum Exchange (London), seit 2005 umbenannt in Intercontinental Exchange (ICE).

⁷ Inklusive anderer aus den Bergwerken stammender Rohstoffe (die allerdings einen geringen Wert haben); siehe World Trade Organization (WTO), *World Trade Report*, Washington 2006, S. 4.

⁸ Diese Austauschbarkeit ist tatsächlich aber nicht vollständig; siehe mehr dazu im nächsten Kapitel. Letztlich ist die relative Verfügbarkeit bestimmter Sorten jedoch nur ein weiterer preistreibender Faktor.

werden kann – das Gleichgewicht wird dann auf dem Markt über den sofort reagierenden Preis hergestellt. Beispiele für solche Produktions- bzw. Lieferausfälle sind unter anderem der Totalausfall der Ölproduktion in Venezuela zwischen Dezember 2002 und Januar 2003, als durch den Generalstreik im Lande die Produktion des drittgrößten Ölexporteurs der Welt vollständig zum Erliegen kam. Der größte Importeur des venezolanischen Öls, die USA, konnten sich aber ohne Schwierigkeiten auf anderen Märkten versorgen. Venezuelas Produktionsstopp hat also physisch keine Versorgungsausfälle verursacht – aber eine deutliche Preisreaktion. Andere Beispiele für das Funktionieren dieser Marktmechanismen sind der Ausfall der irakischen Produktion bei/nach der Invasion von 2003, Tankerunfälle und -diebstähle, unterbrochene Pipelines usw. Letztlich kann daher argumentiert werden, dass ein physischer Ausfall der Ölversorgung mehr als unwahrscheinlich ist.⁹

Diese physische Liefersicherheit wurde jedoch zu einem hohen Preis erkaufte, denn Versorgungsstörungen an jedem beliebigen Segment des integrierten Marktes lassen den Ölpreis in die Höhe schnellen, die makroökonomischen Folgen treffen alle Marktteilnehmer weltweit. Auf dem Ölmarkt ist daher heute auch die rein physische Sichtweise der Versorgungssicherheit einer ökonomischen gewichen: die Frage der makroökonomischen Verwundbarkeit durch Ölpreisausschläge steht im Vordergrund. Auch Deutschlands Importe, die zu gut drei Vierteln aus den vermeintlich sicheren Quellen Europa und Russland kommen, werden bei einem Ausfall der Lieferungen aus dem Mittleren Osten zu Weltmarktpreisen eingekauft werden müssen. Diese Preise werden auch für jene gelten, die direkt aus der Krisenregion importieren – das wird durch Arbitrage im integrierten Markt sichergestellt. Letztlich bedeutet dies, dass ein besonderer (außen-)politischer Fokus der Verbraucherländer auf die Sicherheit und Stabilität der Herkunftsländer der eigenen Importe keine versorgungspolitische Bedeu-

⁹ Dass bei einer Produktions- oder Lieferunterbrechung die Öltransportkapazitäten ein Flaschenhals sein können, ist letztlich nur ein weiterer Faktor, der den Preis des verfügbaren Öls bestimmt, und kein Beweis für fehlende Fungibilität.

tung hat. Das Interesse deutscher Versorgungssicherheit hat sich vielmehr auf die Stabilität aller Produzentenländer und das Wohlergehen/Funktionalisieren des gesamten weltweiten Marktes zu richten.

Ein unvollkommener Markt

Wenn der Ölmarkt auch wie dargestellt mit seiner Fähigkeit, kurzfristig Angebotsmengen zur Verfügung zu stellen, als ein hochflexibler und perfekt funktionierender Markt gelten kann, weist er andererseits einige Züge auf, die ihn zu einem Lehrbuchbeispiel eines imperfekten Marktes machen.

Zu diesen Merkmalen zählt zunächst, dass der Markt beherrscht wird von einer relativ kleinen Zahl von Käufern und Verkäufern, genauer: von den wenigen noch vorhandenen großen internationalen (westlichen) Ölfirmen¹⁰ und einigen großen staatlichen Ölproduzenten.¹¹ Zudem hat die hohe vertikale Integration der Ölfirmen dazu geführt, dass die Unternehmen sowohl auf der Angebotsseite (Produktion) als auch auf der Nachfrageseite (Raffinerien) gleichzeitig operieren, was ihnen strategisches Marktverhalten ermöglicht.¹²

Des Weiteren ist der Zugang zu den Ressourcen begrenzt. Diese Begrenzung ist auf der einen Seite ökonomisch bedingt, denn die Produktion von Öl ist äußerst zeit- und vor allem kapitalintensiv. Von der Exploration bis zur Produktion des ersten Fasses Öl vergehen in der Regel 7–10 Jahre, für die Errichtung von Produktionsanlagen mit einer Kapazität von einer Million Barrel pro Tag sind gut 15–20 Mrd. US-Dollar¹³ zu veranschlagen – für mögliche Wettbewerber eine prohibitiv hohe Investition. Auf der anderen Seite ist der Zugang zu den Ressourcen politisch begrenzt, denn die Staaten mit den großen Ressourcenvorkommen verwehren anderen Akteuren des Weltmarktes die Exploration und Förderung auf ihrem Territorium.

10 Nach den Fusionen des letzten Jahrzehnts sind die derzeit größten Firmen: ExxonMobil, ChevronTexaco, ConocoPhillips, BP (Amoco, Arco), Royal Dutch Shell, Total (FinaElf).

11 Die heute für ca. 85% der Weltölproduktion verantwortlich sind; siehe dazu unten das Kapitel »Konzentration der Reserven«, S. 15f.

12 Als Belege für solch strategisches Verhalten können zählen: die sogenannte »Asian price premium«, die Japan für Öl aus dem Mittleren Osten zahlen muss; die Preismanipulationen, die auf dem Markt für Brent-Nordseeöl in den neunziger Jahren festgestellt werden konnten.

13 Kosten mit zukünftig steigender Tendenz: siehe IEA, *World Energy Outlook 2006* [wie Fn. 4], S. 325.

Die nationale Gesamtfördermenge wird in diesen Ländern entweder direkt oder indirekt staatlich fixiert und unterliegt somit nicht den Gesetzen des Marktes.

Interessanterweise entspricht Rohöl auch nicht den Kriterien eines Gutes im vollkommenen Markt, denn es ist weltweit keineswegs homogen. Die international gehandelten Rohölsorten weisen deutlich unterschiedliche Qualitäten auf, manche von ihnen können nur in eigens für sie hergerichteten Raffinerien verarbeitet werden. Zudem eignen sich einige Sorten besser für bestimmte Ölprodukte, wie zum Beispiel nigerianisches Öl für Benzin und saudisches Öl für Heizöl. Die Folge ist, dass abhängig von der saisonalen Nachfrage einige Rohölsorten kaum nachgefragt werden.¹⁴ Folglich ist Öl, anders als zum Beispiel Erdgas oder Gold, weltweit keineswegs eine zu 100% fungible Ware.

Hinzu kommt, dass in deutlichem Kontrast zur allgemeinen Wahrnehmung Informationen über das Geschehen auf dem Ölmarkt äußerst spärlich und unvollständig sind. Zwar ist der Spotmarkt transparent und sind die an ihm festgestellten Preise für die Rohölsorten Brent und West Texas Intermediate (WTI) weltweit abfragbar, doch werden nur maximal die Hälfte der täglich weltweit gehandelten Mengen über die Spotmärkte in New York und London abgewickelt.¹⁵ Der überwiegende Teil des Öls wird auf der Basis langfristiger Verträge geliefert, deren Einzelheiten unbekannt sind; das gilt insbesondere für den Verkaufspreis. Häufig sind die Preise an einen der internationalen Spotpreise angebunden, allerdings enthalten die Preisformeln unbekannte, häufig politische, zumindest aber nicht marktbasierende Elemente. Im Falle des Ölmarktes ist Visibilität nicht mit Transparenz gleichzusetzen.

Zu guter Letzt bietet auch die Geschichte des Ölmarktes ein Bild, das sich kaum mit der Vorstellung eines vollkommenen Marktes in Übereinstimmung bringen lässt. So waren die ersten fünf Jahrzehnte nach dem Ölfund 1859 geprägt von dem Monopol der

14 Dies betraf zum Beispiel saudisches Öl im Sommer 2006, das trotz weltweiter Knappheit und historisch hohen Preises um 75 US-Dollar/bbl keine Abnehmer fand; siehe unter anderem Bassam Fattouh, *Oxford Energy Comment*, Oxford, Juni 2006, S. 8.

15 Der tatsächliche Anteil von Spotkäufen am Ölhandel ist aufgrund der hohen Intransparenz des Marktgeschehens nur sehr schwer zu erschließen. Allgemein übliche Angaben variieren zwischen 33% und 50% des Weltölhandels; siehe unter anderem Informationen der niederländischen Tamoil, <www.tamoil.com>, des *Handelsblattes* (Rohstoffe und Devisen, 2.9.2005) oder auch der Energy Information Administration (EIA) unter <www.eia.doe.gov>.

Standard Oil. Nach deren Zerschlagung 1911 waren im damals weltbeherrschenden Markt USA bis Ende des Zweiten Weltkriegs sehr tiefgreifende Interventionen der Regierung in Preis, Mengen und Exporte die Normalität, der Markt war also keineswegs sich selbst überlassen.¹⁶ Nach dem Zweiten Weltkrieg begann eine Phase des Oligopols, als die sogenannten Seven Sisters, die damals größten Ölfirmen,¹⁷ den Weltmarkt beherrschten. Seit dem Ölboykott 1973 (und der Verstaatlichung des Produktionsbesitzes der Sieben Schwestern) wird der Ölmarkt bestimmt von der Kartellmacht der Opec, die mit Produktionsbeschränkungen kurzfristig, vor allem aber durch Zugangsverbote langfristig in den Markt eingreift.¹⁸ Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Ölmarkt seit Beginn des Ölzeitalters stets von Eigenschaften bestimmt war, die weit von den Idealen eines vollkommenen Marktes entfernt sind.

Die Rente

Angesichts dieser Unvollkommenheiten kann der heutige Ölmarkt daher in seiner langfristigen Allokationsfunktion von Angebot und Nachfrage kaum als ein vollkommener Markt gelten. Sichtbarstes Zeichen für das Marktversagen, das insbesondere auf dem Ausschluss des Marktzugangs zu den Ressourcen vieler Staaten beruht, ist die Tatsache, dass sich der Preis für das Gut Rohöl, anders als von der volkswirtschaftlichen Theorie vorhergesagt, nicht auf dem Niveau der langfristigen Grenzkosten der Produktion befindet,¹⁹ sondern weit darüber. Dies ist auf Gütermärkten eine ungewöhnliche Konstellation, denn im Normalfall tendiert der Wert dieser Differenz von Marktpreis und Produktionskosten, auch Rente genannt, durch den

¹⁶ Siehe unter anderem Daniel Yergin, *Der Preis – Die Jagd nach Öl, Geld und Macht*, Frankfurt a.M.: Fischer Taschenbuch Verlag, 1993, S. 269ff.

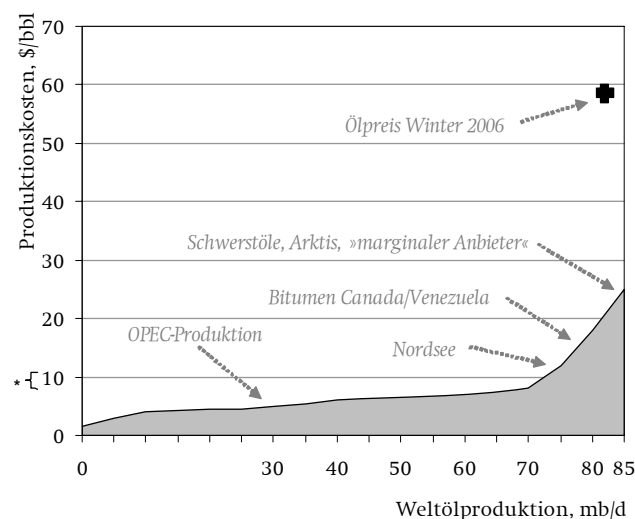
¹⁷ Diese waren: Standard Oil of New Jersey (später ExxonMobil), Royal Dutch Shell, British Anglo-Persian Oil Company (später BP), Standard Oil of New York (später ExxonMobil), Standard Oil of California (später ChevronTexaco), Gulf Oil (später Chevron), Texaco (später ChevronTexaco).

¹⁸ Insbesondere durch Beschränkungen des Ressourcenzugangs; siehe Kapitel »Konzentration der Reserven«, S. 15f.

¹⁹ Als Grenzkosten werden diejenigen Kosten bezeichnet, die für die letzte zur Verfügung gestellte Mengeneinheit aufgewendet werden müssen – also die Kosten des letzten am Markt agierenden (marginalen) Anbieters.

Eintritt weiterer Anbieter in den Markt gegen Null.²⁰ Die Marktbedingungen bei Öl hingegen – ein Marktpreis von knapp 60–70 US-Dollar pro Fass im Jahre 2006 und Produktionskosten des marginalen Anbieters in Höhe von ca. 25 US-Dollar/Barrel (bbl) – ermöglichen den Produzenten außergewöhnlich hohe Renditen (siehe Grafik 3). Berücksichtigt man, dass die weltweit *durchschnittlichen* Produktionskosten bei nur 10 US-Dollar/bbl liegen, wird deutlich, warum die ökonomische Attraktivität von Öl in den Produzentländern überaus hoch ist.

Grafik 3
Produktionskostenkurve Öl



* Hypothetischer Wert im freien Markt.

Quelle: Eigene Berechnungen.

In einer eher abstrakten Betrachtung des Ölmarktes kommt noch hinzu, dass sich im hypothetischen Fall des freien Marktes, in dem weder die Opec noch Restriktionen für den Zugang zu den weltweiten Ölreserven existierten, der größte Teil der Weltölproduktion in den Ländern mit der kostengünstigsten Produktion befände. Und das sind die Länder des Mittleren Ostens, in denen die Produktionskosten um 5–10 US-Dollar pro Fass betragen²¹ – konsequenterweise würde sich der Marktpreis für Öl ungefähr bei dieser Größe einpendeln. Erst nach Abbau der in der

²⁰ Ein marktüblicher Profit, eine Kapitalrendite, ist in den langfristigen Grenzkosten enthalten.

²¹ Öl wäre dann eine Ressource wie Kohle, Kupfer, Zink, Aluminium oder Weizen. Erdöl wäre unter diesen Gegebenheiten aufgrund seiner bisher unersetzbaren Funktion im Verkehrssektor zwar weiterhin eine strategische Ressource, doch wäre sein Preis signifikant niedriger.

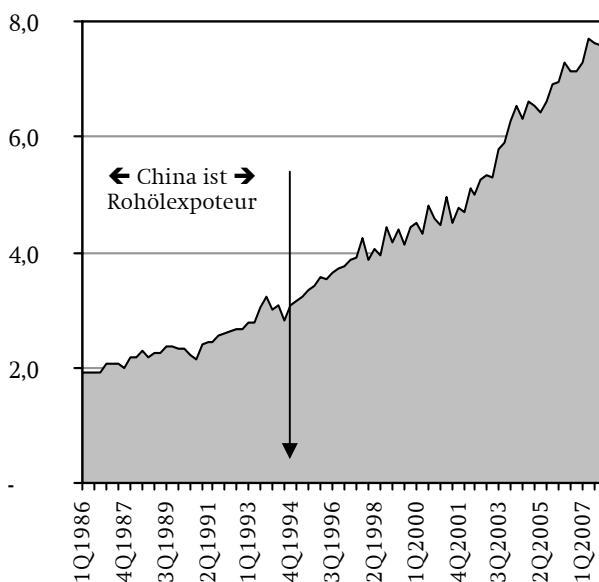
Region vorhandenen Reserven würde der Markt in Gebiete mit höheren Produktionskosten ausweichen – und der Preis somit steigen. Diese Situation ist vergleichbar mit derjenigen in den Jahren bis 1973, als der Marktzugang zu den Ressourcen relativ unbeschränkt war und der globale Preis (real) um die 10–12 US-Dollar pro Fass betrug. Die heutige Produktionsstruktur, die die teuersten Rohöle fördert, bevor die billigsten abgebaut sind, ist ein deutliches Indiz für Marktversagen auf der Angebotsseite.

Gefährdungen und Herausforderungen

Bedeutungsverlust der OECD-Länder

Ein guter Teil der energiewirtschaftlichen, aber auch der geopolitischen Zuspitzung der Lage auf dem globalen Ölmarkt in den letzten Jahren ist auf die außerordentlich hohen Wachstumsraten Chinas zurückzuführen. Bis 1993 noch Exporteur von Rohöl, sind Chinas Importe seither steil gestiegen – mit gut 3,8 mb/d hält die Volksrepublik nach den USA und Japan nun Rang 3 der weltgrößten Importeure.

Grafik 4
Chinesische Ölnachfrage,
erstes Quartal 1986 bis viertes Quartal 2007 (in mb/d)



Quelle: IEA, *Oil Information*, Juni 2006.

Prognosen über den weiteren Verlauf der chinesischen Ölnachfrage sind naturgemäß äußerst schwierig, denn die rasante Entwicklungsgeschwindigkeit eines Reiches mit 1,3 Milliarden Menschen ist geschichtlich einmalig und Reformnotwendigkeiten und insbesondere -fähigkeiten des Systems sind unbekannt. Als sicher kann dennoch gelten, dass die Motorisierung Chinas zunehmen wird. Heute besitzen nur 22 von 1000 Einwohnern in China ein Auto, in den USA sind es 760 von 1000 Einwohnern (und ca.

500 in Europa).²² Für eine rasante Ausdehnung des Verkehrssektors und einen rapiden Anstieg des Ölverbrauchs ist daher noch viel Raum. Auch scheint nicht unmöglich, dass der Ölverbrauch weiterhin um jährlich 8% wächst, wie die Entwicklung Südkoreas als historischer Vorläufer belegt: Auch dieses asiatische Land wies in seiner Industrialisierungsphase außerordentlich hohe BIP-Wachstumsraten von 7,4% pro Jahr und ein Ölverbrauchswachstum von 8,7% zwischen 1980 und 1997 auf – ähnlich den Werten, die China zwischen 2000 und 2005 verbuchte (respektive 8,5% und 8,4%). In ihrem Industrialisierungs- und Aufholprozess sind beide Länder zumindest in gewisser Hinsicht miteinander vergleichbar – und das lange Anhalten der koreanischen Wachstumsphase (17 Jahre) lässt vermuten, dass auch in China ein ähnlicher Boom möglich ist.

Ein solches Szenario hätte zum einen die Konsequenz, dass die aktuelle Angespanntheit der Rohstoffmärkte für einige Zeit anhalten könnte; dies gilt umso mehr, als es bei Öl mehrere Jahre dauert, bis neue Produktionskapazitäten erstellt sind. Wichtiger aber noch ist zum anderen, dass mit der starken Entwicklung der Schwellen- und Entwicklungsländer ein deutlicher Bedeutungsverlust der OECD-Länder einhergeht. Betrug Anfang der siebziger Jahre der Anteil der OECD am Ölmarkt noch knapp 75%, liegt er heute bei 60% und wird durch den Aufstieg der Schwellenländer bis 2030 weiter auf ca. 47% sinken.²³ Dadurch vermindert sich der Einfluss, den die heutigen Industrieländer auf die Bedingungen des globalen Marktes haben, insbesondere aber stellt eine solche Entwicklung die heute existierenden Institutionen internationaler Energiepolitik in Frage. Folglich müssen diese Institutionen den geänderten Bedingungen angepasst werden – oder sie werden irrelevant.

²² Siehe IEA/UNEP, *Fueling the Future*, Workshop on Automobile CO₂ Reduction and Fuel Economy Improvements, Oktober 2004, <www.iea.org/Textbase/work/2004/shanghai/background.pdf>.

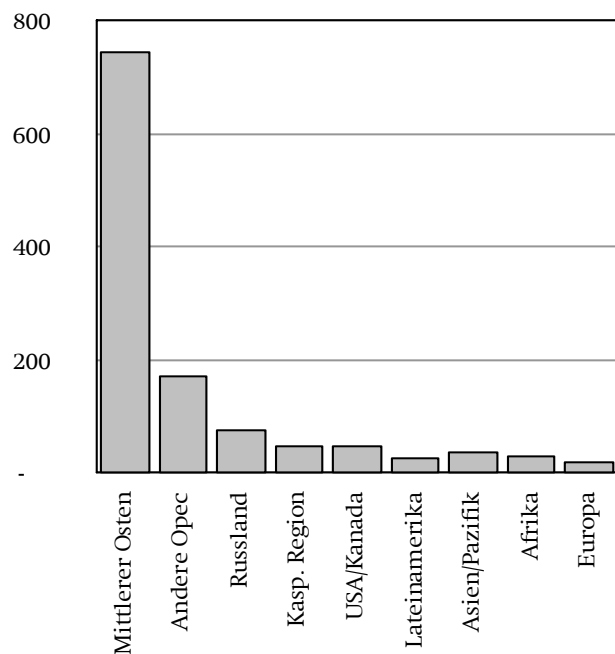
²³ Siehe IEA, *Oil Information*, Paris 2006; IEA, *World Energy Outlook 2006* [wie Fn. 4].

Konzentration der Reserven

Eines der fundamentalen Probleme in Verbindung mit dem Rohstoff Öl ist die hohe Konzentration der verbleibenden Reserven in einer Handvoll Ländern. 62% der Weltölreserven liegen in den Ländern des Mittleren Ostens, weitere 14% lagern in den fünf Opec-Staaten, die sich außerhalb dieser Region befinden.²⁴ Wie aus Grafik 5 zu ersehen, sind alle anderen Vorkommen vergleichsweise klein. Dies gilt langfristig auch für den Raum der ehemaligen Sowjetunion mit einem Anteil von insgesamt nur knapp 10% der Weltreserven. Diese Konzentration hat deutliche sicherheits-, geo- und energiepolitische Konsequenzen.

Grafik 5

Erdölreserven weltweit, Ende 2005 (Mrd. Fass)



Anm.: Konventionelle Reserven.

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2006.

Nicht die hohe Konzentration der verbleibenden Reserven an sich ist problematisch. Denn auch andere volkswirtschaftlich relevante Ressourcen sind hochgradig konzentriert (in Bezug auf Reserven oder Produktion), und die Märkte, auf denen sie gehandelt

²⁴ Die dargestellten Größenverhältnisse betreffen die konventionellen Rohölreserven. Doch auch wenn man einem häufigen Einwand stattgeben und von den nicht-konventionellen zumindest die kanadischen Ölsände berücksichtigen würde (ca. 170 Mrd. Fass), wäre der Balken für Nordamerika zwar höher, das allgemeine Bild verschöbe sich dadurch allerdings nicht.

werden, funktionieren – wie die Märkte für die Industrierohstoffe Wolfram, Platin und Niob²⁵ –, ohne dass geopolitische Verwerfungen zu beobachten sind.

Drei Aspekte lassen die Reservenkonzentration von Öl jedoch zu einem weltpolitischen Problem werden: erstens hat der weltweite Markt keinen Zugang zu den Ressourcen des Mittleren Ostens; es entscheiden daher nicht die Bedingungen des weltweiten Marktes, insbesondere das Niveau heutiger oder erwarteter Nachfrage, über die Höhe der Produktion bzw. Investition in Öl, sondern die Staatseliten der betreffenden Länder. Diese Eliten indes haben zumeist auch Kriterien zu berücksichtigen, die sich nicht am Wohl und Gleichgewicht des weltweiten Marktes orientieren. Vielmehr spielen politische Überlegungen über den aus rein nationaler Sicht optimalen Pfad des Abbaus der vorhandenen Ölreserven²⁶ eine ebenso große Rolle wie die Anforderungen der Gesellschaft bzw. Verteilungskämpfe um die Öleinnahmen. In der Folge sind die Ölinvestitionen geringer, als sie im Falle freien Marktzutritts wären, die Produktionskapazität ist geringer und der Preis höher.

Zweitens weisen die Länder des Mittleren Ostens zumeist undemokratische und/oder instabile Staatsgefüge auf, die großem innenpolitischem Druck (unter anderem aufgrund von Bevölkerungsentwicklungen) ausgesetzt, aber zumeist unfähig zu einschneidenden Reformen sind. Dies wirft die Frage auf, inwieweit die heutigen politischen und gesellschaftlichen Strukturen der ölexportierenden Staaten von Dauer und inwieweit die westliche Außenpolitik gegenüber diesen Staaten langfristig nachhaltig ist. Ein Umsturz eines Staates oder der Zerfall des momentanen (fragilen) Gleichgewichts im Persischen Golf hätte katastrophale Folgen für den Ölmarkt.

Drittens und letztlich liegen die verbleibenden Ölreserven in direkter geographischer Nähe zur weltweit bedeutendsten maritimen Wasserstraße, der Straße von Hormuz. Eine Unterbrechung der Schiffstransporte auf dieser Wasserstraße brächte die welt-

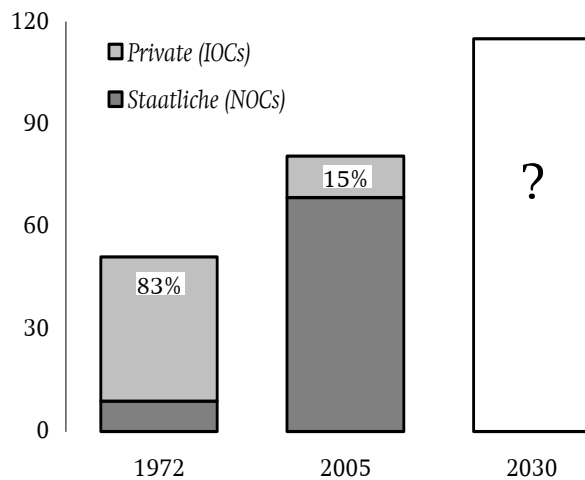
²⁵ Jeweils ein Produzentenland hat einen Weltmarktanteil von 80% – deutlich mehr als bei Öl; siehe Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *Kurzbericht zur Konzentration in der Weltbergbauproduktion*, Hannover, Mai 2005, S. 17.

²⁶ Aus der binnenwirtschaftlichen Sicht eines Ressourcenstaates kann ein langsamer, über viele Jahrzehnte gestreckter Abbau der heimischen Ressourcen durchaus optimal sein und die Wohlfahrt der heimischen Bevölkerung maximieren. Aus Sicht des Weltmarktes kann sich dies deutlich anders darstellen.

weite Ölversorgung zum Erliegen (siehe Diskussion im Kapitel »Handel und Transit«, S. 21f).

Grafik 6

Weltölproduktion staatlicher (NOCs) und internationaler privater Ölonternehmen (IOCs) (in mbd/d)



Quelle: *Petroleum Intelligence Weekly*, Supplement 12/12/2005, eigene Berechnungen.

Schwinden demokratischer Kontrolle

Weitgehend unbeachtet von der Öffentlichkeit haben sich in den letzten Jahrzehnten die Bedingungen auf dem weltweiten Ölmarkt sehr deutlich verändert: Die internationalen privaten (westlichen) Ölgesellschaften halten heute nur noch einen Anteil von ca. 15% an der weltweiten Ölproduktion,²⁷ 85% des Marktes werden von nationalen staatlichen Unternehmen beherrscht. In der Folge ist auch das Maß an Kontrolle vermindert, die westliche Regierungen, demokratisch legitimierte Gesetze, Öffentlichkeiten oder auch Aktionärsmehrheiten über die Unternehmen bzw. ihr Agieren ausüben konnten. Die im Westen erfolgreich betriebene Sensibilisierung der Ölonternehmen für Fragen der *good governance* in den ressourcenreichen Staaten verliert insofern an Substanz, als nun staatliche Unternehmen zusehends den Markt beherrschen, die einem Druck von Öffentlichkeiten oder Gesetzesvorstellungen westlicher Prägung nicht unterworfen sind.

²⁷ Mit Bezug auf die Ölreserven sieht es für private Ölgesellschaften noch schlechter aus; beispielsweise kommt der weltgrößte private Konzern, ExxonMobil, in der Rangliste der größten Unternehmensreserven nur auf Platz 12; siehe *Petroleum Economist*, (2005) 4.

Folglich schwindet auch der Einfluss, den westliche Verbraucherländer über ihre Ölonternehmen auf die Politik in und gegenüber Produzentenstaaten bisher hatten.

Zudem kommen nationale Unternehmen, häufig auch aus nicht-betriebswirtschaftlichen Gründen, mit einem Gepäck nationalstaatlicher Geopolitik in die ressourcenreichen Staaten. Die Implantierung indischer und chinesischer Ölonternehmen in einigen afrikanischen Ländern kann hierfür als Beispiel dienen. Bilaterale Übereinkommen zwischen Staaten treten in solchen Fällen in den Vordergrund.

Zu guter Letzt geht mit dem sinkenden Anteil privatwirtschaftlich orientierter Unternehmen auch ein weiterhin abnehmender Einfluss des Marktes auf die Gegebenheiten des globalen Ölhandels einher. Produktions-, Investitions- und Exportentscheidungen werden zunehmend staatlichen (nationalen) Überlegungen unterworfen, und diese nehmen zumeist wenig Rücksicht auf Marktbedingungen oder das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Letztlich werden so immer mehr Eigenschaften des Marktes zurückgedrängt.

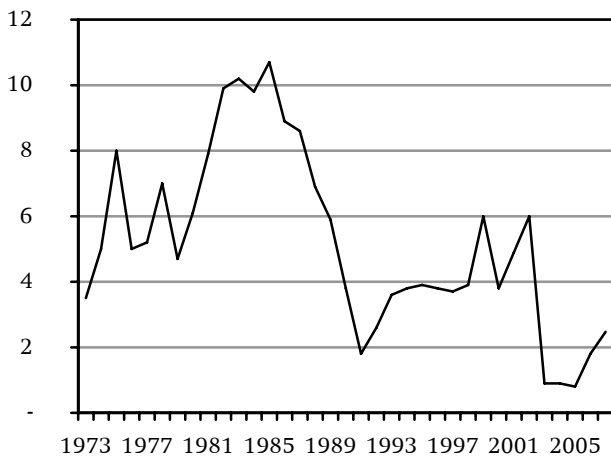
Verlust des Sicherheitspuffers – Freie Förderkapazitäten

Der Ölmarkt zeichnet sich durch eine Besonderheit aus, die ihn von nahezu allen sonstigen Märkten der Welt unterscheidet: Es existieren freie Förderkapazitäten. Diese Kapazitäten beruhen auf Förderanlagen, die innerhalb von 90 Tagen produzieren könnten, aber de facto nicht genutzt werden.²⁸ Diese Kapazitäten (siehe Grafik 7) waren seit den siebziger Jahren mit 4–6 Mio. Fass pro Tag relativ groß.

In ihrer Relevanz können die freien Kapazitäten kaum überschätzt werden, waren sie doch in der Vergangenheit der wichtigste Sicherheitspuffer für die weltweite Ölversorgung. Denn an Teilen der Lieferkette auftretende Produktions- oder Lieferausfälle sind stets dadurch ausgeglichen worden, dass die freien Kapazitäten in Produktion gingen und den Ausfall kompensierten. Historische Beispiele sind unter anderem die Produktionsausfälle infolge der irakischen Invasion Kuwaits 1990 (und die folgenden Jahre des Exportembargos) oder infolge der amerikanischen Invasion des Iraks 2003, Ausfälle durch den General-

²⁸ Zur genauen Definition vgl. IEA, *Annual Statistical Supplement 2006*.

Grafik 7
Freie Förderkapazitäten 1973 bis erstes Quartal 2007
 (Mio. Fass pro Tag)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Angaben diverser Publikationen von IEA und EIA.

streik in Venezuela Ende 2002 oder durch die in den letzten Jahren regelmäßig auftretenden sozialen Unruhen in Nigeria – in allen Fällen hat die Nutzung der freien Förderkapazitäten die Ausfälle in wesentlichen Teilen wettmachen können.²⁹ Ein rationales Interesse der Opec-Staaten, Preisspitzen zu vermeiden, die mittelfristig die Ölnachfrage dämpfen würden, hat die Produzentenstaaten und insbesondere Saudi-Arabien zu dieser zusätzlichen Förderung veranlasst.

Des weiteren gilt auf den Spotmärkten der Welt die Existenz und das Ausmaß der freien Förderkapazitäten als eines der wichtigsten, wenn nicht gar als wichtigstes marktberuhigendes Element des Ölmarktes. Weil der mit ihnen gegebene Sicherheitspuffer den Markt vor den Folgen von Ausfällen schützt, korreliert die kurzfristige Volatilität des Ölpreises direkt mit Höhe und Verfügbarkeit dieser Kapazitäten. So haben die sehr geringen freien Förderkapazitäten in den Jahren seit 2003 die Nervosität des Marktes sehr stark ansteigen lassen. Geringe freie Förderkapazitäten erhöhen auch die von den Händlern an den Terminbörsen auf den Preis aufgeschlagene »Risikoprämie« – es steigt mithin bei geringen freien Förderkapazitäten nicht nur die Volatilität, sondern auch das Niveau des Ölpreises.³⁰

²⁹ Zur detaillierten Darstellung der Fälle, in denen freie Förderkapazitäten genutzt wurden, siehe die jeweiligen Monatsberichte der IEA, *Oil Market Report*, unter <<http://omrpublic.iea.org/>>.

³⁰ Über die Höhe dieser Risikoprämie existieren eine Viel-

Freie Förderkapazitäten sind jedoch auch zentrales Element einer politisch hochsensiblen internationalen Konstellation, da sie ausschließlich in den Ländern der Opec existieren³¹ und in anderen Produzentenländern unbekannt sind. Denn aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist es äußerst unrentabel, Förderkapazitäten aufzubauen (von der Exploration bis zum Bohrturm eine sehr hohe Kapitalbindung³²) und sie dann nicht zur Produktion bzw. Generierung eines Renditestroms zu nutzen. Opec-Produzenten hingegen verfolgen mit ihrer Ölproduktion nicht primär betriebswirtschaftliche Ziele, sondern unter anderem preissetzende und marktregulierende. Freie Förderkapazitäten resultieren aus ihrer Kartell- und Mengenpolitik: Mit diesen Kapazitäten kann die Opec auf der einen Seite Preisausschläge mindern, auf der anderen Seite aber auch ein wirksames preispolitisches Drohpotential vorhalten (denn Produktionsausweitungen könnten den Ölpreis jederzeit in den Korridor von 10 bis 20 US-Dollar pro Fass zurückführen und somit unliebsame Konkurrenten vom Markt drängen).

Diese Konstellation ist insofern kritisch, als mit den freien Förderkapazitäten das wichtigste Mittel internationaler Öl-Versorgungssicherheit allein in Händen der Opec-Länder liegt. Sie tragen die (nicht geringen) Kosten und entscheiden über die Zukunft dieses Mittels. Dass die Verbraucherländer von diesem Mittel abhängig sind, wiegt umso schwerer, als weltweit freie Kapazitäten in den letzten Jahren deutlich geschrumpft sind³³ und deren Wiederanstieg in näherer Zukunft nicht absehbar ist. Denn hierfür müssten die mittelöstlichen Opec-Staaten sehr viel höhere Investitionen tätigen, als sie nach einschlägigen Verlautbarungen zu tätigen bereit sind.³⁴ Insbesondere müssten die geplanten zusätzlichen Kapazitäten das Öl-

zahl unterschiedlicher Auffassungen, die zum jeweils aktuellen Zeitpunkt auch noch stark schwanken. Im allgemeinen kann für die letzten drei bis vier Jahre jedoch davon ausgegangen werden, dass sich diese Prämie bei 5 bis 15 US-Dollar pro Fass bewegt hat.

³¹ Siehe hierzu die aktuellen und historischen Ausgaben des *Oil Market Report* der IEA, <<http://omrpublic.iea.org/>>.

³² Hinzuzurechnen sind auch die Kosten dafür, die Anlagen in betriebsbereitem Zustand zu halten – bei Öl aufgrund seiner bergbautechnischen Förderung sehr kostspielig.

³³ Anfang 2007 auf ca. 2 mb/d (siehe Grafik 7). Ihr relativer Anteil an der Weltproduktion ist noch deutlicher gesunken, von durchschnittlich 8% in den neunziger Jahren auf nur mehr 2,5%.

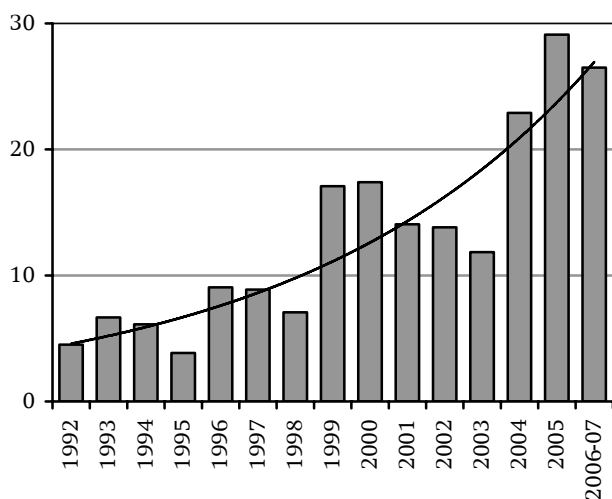
³⁴ Vgl. auch entsprechende Überlegungen der IEA, die auf das Problem geringer Ölinvestitionen in ihrem »Deferred Investment Scenario« eingeht; siehe IEA, *World Energy Outlook 2006* [wie Fn. 4], S. 104ff.

nachfragewachstum übersteigen – absehbar ist allerdings nur ein Schritthalten mit diesem. In der Konsequenz wird sowohl die Risikoprämie im Markt als auch die Volatilität des Ölpreises in Zukunft höher sein als in der Vergangenheit.

Zunehmende Preisvolatilität und makroökonomische Konsequenzen

Nicht nur das Niveau des Ölpreises ist den letzten Jahren deutlich gestiegen, auf zwischenzeitlich knapp unter 80 US-Dollar pro Fass, auch die Volatilität des Preises hat zugenommen. Lag in den neunziger Jahren üblicherweise die jährliche Spanne zwischen maximalem und minimalem Preis um 5 bis 7 US-Dollar pro Fass, ist diese Differenz in den Jahren um die Jahrtausendwende auf ca. 15 US-Dollar pro Fass und seit 2004 auf über 25 US-Dollar/Fass Jahresschwankungen gestiegen. Auch bei den kurzfristigen Ausschlägen, die der Ölpreis an den Rohstoffbörsen in täglichen oder wöchentlichen Abständen erlebt, hat sich die Standardabweichung seit Beginn der neunziger Jahre nahezu vervierfacht.³⁵

Grafik 8
Ölpreisausschläge*, 1992–2006/07
(in US-Dollar pro Barrel)



* Differenz von Jahreshöchststand und Jahresminimum, 1992 bis Februar 2007.

Quelle: Eigene Berechnungen; Brent-Tagespreise von McGraw-Hill, <www.platts.com>.

³⁵ Dies ist die standardisierte Größe der Schwankungsbreite des Preises, berechnet auf einen jeweils rollenden Sechsmonatszeitraum.

Die Faktoren, die diesen Anstieg der Preisvolatilität bedingten, haben sich in den letzten Jahren deutlich zugespitzt. Hauptverantwortliche waren insbesondere der oben erwähnte Verfall freier Förderkapazitäten und die gleichzeitige Erhöhung der geopolitischen Spannungen in den Regionen, in den sich die großen Produzentenstaaten befinden (im Mittleren Osten ebenso wie in afrikanischen Ländern oder auch in Venezuela). Die Sorge vor einem Liefer- oder Produktionsausfall bei dürftigem Sicherheitspuffer ließ den Markt folglich sehr nervös reagieren.³⁶

Des Weiteren ist im neuen Jahrtausend eine Entwicklung eingetreten, die den Ölmarkt und seine Preisbildung fundamental verändert hat. Banken und Finanzdienstleister wie Pensions- oder Hedgefonds haben den Rohstoff Öl als renditeträchtiges Anlageobjekt entdeckt. Marktakteure, die nicht aus der Ölindustrie kommen und nicht direkt am physischen Geschäft beteiligt sind (sogenannte »non-commercials«), haben sich zahlreich und sehr kapitalstark in den Handel von Finanzprodukten rund um den Ölmarkt eingeschaltet. So soll die Gesamtsumme der von Hedge- und Pensionsfonds im Ölmarkt investierten Gelder von 6 Mrd. US-Dollar im Jahre 1999 auf über 120 Mrd. US-Dollar 2006 angestiegen sein.³⁷ Marktbeobachter sehen darin einen Faktor, der nicht unwesentlich zum Ölpreisanstieg der letzten drei Jahre beigetragen hat.³⁸ Bedeutender als ihre Wirkung auf die Höhe des Preises ist allerdings, dass die Beteiligung dieser Fonds die Volatilität des Ölpreises deutlich akzentuiert hat. Denn Händler dieses Typs können sich nicht nur schnell wieder zurückziehen, sie können auch auf einen steigenden wie einen sinkenden Ölpreis setzen.³⁹

Der Anstieg der Preisvolatilität ist auch dadurch beflügelt worden, dass die den Ölmarkt dominierenden Börsen den physischen Parketthandel stark ein-

³⁶ Ein weiterer Sicherheitspuffer sind die Ölvorräte, die die Industrie aus logistischen Gründen hält. Diese Vorräte sind zwar seit 2004 wieder angestiegen, jedoch in Relation zum Weltölmarkt heute deutlich kleiner als Anfang der neunziger Jahre; siehe IEA, *Annual Statistical Supplement 2006*, S. 26f, <omrpublic.iea.org>.

³⁷ Laut einer entsprechenden Studie der Barclay's Capital, zitiert nach »Enrons Erben zocken weiter«, in: *Die Zeit*, 19.10.2006, S. 35.

³⁸ Einer Studie des US-Senats zufolge liegt der spekulative Anteil am Ölpreis bei 20 bis 25 US-Dollar; siehe US Senate, *The Role of Market Speculation in Oil and Gas Prices*, Washington, 27.6.2006, S. 2.

³⁹ Vgl. auch »Speculate to Accumulate«, in: *Petroleum Economist*, Juni 2006, S. 16.

geschränkt haben und der Handel nun zu guten Teilen nur noch elektronisch stattfindet. Die Intercontinental Exchange (ICE) in London hat ihre physischen Börsenaktivitäten für Öl im April 2005 gänzlich eingestellt, die New York Mercantile Exchange (NYMEX) öffnet in der noch andauernden Übergangsphase das Parkett täglich nur noch für wenige Stunden, bevor auch sie zum ausschließlich elektronischen Handel übergeht. Dieser Schritt, zusammen mit der Verfügbarkeit des Internets, hat es Fonds und Privatanlegern erleichtert bzw. erst ermöglicht, am direkten Handel mit Ölderivaten teilzunehmen. Mit diesem Wechsel zu elektronischem Handel ist nachweisbar auch die Preisvolatilität gestiegen und haben insbesondere die täglichen Schwankungen zugenommen.⁴⁰

Mit der Volatilität des Preises steigen die volkswirtschaftlichen Kosten von Öl. Zwar spielt auch die absolute Höhe des Ölpreises eine Rolle für die Import- und Verbrauchskosten. Doch passt sich eine Volkswirtschaft nach einigen Jahren an ein gegebenes Preisniveau an. Die hohen volkswirtschaftlichen Kosten entstehen bei der Änderung der relativen Preise, denn in diesem Fall müssen sich die volkswirtschaftlichen Strukturen den neuen Bedingungen anpassen – alternative Kraftstoffe sind erst bereitzustellen oder Verbrauchsmodi einzurichten. Ein steigender Ölpreis ist daher kostspieliger als ein hoher Ölpreis.⁴¹ Zusätzlich beeinträchtigt eine steigende Volatilität im Kern die Investitionen in alternative Energien, indem sie deren Planungs- und Investitionssicherheit vermindert. Dies ist bei Öl in den nächsten Jahren weiterhin eine große Gefahr, denn wie aus der oben erwähnten Produktionskostenstruktur hervorgeht, ist es weder unmöglich noch unwahrscheinlich, dass der Ölpreis in Zukunft wieder auf ein Niveau um 20 bis 30 US-Dollar pro Fass fällt.

Der westliche »Peak« – alternativlose Abhängigkeit

Öl ist eine endliche Ressource, und die Diskussion über den Zeitpunkt ihrer Erschöpfung wird in periodischer Regelmäßigkeit seit Beginn des Ölzeitalters geführt. Dabei besteht über die tatsächlich noch verfügbaren Reserven einiger Dissens in der Fachwelt. Er beruht vor allem auf der Tatsache, dass es unterschiedliche Auffassungen darüber gibt, was als Ölreserve gezählt werden kann und in welchem Maße der technische Fortschritt bei der Erschließung von Ölreserven zu berücksichtigen ist. Nach der heute weltweit gängigen Definition kann als Ölreserve nur gezählt werden, was erstens durch Bohrungen bestätigt, zweitens mit heutigen Techniken förderbar und drittens zu heutigen Preisen rentabel abbaubar ist.⁴² Wie unschwer zu erkennen, sind diese Bedingungen sehr stark einschränkend, und ein großer Teil der Diskussion um das Ende von Öl basiert auf unterschiedlichen Interpretationen dieser Bedingungen.⁴³

Bei Förderung ungefähr der Hälfte des Gesamtbestandes der Ressource Öl erreicht die Produktion ihr Fördermaximum, häufig »Peak«⁴⁴ genannt. Ab diesem Zeitpunkt kann die weltweite Förderung nicht mehr gesteigert werden und wird nach einigen Jahren bis Jahrzehnten der Plateauproduktion unweigerlich zu sinken beginnen. Ab dem »Peak«-Zeitpunkt, meist für die Zeit um 2020–2025 prognostiziert,⁴⁵ wird das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage nur noch durch den Preis hergestellt werden können, weshalb ein signifikanter Preisanstieg anzunehmen ist. Dies bedeutet nicht, wie manchmal behauptet, das Ende von Öl oder des bekannten Weltwirtschaftssystems.

⁴² Diese Definition beruht auf der Praxis der amerikanischen Börsenaufsicht SEC, die unter diesen Bedingungen die Reserven in der Bilanz der Unternehmen als »buchbar« akzeptiert; siehe <www.sec.gov>.

⁴³ Denn diese bestimmen fundamental, wie bzw. ob der Übergang von Ressourcen in Reserven möglich ist. Als Ressource wird die Gesamtheit aller bekannten oder als sehr wahrscheinlich angenommenen Vorkommen definiert, die aber nicht unter den oben genannten Bedingungen (heute) förderbar sind. Sie betragen ein Vielfaches der Reserven.

⁴⁴ Der Begriff ist insofern irreführend, als »Peak« im Englischen insinuiert, die Produktion würde nach Erreichen dieses Punktes sofort abfallen; Plateauproduktion ist jedoch viel wahrscheinlicher.

⁴⁵ Vgl. Enno Harks, *Der hohe Ölpreis – Anzeichen einer neuen Ölkrise?*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2004 (SWP-Aktuell 49/04), S. 6f.

⁴⁰ Siehe Huei-Chu Liao/Ya-Hui Chen, *Volatile Oil Prices and Electronic Trading System*, vorgestellt bei der Jahreskonferenz der International Association of Energy Economics, Potsdam, Juni 2006.

⁴¹ Siehe die Studien zu den volkswirtschaftlichen Kosten von Ölpreisschwankungen, neben anderen: J. Peter Ferderer, »Oil Price Volatility and the Macroeconomy«, in: *Journal of Macroeconomics*, 18 (Winter 1996) 1, S. 1–26; Kenneth Rogoff, *Oil and the Global Economy*, Moskau: Center for Economic and Financial Research (CEFIR), Mai 2006; Shimon Averbuch/Raphael Sauter, »Exploiting the Oil-GDP Effect to Support Renewables Deployment«, in: *Energy Policy*, 24 (2006), S. 2808ff.

Tabelle 1
Weltölproduktion, 2005–2030 (in Mio. Fass pro Tag)

	2005	2010	2015	2030
Frühere Sowjetunion/ Opec	45	49	56	71
Rest der Welt (RdW)	37	40	40	38
Nicht-konventionelle Öle (RdW)	1	3	4	7
Weltproduktion	84	91	99	116

Anm.: Zugrundeliegender Ölpreis von real 55 US-Dollar im Jahr 2030, nominal 97 US-Dollar.

Quelle: Referenzprognose, IEA, *World Energy Outlook 2006*, Paris 2006, S. 92.

Vielmehr setzen in dieser Phase volkswirtschaftliche Anpassungsprozesse ein.

Die Diskussion über das Ende von Öl und den Zeitpunkt des Erreichens der Plateauproduktion verstellt jedoch den Blick auf ein Thema, das für die Zukunft Deutschlands und das Gefüge der internationalen Politik wesentlich größere Bedeutung hat: Außerhalb der Gebiete der ehemaligen Sowjetunion und der Opec-Staaten ist kein weiteres Öl mehr zu finden bzw. zu produzieren. Wie aus Tabelle 1 hervorgeht, kann zwar die Weltölproduktion bis 2030 noch deutlich ansteigen – um knapp 40% auf 116 Mio. Fass pro Tag –, im Rest der Welt (dies ist im großen und ganzen der dem Westen überhaupt zugängliche Teil) ist die Produktion allerdings schon an ihre Obergrenze gestoßen. Verkürzt formuliert: für den Westen wird es keine neue Nordsee geben.

Daraus folgt, dass in der Zukunft die Abhängigkeit der Verbraucher von den Ländern der Früheren Sowjetunion (FSU) und der Opec absolut und alternativlos sein wird; auch alle weiteren Verbrauchssteigerungen können nur von diesen Ländern bedient werden. Dies ist eine deutlich andere Situation als 1973 zu Beginn des Opec-Boykotts; denn als Reaktion auf den Boykott begannen sich die Industrienationen an anderen Stellen der Welt nach Öllieferanten umzusehen – und ihre großen Erfolge bei diesem Bemühen (im Golf von Guinea, in der Nordsee, in Lateinamerika) brachen die Macht des Opec-Kartells bis zum Preiseinbruch 1986. Eine ähnliche Strategie ist heute nicht mehr möglich, da der Westen (bzw. die Welt außerhalb von FSU und Opec) definitiv »gepeakt« hat. Insofern ist die Abhängigkeit der westlichen Verbraucherländer heute im Unterschied zu 1973 eine totale – was den Ländern der Opec und FSU nicht verborgen

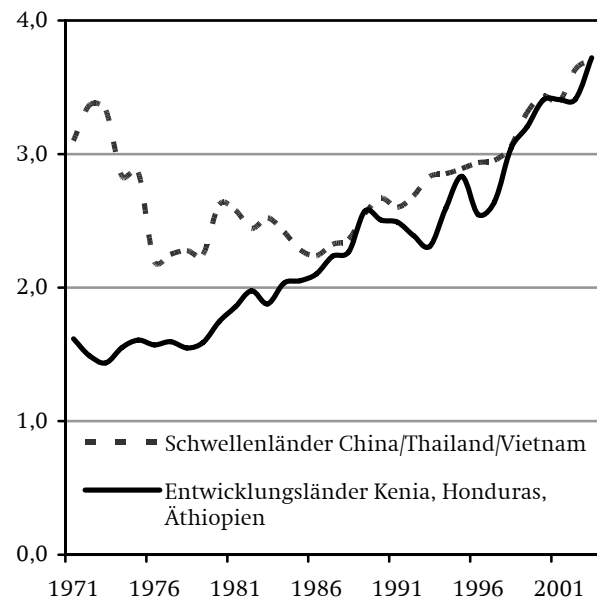
geblieben ist und ihre politische Verhandlungsmasse deutlich vergrößert.

Öl als Problem der Entwicklungspolitik

Die ökonomischen Auswirkungen des rasanten Ölpreisanstiegs der letzten Jahre haben sich als vergleichsweise gering erwiesen. Das liegt insbesondere daran, dass zwar über die letzten drei Jahrzehnte der Ölverbrauch in der OECD stark angewachsen ist (+35% im Zeitraum 1971–2006), die Ölintensitäten westlicher Volkswirtschaften, gemessen als Ölverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt, jedoch signifikant abgenommen haben. Gründe hierfür sind die höhere technische Effizienz des Energieeinsatzes, die im Zuge der Ölkrisen in den siebziger Jahren vollzogenen Veränderungen in der Verbrauchsstruktur sowie hohe Endverbrauchersteuern. Mit den abnehmenden Ölintensitäten ist auch die ökonomische Abhängigkeit der Industrieländer von Öl bzw. seinem Preis stark gesunken und ist die Verwundbarkeit durch hohe Ölpreise weit geringer als zu Anfang der siebziger Jahre.

Für die Bundesrepublik gilt dieser Zusammenhang in besonderem Maße, da ihr Ölverbrauch (inklusive

Grafik 9
Ölintensitäten von Schwellen- und Entwicklungsländern, 1971–2003 (in Vielfachem von Deutschland)



Quelle: IEA, *Energy Balances 2006*.

neue Bundesländer) seit über dreißig Jahren stagniert bzw. leicht absinkt. Ihr Öleinsatz pro Einheit BIP hat, noch stärker als im OECD-Durchschnitt, um 55% abgenommen. In der Folge betrug selbst im Hochpreisjahr 2006 die gesamtwirtschaftliche Rechnung für Ölimporte nur mehr 1,6–1,9% des BIP.⁴⁶

Bei Entwicklungs- und Schwellenländern ist jedoch das Gegenteil der Fall. Sie sind ökonomisch stark vom Ölpreis abhängig und zeichnen sich im Vergleich zu Industrieländern durch sehr hohe Ölintensitäten aus. In Schwellenländern geht der Prozess zunehmender Industrialisierung zunächst mit geringer technischer Effizienz einher sowie meist mit der Verlagerung von schwerindustrieller und somit energieintensiver Industrie aus der OECD in eben diese Ländergruppe. In diesen Ländern wird ein dauerhaft hoher Ölpreis folglich sehr viel massivere Konsequenzen für wirtschaftliche Entwicklung und Wachstum haben als in Industrieländern – Schätzungen des IWF und der Weltbank zufolge ist mit zwei- bis dreimal so hohen Wachstumsverlusten zu rechnen.⁴⁷

Entwicklungsländer hingegen weisen meist keinen hohen Ölverbrauch auf, liegen jedoch in Bezug auf technische Effizienz der Energienutzung und auf BIP am unteren Rand der Skala. Hinzu kommen ihre eher traditionellen Probleme wie erschwerte Devisenbeschaffung (aufgrund geringer Exporteinnahmen, aber auch aufgrund schlechten Zugangs zu den internationalen Finanzmärkten), generell hohe Verschuldung und ineffiziente staatliche Strukturen. In dieser Situation sorgt ein hoher Ölpreis in den Volkswirtschaften von Entwicklungsländern für einen erhöhten Devisenbedarf – der wiederum die Verschuldungsproblematik verschärft.⁴⁸ Hier hat der rasante Anstieg,

den der Ölpreis in den letzten Jahren erlebt hat, einen guten Teil der Entwicklungshilfe zunichte gemacht. Hinzu kommt, dass die Infrastruktur in Entwicklungsländern häufig allein auf Straßenverkehr (Bussen) beruht, von dem große Bevölkerungsteile insbesondere in ländlichen Gegenden abhängig sind. Explosionen der Preise für Busfahrten reduzieren die Mobilität der Bevölkerung drastisch und verstärken somit regionale entwicklungspolitische Gefälle.

Letztlich kann festgehalten werden, dass die Ressource Öl durch den Anstieg ihres Preises zu einem guten Teil ein Problem der Entwicklungspolitik geworden ist. Anders als dies insbesondere in den neunziger Jahren in Analysen über den »Ressourcenfluch« diskutiert wurde, hat sich Öl in den letzten Jahren nicht so sehr als ein Problem für jene Länder erwiesen, die Öl besitzen, sondern vielmehr für diejenigen, die es nicht besitzen. Der internationalen Staatengemeinschaft stehen große entwicklungspolitische Herausforderungen bevor, sollte sich der Ölpreis auf dem heutigen Niveau halten.

Handel und Transit: Chokepoints

Die geographische Konzentration der verbleibenden Reserven, sinkende bzw. stagnierende Produktion außerhalb der Opec und zunehmender weltweiter Verbrauch in den kommenden Jahrzehnten haben zur Folge, dass Wert und Volumen des international gehandelten Öls deutlich ansteigen wird.⁴⁹ Neben der Menge des gehandelten Öls wird auch die Entfernung zunehmen, die ein Fass Öl vom Bohrturm bis zum Endverbraucher zurücklegen muss, denn die Produktionsstandorte und Verbrauchszentren werden sich weiter voneinander entfernen.

Dies ist unter Kriterien der Versorgungssicherheit insofern besonders relevant, als der Transit von Öl (auf Schiffen oder in Pipelines) durch Havarie, Terrorismus, Krieg, Unruhen und andere Störfaktoren unterbrochen werden kann. Die Lieferbeziehungen werden somit zusehends verwundbarer. Einige wenige geostrategische Nadelöhre sind für einen immer

geführt. Diese Gefahr ist auch heute bei anhaltend hohen Preisen real; siehe Enno Harks, *Der hohe Ölpreis und das Recycling der Petrodollars*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2005 (SWP-Aktuell 38/05).

⁴⁹ Der Wert des täglich international gehandelten (ohne intra-regionalen Handel) Rohöls (ohne Produkte) betrug 2006 schätzungsweise 1200 Mrd. US-Dollar; Berechnungen nach *BP Statistical Review*, 2006.

⁴⁶ Eigene Berechnungen, basierend auf *DIW-Wochenbericht* 28–29/04 sowie auf: *Die Lage der Weltwirtschaft und der deutschen Wirtschaft, Herbst 2005*, Hamburg: Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute (ARGE), Oktober 2005.

⁴⁷ Siehe Robert Bacon, *The Income of Higher Oil Prices on Low Income Countries and the Poor*, United Nations Development Program (UNDP)/The Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Paper, März 2005, S. 48ff, sowie Michael Mussa, *The Impact of Higher Prices on the Global Economy*, Washington: Internationaler Währungsfonds, Dezember 2000, S. 14.

⁴⁸ Die Geschichte der siebziger Jahre lehrt zudem, dass der Ölpreisboom die internationale Verschuldung nicht nur direkt forciert hat, sondern auch indirekt. Denn indem die hohen Öleinnahmen der Opec zurück in die internationalen Finanzinstitutionen und von dort in Form billiger Kredite in die Länder der Dritten Welt flossen, hat dieses Recycling der Petrodollars zu den Schuldenkrisen der achtziger Jahre

größeren Teil der Weltölversorgung neuralgische Punkte. Insbesondere zwei dieser Chokepoints werden an Bedeutung gewinnen: die Straße von Hormuz am Ausgang des Persischen Golfes und die Straße von Malakka zwischen Malaysia und Singapur. Erstere ist auch heute schon die zentrale Wasserstraße weltweit. Durch ihre stellenweise nur zwei Seemeilen breiten Fahrrinnen wurden im Jahr 2004 15 Mio. Fass Öl pro Tag verschifft. Laut Prognosen werden auf dieser Wasserstraße im Jahre 2030 täglich 43 Mio. Fass Öl aus dem Mittleren Osten transportiert – was einem Anteil von zwei Drittel des gesamten weltweiten interregionalen Ölhandels entsprechen würde.⁵⁰ Ein Ausfall dieser Exportroute trafe die weltweite Ölversorgung an ihrem zentralen Nerv, da nur ein sehr geringer Anteil der Exporte über alternative Routen umgelenkt werden könnte.⁵¹ Für die Ölversorgung Asiens wird vor allem die Straße von Malakka, an ihrer engsten Stelle nur knapp 1,5 Seemeilen breit, immer bedeutender: Das Transitvolumen von heute 12 soll sich auf 24 Mio. Fass pro Tag im Jahr 2030 verdoppeln.

Während die US-Marine seit Jahrzehnten in der Straße von Hormuz patrouilliert und diesen Seeweg damit kontrolliert, ist die Straße von Malakka seit Jahren regelmäßig Schauplatz von Piraterie und Überfällen auf Schiffe und Öltanker gewesen oder musste aufgrund von Unfällen gesperrt werden. Das Aufkommen Chinas als neue Großmacht könnte über die Konkurrenz um Vorherrschaft und Sicherung dieser Wasserstraße für einigen regionalen Konfliktstoff sorgen.

Die Betrachtung zeigt sehr deutlich, in welchem Ausmaß eine weltweit sichere Ölversorgung auf das Funktionieren einiger weniger Transportknotenpunkte angewiesen ist. Die Versorgung der Verbraucherländer wird in Zukunft eher anfälliger für Störungen sein – die Dimension einer potentiellen Störung vergrößert sich ebenso wie die Anzahl strategischer Nervenpunkte. Hierbei gilt zu beachten, dass – wie eingangs erwähnt – alle Glieder der Versorgungskette für Deutschland relevant sind. Denn der sofort reagierende Preis gilt für alle weltweiten Marktteilnehmer in gleicher Weise. »Sichere« Importe aus Russland sind folglich ebenso betroffen. Zudem kommt russisches Erdöl überwiegend per Schiff nach Europa, und die

⁵⁰ Vgl. IEA, *World Energy Outlook 2004*, Paris 2004, S. 118f; sowie EIA, *World Transit Chokepoints*, November 2005, <www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/Background.html>.

⁵¹ Zum Beispiel über die Ost-West-Pipeline durch Saudi-Arabien zum Roten Meer; siehe dazu Diskussion unten, S. 26.

über die Drushba-Pipeline importierten Mengen sind relativ gering.⁵² Westeuropas Importe sind somit direkt abhängig von den Gegebenheiten auf dem internationalen Tankermarkt – der auf Probleme in Wasserstraßen an anderen Orten der Welt sehr sensibel reagiert.⁵³

Politisierung der Ressource Öl

Die Ressource Öl ist in den letzten Jahren wieder vermehrt in das Zentrum des politischen Interesses sowohl der Produzenten- wie der Verbraucherstaaten gelangt. Sichtbarste Indizien sind die Verwerfungen, welche die Konkurrenz um die verbleibenden Ressourcen im internationalen System hervorbringt, und die neue Machtfülle, die den ressourcenreichen Staaten zugewachsen oder zugesprochen worden ist. Das außenpolitische Verhalten beider Seiten hat sich verändert und ist nun stärker durch Öl geprägt.

Viele markante Etappen und Symptome dieser Entwicklung standen in den letzten Jahren im Scheinwerferlicht der Öffentlichkeit, so die an die Adresse der USA gerichteten Drohungen Venezuelas mit einem Öl-Lieferstopp, Irans Machtfülle im Verhandlungspoker um die Urananreicherung,⁵⁴ Russlands Muskelspiel gegenüber seinen Nachbarn etc. In diesen Kontext gehören auch die intensiven Bemühungen der Verbraucherländer um präferentielle bilaterale Beziehungen mit ressourcenreichen Staaten – so bemühte sich der Westen um Saudi-Arabien oder Russland, China engagierte sich in Afrika, Indien in Zentralasien.

Ohne ins Detail dieser Fallbeispiele gehen zu können,⁵⁵ lässt sich für die Zukunft vermuten, dass die

⁵² Insgesamt wurden knapp zwei Drittel der westeuropäischen Ölimporte aus Russland im Jahre 2005 per Schiff transportiert – hauptsächlich über die Häfen in der Ostsee und im Schwarzen Meer. Siehe die monatlichen Statistiken des *Oil Market Report* der IEA, <www.omrpublic.iea.org>.

⁵³ Fracht- und Versicherungskosten spielen hier eine ebenso große Rolle wie die Verfügbarkeit von Tankerflotten.

⁵⁴ Seit 2003 liegt das Volumen der weltweiten freien Förderkapazitäten deutlich unterhalb des Wertes der iranischen Ölexporte (2,7 mb/d). Eine militärische Intervention ist mithin sehr unwahrscheinlich – eine Konstellation, die die Führung in Teheran bei den Verhandlungen über das iranische Atomprogramm trefflich auszunutzen weiß.

⁵⁵ Für eine detaillierte Untersuchung des außenpolitischen Verhaltens der elf weltgrößten Ölproduzenten und für den Umgang der Verbraucherländer mit diesen Produzenten siehe Enno Harks/Friedemann Müller (Hg.), *Petrostaaten –*

Politisierung der Ressource Öl auch Spuren im Sicherheitsrat der Vereinten Nationen hinterlassen wird. Denn von den fünf ständigen Mitgliedern (P 5) ist einer Produzent (Russland), drei sind traditionelle westliche Verbraucher (USA, Großbritannien, Frankreich) und der letzte schließlich ist neuer Großverbraucher und -importeure (China). In der Gruppe der Verbraucherstaaten ist China der einzige neue Akteur auf dem globalen Ölmarkt. Sein Bemühen, zur Sicherung der eigenen Ölversorgung internationale Vorkommen zu akquirieren – und dies, staatlich und politisch flankiert, häufig unter finanzieller und diplomatischer Überanstrengung –, hat in den vergangenen Jahren erstes Befremden im Westen verursacht. Wenn das chinesische Marktverhalten auch durchaus nicht unübliche Züge eines »Late-comer«-Syndroms⁵⁶ aufweisen mag, hat doch bereits die Beschlussfähigkeit des Sicherheitsrates in ersten exemplarischen Fällen gelitten: hierzu können die Schwierigkeiten bei der Einigung auf einen Resolutionstext im Fall Sudan ebenso zählen (in dessen Ölsektor China sehr stark involviert ist) wie die Probleme, die im Verhandlungspoker mit Iran aufgetreten sind (wo China große Öl- und Gasprojekte verfolgt).

Wenn die Erfolge weltpolitischer *governance*, welche die UNO in den letzten Jahren verbuchen konnte, zu einem großen Teil auf der Abwesenheit konfrontativer Meinungsverschiedenheiten der P 5 beruhte,⁵⁷ sind Konfrontationslinien im Sicherheitsrat nun wieder absehbar. Der Möglichkeit von *global governance*, legitimiert durch die UN, steht eine ungewisse Zukunft bevor.

Außenpolitik im Zeichen von Öl, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft (im Druck).

⁵⁶ Aus chinesischer Sicht sind die geopolitischen *claims* auf dem Ölmarkt schon weitgehend verteilt – zumeist an die anderen drei permanenten Sicherheitsratsmitglieder, die zudem auch die weltgrößten Ölgesellschaften der Verbraucherländer beheimaten. Insbesondere im Persischen Golf und in den traditionell Frankreich und Großbritannien beliefernden Förderländern in Afrika bleibt für den Newcomer kaum Spielraum.

⁵⁷ In der Zeit von 1948 bis 1989 wurden im Durchschnitt 16 Resolutionen pro Jahr verabschiedet, seit 1990 sind es durchschnittlich 64.

Handlungsoptionen für Deutschland

Die aufgezeigten Bedrohungen einer langfristig stabilen und sicheren Ölversorgung erfordern zunächst eine politische Bewusstwerdung. Nach gut einem Jahrzehnt, in dem sich die energiepolitischen Anstrengungen und Auseinandersetzungen in Deutschland auf die Suche nach einer Strategie zur Vermeidung des Klimawandels fokussiert haben, lenken weltpolitische Ereignisse und der hohe Ölpreis nun das Augenmerk zunehmend auf die Frage der Energieversorgung. Welche Handlungsoptionen Deutschland hat, um den Bedrohungen präventiv zu begegnen und deren ökonomische Konsequenzen abzufedern, soll im folgenden beleuchtet werden.

Begrenzter Spielraum

Deutschlands Handlungsoptionen auf dem Ölmarkt scheinen a priori eher begrenzt zu sein. Dies liegt zunächst daran, dass sich zwar die Hauptquellen deutschen Ölimports (Russland und Norwegen) als sicher einstufen lassen, die tatsächlichen Gefährdungen jedoch, wie oben gezeigt, weit außerhalb dieser beiden Länder zu lokalisieren sind. Und mit deutscher Einflussnahme auf diese Bedrohungen ist es eher schlecht bestellt: Deutschlands Anteil am weltweiten Ölmarkt beträgt nur 3% des Verbrauchs (0% des Angebots), ein Einwirken auf Angebot, Nachfrage oder Preis ist somit auch durch radikale heimische energiepolitische Wendungen nicht möglich.⁵⁸

Hinzu kommt, dass Deutschland keine heimische Ölgesellschaft besitzt, kein Unternehmen also, das Ölproduktion im Ausland betreibt.⁵⁹ Dies ist unter den Industrienationen dieser Welt eine Ausnahmeerscheinung, denn von den zwölf größten Volkswirtschaften der OECD haben alle Länder bis auf Deutschland und

Japan⁶⁰ eine große nationale Öl-, häufig auch eine nationale Gasgesellschaft.⁶¹ Deutschlands strategische Position unterscheidet sich daher auch deutlich von der seiner westlichen Partner. Denn das Fehlen eigener Ölproduktion bedeutet, alternativlos auf das Funktionieren des Weltmarktes angewiesen zu sein, der auch in Versorgungskrisen Öl nicht nach nationalen, sondern nach den Prinzipien des Marktes zu allozieren hat. Ob dies tatsächlich geschieht, ist zwar schwer vorherzusagen, kann aber zumindest als fraglich gelten. Betrachtet man die Aktivitäten der anderen Marktteilnehmer, kommt man zu dem Schluss, dass ihr Glaube an das Funktionieren des Marktes im Krisenfall nicht sehr ausgeprägt ist: eigene nationale Ölkonzerne werden vor ausländischen Übernahmen protegiert, die Unternehmen werden staatlich gefördert oder in staatlichem Besitz gehalten, ihre Produktion in ressourcenreichen Staaten wird außenpolitisch flankiert usw. Letztlich lässt auch die Existenz von Krisenvorräten darauf schließen, dass nicht viel Vertrauen in das Funktionieren des Marktes gesetzt wird. Denn ihr sehr kostspieliger nationaler Besitz ist nur von Vorteil, wenn der Marktmechanismus nicht funktioniert, also unabhängig vom Preisniveau physisch kein Öl verfügbar ist. Funktioniert der Markt allerdings, senkt eine Ausschüttung der Krisenvorräte lediglich den Ölpreis – eine Subventionierung des Verbrauchers, die mit finanziellen Mitteln wesentlich kostengünstiger zu bekommen wäre (zum Beispiel durch Anlage eines Krisenfonds).

Zugleich ist Deutschland mangels eigener Ölgesellschaft nur in sehr geringem Maße im Ölmarkt involviert, es kann keinen Einfluss auf die Förderpolitik in den Ressourcenstaaten geltend machen, nicht durch eigene Gesetzgebung die Transparenz auf dem Ölmarkt zumindest teilweise erhöhen, es kann keinen

⁵⁸ Die gesamte EU-27 hatte 2006 lediglich einen Anteil von 18% am Weltverbrauch und nur knapp 2,5% an der Weltproduktion; siehe IEA, *Oil Information*, Paris 2006.

⁵⁹ Zwar produzieren die deutschen Firmen RWE Dea und Wintershall auch Öl, jedoch sind die Produktionsmengen mit nur 0,07 bzw. 0,18 Mio. Fass pro Tag vernachlässigbar gering; siehe »Leading Oil and Gas Companies outside the US«, in: *Oil & Gas Journal*, 4.9.2006.

⁶⁰ Sowohl Deutschland als auch Japan haben diesen strategischen Nachteil in der Vergangenheit wettzumachen versucht (mit der staatlich geförderten Aktivität der Deminex in Deutschland bzw. JNOC in Japan), sie blieben hiermit jedoch erfolglos und gaben ihre Unterstützung in den neunziger Jahren auf.

⁶¹ Es handelt sich dabei um staatlich, halb-staatlich oder exstaatlich bzw. privat organisierte Unternehmen; siehe »Leading Oil and Gas Companies outside the US« [wie Fn. 59].

Einfluss auf die geographische Lage der Produktion bzw. der eigenen Importe oder auf die Bedingungen des Handels nehmen, und Deutschland kann auch nicht wie seine Partner über seine nationale Gesellschaft Energieaußenpolitik im weitesten Sinne betreiben.⁶²

Senkung der Ölintensität

Die Verringerung der Ölintensität einer Volkswirtschaft ist eine grundlegende Option, zwar nicht die Ursachen der aufgezeigten Gefährdungen zu bekämpfen, aber ihre Konsequenzen für Deutschland abzumildern. Die Ölintensität lässt sich durch Verbesserung der Energieeffizienz verringern. Dabei ist allerdings wichtig zu erkennen, dass die *ökonomische* Energieeffizienz (Ölverbrauch pro Einheit BIP) die Abhängigkeit und Verletzbarkeit einer Volkswirtschaft von Ölimporten und -preisen bestimmt – nicht die *technische* Effizienz (die gemessen wird als Verbrauch pro gefahrenem Kilometer, pro Land, pro Kopf usw.). Die absolute Höhe des Ölverbrauchs eines Landes, Einwohnern oder Kraftfahrzeugs – in der Debatte um Energiesparen häufig im Fokus – spielt insofern keine Rolle. Sie sagt nur etwas aus über die technische Energieeffizienz (Energieeinsatz je produzierter oder konsumierter Mengen-Einheit).

Aus der Definition als Quotient folgt, dass die ökonomische Energieeffizienz einer Volkswirtschaft durch Wirtschaftswachstum und/oder Energieverbrauchssenkung gesteigert werden. Eine Untersuchung der Handlungsmöglichkeiten im Kontext der erstgenannten Option (Wirtschaftswachstum) führt hier zu weit,⁶³ ist aber im Hinblick auf die zweitgenannte Option (Energieverbrauchssenkung) höchst relevant. Denn technische Verbrauchssenkung zu volkswirtschaftlichen Kosten, die zu einem relativen Verlust internationaler Wettbewerbsfähigkeit⁶⁴ und somit langfristig zu einem (relativen) Verlust von BIP

⁶² Dies betrifft auch die westeuropäischen Partner Deutschlands: Frankreich, Spanien, Großbritannien, Italien und die Niederlande – deren Vorstellungen von einer europäischen Ölversorgungssicherheitspolitik häufig zunächst auf »ihre« Ölgesellschaften abgestimmt sind.

⁶³ Diese Option wird in der energiepolitischen Diskussion der USA jedoch häufig angesprochen.

⁶⁴ Dieser Verlust tritt langfristig auch dann schon ein, wenn die Subventionen/Aufwendungen zur Ölverbrauchssenkung zwar gesamtwirtschaftlich positive Effekte haben, die Renditen dieser Investitionen jedoch unterhalb des internationalen Durchschnitts liegen.

führen, ist im Sinne der Minderung der Ölintensität kontraproduktiv. Der Quotient aus Ölverbrauch und BIP würde dadurch nicht verbessert. Vereinfacht ausgedrückt: Ein verminderter Ölverbrauch bedeutet nicht zwangsläufig eine geringere Verwundbarkeit durch Ölpreisausschläge.

Folglich müssen zur Verringerung der volkswirtschaftlichen Verwundbarkeit Deutschlands durch Ölimporte eher vorsichtige und möglichst international koordinierte Schritte in Richtung Verbrauchsreduktion unternommen werden. Berücksichtigt man zusätzlich die Tatsache, dass die deutsche Automobilindustrie einen gewichtigen Teil zum BIP beiträgt, weist insbesondere eine politische Unterstützung der Erforschung von Kraftstoffalternativen in die richtige Richtung. Eine solche Alternative ist die Verflüssigung von Biomasse (siehe dazu unten das Kapitel »Einstieg in den Ölausstieg: Verflüssigung von Biomasse«, S. 28ff).

Stärkung des Producer-Consumer-Dialoge: Das Internationale Energieforum

Die hohe Volatilität des Ölpreises, geopolitische Spannungen im Gefolge des Irak-Kriegs und die perzipierte Konfrontation von Verbraucher- und Produzentländern haben Anfang der neunziger Jahre die Einsicht reifen lassen, dass ein gemeinsames Forum für den offenen Meinungs- und Gedankenaustausch zwischen den Ölverbrauchern und -produzenten notwendig ist. 1991 fand erstmalig ein solcher informeller Dialog zwischen zentralen Mitgliedsländern der OECD und Opec statt, bei dem Minister bzw. hochrangige Vertreter verschiedene Themen rund um den Ölmarkt diskutierten. Der Erfolg dieses Austauschs über die gegenseitigen Interessenlagen ermunterte zur Fortsetzung des Dialogs, der seither als International Energy Forum (IEF) alle zwei Jahre geführt wird.⁶⁵ 2003 wurde, auf Initiative Saudi-Arabiens, ein ständiges Sekretariat in Riad gegründet (IEFS), das, ohne den Status einer internationalen Organisation zu haben, die Vorbereitungen für die weiteren Dialogtreffen vereinfachen soll. Teilnehmer des IEF 2006

⁶⁵ Siehe zur vertiefenden Darstellung des IEF: Enno Harks/Andreas Pointvogl, *Das Internationale Energieforum*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2007 (Diskussionspapier Forschungsgruppe Globale Fragen, Nr. 4/07), <www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=3933>.

in Katar waren Vertreter von 69 Staaten und 6 internationalen Organisationen.

Dieses Forum, wenn auch bisher international nicht in prominenter Weise in Erscheinung getreten, ist ein hervorragender erster Schritt, um einen Teil der geschilderten Gefährdungen im Zusammenhang mit Öl in den Blick zu nehmen. Denn es kann der Vertrauensbildung dienen, stereotype Muster der Interpretation aktueller Marktbedingungen offenbaren und Verbraucher und Produzenten über ihre unterschiedlichen Interessenlagen diskutieren lassen.

Insbesondere aber bietet das IEF Produzenten und Konsumenten die Möglichkeit, sich über längerfristige Markterwartungen und Szenarien für Produktion und Verbrauch auszutauschen. Auf diesem Wege könnte die Gefahr verringert werden, dass Produktionskapazitäten und Nachfrage fundamental auseinanderklaffen und der Marktpreis einbricht oder stark ansteigt. Produzentenstaaten erhalten Investitionssicherheit (und sind vor Preiseinbrüchen gefeit), während Verbraucherstaaten wachstumsschädigende Preisspitzen vermeiden. Aufgrund der Langfristigkeit von Investitionszyklen bei Öl (8–10 Jahre) kann ein intensiver Abgleich von Angebot und Nachfrage somit dazu beitragen, die langfristige Volatilität des Ölpreises zu vermeiden.⁶⁶

Allerdings bietet das IEF für diese Zwecke bisher noch keine geeignete Plattform. Denn letztendliche Kernfrage einer solchen Diskussion über Markterwartungen und Gleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage ist der Preis. Dieser müsste also Bestandteil der eingebrachten Meinungsbilder und Gegenstand eines offenen Austausches sein. Da allerdings Diskussionen über einen anzustrebenden oder als normal anzusehenden oder auch nur wahrscheinlichen Preis politisch hochsensibel sind, sowohl seitens der Opec wie der OECD, existiert ein solcher Gedankenaustausch über Entwicklungsszenarien bisher nicht.

Ein weiteres hochsensibles Thema, das einer Diskussion zwischen Produzenten und Konsumenten bedarf, wäre die Rolle freier Förderkapazitäten für die globale Versorgungssicherheit. Denn dieser Sicherheitspuffer wird heute einzig von den Opec-Ländern vorgehalten und auch finanziert – er kommt jedoch zu beträchtlichen Teilen der Versorgungssicherheit der Verbraucherländer zugute. Eine gemeinsame

⁶⁶ Hierdurch können die sonst so rohstofftypischen, in der Ökonomie »Schweinezyklen« genannten Ausschläge von Nachfrage, Preis und Investitionen zumindest teilweise verkürzt bzw. vermindert werden.

Diskussion über die zu wünschende Wiederherstellung signifikanter Niveaus freier Förderkapazitäten und die damit zusammenhängenden Fragen von Finanzierung und Management hätte deutlich marktberuhigende Wirkung – und wäre für die Versorgungssicherheit im globalen Ölmarkt von großem Nutzen. Eine offene Aussprache und Diskussion über diese Frage erscheint dringend nötig.

Auch die gemeinsame Errichtung von Infrastruktur wäre ein hochrelevantes Thema für den Dialog im Internationalen Energieforum. Wie oben erwähnt, ist die Straße von Hormuz das geostrategische Nadelöhr des globalen Ölmarkts. Die Unterbrechung dieses Seewegs würde schwerwiegende weltwirtschaftliche Konsequenzen nach sich ziehen. Um die versorgungspolitische Relevanz eines Blockade- oder Kriegsszenarios zu verringern, müssten alternative Möglichkeiten für den Transport von Öl aus dem Persischen Golf geschaffen werden. Eine solche Möglichkeit wäre die Umgehung der Straße von Hormuz durch Pipelinetrassen. Die einzige existierende Trasse ist die East-West-Pipeline, die durch Saudi-Arabien vom Persischen Golf zum Roten Meer führt (Verschiffung im Hafen Yanbu) und eine Kapazität von 5 mb/d hat. Allerdings ist diese Größenordnung im Vergleich zu den Mengen, die mittels Tankern durch die Straße von Hormuz exportiert werden, deutlich zu gering. Eine Ausweitung der Kapazität dieser Pipeline, wenn auch in normalen Zeiten nicht genutzt,⁶⁷ wäre ein Schritt zu größerer Unabhängigkeit von Hormuz. Die Vorgehaltung einer alternativen Exportroute ist klar im Interesse der weltweiten Verbraucher. Sollte Saudi-Arabien aus Gründen fehlender Wirtschaftlichkeit eine Pipeline entsprechender Größe nicht anlegen wollen, könnte im Rahmen des IEF über eine finanzielle Beteiligung der Verbraucherländer diskutiert werden.

⁶⁷ Diese Trasse hat sich international nicht durchgesetzt, nur etwa die Hälfte der Pipelinekapazität wird genutzt (da sie unter normalen Bedingungen unwirtschaftlich ist). Die saudische Regierung hat daher Pläne veröffentlicht, nach denen sie die Pipeline für den Transport von Erdgas umrüsten will – im Ergebnis ließe das die Abhängigkeit des Ölmarktes von der Wasserstraße Hormuz total werden; siehe Anthony H. Cordesman/Nawaf Obaid/Khalid Al-Rodhan, *Global Energy Demand and Capacity Building in Saudi Arabia's Petroleum Sector*, Washington: Center for Strategic and International Studies (CSIS), Mai 2005, S. 35.

Förderung der Markttransparenz

Das Geschehen auf dem globalen Ölmarkt ist bis heute in hohem Grade intransparent. Dies betrifft nicht nur, wie eingangs erwähnt, die Preissetzung in langfristigen Lieferverträgen (es geht dabei um Öl, das nicht auf Spotmärkten gehandelt wird), auch die Kenntnis aktueller Marktdaten ist äußerst lückenhaft: Saudi-Arabien und die anderen Länder der Opec veröffentlichen keine aktuellen Daten über Produktion, Exporte oder Exportdestinationen, sondern geben nur summarische und ungenaue Informationen, und dies auch erst nach Jahren – viel zu spät für den Markt. Ebenso wenig sind Daten für Verbrauch, Importe und Handel des größten Teils der Verbraucherländer bekannt. Verlässliche und aktuelle Informationen liegen nur für die 26 Mitgliedsländer der IEA vor, die sich in einem internationalen Vertrag zur Datenerhebung verpflichtet haben. Alle anderen Daten über den Ölmarkt werden von einer Vielzahl unterschiedlicher Akteure (IEA, Banken, Fonds, Händler, Industrie etc.) geschätzt. Besonders auffällig war zuletzt das Informationsdefizit im Falle Chinas, dessen rasant ansteigender Ölverbrauch sich nur spät und nur sehr approximativ in Zahlenmaterial niederschlug. Die Folge solcher Defizite ist eine deutliche Unsicherheit des Marktes, der sich von fundamentalen Entwicklungen kein Bild machen kann, sondern sich auf vage Informationen, Gerüchte und Spekulationen stützen muss. Diese Unsicherheit über das faktische Geschehen übersetzt sich in eine nervöse Preisvolatilität am Markt.

Um dem entgegenzuwirken, hat das Internationale Energieforum 2001 eine Initiative zur gemeinsamen Datenerhebung im Ölmarkt gestartet. Im Rahmen dieser Joint Oil Data Initiative (JODI) werden in Zusammenarbeit mit den UN monatlich Größen wie Produktion, Handel und Vorräte erhoben. Auch wenn noch nicht alle Länder der Welt beteiligt sind, wurden im Jahr 2006 immerhin von 90 Ländern Ölmarktinformationen eingeholt – sie repräsentierten über 90% von Weltproduktion und -verbrauch.⁶⁸ Deutschland sollte die Weiterentwicklung dieser Initiative aktiv unterstützen: Dies kann zum einen geschehen, indem aktiv weitere Länder für die Teilnahme an JODI gewonnen werden, zum anderen kann auch eine entwicklungs-

⁶⁸ Zugleich ist eine Reihe von internationalen Organisationen involviert, darunter die Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), die Asia-Pacific Economic Cooperation (Apec), die Organization of the Petroleum Exporting Countries (Opec), Eurostat, IEA etc.; siehe <www.jodidata.org/FileZ/ODTmain.htm>.

politische Initiative zur Unterstützung der statistischen Ämter in Entwicklungs- und Schwellenländern ins Auge gefasst werden, welche die Datenerhebung erst ermöglicht oder die Datenqualität verbessert.

Verbraucherkooperation: IEA und Einbindung relevanter Schwellenländer

Das Ölembargo 1973 ließ die großen Industrienationen des westlichen Blocks erkennen, dass sie durch die Abhängigkeit von Ölimporten verwundbar sind. Die Preisexplosionen zogen hohe volkswirtschaftliche Kosten nach sich. Nach einem Appell des damaligen US-Außenministers, Henry Kissinger, zur Kooperation in Fragen der Energieversorgungssicherheit wurde 1974 die Internationale Energieagentur (IEA) gegründet, um als Interessenvertretung der großen Energieverbraucher deren Krisenvorsorge und internationale Energiepolitik zu koordinieren. Die Mitgliedsländer, die sich aus den OECD-Staaten rekrutierten, hatten zusammen einen Anteil von gut 75% am weltweiten Ölverbrauch.⁶⁹ Alle Länder legten Krisenvorräte an und vereinbarten einen solidarischen Krisenmechanismus für die Ausschüttung dieser Vorräte. Ungewöhnlich für eine internationale Organisation: Die Statuten sahen vor, dass legal bindende Entscheidungen im Krisenfall nach dem Prinzip der einfachen Mehrheit getroffen werden – eine komplexe Konsenssuche sollte die Handlungsfähigkeit der IEA nicht unterminieren. Die Kooperation der Länder im Rahmen dieser Organisation weitete sich seither auf andere energiepolitische Gebiete aus, im Kern ist jedoch bis heute die IEA die weltweit einzige Institution, die sich mit der Energieversorgungssicherheit im engeren Sinne befasst und welche die Mittel hat, zumindest kurzfristig auch für diese Sicherheit zu sorgen.

Zentrales Element der IEA-Krisenvorsorge sind die Ölvorräte, die von jedem Mitgliedsland in Höhe des Volumens von 90 Tagen seiner Netto-Ölimporte angelegt werden. Die gesamte Vorratsmenge beträgt derzeit etwa 1500 Mrd. Fass.⁷⁰ Deren gemeinsame Aus-

⁶⁹ Von den großen Industrieländern der OECD sperrte sich nur Frankreich gegen einen Beitritt, da ihm sein politischer Einfluss auf die Institution bei Beitritt der USA und Japans zu gering erschien. Als Antwort auf die Ölkrise wurde daraufhin das Motto »tout nucléaire« ausgerufen – was aber natürlich die Ölintensität Frankreichs nicht reduzieren konnte. Zur Entstehungsgeschichte siehe <www.iea.org/Textbase/about/index.asp>.

⁷⁰ Siehe IEA-Webseite.

schüttung kann im Falle von Störungen die Versorgungssicherheit aufrechterhalten und den Ölpreis beruhigen bzw. senken. Allerdings ist diese Form der Versorgungssicherung zeitlich begrenzt, denn die Krisenvorräte sind endlich. Darüber hinaus ist die Wirkung der Ausschüttung im Krisenfall abhängig davon, dass der Anteil der ausgeschütteten Ölmenge am globalen Weltmarkt signifikant ist – da es nur einen Weltmarkt gibt, müssen die Mengen groß genug sein, um den Weltölpreis beeinflussen zu können; die wichtigsten Marktakteure müssen daher teilnehmen.

Diese Krisensteuerungsfähigkeit der IEA ist aus heutiger Sicht jedoch deutlich eingeschränkt, da sie als Institution von 1974 die damalige Weltordnung inkorporiert und nicht auf die im Zuge des Aufstiegs der großen Schwellenländer sich verändernden Gleichgewichte zu reagieren vermag. So ist die Mitgliedschaft in der OECD Voraussetzung für jene in der IEA – China und Indien sind folglich ausgeschlossen, und dies wird auch auf absehbare Zeit so bleiben.⁷¹ Wie weiter oben dargestellt, sinkt jedoch der Anteil der IEA-Länder an den Weltöl- und -gasmärkten. Energiepolitische Kooperationen, die innerhalb der Gruppe dieser Länder eingegangen werden, verlieren somit an Relevanz. Die Aufnahme der Schwellenländer, und hier vor allem Indiens und Chinas (und Brasiliens, die sogenannten BICs), ist notwendig, um kooperatives Krisenmanagement betreiben zu können (etwa um Vorräte auszuschütten), insbesondere aber auch, um diese Länder in einen Kompromiss einbinden zu können, der als Grundlage für eine regelgebundene und -setzende globale Energiepolitik dienen kann.⁷² Auch wenn eine Vollmitgliedschaft nur ein sehr unwahrscheinliches Szenario ist, müssen verschiedene Möglichkeiten privilegierter Assoziierungen erwogen werden.

⁷¹ Die OECD macht die Erfüllung eines ganzen Kanons an politischen (demokratischen) und wirtschaftlichen Bedingungen zur Voraussetzung einer Mitgliedschaft.

⁷² Außer der fehlenden OECD-Mitgliedschaft ist ein weiteres Hindernis, dass zwar die Beitragssätze ungefähr an BIP und BIP/Kopf angepasst, die Stimmengewichte innerhalb der IEA aber auf den Anteilen am Weltölverbrauch von 1973 eingefroren sind. Die USA haben daher als einziges Land mit 46% Stimmrechten eine Veto-Macht, die sie nur schwerlich aufzugeben bereit sein werden.

Einstieg in den Ölausstieg: Verflüssigung von Biomasse

Letztlich ist die politische Begleitung und Vorbereitung eines Einstiegs in den Ölausstieg eine der zukunftsweisenden Optionen. Die physischen, wirtschaftlichen und politischen Probleme, die sich aus der Abhängigkeit von diesem Energieträger mittel- bis langfristig ergeben, legen es nahe, den Übergang in das Post-Ölzeitalter durch politische Rahmenbedingungen zu begleiten bzw. zu fördern.

Öl wird hauptsächlich im Transport- und Verkehrssektor benutzt, der weltweit nahezu vollständig vom Rohstoff Öl abhängig ist. Politische Eingriffe in diesen Sektor sind jedoch äußerst problematisch, da er sich aufgrund seiner enormen Relevanz und seiner hohen Kapitalbindung welt-, europa- oder deutschlandweit nur unter hohen Kosten verändern lässt. Allein in Deutschland sind knapp 55 Millionen Kraftfahrzeuge gemeldet, die durch eine hochgradig ausgebaute Infrastruktur (vom Bohrloch über die Raffinerie bis zur Tankstelle) mit dem Brennstoff Öl beliefert werden.

Bei der Sondierung von Alternativen zu Öl ist in den letzten Jahren eine Technologie in erreichbare Nähe gelangt, die einen Ausweg bieten könnte: die Verflüssigung von Biomasse (sogenannte Biomass-to-Liquid-Technologie, BTL). Im Falle nahezu sämtlicher anderen Kraftstoffe oder Antriebsmittel (wie zum Beispiel Biokraftstoffe der sogenannten ersten Generation, Erdgas, Wasserstoff, Strom, Brennstoffzelle etc.) müssten die existierenden Motorenanlagen (zum Beispiel aufgrund von Beimischungsobergrenzen bei Biokraftstoffen) oder sogar der gesamte Fahrzeugpark und die dazugehörige Kraftstoffinfrastruktur ausgetauscht werden – zu prohibitiv hohen volkswirtschaftlichen Kosten. Beim BTL-Verfahren hingegen wird nicht nur Kraftstoff hergestellt, der mit mineralölbasiertem Benzin identisch ist, sondern er ist zudem auch zu akzeptablen volkswirtschaftlichen Kosten herstellbar.

BTL-Kraftstoffe sind nicht mit der ersten Generation von Biokraftstoffen zu verwechseln. Die heute in Deutschland mehrheitlich aus Raps hergestellten Biokraftstoffe der ersten Generation sind zwar ein Schritt in die richtige Richtung. Ihre Produktion und ihr Einsatz sind jedoch mit vier so schwerwiegenden Problemen behaftet, dass ein zukunftsweisender Einsatz nicht in Frage kommt: Erstens ist ihre Herstellung in Deutschland relativ teuer, was wesentlich an Pflanzenwachstum und klimatischen Bedingungen liegt – der gewonnene Biokraftstoff wird sich auch in absehbarer

Zukunft kaum kostengünstiger erzeugen lassen;⁷³ zweitens erweist sich die CO₂-Bilanz dieses Kraftstoffs in einer systemischen Betrachtung (»well-to-wheel« genannt) bis zum Fahrzeugrad, anders als vielleicht erwartet werden könnte, nur als geringfügig positiv;⁷⁴ drittens kann so gewonnener Diesel nicht in beliebigen Mengen herkömmlichen Kraftstoffen beigemischt werden, ohne dass die Motoren des heutigen Fahrzeugparks Schaden nehmen würden; und viertens ist die Ackerfläche für den Anbau von Raps in Deutschland begrenzt. Eine EU-Direktive aus dem Jahr 2003 sieht zwar als Ziel vor, dass bis zum Jahr 2010 Biokraftstoffe der ersten Generation zu einem Anteil von 5,75% beigemischt werden. Dieses Ziel ist jedoch nicht rechtsverbindlich für die EU-Mitgliedstaaten⁷⁵ – und für die meisten Länder mit Ausnahme Deutschlands auch bei weitem nicht mehr zu erreichen.

BTL hingegen, die zweite Generation der Biokraftstoffe, wird aus Biomasse gewonnen, zumeist aus fester Biomasse: Pflanzen, Holz, biogenen Resten, Abfällen usw. Sie werden zunächst fermentiert bzw. in Gas umgewandelt (Herstellung von Biogas), das dann in einem nächsten Schritt verflüssigt wird (dieser Prozess ist großindustriell erprobt, er dient zum Beispiel in Katar auch zur Verflüssigung von Erdgas). Das Endprodukt ist Diesel oder Benzin, das mit gewöhnlichem Treibstoff identisch oder sogar hochwertiger ist.⁷⁶ Die Kosten der Herstellung von Kraftstoffen aus BTL liegen in Westeuropa noch sehr hoch (ca. 0,6–0,8 Euro pro Liter⁷⁷ im Vergleich zu gegenwärtig ca. 0,3 Euro pro Liter für Benzin aus Mineralöl), die heutigen Produk-

tionsanlagen sind jedoch noch klein und befinden sich im Pilotstadium. Die weltweit erste größere Anlage für BTL-Produktion wird 2007 in Deutschland fertiggestellt, eine Großanlage ist für 2009 geplant. Von der größeren Dimension der Anlagen wird eine deutliche Kostenreduktion erwartet.

Perspektivisch eröffnet BTL damit erstmals die Möglichkeit, eine langfristige Energiepolitik für den Verkehrssektor zu fördern, die einen sorgsam vorbereiteten Einstieg in den Ausstieg aus der Nutzung von Öl anstrebt. Die hohe Qualität des durch BTL produzierten Benzins/Diesels macht physikalische Beimischungsobergrenzen überflüssig. Insbesondere aber wäre der in Deutschland/Europa existierende Fahrzeugpark ohne Anpassungen weiterhin nutzbar, was den BTL-Kraftstoff für die Automobilindustrie attraktiv macht und die volkswirtschaftlichen Kosten insbesondere für Deutschland gering hält. Zudem ist das Produktionspotential von BTL deutlich höher als jenes von Biokraftstoffen der ersten Generation, da gesamte Pflanzen(-reste) wie auch sonstige Biomasse verwendet werden können, was den Ackerertrag deutlich steigert und gleichzeitig die kritische Konkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Biomasseproduktion reduziert (bisher geplante Anlagen sollen ausschließlich Stroh und Heu verwenden). Nach Schätzungen könnte die BTL-Produktion in Deutschland ca. 25% des gesamten Kraftstoffbedarfs decken.⁷⁸ Zu guter Letzt ist auch die CO₂-Bilanz wesentlich günstiger als bei Biokraftstoffen der ersten Generation, denn aufgrund der höheren Erträge und diverser Einsatzstoffe ist ein Liter BTL nahezu vollständig CO₂-neutral.⁷⁹

Das gewichtigste Argument für den Einstieg in die BTL-Produktion ist ihr hohes politisches Potential. Denn die Partner Deutschlands in der OECD könnten für eine Initiative gewonnen werden, die eine gemeinsame Fokussierung auf die Produktion von Biokraftstoffen zum Ziel hat. Diese Idee ist nicht nur wiederholt vom amerikanischen Präsidenten und in mehreren Ratsbeschlüssen der EU bekräftigt worden. durchsetzungsstarke Agrarlobbies in den USA (Mais)

⁷³ Die Produktion von Ethanol aus Zuckerrohr in Brasilien ist seit einigen Jahren mit der Erzeugung von Mineralöl wettbewerbsfähig; dies liegt maßgeblich an dieser Pflanze – die in Europa nicht wächst.

⁷⁴ Einsparungen gegenüber Mineralöl liegen bei maximal einem Drittel gegenüber mineralöhlhaltigem Kraftstoff, da Düngung und Raffinierung sehr energieintensiv sind; siehe unter anderem *Kraftstoffstrategie der Bundesregierung*, Bericht der Unterarbeitsgruppe Kraftstoffmatrix, Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2004.

⁷⁵ Deutschland ist eines der wenigen Länder, das dieses nicht-verbindliche Ziel per nationalem Gesetz verbindlich gemacht hat; siehe Europäische Kommission, *Biofuels Progress Report*, COM (2006) 845 final, Januar 2007.

⁷⁶ In Deutschland konzentriert sich die Entwicklung der BTL-Kraftstoffproduktion bisher auf Diesel. Die Herstellung von Benzin erfordert jedoch nur einen weiteren Syntheseschritt; siehe unter anderem IEA, *Biofuels for Transport*, Paris 2004, oder <www.volkswagen-umwelt.de>.

⁷⁷ Vgl. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), *Biomass to Liquid – BtL, Realisierungsstudie*, Zusammenfassung, Berlin, Dezember 2006.

⁷⁸ Siehe »BTL the Next Step from GTL«, in: *Petroleum Economist*, Juli 2006, S. 8ff. Natürlich würde eine solche Neuausrichtung der landwirtschaftlichen Produktion bisherigen Flächenstilllegungsplänen der EU zuwiderlaufen. Dabei könnte der heimischen Landwirtschaft jedoch auf diesem Wege eine zukunftsweisende und nachhaltige Aufgabe übertragen werden.

⁷⁹ Je nach eingesetzter Biomasse können sogar Emissionsreduktionen von über 100% im Vergleich zu mineralölbasiertem Diesel realisiert werden. Zu einem Vergleich relevanter Studien siehe IEA, *Biofuels for Transport* [wie Fn. 76].

und den agrarintensiven Nationen Europas erleichtern einen solchen Schritt. Die Tatsache, dass in der OECD bis heute noch immer 225 Mrd. Euro pro Jahr für Agrarsubventionen ausgegeben werden,⁸⁰ steht nicht im Widerspruch zu einer auf die Landwirtschaft ausgerichteten Initiative, sondern stützt sie vielmehr. Denn ein Teil der Subventionssumme könnte in die Produktion von Biomasse/BTL fließen – nötig ist also nur eine Umlenkung finanzieller Mittel, keine Beschaffung zusätzlicher Gelder. Dass sich dies politisch wesentlich einfacher umsetzen lässt, weiß jeder Finanzminister der OECD.

80 Siehe OECD, *Agricultural Policies in OECD Countries: At a Glance – 2006 Edition*, Paris 2006, S. 10.

Schluss

Der Weltölmarkt birgt Gefährdungen für Deutschland, die in vielerlei Hinsicht weit außerhalb der Einflussphäre deutscher (Außen-)Politik liegen. So ist die Konzentration der Reserven von der Natur vorgegeben, der Einflussverlust privater westlicher Ölgesellschaften nicht umkehrbar, Preisvolatilität und Förderkapazitäten lassen sich von deutscher Seite kaum steuern. Auch stellt sich der Ölmarkt in seiner globalen Dimension für ein ölpolitisch so kleines Land wie die Bundesrepublik als diffuses Konglomerat dar, als Markt, in dem anders als beim regional strukturierten Gasmarkt kein direkter Ansprechpartner existiert. Zusätzlich kommt hinzu, dass der traditionelle Weg Deutschlands, im Rahmen der EU an spezifische *governance*-Probleme heranzugehen, kaum gangbar ist. Denn auch die EU ist im globalen Ölmarkt ein Zwerg, sie besitzt kaum ölmarktpolitisches Gewicht und hat infolge nationaler Präferenzen der großen westeuropäischen Ölfirmen nie eine gemeinsame Ölpolitik zustande gebracht.

Die Handlungsoptionen Deutschlands sind insofern eher »weicher« Natur bzw. vornehmlich auf außenpolitische Lösungen gerichtet. Die Förderung der Kooperation mit den Verbrauchern ist ebenso notwendig wie diejenige mit den Produzenten, und Deutschland vermag in beiden Richtungen durch eigene Initiative gestaltend mitzuwirken. Insbesondere aber ist die Möglichkeit, durch BTL einen Teil der Anspannung aus dem Markt zu nehmen und den Einstieg in den Ausstieg aus der Ölnutzung zu finden, wegweisend für die Zusammenarbeit der Bundesrepublik mit ihren europäischen und transatlantischen Partnern.

Abkürzungen

Apec	Asia-Pacific Economic Cooperation
ARGE	Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute
bbf	Barrel
BIC	Brasilien, Indien und China
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BTL	Biomass-to-Liquid
CEFIR	Center for Economic and Financial Research (Moskau)
CO ₂	Kohlendioxid
CSIS	Center for Strategic and International Studies (Washington)
dena	Deutsche Energie Agentur GmbH
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EIA	Energy Information Administration
ESMAP	The Energy Sector Management Assistance Program
EWI	Energiewirtschaftliches Institut (Universität Köln)
FSU	Frühere Sowjetunion
G 8	Gruppe der Acht (die sieben führenden Industriestaaten + Russland)
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	Internationale Energieagentur
IEF	International Energy Forum
IEFS	International Energy Forum Secretariat
IOC	International Oil Company
JNOC	Japan National Oil Corporation
JODI	Joint Oil Data Initiative
mb/d	million barrels per day
Mtoe	Million Tons of Oil Equivalent
NOC	National Oil Company
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
Opec	Organization of the Petroleum Exporting Countries
P 5	Permanent Five (die fünf ständigen Mitglieder des UN-Sicherheitsrats)
SEC	Securities and Exchange Commission
UN	United Nations
UNDP	United Nations Development Program
UNEP	United Nations Environment Programme (Nairobi, Kenia)
UNO	United Nations Organization
WTI	West Texas Intermediate
WTO	World Trade Organization