

Karl, Hans-Dieter

**Article**

## Abschätzung der Förderkosten für Energierohstoffe

ifo Schnelldienst

**Provided in Cooperation with:**

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

*Suggested Citation:* Karl, Hans-Dieter (2010) : Abschätzung der Förderkosten für Energierohstoffe, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 63, Iss. 02, pp. 21-29

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/164771>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

**Der Einsatz fossiler Energieträger hängt in entscheidendem Umfang von den Kosten ihrer Bereitstellung ab. Unter diesen Kosten nehmen die Aufwendungen für die Förderung der Energierohstoffe, die von zahlreichen Faktoren beeinflusst werden, einen wesentlichen Stellenwert ein. Ziel dieser Untersuchung ist die Bestimmung der Stückkosten der Förderung aus den derzeit genutzten und eine Abschätzung der Stückkosten der Gewinnung aus künftig zu erschließenden Lagerstätten. Eine exakte Bestimmung der Förderkosten stößt dabei aus mehreren Gründen auf große Schwierigkeiten. Deshalb sollten die im Folgenden ausgewiesenen durchschnittlichen Förderkosten für Erdöl, Erdgas und Steinkohle als Annäherungen an die Realität betrachtet werden. Zur Bestimmung der Förderkosten der derzeit genutzten Lagerstätten und zur Abschätzung der Kosten künftig zu erschließender Energievorkommen wird vorwiegend auf vorliegende Studien und Schätzungen in der Literatur zurückgegriffen.**

## Energieförderkosten von großer Bedeutung

Für die gegenwärtige und die zukünftige Nutzung fossiler Energieträger spielen die Kosten ihrer Bereitstellung eine herausragende Rolle. Im Zentrum dieser Kosten stehen die Ausgaben für die Förderung, die durch zahlreiche Determinanten beeinflusst werden. Neben geologischen, technischen und ökonomischen Faktoren sind auch die politischen Bedingungen des Abbaus von zentraler Bedeutung. Ziel dieser Untersuchung ist die Bestimmung der Stückkosten der Förderung aus den derzeit genutzten Lagerstätten und eine Abschätzung der Stückkosten der Gewinnung aus künftig zu erschließenden Lagerstätten. Eine exakte Bestimmung der Förderkosten stößt aus mehreren Gründen auf große Schwierigkeiten. Da die Förderkosten für die einzelnen Unternehmen von hoher wettbewerblicher Relevanz sind, unterliegen sie im Allgemeinen der Geheimhaltung. Darüber hinaus sind die Kosten sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten der Lagerstätte abhängig, wie z.B. ihrer Lage und Größe, und können deshalb stark differieren. Schließlich können während des Abbaus der Rohstoffe nicht vorhergesehene zusätzliche Aufwendungen, etwa durch Streiks, Unwetter oder nachträgliche gesetzliche Auflagen, erforderlich werden, so dass die tatsächlichen Förderkosten oft erst durch eine Nachkalkulation genau angegeben werden können.

Im Folgenden werden die Förderkosten für die dominierenden fossilen Energie-

träger Erdöl, Erdgas und Steinkohle, und zwar für Kesselkohle, ausgewiesen. Diese Kosten umfassen die Ausgaben für die Förderung der Energierohstoffe, also für den Betrieb der Förderanlagen (vor allem Lohn- und Vorproduktkosten) und die auf die Betriebsdauer der Lagerstätte umgelegten Kapitalkosten, die sich aus den Aufwendungen für die Erkundung und die Errichtung der Anlagen zur Gewinnung der Energieträger aus der Lagerstätte ergeben. In diese Kapitalkosten gehen auch diejenigen Ausgaben ein, die im Lauf des Abbaus der Rohstoffe aufzuwenden sind, um dem allmählichen Rückgang der Förderleistung zu begegnen und die Gewinnung auf einem hohen Niveau halten zu können. Das geschieht insbesondere bei Öl- und Gasquellen, z.B. durch Anwendung von sekundären und tertiären Verfahren zur Steigerung des Ausbeutungsgrades.

Nicht enthalten sind die so genannten User Costs, also die Kosten durch den Wertverlust bei den Restbeständen der Ressource im Boden, der durch die Entnahme der Ressource selbst zustande kommt, sowie die Royalties, die genau diese User Costs widerspiegeln, wenn sich die abgebauten Bestände nicht im alleinigen Eigentum der Förderfirma befinden.

Zur Bestimmung der Förderkosten der derzeit genutzten Lagerstätten wird auf mehrere aktuell vorliegende Studien und Schätzungen in der Literatur zurückgegriffen. Dabei werden die Förderkosten in

Form von Stückkosten ausgewiesen. Die für unterschiedliche Jahre vorliegenden Angaben in der Literatur werden einheitlich auf die Preisbasis 2009 umgerechnet. Die Abschätzung der Stückkosten künftig zu erschließender Lagerstätten erfolgt einerseits ebenfalls anhand der Angaben in der Literatur und andererseits auf der Grundlage von Prognosen des Bedarfs der einzelnen Energieträger in den kommenden Jahrzehnten sowie von Schätzungen der voraussichtlichen Entwicklung der Investitionen zur Erschließung neuer Lagerstätten bzw. zur Aufrechterhaltung der Produktion.

### **Erdöl der dominierende Energieträger**

Erdöl ist nach wie vor der wichtigste Energieträger weltweit. Es steht beim Verbrauch an der Spitze und nimmt vor allem bei den gehandelten Mengen mit Abstand den ersten Platz ein. Das hohe Handelsvolumen von Erdöl erklärt sich überwiegend daraus, dass die weltweiten Verbrauchsschwerpunkte und die Regionen mit den höchsten Rohölproduktionen, die häufig ein hohes Exportpotential besitzen, vergleichsweise weit voneinander entfernt sind. Zudem verfügen die wichtigsten Exportländer auch über die umfangreichsten konventionellen Ölreserven. Ende 2008 beliefen sich die weltweiten Reserven auf rund 182 Mrd. toe (Tonnen Öleinheiten), bei einem jährlichen Verbrauch von derzeit rund 3,9 Mrd. toe errechnet sich daraus eine statische Reichweite von 46 Jahren. Von den gesamten Reserven sind allein 101 Mrd. toe im Nahen Osten konzentriert, der jährliche Verbrauch dieser Länder erreichte 2008 gut 0,3 Mrd. toe (vgl. ExxonMobil 2009). Die führende Stellung des Erdöls beruht auf seinen spezifischen Vorteilen, von denen insbesondere das breite Anwendungsspektrum sowie die günstigen Transport- und Lagermöglichkeiten hervorzuheben sind. Erdöl hat angesichts seiner überragenden Bedeutung den Charakter eines strategischen Rohstoffs. Die meisten Analysen und Prognosen der Entwicklung der Weltenergiemärkte kommen zu dem Resultat, dass der Bedarf an Erdöl auch in den kommenden Jahren noch zunehmen wird. Allerdings werden, z.B. von der Internationalen Energieagentur (IEA), angesichts zunehmend schwieriger und folglich mit hohen Kosten zu erschließenden Vorkommen geringere Zuwächse erwartet als noch vor einigen Jahren.

Vor dem Hintergrund der außergewöhnlichen Bedeutung von Erdöl erklärt sich die große Zahl von Analysen und Prognosen zum Ölmarkt. Allerdings befasst sich die überwiegende Zahl der Untersuchungen mit Fragen der mengenmäßigen Verfügbarkeit, der technischen Möglichkeiten des Abbaus, der Preisentwicklung und der politischen Implikationen eines höheren Ölverbrauchs angesichts der Unsicherheiten der Versorgung. Wesentlich dünner gesät sind Studien zu den Kosten der Suche, Erschließung und der

Gewinnung von Rohöl. Das hat objektive Gründe, wobei insbesondere die geologischen Unterschiede und die Größe der einzelnen Lagerstätten sowie der unterschiedliche technische Aufwand zur Ölgewinnung zu nennen sind. Daneben unterliegen die Daten zu den Kosten der Ölförderung als Unternehmensinterna zumeist der Geheimhaltung. Unter diesen Bedingungen handelt es sich bei den veröffentlichten Zahlen über die Produktionskosten in den meisten Fällen um Schätzungen der jeweiligen Autoren. Dennoch dürften diese Ergebnisse die tatsächlichen Verhältnisse näherungsweise zutreffend beschreiben. Allerdings liegen angesichts der beträchtlichen Unterschiede zwischen den Ölfeldern die Förderkosten in einer vergleichsweise großen Bandbreite. Das ist auch eine Folge des starken Ölpreisanstiegs in den vergangenen Jahren, der dazu geführt hat, dass es sich lohnt, Lagerstätten zu erschließen, die eine Ölgewinnung nur zu verhältnismäßig hohen Kosten erlauben. Im Folgenden werden die **derzeitigen und die zu erwartenden Förderkosten** insgesamt sowie ihre beiden Komponenten, die Kapitalkosten und die Betriebskosten, ausgewiesen. Dabei geht es vor allem um die Darstellung von Durchschnittswerten.

Die aktuellste vorliegende Untersuchung stammt aus dem Jahr 2009 und wurde von der Deutschen Bank erstellt (vgl. Deutsche Bank 2009). Sie enthält für knapp 90% der Weltölförderung Schätzungen der laufenden Produktionskosten (OPEX) ohne Kapitalkosten, Royalties und die Ausgaben für die Exploration für 2009. Für die großen Ölfelder, auf die rund 70% der weltweiten Förderung entfallen, liegen diese durchschnittlichen Kosten bei 6,20 US-Dollar/bbl (bbl = Barrel; 1 bbl = 159 l). Die Bandbreite dieser Kosten geht von rund 1 US-Dollar/bbl in den arabischen Golfstaaten bis zu etwa 26 US-Dollar/bbl für Rohöl aus kanadischen Ölsanden, die aber derzeit bei den Fördermengen noch nicht ins Gewicht fallen. Die direkten Förderkosten der kleineren Ölfelder – rund ein Sechstel der weltweiten Förderung – belaufen sich auf durchschnittlich 8,30 US-Dollar/bbl. Die Förderkosten für alle hier betrachteten Ölfelder, die die Entwicklung des weltweiten Ölmarktes bestimmen, liegen im Gesamtdurchschnitt bei 6,60 US-Dollar/bbl.<sup>1</sup>

Die Studie der Deutschen Bank weist für das Jahr 2007 zusätzlich gesamte Kosten der Ölförderung (Technical Costs) aus. Diese Kosten sind aus Angaben – ebenfalls ohne die Royalties oder User Costs – großer Mineralölunternehmen abgeleitet und weisen eine erhebliche Bandbreite auf. Im Durchschnitt beliefen sich diese Gesamtkosten ohne Steuern auf 15,20 US-Dollar/bbl; sie enthalten die direkten Förderkosten (Anteil: rund 39%), die Kapitalkosten (etwa 47%) sowie die Ausgaben für die Exploration (14%). Die gesamten Kosten haben sich in den letzten fünf Jahren im Jahresdurchschnitt um 14% erhöht. Da zur Abschätzung dieser

<sup>1</sup> Dabei ist der Durchschnitt berechnet, indem die Förderkosten mit den jeweiligen Anteilen an den Fördermengen gewichtet wurden.

Förderkosten allein Daten ausgewählter Mineralölkonzerne verwendet wurden, gingen in diese Zusammenstellung entsprechende Zahlen nationaler Gesellschaften, die für den Ölmarkt eine große Bedeutung haben und etwa das Angebot der OPEC-Länder bestimmen, nicht ein. Es ist aber davon auszugehen, dass viele dieser nationalen Anbieter zu vergleichsweise niedrigen Kapital- und Explorationskosten produzieren können. Daher ist zu vermuten, dass die globalen durchschnittlichen Förderkosten im Jahr 2007 unter den genannten 15,20 US-Dollar/bbl lagen.

Zum Vergleich sei hier noch auf eine Untersuchung von Dresdner Kleinwort (2006, 3) hingewiesen, in der ebenfalls Ölförderkosten großer Mineralölkonzerne für das Jahr 2005 genannt sind. Aus einer Graphik in dieser Studie lassen sich durchschnittliche Förderkosten dieser Unternehmen von 10,5 US-Dollar/bbl ableiten; für 2007 erhält man mit der o.g. jahresdurchschnittlichen Steigerungsrate dann einen Wert von rund 13,5 US-Dollar/bbl. Weniger als halb so hoch waren den Schätzungen von Dresdner Kleinwort zufolge die durchschnittlichen Förderkosten der in der Studie untersuchten russischen Unternehmen. Diese Schätzungen sind ein Hinweis auf die häufig günstigen Förderbedingungen nationaler Ölgesellschaften.

Vor diesem Hintergrund wird mit einem anderen Ansatz versucht, die gegenwärtigen Ölförderkosten abzuschätzen. Hierzu werden die Ergebnisse der Studie von Aguilera et al. (2009) verwendet, in der für künftig zu förderndes Rohöl die gesamten Förderkosten zu US-Dollarpreisen von 2006 ausgewiesen sind. In dieser Untersuchung, die auf einer Studie des United States Geological Surveys aus dem Jahr 2000 basiert, sind die zu erwartenden Kosten für alle relevanten Ölfördergebiete angegeben, und für einen Großteil der Lagerstätten sind die gesamten Förderkosten in (durchschnittliche) Kapital- und Betriebskosten aufgeteilt. Eine mengen-gewichtete Auswertung dieser gesamten Kosten ergab, dass auf die Betriebskosten gut 56% der Gesamtkosten entfallen werden. Legt man diesen Prozentsatz als näherungsweise gültig auch für die derzeitige Förderung zugrunde, dann errechnen sich aus den in der Studie der Deutschen Bank (2009) ausgewiesenen globalen Betriebskosten von 6,6 US-Dollar/bbl gesamte Förderkosten in Höhe von 11,8 US-Dollar/bbl; das entspricht einem Anteil am gegenwärtigen Weltmarktpreis für Rohöl von rund 16%. Dieser Wert für die gesamten Ölförderkosten liegt vergleichsweise nahe an dem Ergebnis, das in der Studie von Jojart (2008) ausgewiesen wurde; darin wurde für das Jahr 2006 ein Mittelwert von 9 US-Dollar/bbl (2009: knapp 11 US-Dollar/bbl) genannt, mit einer Bandbreite von 3,38 bis 20,79 US-Dollar/bbl. Auf dem fast gleichen Niveau liegen die von Remme, Blesl und Fahl (2007) geschätzten Förderkosten; aus den Angaben dieser Studie lässt sich ein gewichteter Durchschnitt von rund 8,8 US-Dollar/bbl in Preisen des Jahres 2000 ableiten. Das entspricht Förderkosten des Jahres 2009

von knapp 11 US-Dollar/bbl Rohöl. Insgesamt dürfen somit die durchschnittlichen Förderkosten für Rohöl derzeit bei rund 11 bis 12 US-Dollar/bbl liegen.

### Anstieg der Ölförderkosten zu erwarten

Für die Abschätzung der Stückkosten der Rohölförderung aus zukünftig zu erschließenden Lagerstätten gibt es verschiedene Möglichkeiten. Einerseits kann unmittelbar die Studie von Aguilera et al. (2009) herangezogen werden, in der das künftig noch verfügbare Öl und die zusätzlich erschließbaren Reserven mit insgesamt 3 561 Mrd. bbl angegeben werden; das entspricht rund 486 Mrd. toe und damit nahezu dem 2,7-fachen der Reserven, die von ExxonMobil (2009) für Ende 2008 genannt wurden. Diese gesamten Reserven setzen sich aus den im United States Geological Survey abgeleiteten Mengen in Höhe von 2 713 Mrd. bbl und 848 Mrd. bbl aus weiteren Gebieten zusammen. Zur Förderung der auf den United States Geological Survey zurückgehenden Mengen werden durchschnittliche Kosten von 6 US-Dollar/bbl zu Preisen von 2006 genannt; die Bandbreite dieser Kosten reicht von 1,08 US-Dollar/bbl für die Vorkommen in den arabischen Golfstaaten bis zu 15,27 US-Dollar/bbl für on-/offshore gewonnenes Öl aus Kasachstan. Die Kosten für die zusätzlichen Ölfördermengen liegen im Durchschnitt bei 18,9 US-Dollar/bbl und weisen eine Bandbreite von 15,41 US-Dollar/bbl in Europa und 26,72 US-Dollar/bbl in Afrika südlich der Sahara und in der Antarktis auf.

Für die gesamten betrachteten Ölmengen errechnen sich daraus durchschnittliche Förderkosten zu Preisen von 2006 in der Höhe von rund 9,1 US-Dollar/bbl. Mit jährlichen Preissteigerungen von 14%, wie sie von der Deutschen Bank (2009) für die Jahre 2002 bis 2007 genannt werden, ergeben sich daraus nominale durchschnittliche Förderkosten für 2007 von 10,4 US-Dollar/bbl. Da sich der Kostenanstieg zuletzt deutlich verlangsamt hat, sind für 2009 Förderkosten von insgesamt knapp 11 US-Dollar/bbl zu veranschlagen. Das erscheint vergleichsweise wenig angesichts der oben abgeschätzten Förderkosten bei heute genutzten Lagerstätten von 11,8 US-Dollar/bbl und lässt sich nur dadurch erklären, dass die von Aguilera et al. (2009) genannten Produktionskosten als statisch zu verstehen sind; sie beziehen weder technische Fortschritte zur Reduzierung der Kosten im Zeitverlauf ein, noch berücksichtigen sie Kostensteigerungen, wie sie vor allem von 2006 bis 2008 zu beobachten waren, da sie zu einem erheblichen Teil als zyklisch betrachtet werden.

In der Studie von Remme, Blesl und Fahl (2007) werden für die zukünftig zur Ölförderung herangezogenen Ressourcen durchschnittliche gewichtete Förderkosten zwischen 8,6 und 22,9 US-Dollar/bbl, im Mittel also etwa

15,8 US-Dollar/bbl, in Preisen des Jahres 2000 genannt; das entspricht in Preisen von 2009 rund 20 US-Dollar/bbl. Innerhalb dieser Bandbreite der Förderkosten liegen die Kosten für die Gewinnung aus Ölsanden und Schweröllaagerstätten. Die Förderkosten für die Gewinnung der Ölressourcen bewegen sich aber etwas unter den Förderkosten der verstärkten Ausbeutung (EOR, enhanced oil recovery) bekannter Lagerstätten. Mit Abstand am meisten kostet die Gewinnung aus Ölschiefern.

Darüber hinaus besteht andererseits auch die Möglichkeit, die Stückkosten zukünftig zu erschließender Lagerstätten anhand der Projektionen der IEA von 2008 abzuschätzen.<sup>2</sup> Danach wird das weltweite Öangebot von 84,3 mb/d (Million Barrel pro Tag) im Jahr 2007 auf 94,4 mb/d (2015) und 106,4 mb/d im Jahr 2030 steigen. Durch die Upstream-Investitionen in diesem Zeitraum muss aber nicht nur der wachsende Ölbedarf befriedigt, sondern auch der natürliche Produktionsrückgang der gegenwärtig ausgebeuteten Lagerstätten ausgeglichen werden. Die IEA geht von einem Rückgang der Produktion derzeitiger Ölquellen von durchschnittlich 6,7% pro Jahr aus; diese Rate wird in den kommenden Jahren steigen und soll sich den Schätzungen der IEA zufolge 2030 auf rund 10,5% pro Jahr belaufen. Das bedeutet, dass einerseits wegen des Produktionsrückgangs derzeitiger Förderstätten Ölquellen in Höhe von 64 mb/d bis 2030 zu erschließen sind und andererseits wegen des Anstiegs der Rückgangsraten die Produktionskapazität um weitere rund 23 mb/d erhöht werden muss. Mit dem Zuwachs des Angebots um 22,1 mb/d müssen die Förderkapazitäten bis 2030 also um rund 110 mb/d gesteigert werden. Dazu veranschlagt die IEA Investitionen in Höhe von 5 036 Mrd. US-Dollar in Preisen von 2007; diese Summe teilt sich auf in 4 604 Mrd. US-Dollar für konventionelles Öl und 432 Mrd. US-Dollar für nicht-konventionelles Öl.

In diesem Zeitraum sind daher im Durchschnitt für die Errichtung einer zusätzlichen Förderkapazität von 1 b/d 45 780 US-Dollar (2007) zu investieren. Unter der Annahme einer typischen Lebensdauer eines Ölfeldes von 25 Jahren (vgl. International Energy Agency 2010) errechnen sich Investitionen von 5 US-Dollar/bbl. Dabei gibt es in Abhängigkeit von den Lagerstätten beträchtliche Unterschiede: Im mittleren Osten liegen den Angaben der IEA zufolge die spezifischen Investitionen bei etwa 12 000 US-Dollar/b/d; das entspricht umgerechnet auf die insgesamt geförderte Rohölmenge etwa 1,3 US-Dollar/bbl. Für die Ölgewinnung im Golf von Mexiko sind 30 000 US-Dollar/b/d (3,3 US-Dollar/bbl), in der Nordsee 40 000 US-Dollar/b/d (4,4 US-Dol-

<sup>2</sup> Die Ölnachfrage wird durch die derzeitige Rezession geringer ausfallen, als in dem Report von Ende 2008 geschätzt. Die aktuelle Entwicklung wird anschließend anhand des Reports der IEA aus dem Jahr 2009 berücksichtigt.

lar/bbl) und bei Ölsanden rund 70 000 US-Dollar/b/d (7,7 US-Dollar/bbl) zu veranschlagen. Zum Vergleich wird hier auf aktuelle Einschätzungen der OPEC (2009, 64) hingewiesen, wonach die Investitionen zur Erschließung einer zusätzlichen Förderkapazität von 1 b/d deutlich niedriger sind. Für den Zeitraum von 2010 und 2030 werden durchschnittliche Investitionsausgaben von rund 20 000 US-Dollar/b/d in Preisen von 2008 genannt, wobei in den OPEC-Ländern mit 12 000 US-Dollar/b/d die niedrigsten und Westeuropa mit rund 26 000 US-Dollar/b/d die höchsten Investitionen erforderlich sind.

Die auf der Grundlage der IEA-Zahlen errechneten 5 US-Dollar/bbl stehen für die linearen Abschreibungen auf die Investitionen, die während der Laufzeit der Projekte zusätzlich aufzuwendenden Zinsen werden über die jährlichen Annuitäten bestimmt. Dazu werden, ausgehend von den gesamten Investitionsausgaben bis 2030 in Höhe von 5 036 Mrd. US-Dollar, mit einem Zinssatz von 6%<sup>3</sup> näherungsweise die auf die geförderte Menge bezogenen Kapitalkosten von rund 9,8 US-Dollar/bbl<sup>4</sup> berechnet. Da sich das Preisniveau für Upstream-Investitionen von 2007 bis 2008 nur um gut 1,5% erhöht hat, wird unterstellt, dass die Teuerung zwischen 2007 und 2009 rund 3% betrug, so dass sich die Kapitalkosten 2009 auf 10,1 US-Dollar/bbl belaufen dürften. Zusammen mit den durchschnittlichen Betriebskosten von 6,6 US-Dollar/bbl resultieren damit gesamte durchschnittliche Förderkosten zu Preisen des Jahres 2009 von 16,7 US-Dollar/bbl.

Folgende Förderkosten – jeweils zu Preisen von 2009 – entstehen nach dieser Vorgehensweise für zukünftig zu erschließende Lagerstätten in ausgewählten Regionen:

- Mittlerer Osten: 4,1 US-Dollar/bbl,
- Golf von Mexiko: 11,7 US-Dollar/bbl,
- Nordsee: 20,3 US-Dollar/bbl,
- Ölsande: 41,2 US-Dollar/bbl.

Mit der aktuellen Projektion der IEA im World Energy Outlook 2009 ergibt sich auch eine leichte Modifizierung der Ergebnisse. Wegen der globalen Finanzmarktkrise fallen das weltweite Wirtschaftswachstum und damit auch die Energienachfrage geringer aus als ursprünglich vorherge-

<sup>3</sup> Der Zinssatz von 6% ergibt sich aus dem langfristigen realen Kapitalmarktzins von rund 4%, wie er für Deutschland nachzuweisen ist (vgl. Deutsche Bundesbank 2001), und einem Risikozuschlag, wie er sich als Durchschnittswert für das gesamte Risiko, das sich aus dem technischen und dem politischen Risiko zusammensetzt, aus der Studie von Goldman Sachs (2008) ableiten lässt.

<sup>4</sup> Diese Kapitalkosten können deshalb nur näherungsweise angegeben werden, weil die zugrunde liegende Annuität sich auf einen Zeitabschnitt bezieht, die tatsächliche Ölförderung aber eine andere zeitliche Struktur aufweist. Die Ölförderung im Zeitverlauf folgt im Allgemeinen einer asymmetrischen Glockenkurve, die ihren Schwerpunkt nahe am Förderbeginn hat. Mit den Kapitalkosten bezogen auf die Fördermenge wird unterstellt, dass die Ölförderung im betrachteten Zeitraum pro Jahr konstant ist und während dieser Zeit keine weiteren Investitionen erforderlich sind.

sagt. Das gesamte Ölangebot wird daher nach der aktuellen IEA-Schätzung 2015 nur noch auf 88,4 mb/d – 6 mb/d weniger als in der Schätzung von 2008 – steigen. 2030 soll das Ölangebot mit 105,2 mb/d aber lediglich um 1,2 mb/d unter der früheren Vorhersage liegen. Dadurch werden auch die Ölförderkosten tendenziell niedriger ausfallen, da die Kapitalproduktivität wegen des höheren Anteils mit geringerem Aufwand gewinnbaren Öls höher sein wird. Vor diesem Hintergrund ist nur eine Förderkapazität im Umfang von schätzungsweise 105 mb/d bis 2030 zu erschließen, die Investitionen dürften um etwa 8% geringer sein. Für eine Förderkapazität von 1 mb/d sind damit im Durchschnitt rund 44 000 US-Dollar zu investieren; das sind bezogen auf die insgesamt geförderte Rohölmenge Investitionsausgaben von 4,8 US-Dollar/bbl. Damit errechnen sich auf die geförderte Menge bezogene Kapitalkosten von 9,4 US-Dollar/bbl in Preisen von 2007. Das entspricht rund 9,7 US-Dollar/bbl im Jahr 2009 und führt zusammen mit den durchschnittlichen Betriebskosten von 6,6 US-Dollar/bbl zu gesamten durchschnittlichen Förderkosten von 16,3 US-Dollar/bbl. Allerdings ist hier implizit vorausgesetzt, dass es nicht zuletzt infolge technischer Fortschritte bei der Ölgewinnung zu keinem ähnlich starken Anstieg der Erschließungskosten kommt, wie er etwa in den Jahren bis 2008 zu beobachten war.

Neben den durchschnittlichen Ölförderkosten sind auch die marginalen Lagerstätten (z.B. Ölsande, Tiefseevorkommen), die für die Preissetzung im Ölmarkt von wesentlicher Bedeutung sind, zu berücksichtigen. Einen Eindruck davon geben die Meldungen großer US-Öl- und Gasproduzenten an die Energy Information Administration (2009, 22 ff.) über ihre eigenen Förderkosten. Für den Zeitraum von 2006 bis 2008 gaben sie ihre weltweiten durchschnittlichen Förderkosten (in Preisen von 2008) mit rund 34 US-Dollar/bbl an.

Die Ergebnisse der Recherchen und Überlegungen zu den durchschnittlichen Ölförderkosten sowie die Anteile der Ölförderkosten an den Durchschnittspreisen der vergangenen Jahre sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Die künftigen Förderkosten beziehen sich insbesondere auf den Zeitraum bis 2030. Angesichts der in der Tabelle genannten Durchschnittswerte darf nicht vergessen werden, dass die Ölförderkosten in Abhängigkeit von den verschiedenen Lagerstätten erheblich streuen. So liegen etwa die gegenwärtigen Förderkosten als Anteil an den durchschnittlichen Ölpreisen der Jahre 2005 bis 2009 zwischen 3 und 67%.

**Tab. 1**  
**Förderkosten für Rohöl und Anteil der Förderkosten an den Ölpreisen**  
**in Preisen von 2009**

	Aguilera et al.	Remme, Blesl und Fahl	Jojardt	Deutsche Bank/ifo	IEA/ifo <sup>a)</sup>
Ölförderkosten derzeit genutzter Lagerstätten in US-\$/bbl		11,0	11,0	11,8	
Ölförderkosten künftig zu erschließender Lagerstätten in US-\$/bbl	11,0	20,0			16,7 (16,3)
Anteil Förderkosten am Ölpreis <sup>b)</sup> , derzeitige Lagerstätten in %		16,0	16,0	17,2	
Anteil Förderkosten am Ölpreis <sup>b)</sup> , künftige Lagerstätten in %	16,0	29,1			24,3 (23,7)

<sup>a)</sup> IEA (2008) bzw. in Klammern IEA (2009). – <sup>b)</sup> Durchschnittspreise der Jahre 2005 bis 2009.

Quelle: Angegebene Studien; ifo Institut.

### Erdgasförderung durch Ölmarkt und Transportkosten beeinflusst

Die Nutzung von Erdgas hat in den vergangenen Jahrzehnten weltweit einen starken Aufschwung erlebt, und es wird in den Vorausschätzungen der IEA auch in den kommenden Jahrzehnten mit einem weiter wachsenden Bedarf gerechnet. Erdgas wird ganz überwiegend auf dem Wärme- und Kraftstoffmarkt eingesetzt, die Verwendung als Kraftstoff zu Verkehrszwecken hat derzeit, weltweit gesehen, eine eher geringe Bedeutung. Die wesentlichen Gründe für den zunehmenden Erdgaseinsatz sind die günstigen Verbrennungseigenschaften, die vielseitige Einsetzbarkeit und die im Vergleich zu anderen Brennstoffen bessere Umweltverträglichkeit. Die Gewinnung von Erdgas steht in enger Verbindung zur Erdölförderung, es wird häufig gleichzeitig produziert. Daher bestehen hinsichtlich der Produktionsbedingungen und der Förderkosten weitgehende Analogien zum Erdöl. Allerdings liegen deutlich weniger frei zugängliche Untersuchungen zu den Förderkosten für Erdgas vor.

Für die Abschätzung der Förderkosten für Erdgas aus derzeit genutzten Lagerstätten kann einerseits die Studie von Remme, Blesl und Fahl (2007) herangezogen werden. Danach liegen die Kosten der Erdgasgewinnung in US-Dollarpreisen des Jahres 2000 im gewichteten Durchschnitt über alle Weltregionen zwischen 4 und 5,5 US-Dollar/boe (Barrel Öläquivalent). Der durch dieses Intervall eingegrenzte mittlere Wert für die Erdgasförderkosten liegt in Preisen des Jahres 2009 bei knapp 6 US-Dollar/boe. Andererseits ist in der IEA-Studie aus dem Jahr 2009 eine Bandbreite für die Kosten der Erdgasförderung aus konventionellen Lagerstätten angegeben; diese erstreckt sich von 2,7 bis 32,5 US-

Dollar/boe. Da davon auszugehen ist, dass in der Tendenz die besseren Erdgasquellen in größerem Umfang zuerst genutzt werden, werden für 2009 Förderkosten zwischen 5 und 10 US-Dollar/boe unterstellt, für die Zeit bis 2030 erscheint ein Kostenintervall von 8 bis 20 US-Dollar/boe plausibel. In diesem Zusammenhang ist aber darauf hinzuweisen, dass die Transportkosten bei Gas bis zu 80% der gesamten Bereitstellungskosten ausmachen können. Es erscheint daher durchaus plausibel, dass ein kostengünstig zu erschließendes, weit von den Absatzmärkten entferntes Gasvorkommen erst bei höheren Preisen erschlossen wird als eine teurere, näher am Markt liegende Lagerstätte.

Zusätzlich kann für die Bestimmung der **zukünftigen Förderkosten** für Erdgas auf die Zahlen von Remme, Blesl und Fahl (2007) und von Aguilera et al (2009) zurückgegriffen werden und wieder, analog zu Rohöl, eine eigene Abschätzung auf der Basis der IEA-Berichte von 2008 und 2009 erfolgen. Im Lauf der zunehmenden Ausschöpfung der als Reserven eingestufteten Lagerstätten bekommt die Gewinnung von Erdgas aus den bekannten Ressourcen eine wachsende Bedeutung. Die Kosten der Erdgasförderung aus diesen Lagerstätten sind, verglichen mit der Gewinnung aus den weiteren, schwieriger zu erschließenden Vorkommen noch vergleichsweise gering. Remme, Blesl und Fahl (2007) geben für die Bereitstellung aus Ressourcen mittlere Erdgasförderkosten in US-Dollar-Preisen des Jahres 2000 zwischen 8,9 und 13 US-Dollar/boe an. In Preisen des Jahres 2009 liegen die mittleren Förderkosten für Erdgas bei etwa 13,7 US-Dollar/boe.

Darüber hinaus kommen nach Remme, Blesl und Fahl (2007) für die noch weiter in der Zukunft liegende Erdgasbereitstellung Technologien bzw. Lagerstätten in Frage, die zumeist mit wesentlich höheren Kosten verbunden sind. Zu nennen sind – in Richtung aufsteigender Kosten – die verstärkte Ausbeutung bekannter Lagerstätten (EGR, enhanced gas recovery), die Gewinnung von Gas aus Kohle, Tight Gas (Gas in festen Gesteinsschichten), Aquifer Gas oder aus Gashydrat. Die Kosten der Erdgasgewinnung aus Gashydrat markieren die Obergrenze und liegen zwischen 55 und 100 US-Dollar/boe in Preisen des Jahres 2000; das entspricht in Preisen von 2009 einer Bandbreite von etwa 70 bis 125 US-Dollar/boe.

Deutlich niedriger liegen die Schätzungen der Erdgasförderkosten von Aguilera et al. (2009); für das zukünftig geförderte Erdgas und die wachsenden Reserven werden dort auf der Grundlage der von der United States Geological Survey (2000) geschätzten Mengen durchschnittliche Förderkosten von 4,8 US-Dollar/boe in Preisen von 2006 angegeben. Für zusätzliche, mit höherem Aufwand erschließbare Lagerstätten können aus der Studie durchschnittliche Förderkosten von 12,6 US-Dollar/boe abgeleitet werden. Damit liegen für die Gesamtheit der Gasmengen die Förder-

kosten bei 6,6 US-Dollar/boe in Preisen von 2006; das entspricht auf Preisbasis 2009 Kosten von rund 7,5 US-Dollar/boe. Die zu diesen Kosten erschließbaren Gasmen gen sind, ebenso wie beim Erdöl, wesentlich höher als in anderen vorliegenden Reserveschätzungen. Aguilera et al. (2009) setzen ein Gasfördervolumen in Höhe von 3 375 Mrd. boe an, und damit rund das Dreifache der Reserven von 1 115 Mrd. boe, die ExxonMobil (2009) in seiner jüngsten Analyse ausgewiesen hat.

Analog zur Vorgehensweise beim Rohöl sollen die Stückkosten zukünftig zu erschließender Lagerstätten anhand der Projektionen der IEA von 2008 abgeschätzt werden. Danach wird die weltweite Erdgasproduktion von 2 959,3 im Jahr 2006 auf 3 512 Mrd. m<sup>3</sup> (2015) und 4 434 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2030 steigen. Durch die Upstream-Investitionen in diesem Zeitraum müssen neben dem wachsenden Gasbedarf auch die natürlichen Produktionsrückgänge der gegenwärtig ausgebeuteten Lagerstätten ausgeglichen werden. Es wurde ein Rückgang der Produktion derzeitiger Ölquellen von durchschnittlich 5% pro Jahr unterstellt; diese Rate wird in den kommenden Jahren steigen und soll sich 2030 auf rund 8% pro Jahr belaufen. Das bedeutet, dass einerseits wegen des Produktionsrückgangs derzeitiger Förderstätten Gasquellen mit einer Jahresproduktion von 2 000 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2030 zu erschließen sind und andererseits wegen des Anstiegs der Rückgangsraten die Produktionskapazität um weitere rund 1 225 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht werden muss. Mit dem Zuwachs des Angebots um 1 475 Mrd. m<sup>3</sup> müssen die Förderkapazitäten bis 2030 also um rund 4 800 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr, umgerechnet in Öleinheiten 30 258 mb/Jahr, gesteigert werden. Die IEA veranschlagt für den Zeitraum bis 2030 Investitionen in Höhe von 3 322 Mrd. US-Dollar (in Preisen von 2007).

Im Durchschnitt müssen für eine zusätzliche Förderkapazität von 1 b/d 40 070 US-Dollar (2007) investiert werden. Unter der Annahme einer typischen Lebensdauer eines Gasfeldes von 25 Jahren, errechnen sich daraus Investitionen von 4,4 US-Dollar/boe. Dabei gibt es in Abhängigkeit von den Lagerstätten beträchtliche Unterschiede: In den OECD-Ländern liegen die spezifischen Investitionen schätzungsweise bei etwa 67 500 US-Dollar/b/d (7,4 US-Dollar/boe), während in den Nicht-OECD-Ländern nur etwa 30 000 US-Dollar/b/d (3,1 US-Dollar/boe) zu investieren sein dürften. Ausgehend von den gesamten Investitionsausgaben in Höhe von 3 322 Mrd. US-Dollar ergeben sich mit einem Zinssatz von 6% näherungsweise auf die geförderte Menge bezogene Kapitalkosten von 8,6 US-Dollar/boe. In Preisen des Jahres 2009 dürften sich die Kapitalkosten auf rund 8,9 US-Dollar/boe belaufen. Zusammen mit den durchschnittlichen Betriebskosten<sup>5</sup> von schätzungsweise 4,6 US-Dollar/bbl re-

<sup>5</sup> Hierfür wurde der Durchschnittswert der Betriebskosten von Aguilera et al (2009) für 2009 verwendet.

sultieren damit gesamte durchschnittliche Förderkosten im Jahr 2009 von 13,5 US-Dollar/bbl.

Auch hier ergibt sich aus der aktuellen Projektion der IEA von 2009 eine geringe Modifizierung der zukünftigen Förderkosten. Die gesamte Erdgasproduktion wird nach der aktuellen IEA-Schätzung 2015 nur noch auf 3 395 Mrd. m<sup>3</sup> – 117 Mrd. m<sup>3</sup> weniger als in der Prognose von 2008 – steigen. 2030 soll die Gasproduktion mit 4 313 Mrd. m<sup>3</sup> um 121 Mrd. m<sup>3</sup> unter der früheren Vorhersage liegen. Dadurch werden auch die Ölförderkosten tendenziell niedriger ausfallen, da die Kapitalproduktivität wegen des höheren Anteils mit geringerem Aufwand gewinnbaren Erdgases höher sein wird. Vor diesem Hintergrund ist nur eine jährliche Gasförderkapazität von schätzungsweise 4 600 Mrd. m<sup>3</sup> in Öleinheiten entspricht das rund 29 000 mb/Jahr, bis 2030 zu erschließen, die Investitionen dürften um etwa 10% geringer sein. Für die Erschließung einer Förderkapazität von 1 mb/d sind damit im Durchschnitt rund 37 700 US-Dollar zu investieren; das sind bezogen auf die insgesamt geförderte Rohölmenge Investitionsausgaben von 4,1 US-Dollar/boe. Damit errechnen sich auf die geförderte Menge bezogene Kapitalkosten von 8,1 US-Dollar/boe in Preisen von 2007. Das entspricht rund 9,3 US-Dollar/boe im Jahr 2009 und führt zusammen mit den durchschnittlichen Betriebskosten von 4,6 US-Dollar/boe zu gesamten Förderkosten von 12,9 US-Dollar/boe. Wie beim Öl besteht auch beim Gas weltweit eine große Bandbreite bei den Förderkosten; wegen des hohen Gewichts der Transportkosten und der vorherrschenden Bindung an die Ölpreise haben aber die marginalen Quellen bei Gas einen weniger starken Einfluss auf die Preisbildung.

Die Ergebnisse der vorgefundenen Kostenschätzungen und der obigen Überlegungen sind in der Tabelle 2 zusammen-

geführt. Gegenüber den dort genannten Durchschnittswerten ist noch darauf hinzuweisen, dass wegen der Streuung der Förderkosten sich deren Anteil an den Preisen derzeit zwischen 4 und 35% bewegt.

### Hohe Steinkohlereserven dämpfen Kostenanstieg

Kohlen hatten IEA-Angaben zufolge 2007 am weltweiten Primärenergieverbrauch einen Anteil von 26,5%; sie sind damit nach dem Erdöl mit einem Anteilsgewicht von 34% der wichtigste Energieträger. Dabei hat die Bedeutung der Kohle als Energieträger seit 1990 noch zugenommen, ihr Anteil am Energieverbrauch stieg in diesem Zeitraum um gut einen Prozentpunkt. Zu den Kohlen werden die verschiedenen Sorten von Stein- und Braunkohlen gezählt. Während die Braunkohlen wegen ihres geringeren Energiegehalts überwiegend lokal eingesetzt werden, besteht bei den Steinkohlen ein reger, in den vergangenen Jahrzehnten stetig wachsender, weltweiter Handel. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der Kokskohle, die vorwiegend zur Stahlerzeugung verwendet wird, und der auf dem Wärmemarkt eingesetzten Kesselkohle. Mit gut drei Vierteln entfällt der weitaus größte Teil des weltweiten Kohlehandels auf die Kesselkohle. Deshalb werden hier allein die Förderkosten für die Kesselkohle ausgewiesen, und zwar nur für die Länder, die den Weltkohlehandel dominieren. Diese Ländergruppe umfasst Indonesien, Kolumbien, Venezuela, Südafrika, China, Australien, die USA und Russland. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass in Europa und den USA Kohlen überwiegend in großen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden und der direkte Endverbrauch nur noch eine untergeordnete Rolle spielt. Aus diesem Grund ist auch die Wettbewerbsintensität auf den Kohlenmärkten häufig höher als bei Öl und Gas.

**Tab. 2**  
**Förderkosten für Erdgas und Anteil der Förderkosten an den Gaspreisen**  
in Preisen von 2009

	Aguilera et al.	Remme, Blesl und Fahl	IEA (2009)/ifo <sup>a)</sup>	IEA/ifo <sup>b)</sup>
Erdgasförderkosten derzeit genutzter Lagerstätten in US-\$/boe		6,0	7,0	
Erdgasförderkosten künftig zu erschließender Lagerstätten in US-\$/boe	7,5	13,7	13,0	13,5 (12,9)
Anteil Förderkosten am Gaspreis <sup>c)</sup> , derzeitige Lagerstätten in %		14,1	16,5	
Anteil Förderkosten am Gaspreis <sup>b)</sup> , künftige Lagerstätten in %	17,6	32,3	30,6	31,8 (30,4)

<sup>a)</sup> Konventionelle Lagerstätten. – <sup>b)</sup> IEA (2008) bzw. in Klammern IEA (2009). – <sup>c)</sup> Gaspreise der Jahre 2005 bis 2009.

Quelle: Angegebene Studien; ifo Institut.

In den in der Literatur zu findenden Angebotskosten sind häufig auch die Transportkosten zu den Verbrauchern oder zu den Exporthäfen enthalten. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Transportkosten eine große Bedeutung für die Erklärung der gesamten Gesteungskosten bzw. der Preisunterschiede von Kohlen besitzen; folglich stellt auch die Nähe der Gruben zu Häfen bei der Kohle einen beträchtlichen Standortvorteil dar. Hier werden aber im Weiteren allein die Kosten betrachtet, die unmittelbar mit der Förderung zusammenhängen, also die Kosten für Kapital, Arbeit, Betrieb und Aufbereitung. Das sind die Kosten frei Grube, wie sie von Schulz (1984) für verschiedene Fälle von Tagebau- und Tiefbaubetrieben analysiert wurden.

Die durchschnittlichen Förderkosten für Kesselkohle aus den derzeitigen Lagerstätten lagen in Preisen von 2006/07 nach Ritschel und Schiffer (2007) zwischen 5,5 und 10,3 US-Dollar/boe, das entspricht in Preisen von 2009 rund 6 bis 11 US-Preisen/boe oder im Mittel rund 8 US-Dollar/boe. In einer ähnlichen Größenordnung liegen die Förderkosten, die von der IEA (2009) ausgewiesen wurden. Näherungsweise bereinigt um die in den dort angegebenen Zahlen enthaltenen Transportkosten lassen sich Förderkosten in Höhe von 7,2 US-Dollar/boe ableiten; in diese Zahl sind im Gegensatz zu Ritschl und Schiffer (2007) auch die Förderkosten der für den Export relevanten Gruben in China und den USA eingegangen. Von Remme, Blesl und Fahl (2007) können Förderkosten für Kesselkohle von 8,5 US-Dollar/boe für die gegenwärtige Förderung abgeleitet werden; für die zukünftige Förderung geben sie Kosten von etwa 13,5 US-Dollar/boe an.

Derzeit werden rund 5,6 Gt Kohlen pro Jahr zu Durchschnittskosten von etwa 8 US-Dollar/boe produziert. Die Förderkosten für zusätzliche Steinkohle nehmen in den kommenden Jahrzehnten in vergleichsweise geringem Umfang zu (vgl. International Energy Agency 2010). Die Kosten für die Entwicklung und die Produktion der ersten 100 Gt der globalen Kohlereserven liegen aktuellen Schätzungen zufolge zwischen 5 und 25 US-Dollar/boe. Für die nächsten 500 Gt Steinkohle liegen die Förderkosten schätzungsweise in einer Bandbreite von 8 bis 40 US-Dollar/boe. Bei der Förderung der letzten 110 Gt der bekannten Reserven dürfte es dann zu einem starken Kostenanstieg kommen; die entsprechenden Schätzungen liegen zwischen 13 und 123 US-Dollar/boe. Diese Kohlereserven zusammen würden die heutige Jahresproduktion für einen Zeitraum von mehr als 120 Jahre ermöglichen. Tabelle 3 zeigt die Förderkosten für Kesselkohle aus derzeit genutzten Lagerstätten und für die im Zeitraum bis etwa 2030 abgebauten Mengen. Gegenüber den Durchschnittswerten in der Tabelle liegt der Anteil der Förderkosten von Kohle am Durchschnittspreis von Kesselkohle derzeit etwa zwischen 28 und 61%.

Dass die Bedingungen für eine Ausweitung des weltweiten Kohleangebots sich ziemlich günstig darstellen, zeigt sich auch anhand des IEA-Reports von 2009. Eine Ausweitung des Kohleverbrauchs zwischen 2007 und 2030 um 1,9% pro Jahr erfordert Investitionen – in Preisen von 2008 – von 661 Mrd. US-Dollar. Der Bedarf an Öl und Gas steigt in diesen Jahren weniger stark, erfordert aber gesamte Investitionsausgaben von 5 919 Mrd. US-Dollar bzw. 5 149 Mrd. US-Dollar. Vor diesem Hintergrund wäre es nicht verwunderlich, wenn der Kohleanteil an der weltwei-

**Tab. 3**  
**Förderkosten für Kesselkohle und Anteil der Förderkosten an den Kohlepreisen**  
in Preisen von 2009

	Ritschel und Schiffer	Remme, Blesl und Fahl	IEA (2009)/ifo <sup>a)</sup>	IEA <sup>b)</sup>
Kohleförderkosten derzeit genutzter Lagerstätten in US-\$/boe	7,9	8,5	7,2	8,2
Kohleförderkosten künftig zu erschließender Lagerstätten in US-\$/boe		11,5		10,0
Anteil Förderkosten am Kohlepreis <sup>c)</sup> , derzeitige Lagerstätten in %	44	47	40	46
Anteil Förderkosten am Kohlepreis <sup>b)</sup> , künftige Lagerstätten in %		64		56

<sup>a)</sup> IEA (2009); ausgewählte Länder. – <sup>b)</sup> IEA (2010) (erwartet), bis zu 100 Gt. – <sup>c)</sup> Kohlepreise der Jahre 2005 bis 2009.

Quelle: Angegebene Studien; ifo Institut.

ten Energieversorgung langfristig weiter überproportional zunehmen würde und Mineralöl und Erdgas noch stärker den Anwendungsbereichen, wie z.B. als Kraftstoffe im Verkehrssektor, vorbehalten bleiben würden, auf denen sie komparative Vorteile besitzen. Derzeit wächst der Kohleneinsatz stark in Asien, insbesondere in China. Allerdings stehen einem wachsenden Kohleneinsatz die mit diesem Energieträger verbundenen vergleichsweise hohen spezifischen Kohlendioxidemissionen entgegen. Da Kohlendioxid als Hauptverursacher des weltweiten Klimawandels gilt, wird der zunehmende Einsatz von Kohlen nur dann als verantwortbar angesehen, wenn er mit hohen Verbrennungswirkungsgraden erfolgt und/oder das Kohlendioxid aus den Abgasen durch Sequestrierung von der Biosphäre ferngehalten wird.

### Zusammenfassung

Angesichts der großen Unterschiede bei der Gewinnung und der qualitativen Unterschiede von Energierohstoffen aus den einzelnen Lagerstätten kann die Ableitung von durchschnittlichen Förderkosten für die gesamte Förderung eines Energieträgers nur zu einem, als Annäherung an die tatsächlichen Verhältnisse zu verstehenden Ergebnis führen. In Tabelle 4 sind die Durchschnittswerte der derzeitigen und die zukünftigen Förderkosten für Rohöl, Erdgas und Kesselkohle, jeweils ausgedrückt in Barrel Öl bzw. Öläquivalent, sowie der jeweilige Anteil der durchschnittlichen Förderkosten an den durchschnittlichen Energieträgerpreisen der Jahre 2005 bis 2009 ausgewiesen.

Für Rohöl bestehen vergleichsweise übersichtliche Verhältnisse, da für die verschiedenen Ölqualitäten Weltmarktpreise existieren. Für das Jahr 2009 wurden durchschnittliche

**Tab. 4**  
**Förderkosten für Energierohstoffe und Anteil der Förderkosten an den Energieträgerpreisen**  
 in Preisen von 2009

	Erdöl	Erdgas	Kesselkohle
Durchschnittliche Förderkosten derzeit genutzter Lagerstätten in US-\$/boe	11,4	6,8	8,0
Durchschnittliche Förderkosten künftig zu erschließender Lagerstätten in US-\$/boe	16,0	11,6	10,0
Anteil Förderkosten am Energieträgerpreis, derzeitige Lagerstätten in %	17	16	45
Anteil Förderkosten am Energieträgerpreis, künftige Lagerstätten in %	23	27	56

Quelle: Angegebene Studien; ifo Institut

Förderkosten für Rohöl von rund 11,4 US-Dollar/bbl ermittelt. Das entspricht einem Anteil am durchschnittlichen Ölpreis der Jahre 2005 bis 2009 von rund 69 US-Dollar/bbl von etwa 17%. Die Förderkosten für Öl, das im Zeitraum bis 2030 produziert werden wird, liegen in Preisen von 2009 wahrscheinlich im Durchschnitt bei 16 US-Dollar/bbl.

Beim Erdgas ist die Lage vor allem wegen der Existenz mehrerer regionaler Teilmärkte etwas weniger übersichtlich. Die gewichteten durchschnittlichen Förderkosten von Erdgas dürften sich 2009 auf knapp 7 US-Dollar/boe belaufen haben. Daraus errechnet sich bei einem mittleren Erdgaspreis von schätzungsweise 42,5 US-Dollar/boe ein Anteil der Förderkosten von rund 16%. Für das im Zeitraum bis etwa 2030 bereitgestellte Erdgas liegen die Förderkosten in Preisen von 2009 wahrscheinlich bei 11 bis 12 US-Dollar/boe.

Die Förderkosten für Kesselkohle beziehen sich allein auf die Bedingungen in den wichtigsten Exportländern. Für 2009 lassen sich anhand der vorliegenden Untersuchungen gegenwärtige Kosten von rund 8 US-Dollar/boe ableiten. Bezogen auf den aktuellen Durchschnittspreis von Kesselkohle von etwa 18 US-Dollar/boe ergibt das einen Anteil der Förderkosten von 45%, wobei festzuhalten ist, dass es hier große Unterschiede zwischen den Anbietern gibt. Die zukünftigen Förderkosten für Kesselkohle nehmen vergleichsweise wenig zu und dürften sich im Zeitraum bis 2030 in der Größenordnung von 10 US-Dollar/boe bewegen.

**Literatur**

Aguilera, R.F., R.G. Eggert, G. Lagos C.C. und J.E. Tilton (2009), »Depletion and the Future Availability of Petroleum Resources«, *The Energy Journal* 30(1), 141–174.  
 Deutsche Bank (2009), *The Cost of Producing Oil*, Global Markets Research, Deutsche Bank, London.  
 Deutsche Bundesbank (2001), »Realzinsen: Entwicklung und Determinanten«, *Monatsbericht Juli*, 33–50.  
 Dresdner Kleinwort (2006), *Russian Oil and Gas: Key Trends and Investment Opportunities*, November.  
 Energy Information Administration (2009), *Performance Profiles of Major Energy Producers 2008*, [http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/0206\(08\).pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/0206(08).pdf).

ExxonMobil (2009), *Oeldorado*, [http://www.exxonmobil.de/unternehmen/service/publikationen/downloads/files/oeldorado09\\_de.pdf](http://www.exxonmobil.de/unternehmen/service/publikationen/downloads/files/oeldorado09_de.pdf).  
 Goldman Sachs (2008), *Global: Energy, 190 projects to change the world*, London.  
 International Energy Agency (2003), *World Energy Investment Outlook 2003*, Paris.  
 International Energy Agency (2005), *Resources to Reserves, Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future*, Paris.  
 International Energy Agency, (2008), *World Energy Outlook 2008*, Paris.  
 International Energy Agency (2009), *World Energy Outlook 2009*, Paris.  
 International Energy Agency (2010), *Resources to Reserves*, vorläufige Fassung, erscheint demnächst.  
 Jojardt, Ch. (2008), »The End of Easy Oil: Estimating Average Production Costs for Oil Fields around the World«, Working Paper 72, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University.  
 OPEC (2009), *World Oil Outlook 2009*, Wien.  
 Remme, U., M. Blesl und U. Fahl (2007), *Global Resources and Energy Trade: An Overview for Coal, Natural Gas, Oil and Uranium*, IER-Forschungsbericht Band 101, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.  
 Ritschel, W. und H-W. Schiffer (2007), *Weltmarkt für Steinkohle*, Ausgabe 2007, RWE Power, Essen-Köln.  
 Schulz, W. (1984), »Die langfristige Kostenentwicklung für Steinkohle am Weltmarkt (I)«, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (1).  
 Schulz, W. (1984), »Die langfristige Kostenentwicklung für Steinkohle am Weltmarkt (II)«, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2).  
 United States Geological Survey (2000), *World Petroleum Assessment*.