

Der Ölpreiskollaps

Neue Ära oder nur kurze Episode? Hintergründe und Daten



Eine Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion
Bündnis 90/Die Grünen

Autor: Dr. Steffen Bukold (EnergyComment)

Redaktionsschluss:
10. April 2015

Inhaltsverzeichnis

0. Zusammenfassung und Fazit	3
1. Einleitung	5
2. Die Entwicklung der Ölpreise 2003-2015	5
2.1 Rückblick 2003-2014	5
2.2 Hintergründe des Preiskollapses	7
2.3 Die neue Ölwelt 2015	10
3. Preisszenarien	13
4. Ölpreisisiken 2015-2030	15
4.1 Rückgang des Ölangebots und der Investitionen	15
4.2 Ölnachfrage steigt schneller als erwartet	28
4.3 Ölpolitische Preisrisiken: Kurskorrektur in der OPEC?	33
4.4 Geopolitische Preisrisiken	36

0. Zusammenfassung und Fazit

1. Preissturz

Nach Erdgas und Kohle sind nun auch die Ölpreise drastisch gefallen. Sie haben sich seit dem Sommer 2014 halbiert. Dadurch fallen die Einnahmen der Ölproduzenten im laufenden Jahr um knapp 1000 Milliarden Dollar, wenn die Preise unverändert bleiben sollten.

Der Ölpreissturz ist insofern bemerkenswert, als er nicht einer Wirtschaftskrise folgt (wie 1999 oder 2008), sondern in einem Umfeld stabiler konjunktureller Daten stattfinden konnte. Der Preiseinbruch kam insofern überraschend und in dramatischer Form.

2. Ursachen

Der Preiskollaps hat zwei Hauptursachen: Eine Überversorgung des Marktes und eine Lähmung des OPEC-Kartells, das sich nicht - wie 2008/2009 - zu einer Produktionskürzung durchringen konnte. Statt die Preise zu stützen, kämpfen die Ölexporteure um Marktanteile. Seither herrscht auf dem Ölmarkt ein ungewohnter **Verdrängungswettbewerb**.

3. Folgen für den Ölmarkt

Der Markt und die Investoren können sich nun nicht mehr auf einen Mechanismus verlassen, der über Jahrzehnte den Ölmarkt prägte: Ölpreise konnten demnach steigen, aber sie konnten nicht dauerhaft fallen.

Kapitalintensive und langfristig angelegte Ölprojekte werden es in Zukunft schwer haben, in den Vorstandsetagen und bei den Banken grünes Licht zu bekommen. Das gilt für die Erschließung der Arktis, brasilianisches Tiefwasser, kanadische Ölsande oder auch Projekte im Schwerölsektor. Ebenso aber auch für andere riskante Hochpreisprojekte wie innovative Biokraftstofftechnologien, Konversionsanlagen wie Gas-to-Liquids oder Coal-to-Liquids und eventuell sogar für die Markteinführung neuer Antriebstechnologien im Straßen- und Schiffsverkehr.

Der aktuelle Konkurrenzkampf stellt insofern die größte strukturelle Veränderung seit den 1980er Jahren dar. Sie wird weitreichende und derzeit noch schwer abschätzbare ökonomische und politische Konsequenzen nach sich ziehen.

4. Preisrisiken

Die aktuelle Investitionskrise, Einnahmeverluste der Ölexporteure sowie der Nachfrageschub durch niedrige Ölpreise erzeugen kurz- und mittelfristig erhebliche Preisrisiken, die einen erneuten Preisanstieg auslösen können:

- Der Boom der amerikanischen **Schieferölbranche** scheint zum Stillstand gekommen zu sein. Schon ab dem Frühsommer werden die Produktionsmengen voraussichtlich sinken. Die Zahl der aktiven Bohrplattformen (Rigs) wurde halbiert. Die Zeichen einer Vollbremsung in den Schieferölregionen mehrten sich damit, da die einzelnen Vorkommen schnell erschöpft sind.
- Die globale **Ölnachfrage** scheint schneller als erwartet zu steigen. Entgegen den Prognosen verlagert sich die Dynamik aktuell wieder stärker in die Industrieländer. Ein Nachfragezuwachs von deutlich über 1,0 Prozent scheint sich anzubahnen.

-
- Die Ölpreiskrise ist „hausgemacht“: Eine **ölpolitische Verständigung** zwischen Saudi-Arabien und den anderen großen Ölexporturen über eine umfassende Produktionskürzung könnte den Markt schlagartig wieder stabilisieren.
 - Die steigende Ölnachfrage kann nur gedeckt werden, wenn auch außerhalb der USA die Förderkapazitäten permanent ausgebaut werden. Die **Stabilität wichtiger Förderländer** ist jedoch **gefährdet**: Mit Libyen, Syrien, Irak und Jemen befinden sich vier Staaten in der ölreichsten Region der Welt im Bürgerkrieg. Zwei weitere wichtige Produzenten, Iran und Russland, sind mit Wirtschaftssanktionen belegt. Zwei OPEC-Produzenten, Venezuela und Nigeria, durchlaufen schwere fiskalische und innenpolitische Krisen.
 - Die aktuelle Preiskrise und internationale Konflikte verursachen drastische **Investitionskürzungen** bei langfristig angelegten Ölprojekten. Das Öl dieser Projekte wird in den 2020er Jahren fehlen. Daraus entstehen mittelfristig erhebliche Preisrisiken.

5. Fazit

Die aktuelle Niedrigpreisphase im Ölmarkt erzeugt also **umso größere Preisrisiken, je länger sie andauert**. Sie verursacht derzeit noch unüberschaubare politische Risiken in labilen Ölexportländern und führt zur Verschiebung großer Kapitalströme von den Ölproduzenten zu den Ölverbrauchern. Die Investitionen der Ölbranche schrumpfen daher, während der Verbrauch schneller als erwartet zunimmt. Die **Wahrscheinlichkeit einer neuerlichen globalen Ölpreiskrise im kommenden Jahrzehnt steigt dadurch erheblich**.

Die aktuell niedrigen Ölpreise sollten also **nicht als energiepolitisches Ruhekitzen missverstanden** werden. Sie sollten vielmehr **als finanzielles Sprungbrett** dienen, um durch entsprechende Investitionen den **Ölverbrauch rechtzeitig zu verringern** und volkswirtschaftliche **Risiken damit nachhaltig zu minimieren**.

1. Einleitung

Weltweit fallen die Preise für fossile Energierohstoffe: Zunächst waren es nur die amerikanischen Gaspreise, dann gefolgt von den internationalen Steinkohlenpreisen. Anschließend brachen auch die europäischen und asiatischen Gaspreise ein.

Nur Öl, der wichtigste und knappste aller Energieträger, konnte bis zum Sommer 2014 diesem Abwärtstrend widerstehen. Doch hinter der scheinbaren Preisstabilität verbarg sich ein labiles Gleichgewicht zwischen einer boomenden Schieferölförderung in den USA und schwachen Nachfrageimpulsen auf der einen Seite und immer wieder neuen Exportkrisen (Libyen, Iran etc.) auf der anderen Seite.

Inzwischen halbierten sich die Rohölpreise von 105 \$/b (Dollar/Barrel) auf 50 \$/b im Binnenland der USA und 55-60 \$/b im internationalen Handel. Die massive Vermögensumverteilung zugunsten der Rohstoffproduzenten läuft nach einem Jahrzehnt steigender Ölpreise jetzt erstmals in die entgegengesetzte Richtung.

Dieser Ölpreissturz ist auch insofern bemerkenswert, als er nicht das Resultat einer Wirtschaftskrise ist (wie 1999 oder 2008), sondern in einem Umfeld stabiler konjunktureller Daten und zahlreicher geopolitischer Krisen stattfinden konnte. Der Preiskrise kam insofern überraschend und in dramatischer Form.

Der „Commodity Supercycle“, der nach der Jahrhundertwende parallel zu Chinas Aufstieg in Schwung kam, scheint 2014 endgültig ausgelaufen zu sein. Die Beobachter sind verunsichert: Wo bilden sich neue Risiken, wo neue Gelegenheiten? Wie soll energiepolitisch reagiert werden?

In der folgenden Kurzstudie soll vor diesem Hintergrund zwei Fragen nachgegangen werden:

1. Wie konnte es zu diesem Preiskollaps kommen?

2. Wie lange könnte diese Periode niedriger Ölpreise anhalten? Sind wir plötzlich und unerwartet in ein Zeitalter fossilen Überflusses eingetreten, das viele energiepolitische Projekte - nicht zuletzt auch die deutsche Energiewende - in Frage stellen wird?

2. Die Entwicklung der Ölpreise 2003-2015

2.1 Rückblick 2003-2014

Der Ölpreis durchlief im letzten Jahrzehnt extreme Höhen und Tiefen. Seine Entwicklung kann in vier Phasen unterteilt werden:

2003-2007

Der Rohölpreis entfernte sich nach der Jahrhundertwende rasch von seinem langjährigen Durchschnittspreis von 20 \$/b. Die Ölnachfrage in den Schwellenländern, allen voran China, erhöhte sich sprunghaft. Ohne die unerwartet rasche Erholung der russischen Ölbranche wäre es kaum möglich gewesen, die Nachfrage zu decken. Weltweit werden neue, leicht zugängliche und dennoch große Ölfelder zur Mangelware. Die Kosten steigen.

2008-2010

Die Lage spitzte sich in der ersten Jahreshälfte 2008 zu. Die Brentpreise stiegen bis auf knapp 150 \$/b. Bei einzelnen Ölprodukten kam es zu Knappheitspreisen mit entsprechend hohen Margen. Heftige spekulative Wellen verstärkten die Preisvolatilitäten.

Der Ausbruch der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise im Sommer 2008 „rettete“ den Ölmarkt, da die Nachfrage schlagartig einbrach. Die Preise kollabierten auf zeitweise unter 40 \$/b.

Das OPEC-Kartell nahm daraufhin knapp 4 mb/d, also etwa 5% des globalen Ölangebots, vom Markt. Die Preise erholten sich durch diese Aktion und stiegen rasch. Seither galten 100 \$/b als ein „faibles“ und stabiles Preisniveau. Die Risiken teurer, kreditfinanzierter Ölprojekte schienen daher überschaubar zu sein.

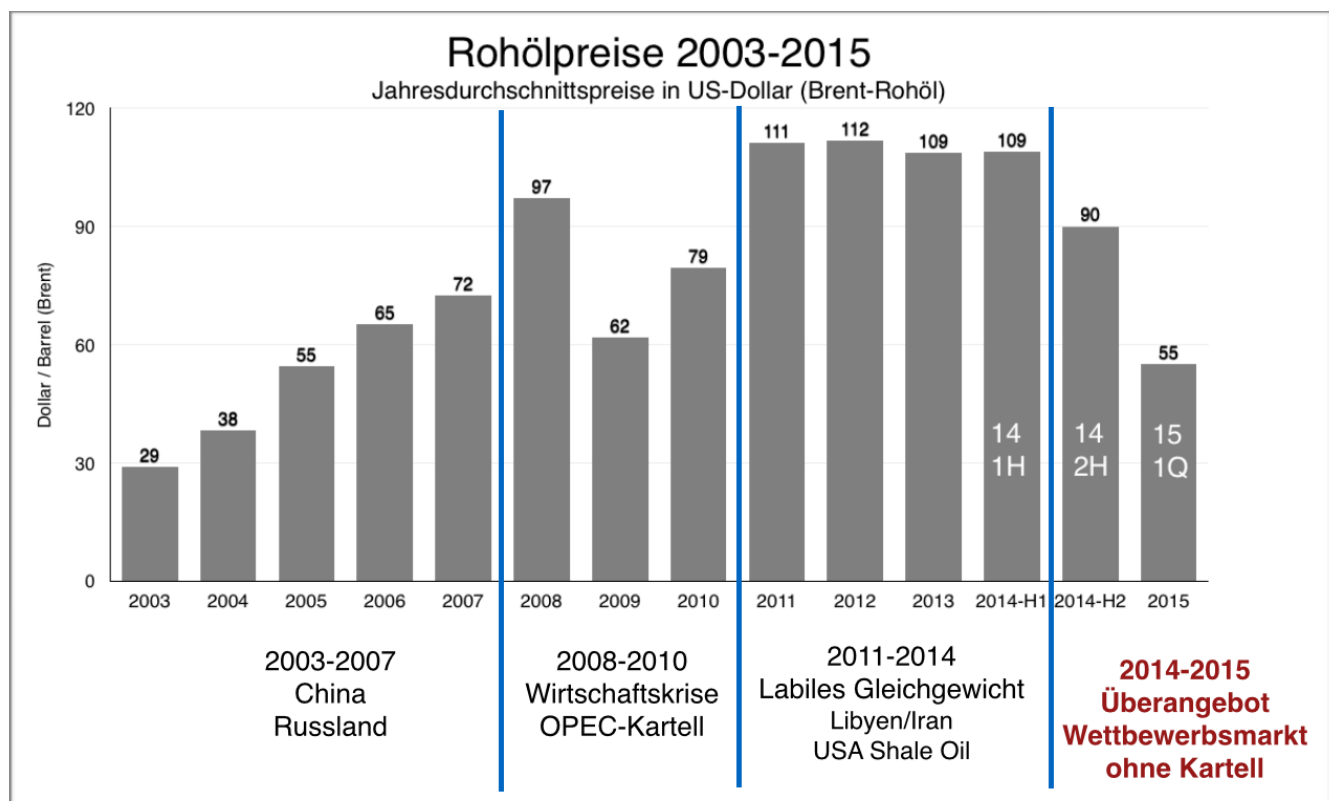
2011-2014

Die Durchschnittspreise blieben in diesen Jahren sehr konstant bei 110 \$/b, obwohl die Ölversorgung immer wieder durch Krisen gestört wurde: Libyen fiel als Exporteur mit 1,2 mb/d aus; der Iran wurde mit einem Ölembargo belegt und kann daraufhin 1-1,5 mb/d nicht mehr ausführen. Krisen im Sudan, Irak, Syrien, Jemen etc. hielten immer wieder größere Ölmengen vom Markt fern.

Dennoch stiegen die Ölpreise nicht weiter an, da die Schieferöl-Revolution in den USA einen sprunghaften Anstieg der Rohölförderung um 3 mb/d auslöste.

2014-2015

Im Sommer 2014 kippt die Situation. Ein globales Überangebot, eine schwache Nachfrage und dann im Spätherbst die Untätigkeit des OPEC-Kartells lösen einen anhaltenden Preiserutsch aus.

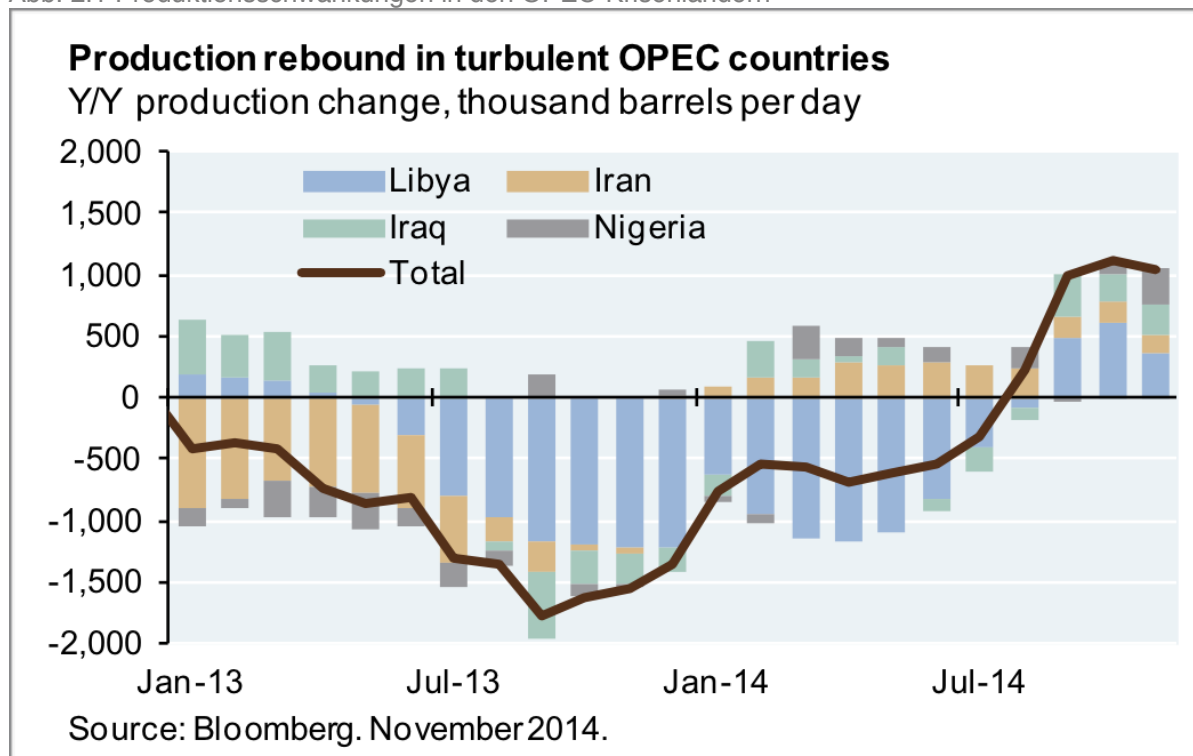


2.2 Hintergründe des Preiskollapses

Im Sommer 2014 kamen die Preise durch eine Kombination von Faktoren ins Rutschen:

- Die libyschen Exporte erholten sich unerwartet und drückten insbesondere auf die Preise für Nordseeöl. Insgesamt gering die Intensität der Produktionsausfälle vorübergehend zurück (vgl. Abb.).
- Die amerikanische Förderung von Schieferöl wuchs weitaus schneller als erwartet.
- Die globale Ölnachfrage war schwach.
- Die Warenterminmärkte waren aufgrund der beginnenden Zinswende in den USA in Verkaufsstimmung.

Abb. 2.1 Produktionsschwankungen in den OPEC-Krisenländern



Quelle: JP Morgan

Noch bis in den Oktober hinein wurde erwartet, dass auf der regulären OPEC-Sitzung am 27. November eine Kürzung der Produktionsquoten beschlossen wird, um Angebot und Nachfrage wieder ins Gleichgewicht zu bringen. Aber das OPEC-Kartell war nicht handlungsfähig. Koordinationsversuche mit Ölstaaten außerhalb der OPEC wie Russland oder Mexiko blieben ohne Ergebnis. Auch innerhalb der OPEC gab es nur schwache solidarische Signale

Die Saudis, als mit Abstand wichtigster ölpolitischer Akteur, standen nun vor der Wahl:

- entweder ihre Fördermengen im Alleingang um mindestens ein Viertel herunterzufahren; das barg jedoch die Gefahr, dass die Lücke sofort von anderen Exporteuren geschlossen wird und der Preiseffekt damit gering blieb

- oder die eigenen Marktanteile explizit zu verteidigen, auch wenn das den Ölpreis noch weiter senken sollte.

Riad entschied sich für die zweite Option. Saudi-Arabien und die anderen OPEC-Mitglieder **verteidigen seither weiter ihre Marktanteile, auch um den Preis rapide sinkender Einnahmen**. Der saudische Ölminister sprach sogar von „40, 30 oder 20 Dollar pro Barrel“¹, die ohne Einfluss auf die saudische Produktionsstrategie bleiben würden.

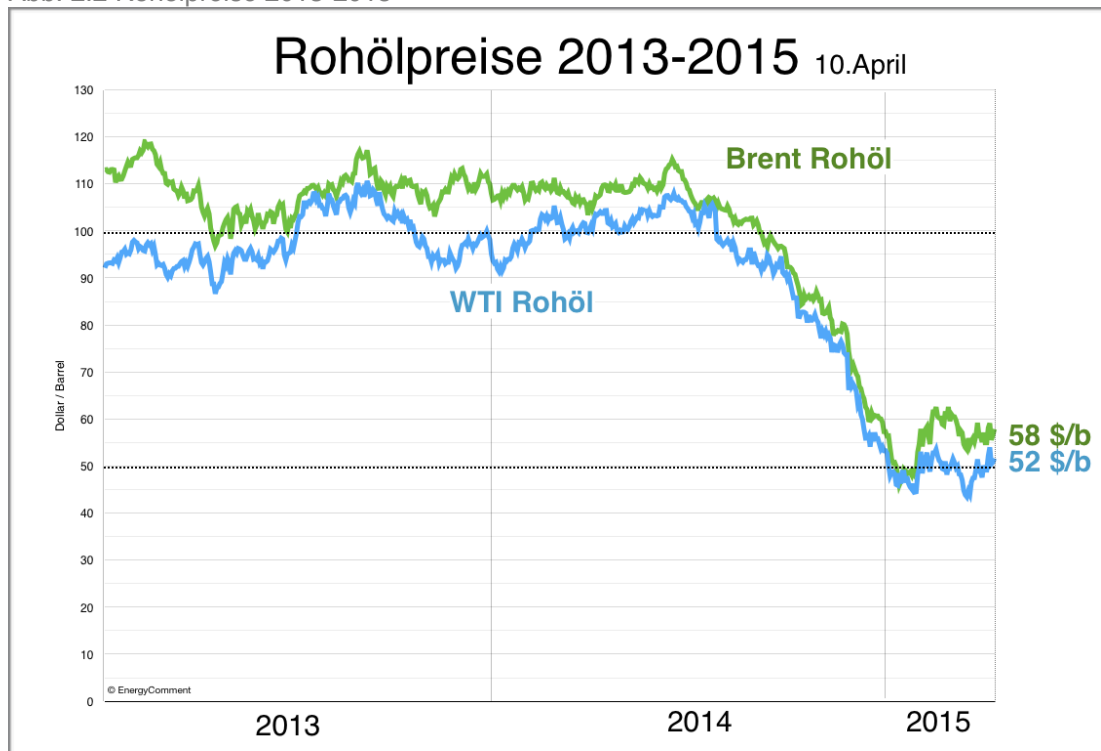
Bei ihrem Treffen am 27. November konnte sich die OPEC daher zu keiner Kürzung der Produktionsquoten durchringen. Die Teilnehmer wollten oder konnten nicht einmal einen Ausblick auf das weitere Vorgehen geben, obwohl zumindest Venezuela, Algerien und Iran eine andere Lösung bevorzugt hätten. Das nächste reguläre Treffen findet erst am 5. Juni 2015 statt.

Der Preis war hoch: Bei etwa 1000 Mrd. Dollar Einnahmen pro Jahr aus den Ölexporten (bei einem Preis von 100 \$/b) bedeutet der aktuelle Ölpreis von knapp 60 \$/b für Brent einen Verlust von jährlich 400 Mrd. Dollar für die OPEC-Staaten.

Nach dem Meeting beschleunigte sich der freie Fall der Rohölpreise. Anfang 2015 waren sie auf dem Preisniveau des Jahres 2009 angelangt - damals auf dem Tiefpunkt der Weltwirtschaftskrise.

Plötzlich war der "OPEC-Put" als fester Bestandteil des Ölmarktes verschwunden, also die Erwartung, dass die OPEC die Ölpreise nach unten absichert. Der Markt und die Investoren verließen sich seit den 80er Jahren auf diesen Mechanismus: Ölpreise können steigen, aber sie können nicht dauerhaft fallen.

Abb. 2.2 Rohölpreise 2013-2015



¹ <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/63c7786c-89bc-11e4-8daa-00144feabdc0.html#axzz3XAVE2ID0>

Das Kalkül der Saudis²

Warum hat Riad nicht wie üblich auf den Preiseinbruch reagiert? Offensichtlich wurde die Situation neu bewertet, denn noch im Mai 2014 äußerte der langjährige saudische Ölminister Ali Naimi wiederholt: 'One-hundred dollars is a fair price for everybody - consumers, producers, oil companies... it is a fair price. It is a good price'.³ Riad hält seine Ölexporte seit 2011, also seit dem Ausfall der libyschen Exporte, konstant über der Marke von 7 mb/d. Warum war es nicht bereit, im Interesse höherer Preise unter diese Marke zu gehen? Mögliche Erklärungen sind:

a) Marktanteile verteidigen

Saudi-Arabien hatte den irakischen Exportboom der letzten Jahre möglicherweise unterschätzt. Bagdad konnte die asiatischen Kunden mit höheren Rabatten überzeugen und gewann immer mehr Marktanteile. Ähnlich verhielt sich Teheran, das wegen der Sanktionen seine europäischen Absatzmärkte verloren hatte und deshalb um jeden Preis im asiatischen Markt Erfolg haben musste. Hier bahnte sich nach den Fortschritten bei den Atomgesprächen mit dem Westen sogar eine Lockerung der Sanktionen an.

Da Irak und Iran sich mit Verweis auf ihre Sondersituation wohl nicht an OPEC-Kürzungen gehalten hätten, bestand für Riad die Gefahr, angestammte Absatzmärkte in der einzigen expandierenden Wirtschaftsregion der Welt, also in Süd- und Ostasien, dauerhaft zu verlieren.

b) Politische Schwächung von Russland und Iran?

Etwas zu konspirativ klingt die These, dass Riad und Washington den Ölpreissturz inszenierten, um ihre jeweiligen Rivalen, also Russland und Iran, zu schwächen. Das erscheint jedoch unwahrscheinlich. Zum einen hat Riad seit 1973 jede Politisierung der „Ölwaffe“ vermieden. Zum anderen müssten von vornherein Zweifel überwiegen, ob diese Vorgehensweise Putin und Teheran auf einen unterstellten gemeinsamen Washington-Riad-Kurs gebracht hätte. Zum dritten schließlich gibt es keinerlei Belege für diese Theorie. Ganz im Gegenteil: Das amerikanisch-saudische Verhältnis gilt seit dem Sturz Mubaraks als eher angespannt.

c) Riad will insbesondere die amerikanische Schieferölbranche aus dem Markt drängen?

Zweifellos sind auch die Schieferölfirmen direkte oder indirekte Konkurrenten der Saudis, aber die Märkte überschneiden sich nur in geringem Umfang. Auch müsste Saudi-Arabien bei einem unterstellten Kollaps der US-Schieferölbranche enorme Anstrengungen unternehmen, den Markt zu stabilisieren. Es müsste sein Investitionsbudget massiv ausweiten, um konstant 12 mb/d oder noch mehr zu produzieren. Zudem wäre der Erfolg fragil: Bei steigenden Ölpreisen würde der US-Schieferölboom wieder von neuem beginnen.

d) OPEC-Disziplin erzwingen

Saudi-Arabien beklagt sich schon seit den 1980er Jahren über die fehlende Solidarität der übrigen Kartellmitglieder. Zumeist tragen die Saudis 70-80% der Produktionskürzungen, während andere Länder nur wenig beitragen oder die Beschlüsse vollständig ignorieren.

Ebenso schwierig ist die Einbindung anderer großer Produzenten. Norwegen, Mexiko und Russland fühlen sich nicht zuständig und ignorieren die Appelle der OPEC, bei der Stabilisierung des Marktes mitzuhelfen.

² Vgl. hierzu ausführlich: Bassam Fattouh: Saudi-Arabia's Oil Policy in Uncertain Times: A Shift in Paradigm?, London 2014.

³ Reuters 12. Mai 2014.

Auch vor dem OPEC-Meeting am 27. November gab es Sondierungstreffen mit Russland, Mexiko und anderen Ländern, aber offensichtlich ohne greifbare Ergebnisse. Ohnehin ist der Erfolg unsicher: Libysche Regionalproduzenten, Bagdad und Erbil lassen sich nicht mehr in die OPEC-Disziplin einbinden. Venezuela und Iran stehen mit dem Rücken zur Wand und könnten nicht weiter kürzen. Und: Höhere Ölpreise würde die US-Schieferölbranche stimulieren, die Produktion noch schneller auszubauen. Eine erneute Überversorgung wäre dann absehbar.

e) OPEC und Riad überfordert?

Der überraschende Ölpreissturz und das unerwartet rasche Produktionswachstum in den USA überforderte möglicherweise das eher bedächtige System der Entscheidungsfindung im saudischen Königshaus. Der Sturz auf 80 \$/b wurde zunächst ignoriert und kleingeredet, da der Ölpreis bis zum Sommer 2014 vier Jahre lang recht stabil geblieben war und sich bei Einbrüchen immer sehr schnell erholt hatte.

Der Ölexperte Fattouh hält es für möglich, dass die Saudis die Dinge laufen ließen, weil es keine klaren Signale vom hochbetagten und kurz darauf verstorbenen König gab.

2.3 Die neue Ölwelt 2015

Ölmarkt wird zu einem normalen Wettbewerbsmarkt

Auch wenn der Preissturz zweifellos ungewöhnlich ist, ermöglicht die Untätigkeit des OPEC-Kartells tatsächlich eine Normalisierung des Marktes. Zwei Besonderheiten hatte der Ölmarkt bis dahin:

1. **Preise weit über den Kosten:** In den letzten Jahrzehnten hatte das OPEC-Ölkartell mit flexiblen Produktionsquoten dafür gesorgt, dass es kein dauerhaftes Überangebot auf dem Ölmarkt gab. Dadurch blieb der Ölpreis immer weit über den Produktionskosten und sorgte so für stabile Profitraten.

2. **Teures Öl vor billigem Öl:** Eine zweite Besonderheit des Ölmarktes bestand darin, dass ausgerechnet der Produzent mit den niedrigsten Kosten, nämlich Saudi-Arabien, der Swing-Producer war, der den Markt immer wieder durch Produktionskürzungen oder zusätzliche Mengen ins Gleichgewicht brachte.

In einem normalen Wettbewerbsmarkt würden bei einem Überangebot zuerst die Anbieter mit den höchsten Kosten Produktion bzw. Investitionen zurückfahren, also komplexe Offshore-Projekte, marginale Schieferölvorkommen, Ölsandminen oder kleinere Ölvorkommen in abgelegenen Regionen.

Da Saudi-Arabien jetzt seine Marktanteile verteidigen will, müssen viele Ölfirmen weltweit jetzt erstmals seit 1986 mit einem ungewohnten **Verdrängungswettbewerb** zurecht kommen. Die Preise nähern sich den Kosten bzw. Kostenerwartungen, denn der Markt wird weiterhin Überversorgt. Die Preise sinken, bis die Ölproduzenten mit den höchsten Kosten oder der geringsten Risikobereitschaft das Handtuch werfen. **Viele Projekte, die im nächsten Jahrzehnt die globale Ölversorgung sichern sollen, werden gestrichen oder verschoben.**

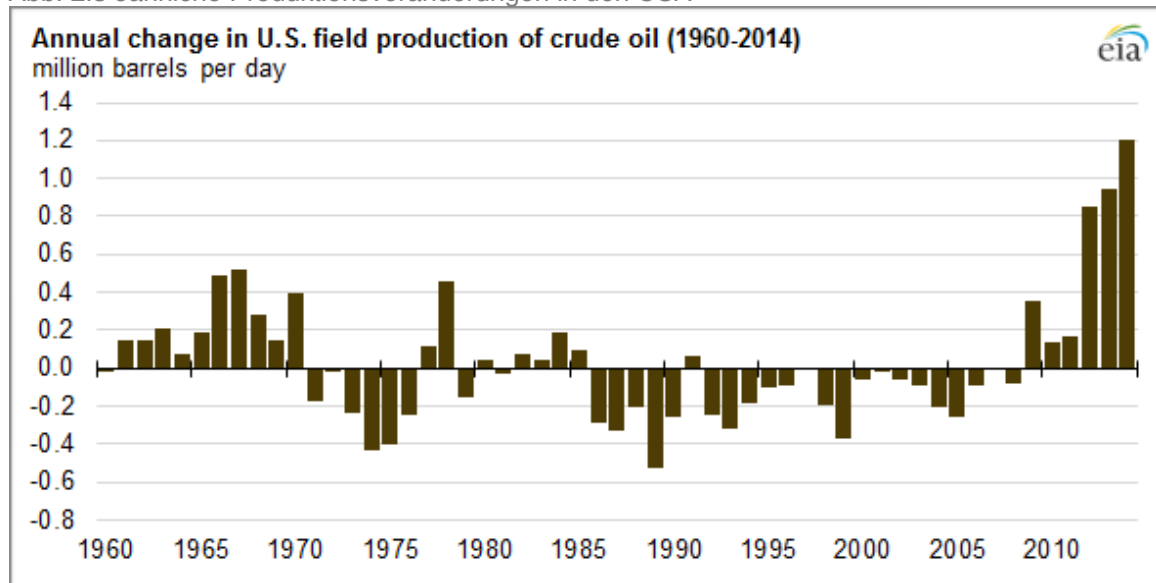
3. **Flexiblere Reaktion** auf der Angebotsseite: Durch Schieferöl wird die Marktanpassung beschleunigt, da die Firmen vergleichsweise schnell und preiselastisch reagieren können. Dadurch könnte die Preisvolatilität insgesamt zurückgehen: Übertreibungen nach unten und oben werden schneller korrigiert. Die Ölversorgung wird dadurch sehr viel **flexibler** als früher.

Aktuelle Lage

Bislang läuft die Marktanpassung nur schleppend und mit zeitlicher Verzögerung. Der Markt wird daher weiter mit 1,5-2,0 mb/d überversorgt.

Die amerikanische Ölförderung wuchs 2014 mit +1,2 mb/d so stark wie nie zuvor in der 150-jährigen Geschichte ihrer Ölindustrie. Auch 2015 wird im Jahresdurchschnitt noch mit einem Zuwachs gerechnet, während die weitere Entwicklung im Dunkeln liegt.

Abb. 2.3 Jährliche Produktionsveränderungen in den USA



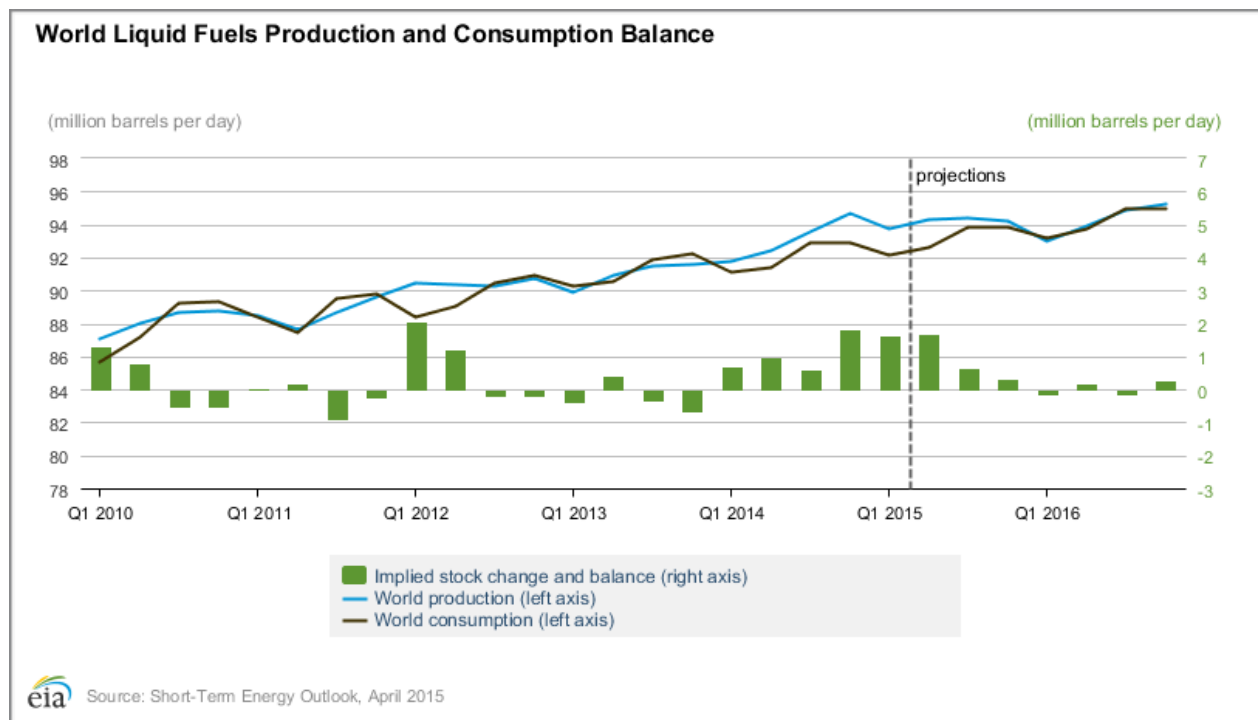
Quelle: U.S. Energy Information Administration, *Petroleum Supply Monthly*

Die meisten Beobachter gehen im Moment davon aus, dass die amerikanische Ölförderung im April oder Mai ihren Höhepunkt erreicht und dann langsam fällt. Auf internationaler Ebene läuft die Anpassung etwas langsamer. Hier sind jedoch schon viele Investitionsbudgets gestreckt oder gekürzt worden.

Marktbalance

Praktisch jedes Szenario geht davon aus, dass der Weltmarkt trotz der Anpassungen vorerst überversorgt bleibt, wenn auch mit abnehmender Intensität. Die folgende Abbildung zeigt eine mögliche Entwicklung, wie sie von der EIA skizziert wurde. Der Lageraufbau wird demnach erst 2016 enden.

Abb. 2.4 Angebot und Nachfrage im globalen Ölmarkt 2000-2016



Quelle: EIA

Allerdings ist die statistische Unsicherheit groß: Viele Produktionsdaten für das Jahr 2015 beruhen nicht auf tatsächlichen Erhebungen oder repräsentativen Umfragen, sondern verlassen sich auf vereinzelte Informationen und Prognosemodelle.

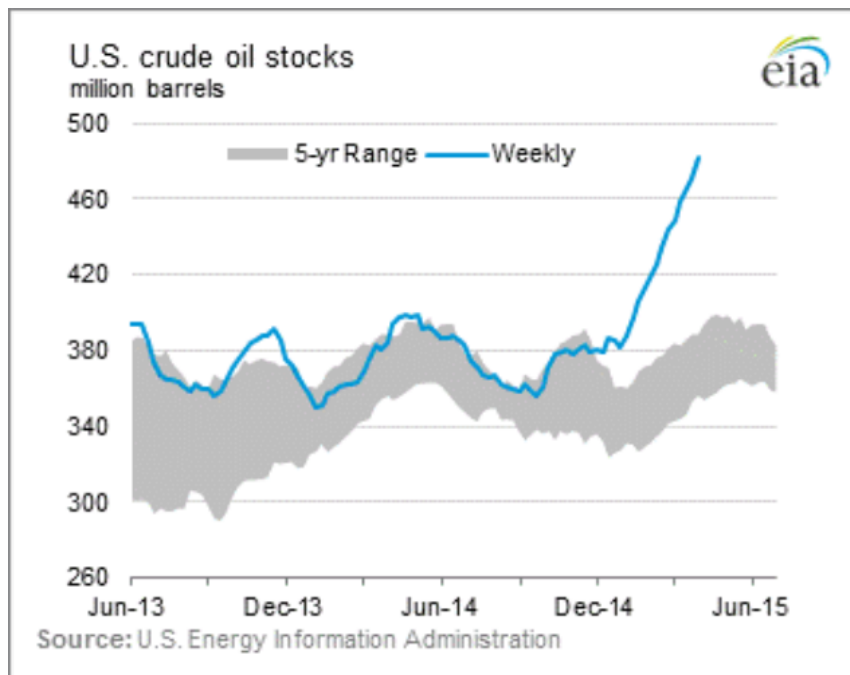
Lageraufbau

Das Überangebot verursacht einen enormen Lageraufbau, der sich stark auf die USA konzentriert. Nur hier gibt es große und vergleichsweise preiswerte Lagerkapazitäten für Rohöl aus aller Welt. Die Daten aus den USA spiegeln insofern nicht nur die inneramerikanische Situation wider.

Die Diskussion über diese Lagerkapazitäten hat sich in den letzten Wochen weiterentwickelt: Konsens ist nun, dass vor dem Sommer nicht mit Engpässen zu rechnen ist, selbst wenn der Lageraufbau mit dem bisherigen Tempo weitergeht.

Das folgende Schaubild zeigt Umfang und Geschwindigkeit, mit der die gewerblichen Rohölvorräte in den USA ausgebaut werden. Für eine Normalisierung müsste die globale Ölnachfrage im Moment zusätzliche 120 Mio. Barrel absorbieren, also etwa 0,33 mb/d über ein Jahr.

Abb. 2.5 Gewerbliche Rohöl-Lagerbestände in den USA



Quelle: EIA (Daten bis Anfang April 2015)

3. Preisszenarien

Im Moment liegen die Preiserwartungen der Ölmarktbeobachter weit auseinander und verändern sich permanent. Die Mehrheit rechnet spätestens ab 2016 mit steigenden Ölpreisen. Umfang und Geschwindigkeit des Preisanstiegs sind allerdings umstritten. Eine nicht unerhebliche Minderheit der Beobachter erwartet zunächst noch einmal fallende Preise, da nur dann eine Marktbereinigung möglich wäre.

Im Durchschnitt, so eine Umfrage von Reuters unter 34 Analysen Ende März 2015, wird für 2015 ein Preis von 59,20 \$/b erwartet, für 2016 72,10 \$/b und für 2017 78,70 \$/b. Das stimmt in etwa mit den Terminmarktpreisen überein. Bei Ölkontrakten für das Lieferjahr 2020 zeigt sich hier aktuell ein Preis von 74 \$/b.⁴ Allerdings sind auch diese Preise für Ölkäufe auf Termin nur eine Momentaufnahme und spiegeln lediglich die aktuelle Preiserwartung der Marktteilnehmer wider.

Zwei gegensätzliche Szenarien prägen im Moment die Diskussion über die weitere Entwicklung der Ölpreise:

Szenario 1: Ölpreis steigt rasch wieder über 80 \$/b („V-Szenario“)

Eine Kombination aus raschen Angebotskürzungen, Nachfrageüberraschungen und zusätzlichen Produktionsstörungen in den OPEC-Staaten könnte die Ölpreise schon 2016 über die Schwelle von 80 \$/b tragen. In diesem Szenario würde die Schieferölförderung in den USA schon ab dem Sommer einbrechen, Libyen und Iran fallen weiter aus, und - eine zentrale Annahme - Saudi-Arabien lockert seine aggressive Preispolitik. Der Markt käme dann 2016 wieder ins Gleichgewicht, mit oder ohne OPEC. Die Preise kehren auf den alten Pfad zurück.

Auch politische Konflikte in den Produzentenländern, nicht zuletzt ausgelöst durch den Ölpreisverfall, könnten dazu beitragen. Mittelfristig werden die jetzt verschobenen Projekte fehlen. Die relative Knappheit dürfte den Preis dann weiter steigen lassen.

⁴ Vgl. ICE, Stand 10. April für Brent QAZ20.

Eine breite Spekulationswelle könnte den Preisaufschwung zusätzlich unterstützen. Privatanleger und institutionelle Anleger investieren derzeit Milliardenbeträge in Ölfonds und setzen damit auf steigende Ölpreise..

Massive Kapitalzuflüsse in Öl-ETFs, also börsennotierte und jedem Investor zugängliche Fonds, deren Kurs in etwa dem Ölpreis folgt, stabilisieren seit Januar WTI und Brent. So flossen z.B. in den bekanntesten Ölfonds, den U.S. Oil Fund, im ersten Quartal netto etwa 2,1 Mrd. Dollar an neuen Investorengeldern. Er hielt Ende März 2015 knapp 58 Mio. Barrel in Form von zeitnahen Lieferkontrakten. Im Oktober 2014 waren es nur 7 Mio. Barrel. Alle ETFs an den beiden Ölbörsen Nymex und ICE zusammen hielten im Frontmonat Mai 2015 ca. 30% der offenen Kontrakte.⁵

Szenario 2: Ölpreis verharret langfristig bei 40-60 \$/b („L-Szenario“)

Auch ein gegenteiliges Szenario ist plausibel: Die amerikanischen Schieferölproduzenten reagieren mit weiteren Kostensenkungen und haben weiterhin Zugang zum Kapitalmarkt; die globale Ölnachfrage reagiert nicht auf die niedrigeren Preise; Libyen und Iran kehren schrittweise auf den Ölmarkt zurück. In diesem Szenario wären Ölpreise um die 50 \$/b auch über einen langen Zeitraum plausibel.

Vertreter dieses Szenario verweisen auf die Erfahrungen aus den 1980er Jahren: Damals dauerte die Tiefpreisphase 18 Jahre lang: Von 1982 bis 1985 versuchte Riad zunächst, durch Produktionskürzungen den fallenden Ölpreis zu stabilisieren. Diese Strategie brach 1986 zusammen, als die Saudis kurz davor waren, ihre Förderung auf Null zu senken, ohne dass der Preis gestiegen wäre. Immer mehr Öl aus der Nordsee und Alaska sowie die Stilllegung von Ölkraftwerken belasteten den Markt. Die Saudis öffneten daher wieder die Ventile. Der Ölpreis blieb daraufhin von 1986 bis 2003 unter 50 \$/b (auch in heutigen Preisen) und wäre noch stärker gefallen, wenn nicht parallel dazu die sowjetische Ölförderung eingebrochen wäre. Erst nach 2004 gelang es vor dem Hintergrund der starken chinesischen Ölnachfrage, die alte Ölordnung des OPEC-Kartells wiederherzustellen.

In den 1980er Jahre verdrängte Nordseeöl die arabischen Konkurrenten. Heute unterminiert amerikanisches Shale Oil die alte Marktordnung, so dass die Saudis jetzt - wie 1986 - wieder auf Marktanteile statt auf Preisstabilisierung setzen.

Fesharaki von FG Energy hält eine Kürzung von 3-3,5 mb/d für notwendig, um die Preise im nächsten Jahr wieder auf über 80 \$/b zu heben.⁶ Das wäre nur bei einer unwahrscheinlichen Kombination von Ereignissen denkbar:

- Saudi-Arabien kürzt seine Förderung von 9,3 auf unter 8 mb/d
- die US-Ölproduktion fällt schon 2015 um 0,5-0,8 mb/d
- Irak akzeptiert eine OPEC-Quote von maximal 3,5-4 mb/d
- Russlands Förderung geht um 0,3-0,5 mb/d zurück
- Iranische Exporte steigen im kommenden Jahr um maximal 0,7 mb/d

Fesharaki hält es für unwahrscheinlich, dass eine solche ölpolitische Konstellation entsteht. Er rechnet damit, dass die Ölpreise in den nächsten 10 Jahren zwischen 50 und 80 \$/b bleiben.

⁵ Open Interest, also der nicht durch direkte Gegengeschäfte neutralisierten Kontrakte; vgl. <http://www.reuters.com/article/2015/04/11/cftc-oil-idUSL2N0X71R920150411>.

⁶ <http://video.cnbc.com/gallery/?video=3000363691> und <http://www.ibtimes.co.uk/crude-oil-prices-heading-35-by-june-fge-1493095>.

Falls die US-Schieferölbranche ihre Kosten weiter senken kann, wären sogar 40-60 \$/b die wahrscheinlichste Variante. Um das zu vermeiden, müsste Riad seine Produktion für einige Zeit um eine weitere Mio. Barrel pro Tag anheben, um die Rohölpreise auf unter 40 \$/b fallen zu lassen und damit die amerikanische Schieferölbranche aus dem Markt zu drängen. Erst dann könnte der Markt allmählich ins Gleichgewicht gebracht werden.

4. Ölpreisrisiken 2015-2030

Die überwiegende Zahl von Prognosen geht davon aus, dass die Ölpreise über kurz oder lang wieder steigen werden. Lediglich das Tempo und die Stetigkeit sind umstritten. Diese Auffassung stützt sich auf eine ganze Reihe von **Preisrisiken, die in den folgenden Kapiteln** näher vorgestellt werden sollen.

Dabei beschränkt sich die Übersicht auf Preisrisiken, die im Zusammenhang mit dem Ölmarkt und der Ölpolitik stehen. Andere relevante Preisrisiken für Öl, insbesondere:

- **ein möglicher Absturz des Euros gegenüber dem Dollar oder**
- **eine drastische Erhöhung der CO2-Preise im Emissionshandel**

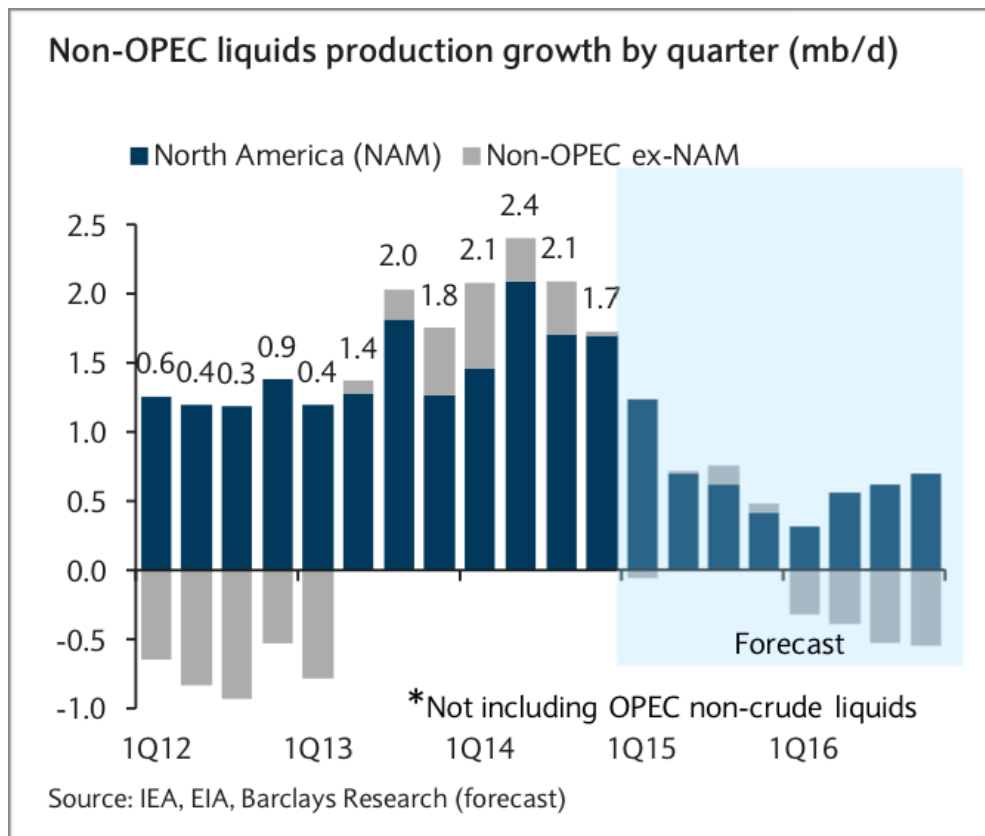
sollen hier nur erwähnt, aber nicht weiter ausgeführt werden.

4.1 Rückgang des Ölangebots und der Investitionen

Ein Einbruch des internationalen Ölangebots ist noch nicht sichtbar. Eine Stagnation erscheint allerdings schon für den April/Mai 2015 möglich. Diese These wäre aber erst im Sommer statistisch nachprüfbar. Im Moment gibt es nur vereinzelte Daten und Argumente. Einmal mehr dreht sich die Debatte vor allem um die Entwicklung in den USA, da hier die flexibelsten Produzenten arbeiten und die aktuellsten Daten vorliegen.

In der Tat ist der Produktionszuwachs der letzten Jahre vor allem auf Trends in Nordamerika zurückzuführen, wie die folgende Abbildung zeigt. Außerhalb dieser Region ging die Ölförderung in den nicht-kartellgebundenen Ölförderländern (non-OPEC) eher zurück.

Abb. 4.1 Jährliche Produktionsveränderungen außerhalb des OPEC-Kartells



Quelle: Barclays Capital

Noch im Januar war sich die Mehrheit der Beobachter darin einig, dass die US-Ölförderung über einige Quartale hinweg steigen wird, bevor sich die Investitionskürzungen bemerkbar machen. Einige Analysten erwarteten sogar einen Preissturz auf nur noch 20 \$/b.

Mittlerweile schwingt das Meinungspendel in die andere Richtung: Der Rückgang scheint doch schneller als erwartet zu kommen. Schon im April könnte die US-Förderung stagnieren und dann fallen. Die EIA erwartet in ihrer letzten Analyse⁷ einen Zuwachs nur noch bis Mai auf dann 9,42 mb/d Rohöl. Ab Juni werden die Mengen fallen, falls sich die Ölpreise nicht rasch erholen sollten. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass es sich hier nur um Trendextrapolationen handelt und nicht um Umfragewerte.

Die IEA erwartet im Moment, dass das Wachstum der Schieferölmengen im zweiten Halbjahr 2015 zum Stillstand kommt. Geplante Bohrungen werden noch durchgeführt, aber die Erschließung bzw. das Fracking der Vorkommen wird so lange verschoben, bis das Ölpreinsniveau attraktiver geworden ist. Damit rechnet die IEA in der zweiten Jahreshälfte 2017, so dass der Produktionszuwachs erst dann wieder Fahrt aufnimmt.⁸

Angesichts des Kostendrucks, der jetzt auf den Zulieferbranchen lastet, wird Schieferöl dann zu niedrigeren Ölpreisen profitabel sein können als heute. Schon seit Jahren wächst die Produktivität in der Schieferölbranche. Neue Ansätze, wie z.B. von Encana im Eagle Ford mit dem Re-Fracking bereits bestehender Ölquellen, oder neue Schieferölregionen (z.B. South Central Oklahoma Province) könnten zusätzliche Potenziale erschließen.

⁷ Vgl. EIA STEO April 2015.

⁸ Vgl. IEA: Medium-Term Oil Market Report 2015, Paris 2015 und Oil Market Report March 2015.

Rig Count - Die Bohraktivität in den USA

Die Zahl der aktiven Bohrplattformen (Rigs) ist der wohl beste vorlaufende Indikator für die zukünftige Ölproduktion in den USA. Die letzte Erfassung (10. April 2015) ergab, dass die Zahl der Ölbohrplattformen in den USA in den letzten zwölf Monaten von 1517 auf 760 Rigs gefallen ist, also um etwa 50%. Der Schrumpfprozess geht Woche um Woche weiter. In der letzten erfassten Woche wurden 42 Öl-Rigs stillgelegt.

Der Rückgang konzentrierte sich zunächst auf die weniger produktiven, vertikal bohrenden Anlagen, aber erfasst mittlerweile genauso die modernen und produktiveren Horizontalbohranlagen, die vor allem bei Schieferölvorkommen eingesetzt werden.

Abb. 4.2 Rig Count USA

<div> <div>Rotary Rig Count</div> <div>4/10/2015</div> <div>BAKER HUGHES</div> </div>					
Location	Week	+/-	Week Ago	+/-	Year Ago
Land	951	-42	993	-808	1759
Inland Waters	4	0	4	-15	19
Offshore	33	2	31	-20	53
United States Total	988	-40	1028	-843	1831
Gulf Of Mexico	31	2	29	-21	52
Canada	99	-1	100	-113	212
North America	1087	-41	1128	-956	2043
U.S. Breakout Information	This Week	+/-	Last Week	+/-	Year Ago
Oil	760	-42	802	-757	1517
Gas	225	3	222	-85	310
Miscellaneous	3	-1	4	-1	4
Directional	90	-3	93	-126	216
Horizontal	770	-29	799	-454	1224
Vertical	128	-8	136	-263	391

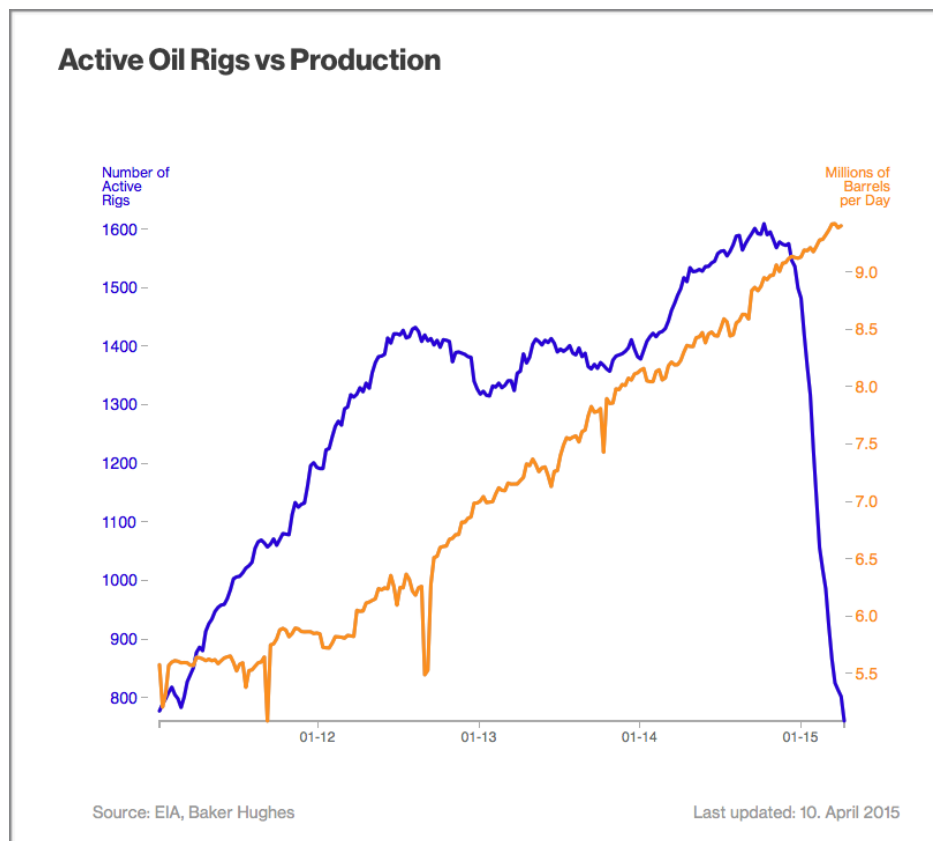
Quelle: Baker Hughes

Allerdings geht die Produktion trotzdem noch nicht zurück, wie die folgende Gegenüberstellung im Chart zeigt. Zunächst werden viele der bereits gebohrten Vorkommen durch Fracking erschlossen, bevor die Förderung beginnen kann. Auch werden zunächst die unergiebigsten Vorkommen stillgelegt bzw. nicht mehr angebohrt. Von daher ist eine zeitliche Verzögerung nicht überraschend, zumal die Bohraktivität erst seit wenigen Monaten zurückgeht.

Viele Mietverträge für Rigs laufen außerdem über 1-3 Jahre, so dass erst verzögert reagiert werden kann. Auch muss in vielen Regionen weitergebohrt werden, um den Cash-Flow zu erhalten oder weil die Lease-Bedingungen dies verlangen.

Aber die Zeichen einer Vollbremsung in den Schieferölregionen mehren sich: Geplante Bohrungen werden zwar noch durchgeführt, aber dann wird die Erschließung bzw. das Fracking erst einmal verschoben. In diesem Zustand kann - Personal und Ausrüstung vorausgesetzt - die Förderung in 30-60 Tagen wieder in Gang gebracht werden. Ein großer Schieferölkonzern wie z.B. EOG Resources spart durch die Verschiebung von mittlerweile 285 Erschließungen 500 Mio. Dollar an Investitionen.

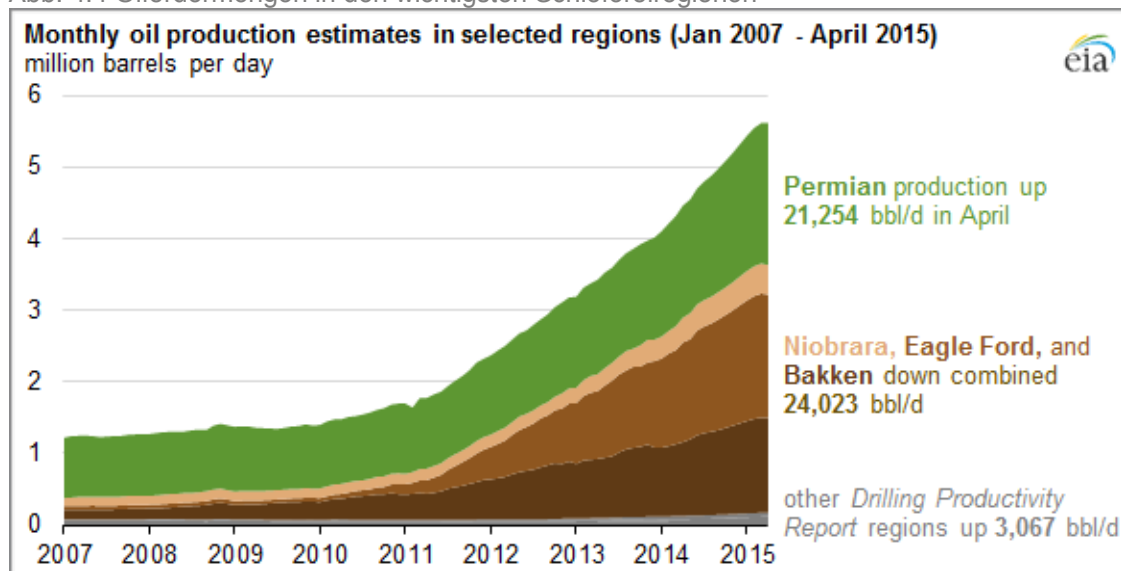
Abb. 4.3 Rig Count vs. Produktionsmengen in den USA



Quelle: Bloomberg

Der Drilling Productivity Report der EIA rechnet rechnet schon für den März 2015 mit einem Rückgang der US-Schieferölproduktion in den Förderregionen Eagle Ford, Niobrara und Bakken. Lediglich im Permian dürfte die Förderung noch weiter gestiegen sein (vgl. Abb).

Abb. 4.4 Ölfördermengen in den wichtigsten Schieferölregionen



Quelle: EIA

Der gegen den Trend laufende Zuwachs im Permian Basin dürfte auch daran liegen, dass hier im Moment noch vertikal arbeitende Bohranlagen durch produktivere Rigs ersetzt werden, die horizontal arbeiten.

Preise zum Teil schon unter 30 \$/b: Beispiel Bakken Shale

Wie werden die neuen globalen Swing-Producer, also die amerikanischen Schieferölfirmen, auf das neue Preisniveau reagieren? Eine pauschale Antwort fällt schwer, da die Kosten von Region zu Region, Sorte zu Sorte, und von Vorkommen zu Vorkommen unterschiedlich ausfallen.

Die folgende Übersicht zeigt die aktuellen Preise ab Förderquelle für einige amerikanische Ölsorten: Die Marker-Rohölsorte WTI notierte am 9. April an der Ölbörse bei 51 \$/b, im physischen Markt am Pipelinekreuz Cushing (Oklahoma) bei 47 \$/b.

Tatsächlich gibt es aber viele Rohölsorten, die aufgrund ihrer Qualität (z.B. hoher Schwefelanteil) oder hoher Transportkosten nur mit großen Abschlägen im Markt untergebracht werden können.

Abb.4.5 Wellhead-Ölpreise für einzelne Regionen am 9. April 2015

MISSISSIPPI	
Mississippi Light Sweet.....	45.75
Mississippi Light Sour.....	41.00
COLORADO	
Colorado Southeastern.....	37.75
D-J Basin.....	38.55
Colorado Western.....	32.63
UTAH	
Black Wax.....	22.45
ILLINOIS	
Illinois Sweet.....	43.75
INDIANA	
Indiana Sweet.....	43.75
KANSAS	
Kansas Common.....	37.60
Eastern Kansas Common.....	37.50
Eastern Kansas Common Special.....	33.45
Northwestern Kansas Sweet.....	38.75
Southwestern Kansas Sweet.....	39.25
Central Kansas Sweet.....	40.35
NEBRASKA	
Nebraska Western.....	38.55
Nebraska Intermediate.....	37.25
NORTH DAKOTA	
Williston Basin Sweet.....	32.94
Williston Basin Sour.....	25.33
OKLAHOMA	
Domestic Sweet (Cushing).....	47.25
Oklahoma Sweet.....	47.25
Oklahoma Sweet Special.....	43.25
Oklahoma Sweet-Central.....	47.25
Western Oklahoma.....	42.75
Oklahoma Panhandle.....	42.25
Oklahoma Sour.....	34.75
Oklahoma Condensate.....	45.36
Oklahoma Condensate Light.....	44.42

Quelle: Plains All American Pipeline L.P.

In North Dakota erhalten die Ölfirmen im Moment gerade einmal 25-33 \$/b am Übergabeort. Öl aus Colorado oder Kanas liegt nur leicht darüber. Selbst in Oklahoma erzielen viele Ölsorten nur knapp über 40 \$/b.

Es liegt auf der Hand, dass bei diesen Preisen in vielen Regionen die Produktion demnächst eingestellt werden muss und dass neue Investitionen auf die lange Bank geschoben werden.

In North Dakota ist die Aktivität so stark eingebrochen, dass ein Produktionsrückgang wohl unmittelbar bevorsteht. Dort stellt das Bakken Shale (bzw. Williston Basin) die zweitgrößte Schieferölregion der Welt mit 1,3 mb/d Durchschnittsförderung dar.

Hohe Pipeline- und Bahntarife zwingen die Ölfirmen hier zu Preisnachlässen, um in den weit entfernten Absatzregionen oder an den Pipelinekreuzen konkurrenzfähig zu sein. Erschwerend kommt hinzu, dass die Bohrkosten vergleichsweise hoch sind. Bei Preisen knapp über 30 \$/b gibt es nur noch wenige Schieferölvorkommen, die kostendeckend erschlossen werden können. In einigen Counties im Zentrum (den „Sweet Spots“), wo derzeit noch über 80% der Förderung stattfindet, reichen zum Teil Ölpreise von 30-40 \$/b für den Breakeven, andere Regionen an der Peripherie benötigen mehr als 70 \$/b.

North Dakota braucht nach Einschätzung der Regulierungsbehörde ein Ölpreis von über 55 \$/b und 140 aktive Rigs (Bohranlagen), um das aktuelle Produktionsniveau aufrecht zu erhalten. Im Moment sind es weniger als 90 Rigs.

Öl und Gas strömen in der Region aus 11.900 Bohrlöchern, fast ausschließlich Schiefergas- oder Schieferölvorkommen. Die Förderung je Quelle geht rasch zurück. Der durchschnittliche Ertrag bei Ölquellen liegt in den ersten 60 Tagen bei 1000 b/d; 350 b/d sind es am Ende des ersten Jahres und 230 b/d am Ende des zweiten Jahres. Das bedeutet, dass der überwiegende Teil des Öls aus Quellen kommt, die erst 2013 oder später gebohrt und gefrackt wurden.

Dieses Rennen gegen die Zeit wurde bisher gewonnen, da die Produktivität und die Zahl der Rigs (Bohrplattformen) stieg. Die Bohrzeiten konnten verkürzt werden, die horizontalen Bohrungen wurden länger, das Fracking wurde intensiviert und gezielter durchgeführt. Auch das geologische Wissen wuchs. Unproduktive Regionen wurden gemieden. Stattdessen konzentrierte man sich mehr auf die Sweet Spots der Region, deren Zahl jedoch begrenzt ist.

Ende 2014 lag das Polster bereits gebohrter, aber noch nicht gefrackter Bohrlöcher bei 650. Das dürfte die Produktion nur bis in den März hinein stabilisieren. Die Zahl angekündigter oder bereits durchgeführter Bohrstopps wächst fast täglich. Sollte sich der Ölpreis nicht plötzlich erholen, werden die Schieferölmengen im Bakken 2015 deutlich schrumpfen.

Die Rolle des Kapitalmarktes

Eine mitentscheidende Frage ist, ob die Schieferölfirmen weiterhin Zugang zum Kapitalmarkt haben. Liquide Finanzmärkte waren für den Erfolg der amerikanischen Shale-Branche genauso wichtig wie technologische Möglichkeiten, das private Eigentum an Schürfrechten oder günstige legislative Voraussetzungen, wie z.B. die Ausnahme von wasserrechtlichen Vorschriften.

Normalerweise nehmen die Unternehmen Kredite auf, die durch Öl- und Gasreserven abgesichert sind. Da sowohl die Öl- als auch die Gaspreise gefallen sind, wird es jetzt schwieriger, neues Kapital für die anstehenden Grundstückskäufe, Bohrungen oder Fracking-Prozesse aufzunehmen. Gerade mittelständische Schieferölfirmen müssen auf ihre Kapitaldisziplin achten, da sie von externer Finanzierung abhängig sind.

IHS (Burkhard) schätzt, dass die Öl- und Gasbranche in den USA 2009 bis 2013 im Durchschnitt 54 Mrd. Dollar pro Jahr mehr investiert hat, als operativ eingenommen wurde. Das Defizit beläuft sich damit insgesamt auf 250 Mrd. Dollar. Nach Erhebungen des Finanzdienstleisters Dealogic flossen 2007-2014 insgesamt 96 Mrd. Dollar über Eigenkapital, 206 Mrd. über Unternehmensanleihen und 574 Mrd. Dollar durch syndizierte Kredite an die Öl- und Gasförderbranche der USA. Die Branche hängt also vor allem von der Gunst der häufig

risikoaversen Kreditgeber ab, während die risikofreudigeren Privat Equity Fonds noch in der Minderzahl sind.⁹

Die Aktienmärkte haben bereits reagiert. Die Aktienkurse vieler mittelgroßer Ölkonzerne in den USA sind seit dem Sommer 2014 um 40-80% eingebrochen. Demgegenüber hielten sich die Aktienkurse der großen internationalen Ölkonzerne (ExxonMobil, Shell etc.) relativ stabil mit minus 10-20%.

Die Anleihen und Kredite mittelständischer US-Förderunternehmen haben in vielen Fällen nur noch Junk-Status („Müllanleihen“), gelten also als sehr riskant. Den Kreditgebern wie Barclays, Credit Suisse oder Wells Fargo gelingt es jedoch nach wie vor, das damit verbundene Risiko weiterzureichen. Empfänger ist im Moment vor allem die riesige amerikanische Geldmarktbranche, die händierend nach Möglichkeiten sucht, im aktuellen Niedrigzinsumfeld höhere Renditen zu erzielen.

Geldmarktfonds und Money Manager wie Fidelity Investments oder Black Rock geben den Banken kurzfristige Kredite, die durch die Anleihen der Ölfirmen abgesichert sind. Andere Fonds wie Vanguard Group mit ihren Einlagen von 133 Mrd. Dollar lehnen solche Geschäfte grundsätzlich ab. Auch die regionalen Federal Reserve Banken sehen diese Praxis kritisch.

Ölmajors wie ExxonMobil oder Shell haben dieses Problem nicht. Ihr Verschuldungsgrad ist relativ gering, während der Cash Flow auch im aktuellen Umfeld hoch bleibt. Die problemlose Platzierung einer Anleihe über 7 Mrd. Dollar durch ExxonMobil im März demonstrierte das Vertrauen der Kapitalmärkte. In der ersten Boomphase haben die Majors den Schieferölboom zu lange ignoriert bzw. verschlafen. Jetzt könnte der Moment gekommen sein, um mit relativ geringem Aufwand doch noch einzusteigen und kapitalarme mittelständische Schieferölfirmen aufzukaufen. Auch Private Equity Funds und Hedge Funds haben angesichts der aktuellen Zinspolitik der Fed und relativ guter makroökonomischer Aussichten der USA kein Problem, Kapital zu finden. Sie werden in den nächsten Monaten verstärkt Beteiligungen an Schieferölfirmen erwerben oder die Unternehmen aufkaufen.

Break-Even Preise werden unterschritten: Ölprojekte in den roten Zahlen

Der Fall der Ölpreise macht viele Ölprojekte weltweit unrentabel. Das folgende Schaubild zeigt die Kostenkurven für verschiedene Typen von Ölvorkommen oder Fördertechnologien. Klassische Ölprojekte wie Onshore-Felder, Tiefwasser oder Schweröl bieten nur begrenzte Aussichten auf zusätzliche Ölmengen, da die marginalen Kosten von Projekt zu Projekt deutlich steigen. Nur Ultradeepwater (Tiefstwasser) und Shale Oil bieten langfristige Perspektiven. Tiefstwasserfelder können wegen der Größe der Vorkommen auch bei niedrigen Ölpreisen größere Ölmengen bereitstellen.

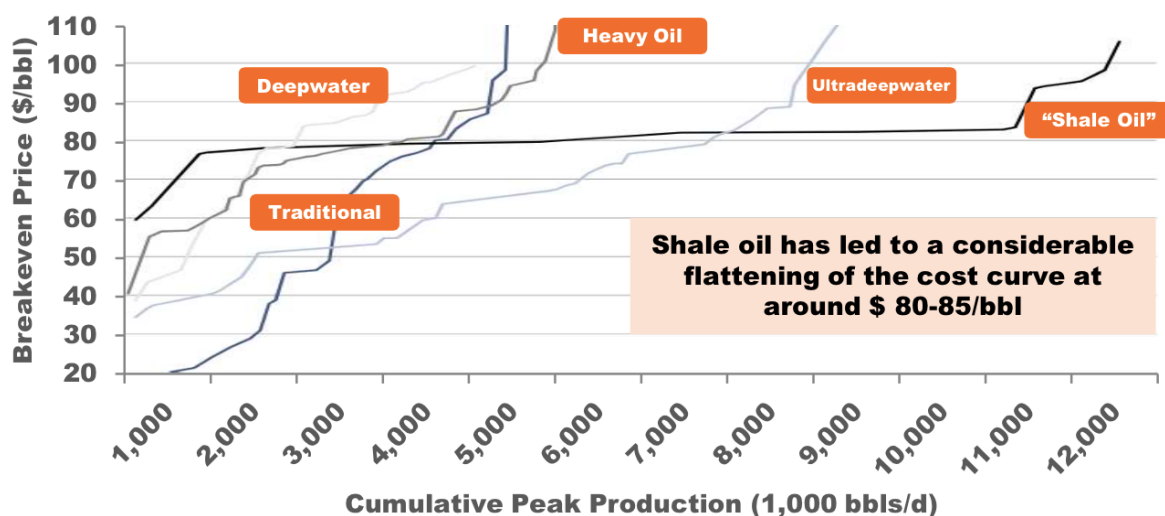
Shale Oil bildet einen Sonderfall: Die potenziellen Mengen sind extrem groß, sobald der Ölpreis sich der Grenze von 80 \$/b annähert.¹⁰ Diese Switch-On/Switch-Off-Eigenschaft der ohnehin kurzfristig orientierten Einzelprojekte dürfte auch in der aktuellen Krise relativ rasch zu einer erst stagnierenden, dann fallenden Produktionsmenge führen.

Abb.4.6 Break-Even-Preise nach Kategorie

⁹ FT 12.2.2015 <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/8c3198e2-b288-11e4-a058-00144feab7de.html#axzz3XAVE2ID0>

¹⁰ Mehr als 11 mb/d bei einem simultanen Anbohren, in der Praxis natürlich weniger.

Top 400 Breakeven of Non-Producing Oil Assets

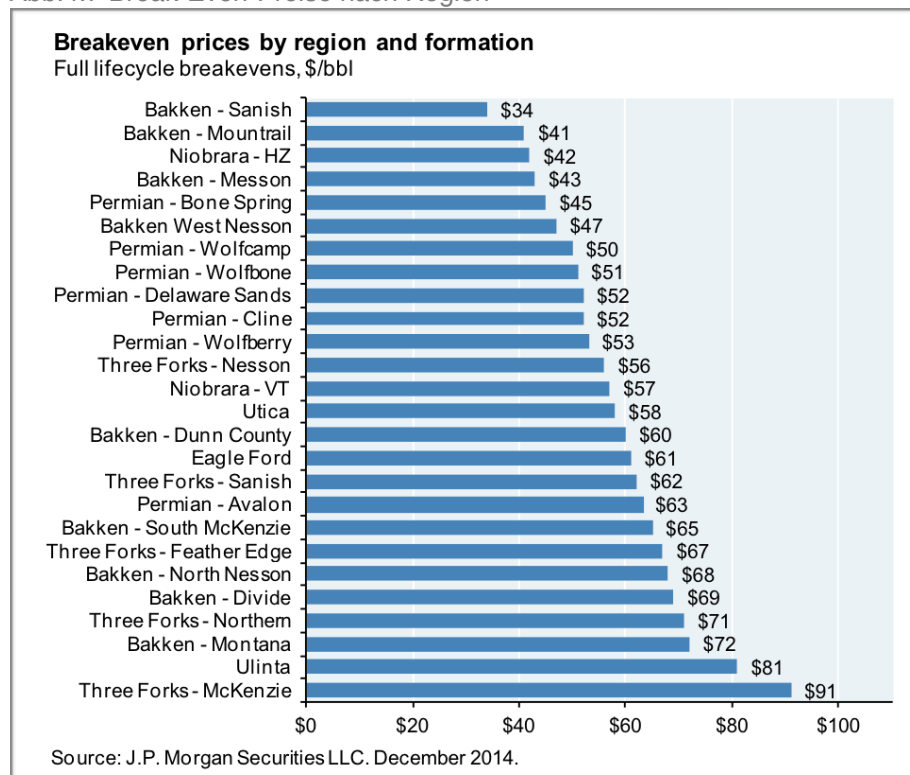


Quelle: DNB nach Daten von Goldman Sachs über 400 große Öl- und Gasprojekte

Im nächsten Schaubild sind die Break-Even-Preise der Ölförderung in mehreren US-Regionen zu sehen. Schon auf den ersten Blick wird deutlich, dass praktisch alle Regionen im Durchschnitt „unter Wasser“ stehen: Bakken/Williston braucht 40-90 \$/b, Permian/Wolfcamp 50 \$/b, Eagle Ford 61 \$/b, Uinta 81 \$/b.

Schon in wenigen Monaten, spätestens in einem Jahr, wird die Förderung in vielen dieser Regionen eingestellt werden müssen, da weder die Banken noch die Investoren neue Bohrungen oder andere Investitionen finanzieren werden.

Abb.4.7 Break-Even-Preise nach Region



Quelle: JP Morgan

Schon innerhalb einer Region können die Kosten stark divergieren. Das folgende Schaubild zeigt die Spannbreite von Break-Even-Preisen bei Schieferöl in North Dakota. Sie reichen von 28 \$/b bei den Sweet Spots bis 85 \$/b bei weniger günstigen Standorten. Im Schnitt sind es 56 \$/b in dieser zweitgrößten Schieferölregion der Welt.

Abb.4.8 Break-Even-Preise in North Dakota

North Dakota Break-Even Oil Prices		
	Price (\$/bbl)	Rigs
McKenzie	\$28	66
Dunn	\$29	28
Stark	\$36	2
Williams	\$37	43
Mountrail	\$42	31
Bottineau-Renville	\$51	4
Billings	\$53	4
McClean	\$73	1
Bowman-Slope	\$75	0
Golden Valley	\$77	0
Burke	\$81	3
Divide	\$85	8
Average/Total	\$56	190

Source: North Dakota Department of Mineral Resources

Source: Oil Daily, October 17 2014

Quelle: Oil Daily

Laut IEA (basierend auf Rystad-Zahlen) hatten im letzten Jahr 52% der US-Ölproduktion einen Break-Even-Preis von über 50 \$/b. In der Schieferölbranche gilt das für 59% der Fördermengen. Allerdings beinhaltet diese Preisschwelle nicht nur die laufenden Ausgaben, sondern auch die Kapitalkosten und die Steuern.¹¹

Außerhalb der USA ist ein Preis von 60 \$/b für weite Teile der Ölwelt bei bestehenden Projekten immer noch profitabel: Das gilt für die meisten OPEC-Staaten, Russland, Norwegen und viele konventionelle Ölfelder in den USA.

Für westafrikanische Tiefwasserprojekte, Mexiko, Brasilien (Tiefwasser) sowie wie erwähnt US-Schieferöl und kanadischen Ölsand ist die Lage dagegen bereits kritisch. Allerdings handelt es sich hier um Durchschnittswerte: Eine Reihe von Projekten wird auch hier wohl wie geplant realisiert, während andere erst einmal auf die lange Bank geschoben werden, solange die Finanzierungssagen noch nicht vorliegen.

Zum Teil stehen auch technische Gründe einem Produktionsrückgang entgegen: Es ist gelegentlich operativ zu riskant, z.B. eine thermische Ölsandförderung (in-situ) stillzulegen, da der heiße Dampf dann im Vorkommen kondensiert. Schlimmstenfalls muss das Vorkommen dann völlig neu angebohrt und erhitzt werden. Ähnliches gilt bei manchen Tiefseeförderanlagen, wo eine Produktionsunterbrechung erhebliche Kosten nach ziehen kann, zumal die sehr hohen Fixkosten ohnehin weiterlaufen.

¹¹ Vgl. IEA: Medium-Term Oil Market Report 2015, Paris 2015.

Die meisten großen Erschließungs- und Produktionsprojekte laufen ohnehin über Jahrzehnte und sind bereits vollständig finanziert. Ein kurzer Ölpreiseinbruch über ein oder zwei Jahre hat hier nur begrenzte Auswirkungen, zumal die Preiskrise anders als 2008/2009 von keiner Nachfragekrise begleitet wird.

Deshalb werden die Folgen der aktuellen Preiskrise erst dann spürbar, wenn sie schon lange der Vergangenheit angehört. Die aktuelle Übertreibung nach unten bereitet insofern ein Überschießen der Ölpreise nach oben wenige Jahre später vor.

Einbruch bei den Investitionen - Ölmangel in den 2020er Jahren?

Viele Hochkostenprojekte, die jetzt nur verzögert werden, hätten bei anhaltend niedrigen Ölpreise keine Realisierungschancen. Die Größenordnungen sind schon jetzt volkswirtschaftlich relevant: 90 große Ölkonzerne haben ihre globalen Investitionsprogramme für 2015 bislang auf 312 Mrd. Dollar gekürzt. 2014 waren es 400 Mrd. Dollar. 2014 flossen 89 Mrd. Dollar an Investitionen allein in die amerikanische Schiefergas- und Schieferölbranche (156 Mrd. in die Ölproduktion insgesamt). Im laufenden Jahr werden es wohl höchstens 78 Mrd. Dollar sein.¹²

Zum Leidwesen der US-Industrie reagieren auch die ausländischen Investoren schnell auf die aktuelle Situation: So hat z.B. der südafrikanische Energiegigant Sasol seine 11-Milliarden-Dollar-Investition in Louisiana auf Eis gelegt.¹³ In einer GTL-Fabrik sollten Diesel und petrochemische Produkte aus Erdgas hergestellt werden. Bei den niedrigen Ölpreise rechnet sich eine solche Anlage nicht mehr. Der US-Markt verliert insgesamt an Attraktivität, da Öl mittlerweile weltweit zu niedrigen Preisen erhältlich ist.

1000 Mrd. Dollar fehlen

Bei Ölpreisen um die 100 \$/b werden im globalen Ölmarkt Einnahmen von ca. 3000 Mrd. Dollar generiert (vgl. Abb.). Etwa 70% davon verbleiben über Steuern, Abgaben, Lizenzen etc. im Fiskus der Förderländer. Etwa 10% verdienen die privaten Ölkonzerne im Upstream-Geschäft (Ölproduktion), weitere 10-15% im Downstream-Geschäft (Raffinerien, Tankstellen, Chemie, Transport, Handel). Der Rest entfällt auf das Raffinerie- und Downstreamgeschäft staatlicher Ölkonzerne.

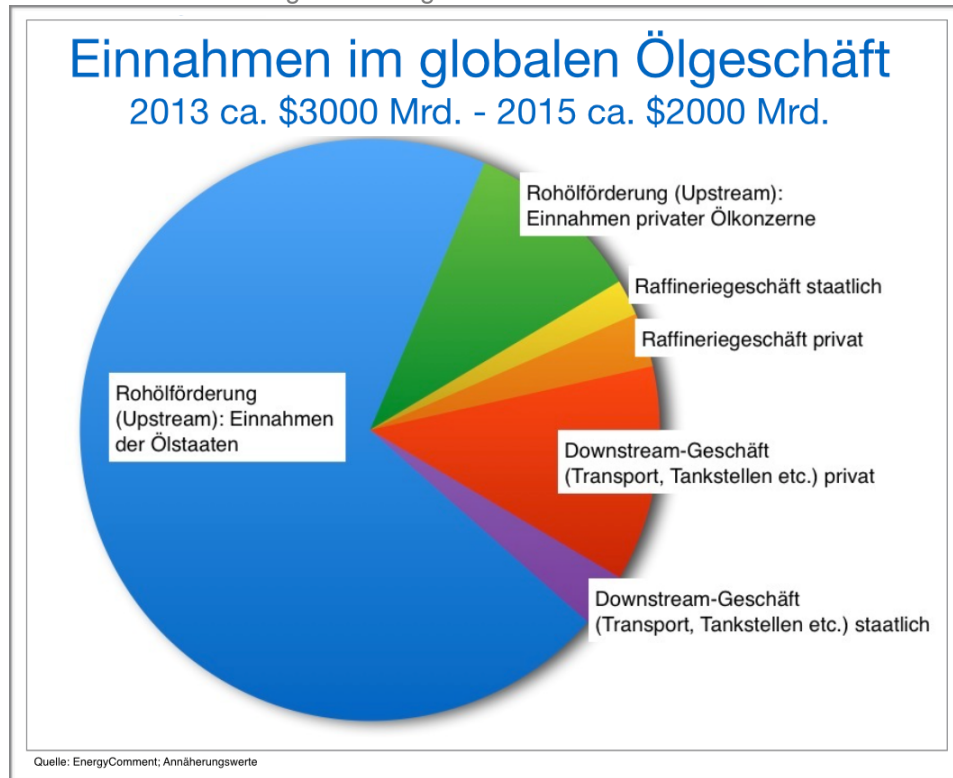
Der Sturz der Rohölpreise auf 50-55 \$/b schrumpft diesen Betrag von ca. 3000 auf ca. 2000 Mrd. Dollar im Jahr 2015. Die Einnahmeverluste fallen ganz überwiegend bei den Ölförderländern und ihren Staatskonzernen an. Aber auch private Ölkonzerne, die stark im Upstream-Geschäft engagiert sind, verdienen deutlich weniger, falls keine neuen Vertragsbedingungen mit dem Gastland ausgehandelt werden können.

Kurzfristige Konsequenzen

¹² Schätzung von Rystad Energy.

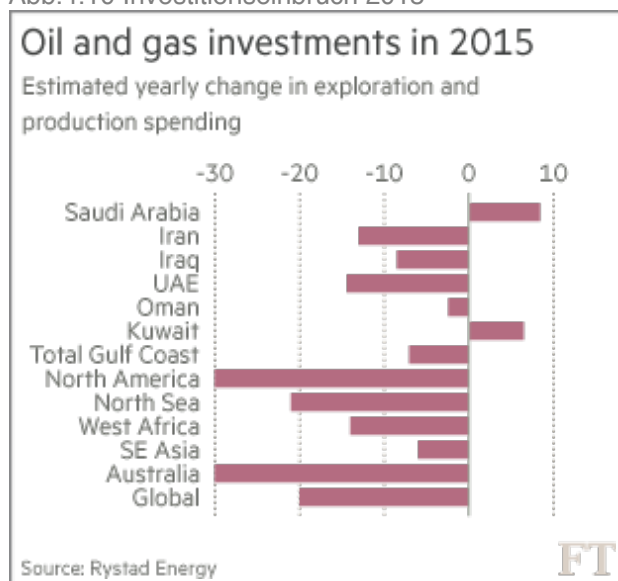
¹³ <http://www.wsj.com/articles/sasol-reviews-investment-plans-for-louisiana-gas-to-liquids-plant-1422446980>

Abb.4.9 Einnahmen im globalen Ölgeschäft



Rystad Energy schätzt daher, dass die globalen Investitionen im Öl- und Gassektor 2015 um etwa 20% fallen werden. Einzige Ausnahme ist Saudi-Arabien. Dort steigen sie gegen den Trend um 5-10% im Jahr 2015, um auch bei höheren Exporten freie Kapazitäten vorzuhalten.¹⁴ Sie machen die Saudis im Krisenfall unverzichtbar. Eine dauerhafte Ölverknappung könnte zudem extreme Ölpreise und eine Neuorientierung der Energiepolitik in den Industriestaaten auslösen: Ein Szenario, das für jeden langfristig denkenden Ölproduzenten extreme Risiken birgt.

Abb.4.10 Investitionseinbruch 2015



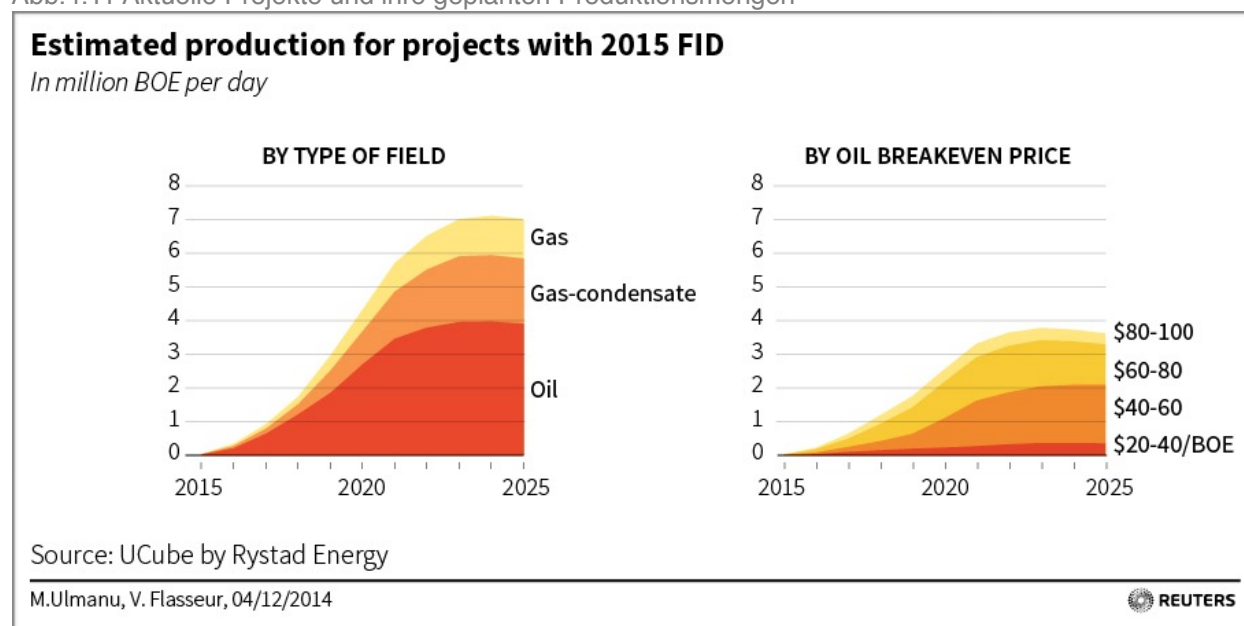
Quelle: Financial Times

¹⁴ FT 6. April 2015.

Investitionskürzungen heute führen zwangsläufig zu niedrigeren Produktionszahlen morgen: Die folgende Übersicht zeigt¹⁵ die anstehenden Produktionsentscheidungen im Öl- und Gasmarkt im Jahr 2015. Sie würden im kommenden Jahrzehnt ca. 4 mb/d Öl und 2 mb/d NGL¹⁶ bereitstellen. Betrachtet man nur das Rohöl i.e.S. benötigt etwa die Hälfte der Projekte einen Break-Even-Preis von über 60 \$/b, was im Moment der Marktpreis ist. Nur wenige Vorhaben sind auf hohe Preise über 80 \$/b angewiesen.

Wenn man mögliche Maßnahmen zur Kostensenkung berücksichtigt (Zulieferer, Abgaben, Steuern), dann kann man daraus den Schluss ziehen, dass wohl mehr als die Hälfte der aktuellen Projekte wie geplant durchgeführt wird, solange die Investoren in den nächsten Jahren mit stabilen Preisen oder einer allmählichen Preiserholung rechnen.

Abb.4.11 Aktuelle Projekte und ihre geplanten Produktionsmengen



Quelle: Reuters

Längerfristige Konsequenzen

Dennoch wird der Preisschock noch über Jahrzehnte nachwirken: Teure und kapitalintensive Vorhaben werden es in Zukunft schwer haben, in den Vorstandsetagen und bei den Banken grünes Licht zu bekommen. Das gilt für die Erschließung der Arktis ebenso wie für andere riskante Hochpreisprojekte wie innovative Biokraftstofftechnologien, Konversionsanlagen wie Gas-to-Liquids oder Coal-to-Liquids und vermutlich sogar für die Markteinführung neuer Antriebstechnologien im Straßen- und Schiffsverkehr.

Das globale Ölangebot wird dadurch langsamer steigen als bislang erwartet. Ein steiler Ölpreisanstieg ist damit bereits vorprogrammiert, nur das Timing ist unklar.

Goldman Sachs schätzt¹⁷, dass bei einem langfristigen Durchschnittspreis von 70 \$/b Projekte für eine Fördermenge von insgesamt 20 mb/d (Peak-Produktion) auf den Prüfstand kommen.

¹⁵ Auf der Grundlage von IEA-Daten (MTOMR 2014)

¹⁶ Natural Gas Liquids wie Propan, Butan etc.

¹⁷ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-18/bankers-see-1-trillion-of-investments-stranded-in-the-oil-fields>.

Das gefährdet im Extremfall in den nächsten 10 Jahrzehnten Investitionen im Ölsektor in einem Gesamtwert von 2.000 Mrd. Dollar, davon 930 Mrd. Dollar allein im Schieferölsektor.

In diesem Fall würden 2025 ca. 7,5 mb/d Ölförderung fehlen, die bislang in den Langfristprojektionen eingeplant waren. Diese „Zombie-Projekte“ wären im Shale-Sektor, im brasilianischen Tiefwasser, in kasachischen Offshore-Riesen oder auch im Schwerölsektor zu finden.

Abb.4.12 Langfristig gefährdete Investitionsprojekte



Quelle: Goldman Sachs

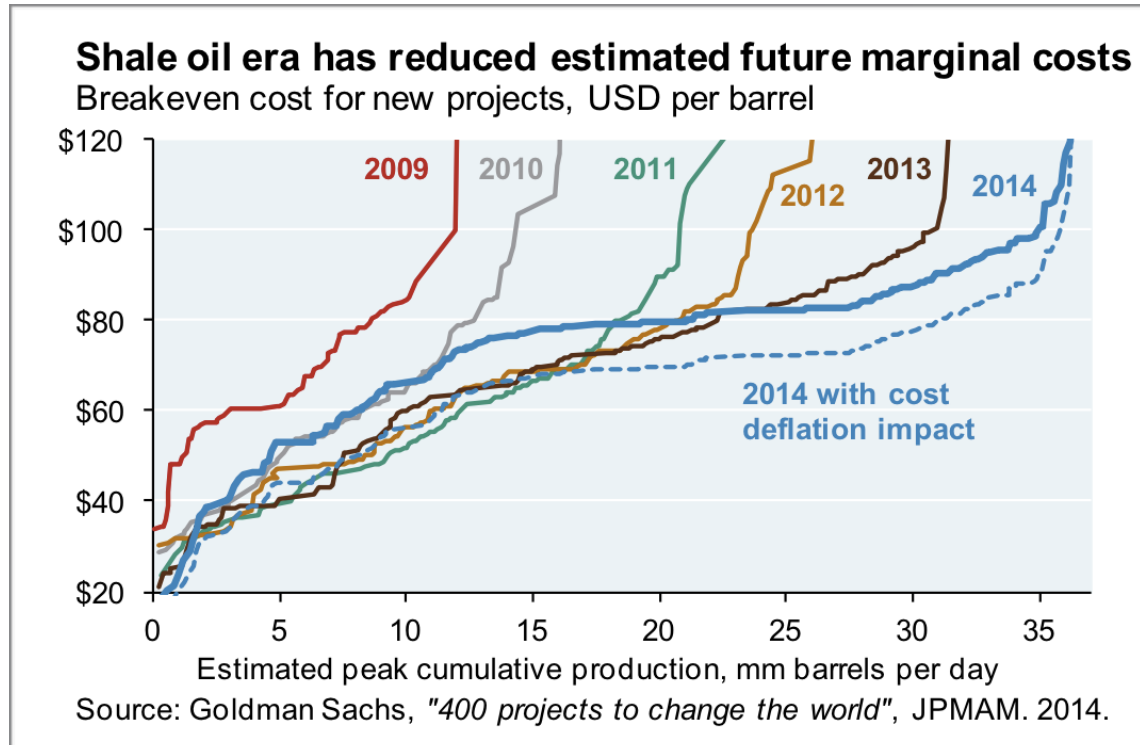
Beispielsweise kostet ein Projekt der Hess Corp. zur langjährigen Erschließung eines Feldes mit 350 Mio. Barrel im Tiefwasser (Golf von Mexiko) um die 6 Mrd. Dollar. Die höchsten Kosten fallen zu Beginn an. Der Fall des Ölpreises wird deshalb die diskontierte Gewinnschwelle weit in das letzte Drittel der Projektdauer verschieben, wenn der Ölpreis um die 50 \$/b verharren sollte. Noch schlechter sieht es bei kanadischen Ölsandprojekten aus, wo neue Vorhaben selbst bei einem Ölpreis von 80 Dollar zweifelhaft erschienen. Auch die riesigen Tiefwasserfelder vor Brasilien brauchen laut Petrobras mindestens 45 \$/b, um eine positive Rendite zu ermöglichen.¹⁸

Andererseits wird nun aber auch der Druck auf die bislang gut verdienende Zulieferindustrie steigen, so dass bei höherer Kostendisziplin einige Projekte doch noch die Renditeschwelle überspringen könnten. Zumal auch von staatlicher Seite aus Steuererleichterungen in den Produzentenländern erwartet werden können.

¹⁸ Vgl. EnergyComment: Global Energy Briefing Nr.108, Januar 2015.

Auch sollte die Wirkung des technisch-organisatorischen Fortschritts nicht unterschätzt werden. Die folgende Abbildung zeigt für die Jahre 2009-2014, in welchem Umfang der amerikanische Shale-Oil-Sektor seine Kosten senken konnte. Um eine Menge von 10 mb/d bereitzustellen (idealisierte Peak-Prognose), war 2009 noch ein Ölpreis von über 80 \$/b nötig. Im Moment sind es nur noch knapp über 60 \$/b. In realen, inflationsbereinigten Preisen sogar noch weniger.

Abb. 4.13 Fallende Kosten im Shale-Oil-Sektor 2009-2014



Quelle: JP Morgan

4.2 Ölnachfrage steigt schneller als erwartet

Niedrige Ölpreise werden voraussichtlich dazu führen, dass die bisherigen Nachfrageprognosen übertroffen werden. Im Moment ist jedoch unklar, wie stark dieser zusätzliche Nachfrageschub sein wird.

Die IEA hat ihre Nachfrageprognose in den letzten Monaten immer wieder erhöht. Sie rechnet jetzt mit +1 mb/d (+1,1%) Ölnachfrage in 2015. Einige Beobachter rechnen mit einer noch stärkeren Ölnachfrage von +1,5 mb/d im laufenden Jahr.

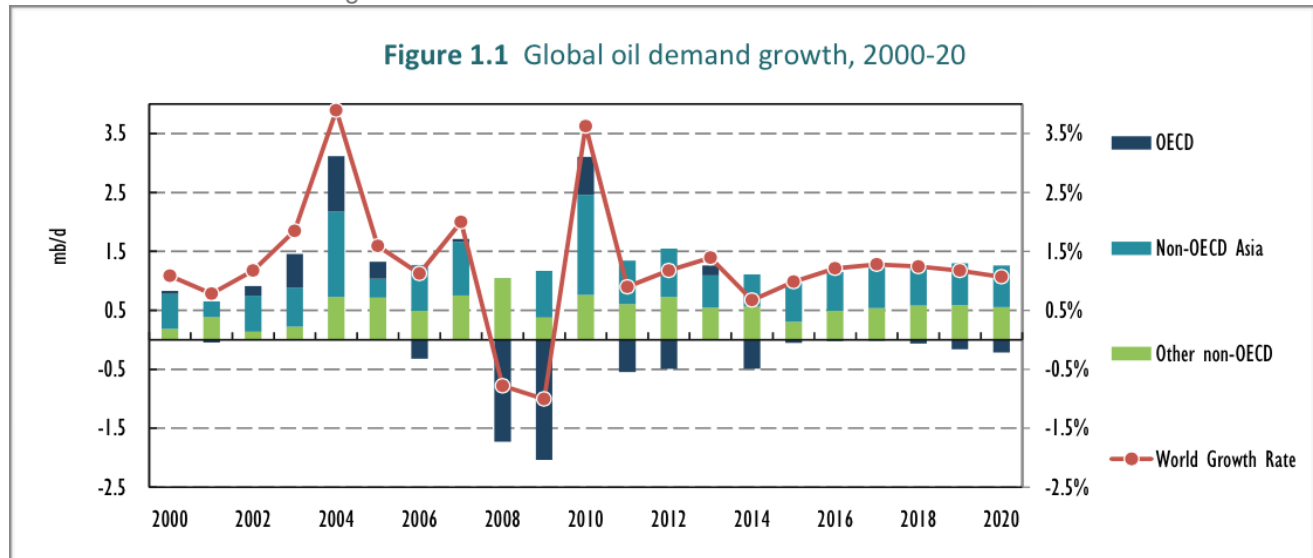
Im Detail zeigen die Daten ein ungewohntes Bild: Bei der globalen Ölnachfrage geht derzeit von den USA die höhere Dynamik aus als von China. Die IEA stellte jüngst sogar eine Stabilisierung der europäischen Ölnachfrage fest. Sie lag im vierten Quartal 2014 nur 0,5% unter dem Vorjahresquartal. Die relativ robuste Wirtschaftsentwicklung in den nördlichen EU-Staaten und die Umstellung auf saubere Schiffstreibstoffe haben dazu beigetragen. Anfang 2015 schien der jahrelange Nachfragerückgang vollständig gestoppt zu sein. In Südeuropa gibt es sogar die stärksten Wachstumsraten beim Ölverbrauch seit Beginn der Krisenwellen im Jahr 2008.¹⁹

¹⁹ IEA: Oil Market Report March 2015, Paris 2015.

Die globale Ölnachfrage kann nur mit einiger zeitlicher Verzögerung verlässlich erfasst werden. Insofern ist es noch zu früh, den Ölpreisrückgang in dieser Hinsicht abschließend zu bewerten.

Interessant sind jedoch einige Schlaglichter, die dem Credo langfristiger Nachfrageprognosen widersprechen. Das geht davon aus, dass die Ölnachfrage in den alten Industrieländern sinkt und im Rest der Welt steigt, wenn auch mit abnehmender Dynamik. Per Saldo entsteht dadurch ein Zuwachs der Weltnachfrage von ca. 1% pro Jahr, wie die folgende Abbildung der IEA zeigt.

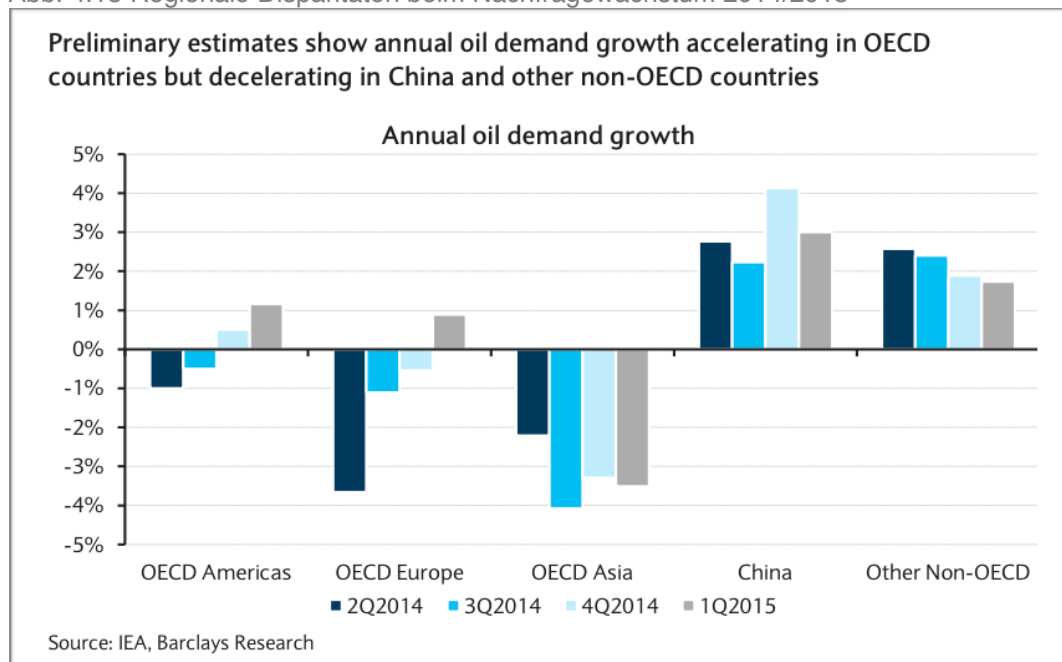
Abb. 4.14 Globale Ölnachfrage 2000-2020



Quelle: IEA MTOMR 2015, Paris 2015.

Der nächste Chart verdeutlicht, dass die Nachfragedynamik in Nordamerika und Europa dreht und wieder im positiven Bereich ist. In China und im Rest der Welt wächst die Ölnachfrage zwar schneller, aber mit konstantem oder nachlassendem Tempo.

Abb. 4.15 Regionale Disparitäten beim Nachfragewachstum 2014/2015

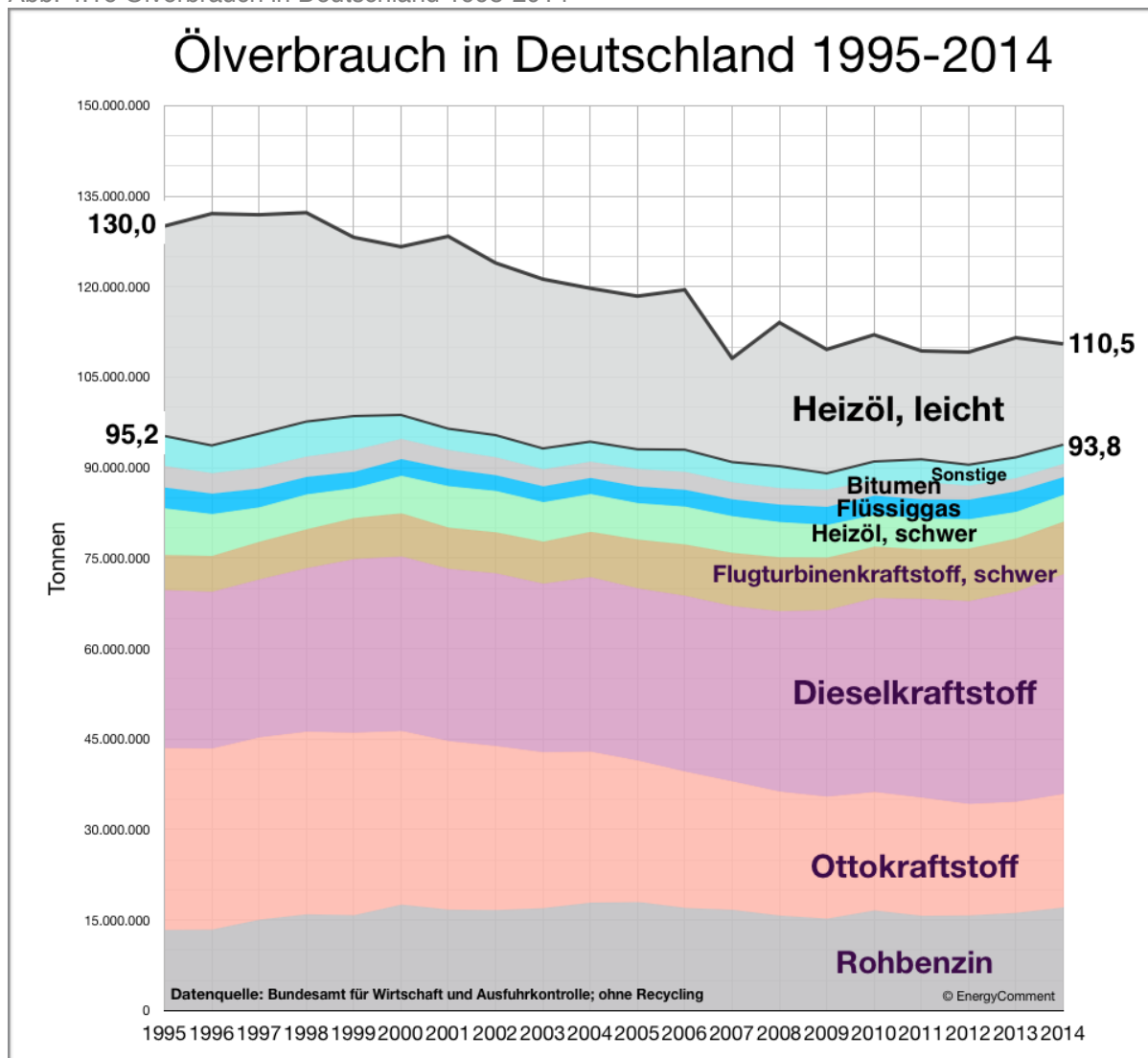


Quelle: Barclays Capital

Deutschland

Auch ein Blick auf die deutsche Entwicklung macht deutlich, dass der Trend „Weg vom Öl“ stark differenziert werden muss. Der folgende Chart zeigt den Ölverbrauch Deutschlands seit 1995. Der Gesamtverbrauch ging von 130,0 auf 110,5 Mio. t im Jahr 2014 zurück. Doch das war fast ausschließlich auf den geringeren Heizölbedarf zurückzuführen. Er reagierte auf milde Winter und die teilweise Verdrängung durch andere Heizungen. Klammert man Heizöl aus, dann schrumpfte der Ölverbrauch in den letzten 20 Jahren nur minimal von 95,2 Mio.t (1995) auf 93,8 Mio.t (2014). Seit zwei Jahren ist sogar ein Anstieg zu beobachten.

Abb. 4.16 Ölverbrauch in Deutschland 1995-2014



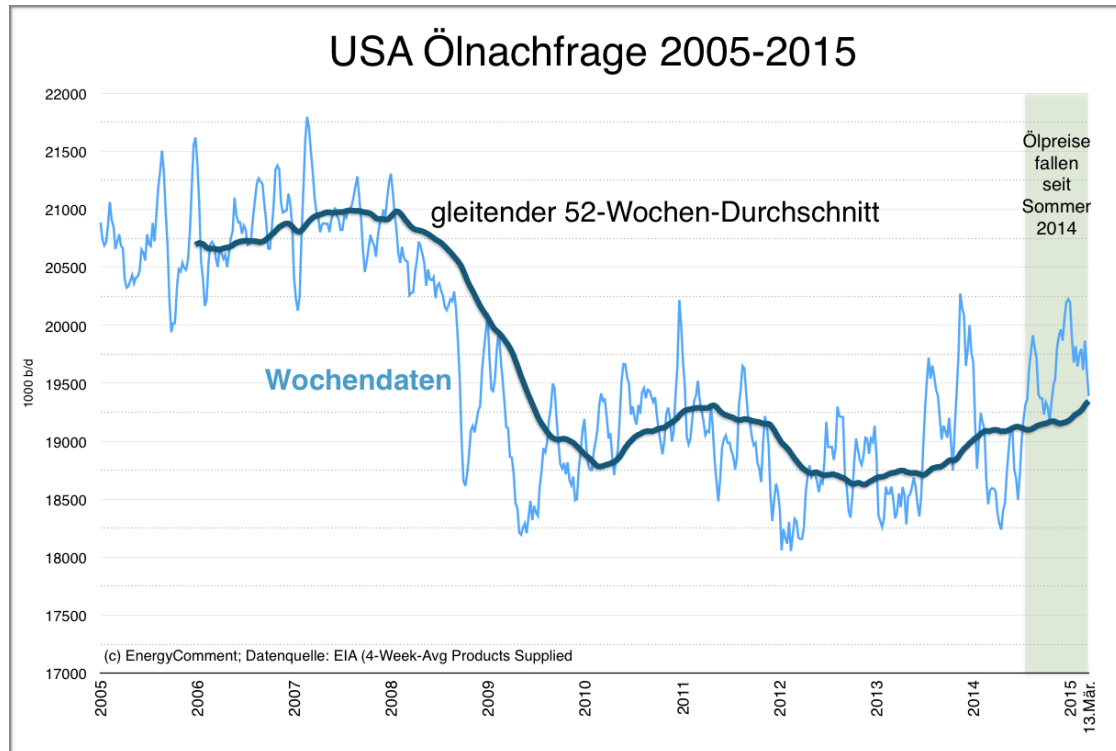
Quelle: EnergyComment, Daten Bafa, MWV

USA

Ähnliches gilt für die USA: Hier wuchs die Gesamtnachfrage 2014 vermutlich um 0,1 mb/d. Die meisten Prognosen gehen für das laufende Jahr von 0,3 mb/d aus, wobei die Wirkung der niedrigeren Ölpreise erst ansatzweise berücksichtigt ist.

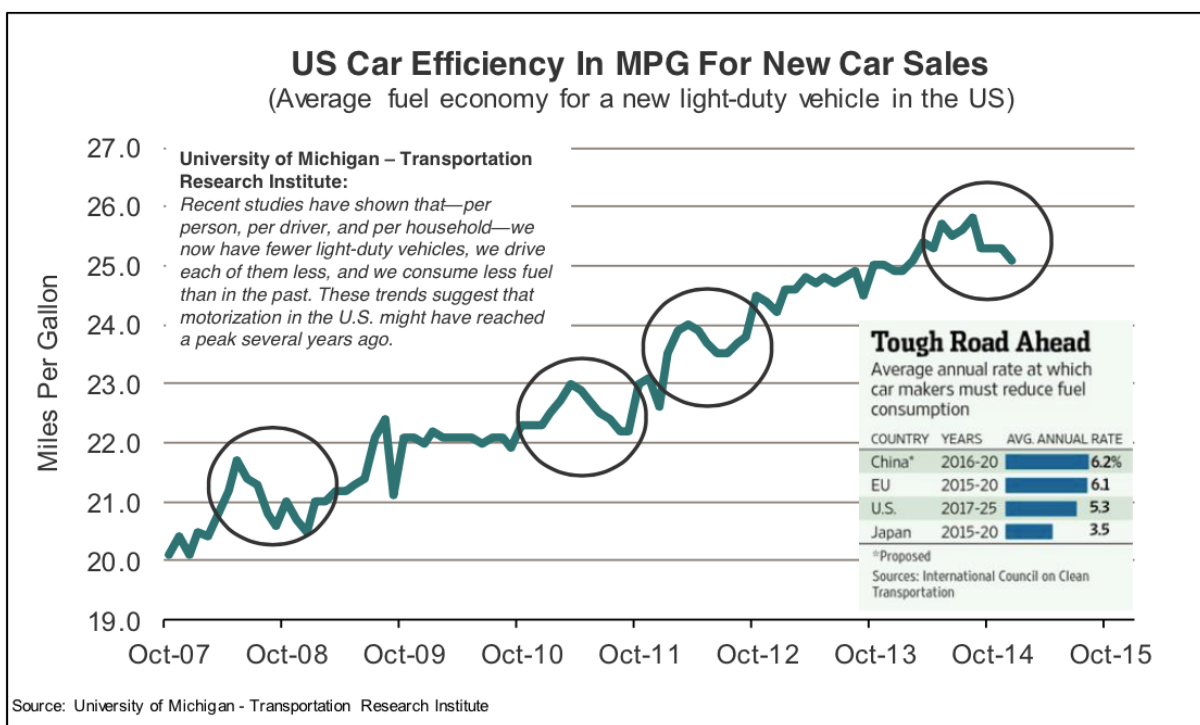
Die folgende Abbildung zeigt den wieder ansteigenden Öldurst in den USA. Seit Anfang des Jahres beschleunigt sich der Nachfragetrend Richtung +2% p.a. In absoluten Mengen wäre das ein stärkerer Zuwachs als in China.

Abb. 4.17 Ölverbrauch in den USA 2005-2015



Die USA haben vor allem beim PKW-Verkehr enorme Einsparpotenziale. Im langfristigen Trend wächst die Kraftstoffeffizienz rasch an, wie die folgende Abbildung zeigt. Allerdings zeigen sich seit dem Fall der Benzinpreise im Sommer 2014 erste Bremsspuren.

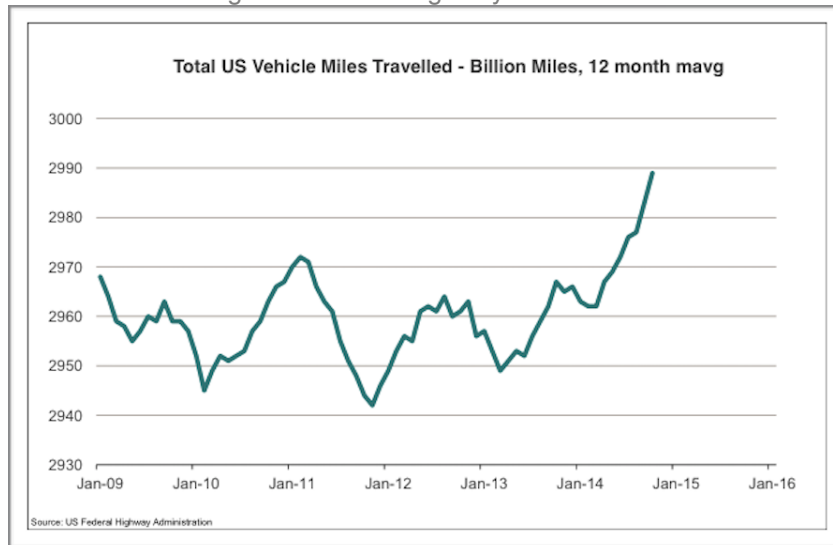
Abb. 4.18 PKW-Kraftstoffeffizienz in den USA 2007-2015



Quelle: DNB

Die Zahl der verkauften Automobile steigt wieder an, ebenso wie die Anzahl der gefahrenen Fahrzeugkilometer. Im gleitenden 12-Monate-Durchschnitt führen die Amerikaner zuletzt 3050

Mrd. Meilen auf den amerikanischen Highways. Das liegt über dem bisherigen Rekord aus dem Jahr 2007.²⁰ Der Trend wurde in dem Moment nach oben verlassen, als die Benzinpreise nachgaben.



Global

In **China** ist die Dynamik der Ölnachfrage zuletzt stark zurückgegangen: Sie kletterte 2014 lediglich um 1,1%. Im laufenden Jahr scheint sie sich leicht auf 2-3% zu beschleunigen, aber die zweistelligen Zuwachsraten des letzten Jahrzehnts sind wohl endgültig passé.

Zusätzliche Nachfrage entsteht auch durch den massiven Ausbau der strategischen Ölreserve in China. Es ist unklar, wieviel Öl die strategischen Tanklager Chinas im Moment noch aufnehmen können. Reuters vermutet, dass in der zweiten Jahreshälfte zusätzliche Lagerkapazitäten für 132 Mio. Barrel fertig gestellt werden.

²⁰ <http://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/US-Oil-Demand-Is-Alive-And-Well.html>

den letzten zehn Jahren von 1,2 auf 2,4 mb/d verdoppelt. Der starke jahreszeitliche Rhythmus ist auf die Ölkraftwerke zurückzuführen, die im Sommer die zahllosen Klimaanlage versorgen.

Sonderentwicklung bei Schiffstreibstoffen

Die Seeschifffahrt setzt im wesentlichen zwei Treibstoffe ein: schwefelreiches Residual Fuel Oil (RFO, HFO oder Bunker C) und schwefelärmeres Marine Diesel Oil (MDO), das auch gelegentlich Marine Gasoil Oil (MGO) genannt wird.

In immer mehr Fahrtgebieten muss die Schifffahrt nun aus umweltpolitischen Gründen die Qualität ihrer Treibstoffe drastisch verbessern. Lange Jahre war ein enorm hoher Schwefelgehalt der Emissionen von 4,5% erlaubt. Er wurde erst 2012 auf 3,5% gesenkt wurde. Zum Vergleich: Im europäischen Straßenverkehr gilt bei Diesel ein Limit von 0,001% (10 ppm).

Bis 2020, eventuell verschoben auf 2025, will die IMO (International Maritime Organisation) nun weltweit einen maximalen Schwefelgehalt von 0,5% vorschreiben. Die EU hat schon angekündigt, in jedem Fall den früheren Termin zu wählen. Er gilt dann in der Exclusive Economic Zone bis 200 Meilen vor der gesamten EU-Küste.

Bis 2020 müssten dann nach Einschätzung der IEA ca. 2,2 mb/d RFO ersetzt werden. Der Schritt wird wohl erst Ende 2019 und ruckartig erfolgen, da die Reeder so lange wie möglich bei den bisherigen, billigeren Treibstoffen bleiben.²¹ Ab 2020 könnte der Schiffstreibstoffmix dann bei etwa 1,0 mb/d RFO, 3,1 mb/d MGO und 0,2 mb/d LNG liegen. Die Nachfrage nach Gasoil aus allen Sektoren wird bis 2020 dadurch auf insgesamt 31,5 mb/d steigen. Das sind 4,5 mb/d mehr als 2014. Umgekehrt fällt die Nachfrage nach RFO von 7,5 auf 5,3 mb/d.

Die Struktur der globalen Dieselnachfrage wird sich also im Jahr 2020 sprunghaft verändern. Engpässe und sehr volatile Preise sind angesichts der schnellen Umstellung durchaus wahrscheinlich.

Europas Produkthandel wird durch diesen Strukturwandel besonders stark betroffen sein, denn hier gibt es ohnehin ein Defizit von etwa 1,0 mb/d bei den Mitteldestillaten. Es wird bis 2020 auf über 1,9 mb/d springen. Die Produktimporte, insbesondere aus Russland, werden sich also nahezu verdoppeln. Plötzliche Preissprünge, Abhängigkeit von Währungsschwankungen und immer wieder hohe Raffineriemargen könnten die Folge sein.

4.3 Ölpolitische Preisrisiken: Kurskorrektur in der OPEC?

Ein großer Teil des aktuellen Preissturzes ist auf ölpolitische Entscheidungen zurückzuführen, also insbesondere die Entscheidung Riads, Marktanteile anstelle des Ölpreises zu verteidigen und die fehlende Bereitschaft anderer Ölexporteure, an der Marktstabilisierung mitzuarbeiten.

Im Rückblick erscheint die saudische Strategie durchaus rational:

- Die Atomverhandlungen mit dem Iran kommen deutlich voran, so dass die westlichen Sanktionen eventuell gelockert werden. Dann würde noch mehr Öl auf den Markt drängen. Die OPEC, sprich Saudi-Arabien, müsste dann mindestens 3 mb/d vom Markt nehmen, um das globale Angebot an die Nachfrage anzupassen.
- Bei 50 \$/b Weltmarktpreis werden Alternativen zum Öl aus dem Markt gedrängt, Investitionen gekürzt und Rivalen geschwächt. Insofern zementiert die Niedrigpreispolitik Riads die langfristige Abhängigkeit der Industrieländer vom Öl und vom Persischen Golf.

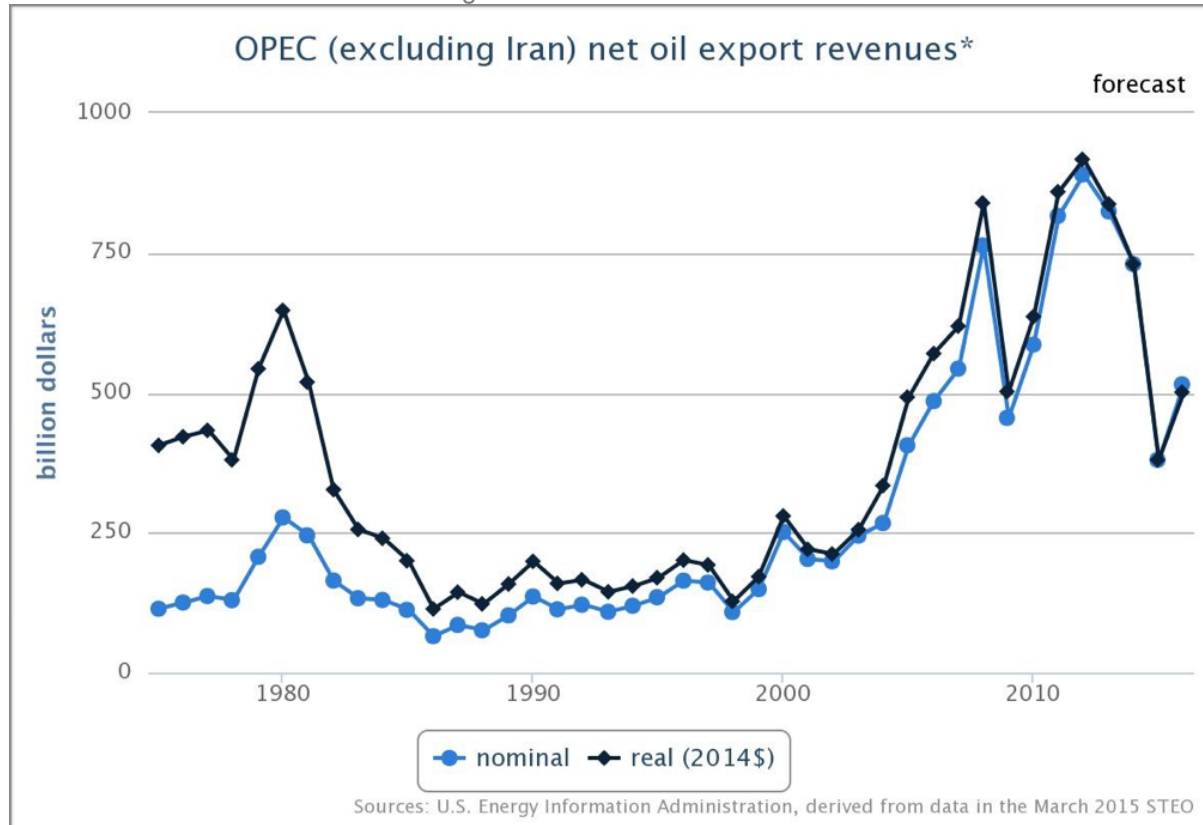
Es fehlt dennoch nicht an Gründen, diese Entscheidungen zu überdenken und gegebenenfalls zu korrigieren: Die OPEC-Staaten (ohne Iran) nahmen 2014 730 Mrd. Dollar durch Ölexporte

²¹ Zum Details dieser Umstellung vgl. EnergyComment: Global Energy Briefing Nr.111 (März 2015)

ein. Davon gingen allein 246 Mrd. Dollar an Saudi-Arabien. Pro Kopf sind das OPEC-weit 2186 Dollar.²²

Schon die Einnahmen 2014 lagen also 11% unter dem Niveau von 2013 (824 Mrd. Dollar). Auf Basis der aktuellen Ölpreise könnten die Einnahmen 2015 sogar auf 380 Mrd. Dollar abstürzen, mit zum Teil gravierenden Folgen für die fiskalische und politische Stabilität vieler OPEC-Mitglieder.

Abb. 4.20 Öleinnahmen der OPEC-Mitglieder 1975-2016



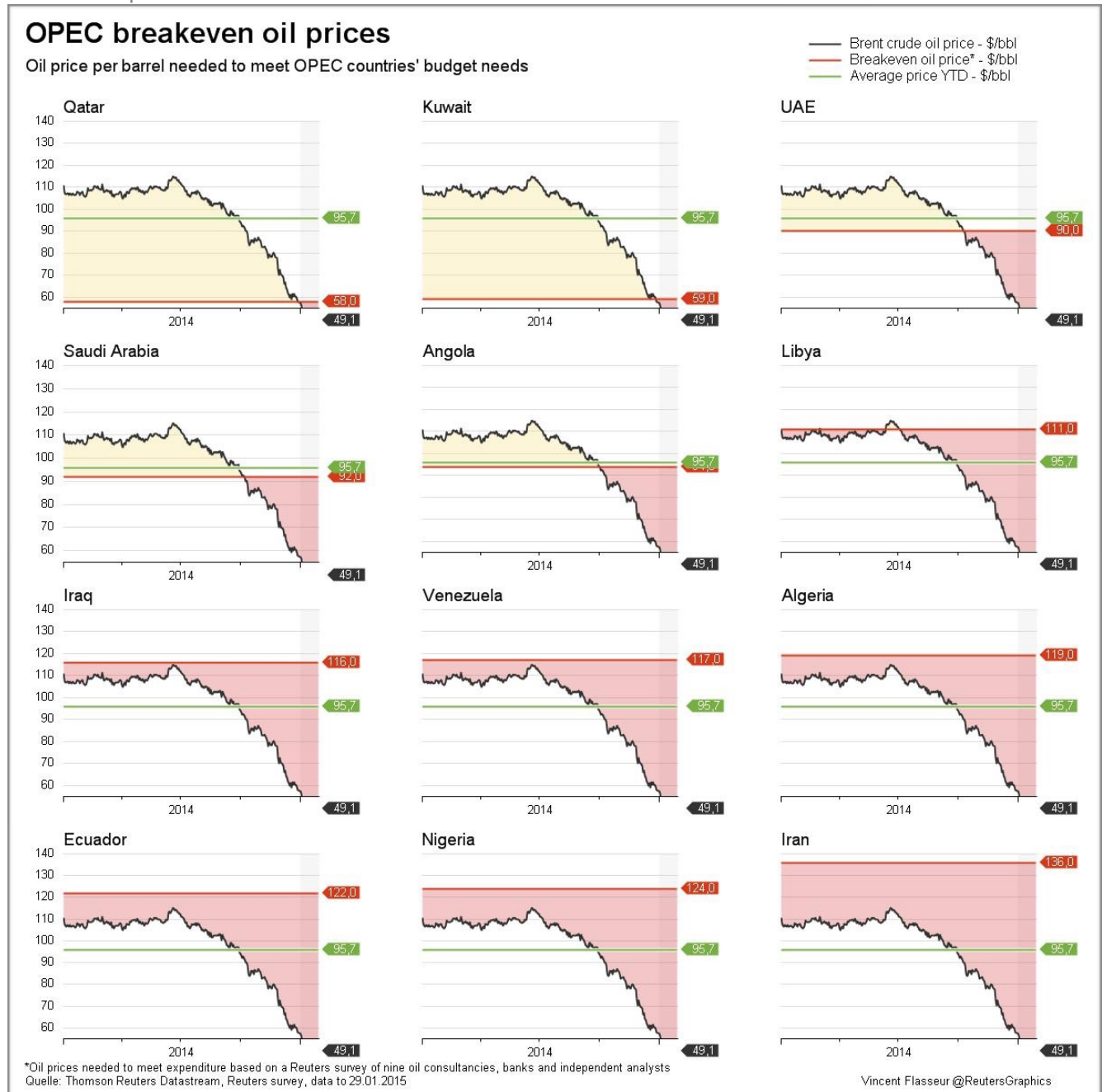
Quelle: EIA

Innerhalb der OPEC regt sich daher weiterhin Widerstand gegen den saudischen Alleingang. Iran und Venezuela versuchen (bislang vergeblich) Russland in die Besprechungen mit einzubeziehen und üben immer wieder Kritik am saudischen Verhalten.

Die Ausgangslage unter den Kartellmitgliedern ist sehr unterschiedlich, wie die folgende Übersicht zeigt. Während Qatar oder Kuweit auch mit weniger als 50 \$/b bequem leben könnten, ist die Lage für Venezuela, Algerien, Irak, Libyen, Nigeria, Iran und andere kritisch. Saudi-Arabien, Angola und UAE liegen dazwischen.

²² LAut Angaben des EIA OPEC Revenue Sheet.

Abb. 4.21 Ölpreise und Haushaltsdefizite in OPEC-Staaten



Quelle: V.Flasseur/Reuters

Auch aus Saudi-Arabien kommen inzwischen differenziertere Signale: Einerseits hält man die Produktionsmenge offiziell bei 10,3 mb/d, was ein Mehrjahreshoch darstellt. Dank hoher Rabatte können Rekordmengen exportiert werden. Im März 2015 lagen die Produktionsmengen der OPEC-Mitglieder mit 30,6 mb/d Rohöl auf dem höchsten Stand seit letztem Oktober, v.a. dank hoher saudischer Exporte und einer Erholung wetterbedingter Ausfälle im Irak.

Andererseits hat Riad im April schon zum zweiten Mal seine Formelpreise für Lieferungen Richtung Asien erhöht.²³ Das ist ein deutliches Zeichen, dass konkurrierende Hochkosten-Anbieter Probleme haben, ihre Angebote bei den Raffinerien unterzubringen.

²³ Es handelt sich hier um relative Preise, also Differenzen von Marker Crudes wie Dubai Crude oder - indirekt - auch Brent und WTI.

Der saudische Ölminister erklärte jüngst wiederholt, dass Saudi-Arabien helfen werde, die Ölpreise zu stabilisieren, wenn Ölexportländer außerhalb der OPEC ihren Beitrag leisten.²⁴

Sollten vor dem nächsten regulären Treffen der OPEC am 5. Juni 2015 noch deutlichere Signale aus Riad kommen, hätte das eine starke preistreibende Wirkung auf die internationalen Rohölpreise.

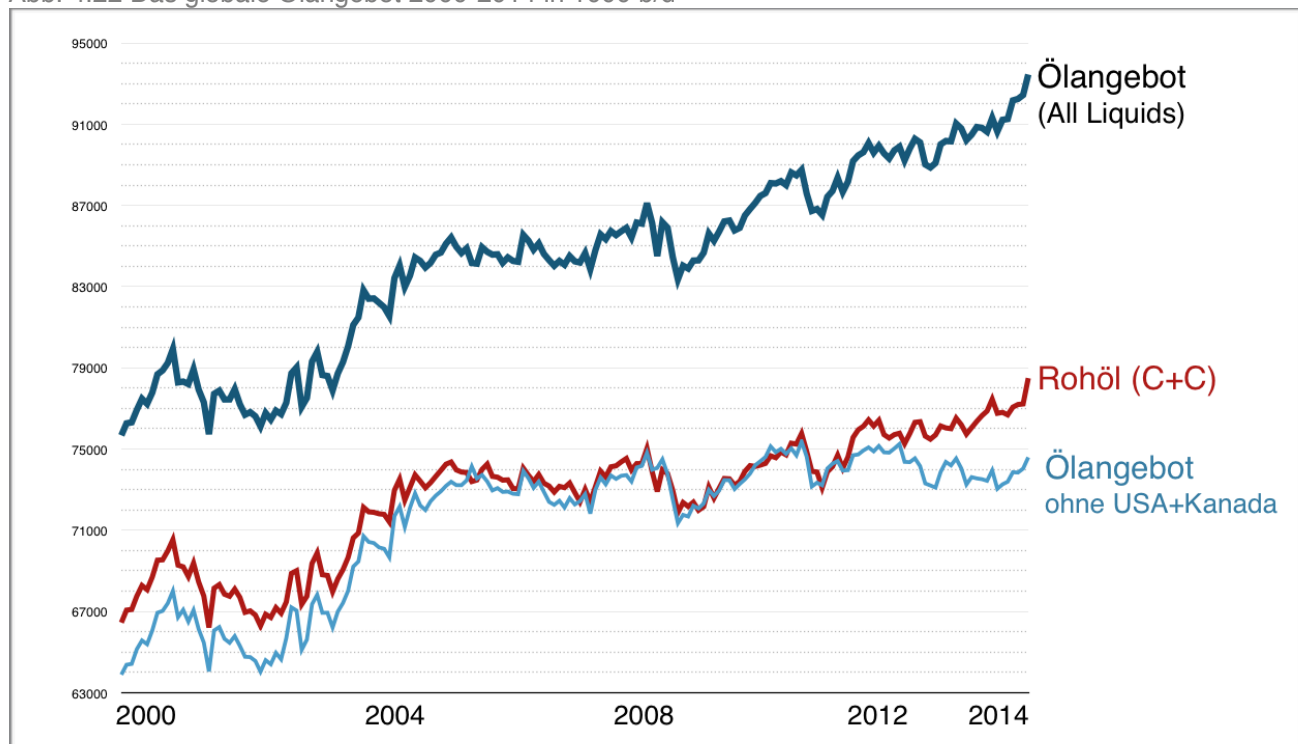
4.4 Geopolitische Preisrisiken

Alles hängt an Nordamerika

Die Diskussionen konzentrieren sich im Moment auf das amerikanische Schieferöl. Dennoch lohnt ein Blick auf die internationale Versorgungslage und den mittelfristigen Ausblick über die nächsten Jahre.²⁵

Grundsätzlich wächst das globale Ölangebot (All Liquids) seit dem Jahr 2000. Das gilt für Rohöl im engeren Sinn (C+C Crude & Condensates) ebenso wie für NGL (Propan etc.) und andere Liquids. Seit 2005 ist dieser Zuwachs jedoch allein das Verdienst amerikanischer und kanadischer Produzenten, wie die folgende Grafik zeigt. Sie gleichen die Ausfälle in Libyen, Irak und Iran aus und ermöglichten es Saudi-Arabien, eine ungenutzte Pufferkapazität für Krisenfälle vorzuhalten.

Abb. 4.22 Das globale Ölangebot 2000-2014 in 1000 b/d



Quelle: EnergyComment (Datenquelle: Monatliche EIA-Daten; y-Achse zeigt 1000 b/d)

²⁴ Reuters 7. April 2015: Saudi Arabia's oil minister Ali al-Naimi said on Tuesday that the kingdom stood ready to "improve" prices but only if other producers outside of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) joined the effort. "The kingdom is still ready to help bring back stability to the market and improve prices in a reasonable and suitable manner, but with the participation of the main producing and exporting countries and based on clear principles and high transparency, so the kingdom or the Gulf countries or OPEC countries do not shoulder that alone," he said at a Saudi economics conference.

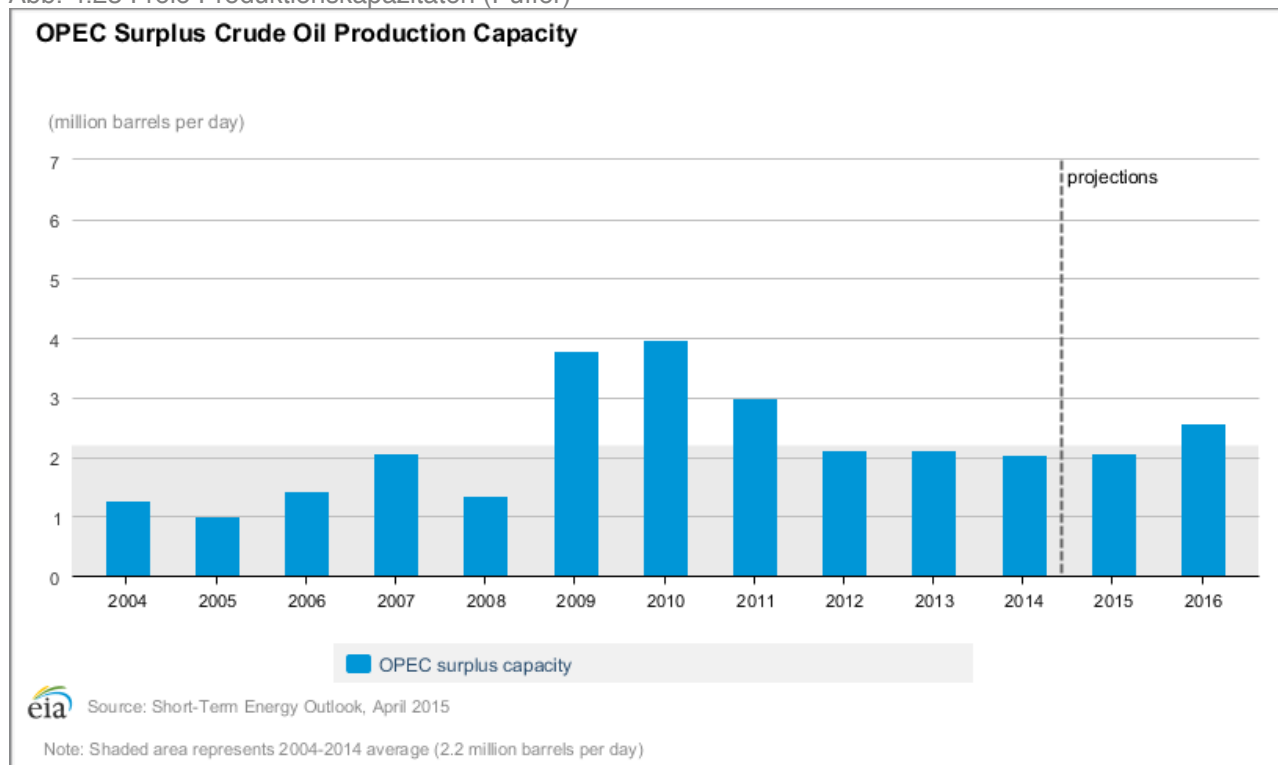
²⁵ Die IEA hat hierzu vor wenigen Wochen ihren *Medium-Term Oil Market Report 2015* vorgelegt.

Knappe Spare Capacity erst mittelfristig wieder relevant

Sollte das nicht mehr gelingen, dann könnte angesichts der Exportoffensive der Saudis die Pufferkapazität des Ölmarktes (Spare Capacity) rasch schrumpfen. Die EIA erwartet²⁶ bei optimalem Verlauf einen leichten Anstieg der freien Produktionskapazitäten von 2,0 mb/d in 2014 über 2,1 mb/d in 2015 auf 2,6 mb/d in 2016.

Unter normalen Marktbedingungen sind das relativ geringe Puffer, die im Krisenfall kurzfristig bereit stehen können. Aber im aktuellen Umfeld liegen die kommerziellen Ölvorräte auf einem weit überdurchschnittlichen Niveau, so dass eventuelle Produktionsausfälle ausgeglichen werden könnten. Bis 2020 könnte sich die Lage aufgrund anhaltend niedriger Ölpreise jedoch ändern, so dass die knappen Pufferkapazitäten dann ein Preisrisiko darstellen.

Abb. 4.23 Freie Produktionskapazitäten (Puffer)



Quelle: EIA

Ölfunde gehen zurück

Eine Verbesserung der Angebotssituation durch neue Ölfunde erscheint aus heutiger Sicht immer unwahrscheinlicher, denn große Ölfunde außerhalb der USA werden selten. Das Jahr 2014 stellt einen Tiefpunkt der globalen Ölexploration dar. Trotzdem kürzen die meisten Ölkonzerne ihre Explorationsbudgets, so Wood Mackenzie, um die Dividendenzahlungen an die Investoren nicht zu gefährden. Im laufenden Jahr wird mit 30% geringeren Explorationsinvestitionen gerechnet.

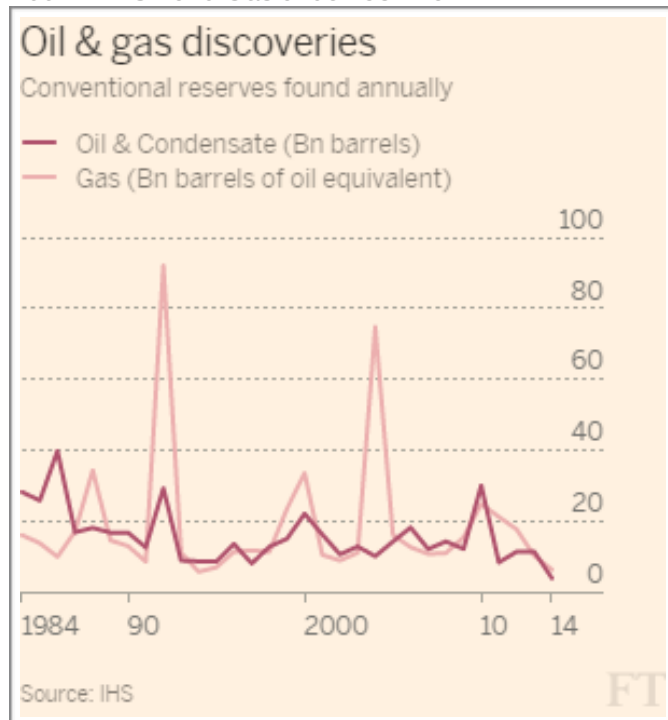
Abgesehen von Schieferöl in Nordamerika, das im engeren Sinn nicht „gefunden“, sondern erschlossen wird, war 2014 das schlechteste Explorationsjahr seit 1995, eventuell sogar seit 1952, so IHS²⁷, obwohl die Ausgaben in etwa auf dem Niveau der Vorjahre lagen. Es wurde kein einziges Feld mit mehr als 500 Mio. Barrel Öl oder Gas (boe) gefunden.

²⁶ EIA: STEO April 2015.

²⁷ FT 15.Feb.2015.

Die Funde von Öl und Gas gehen jetzt schon das vierte Jahr in Folge zurück. Das ist zwar für die aktuelle Ölversorgung ohne Bedeutung, wird aber das Produktionsniveau in den 2020er Jahren gefährden.

Abb. 4.24 Öl- und Gasfunde 1984-2014



Quelle: Financial Times

Potenziale außerhalb der USA - Politische Risiken

Da die Ölnachfrage unaufhörlich wächst, müssen die Produktionskapazitäten im gleichen Takt ausgebaut werden. Nordamerika wird bis 2020 voraussichtlich die wichtigste, allerdings nicht die einzige Wachstumsregion für die Ölversorgung bleiben. Von dort werden bis 2020 +3,0 mb/d erwartet, was angesichts der hohen Förderkosten und niedrigen Ölpreise im Moment eher unsicher erscheint.

Der Rest der Welt soll bis 2020 netto zusätzliche 2,0 mb/d bereitstellen, eventuell sogar deutlich mehr, wenn die Nachfrage die bisherigen Prognosen überschreiten sollte. Aber nur noch wenige Länder haben das Potenzial, ihre Förderung nennenswert ausweiten. Zentrale Stützen sind neben den USA insbesondere Irak, Brasilien und Kanada.

Was viele Ölverbraucher von der Airline bis zum Autofahrer erst einmal erfreut, birgt beträchtliche Risiken für die Stabilität ausgerechnet der Regionen, die langfristig die Ölversorgung sichern sollen. Mit Libyen, Syrien, Irak und Jemen befinden sich gleich vier Staaten in der ölreichsten Region der Welt im Bürgerkrieg. Zwei weitere wichtige Produzenten, Iran und Russland, sind mit Wirtschaftssanktionen belegt. Zwei OPEC-Produzenten, Venezuela und Nigeria, durchlaufen schwere fiskalische und innenpolitische Krisen.

Sollten die Ölpreise niedrig bleiben, werden Länder mit ohnehin labilen Haushalten in kurzer Zeit zusammenbrechen:

- Venezuela und Nigeria könnte es schon 2015 treffen.

-
- Nach zwei bis drei Jahren wäre auch Russland, das zudem von den Sanktionen hart getroffen wird, in fiskalischen Problemen - oder Moskau müsste den Sozial- und Militärhaushalt kürzen, mit riskanten innenpolitischen Folgen.
 - Saudi-Arabien, Kuweit und die Emirate können dank großer Finanzpolster noch etwas länger durchhalten. Ihre politische Bedeutung wird aber drastisch sinken, da der finanzielle Spielraum immer kleiner wird. In Saudi-Arabien wachsen die staatlichen Ausgaben unablässig, insbesondere 2011-2013 als Reaktion auf den „arabischen Frühling“, als das Königshaus jede mögliche Opposition in einem Geldregen verstummen ließ. Aber die finanziellen Reserven sind groß. Das Land hat je nach Erfassungsmethode 400-700 Mrd. Dollar an Rücklagen. Die Schulden sind gering, das Credit Rating (noch) erstklassig. Riad könnte also problemlos mehrere Jahre mit niedrigen Ölpreisen überstehen

Irak

Der größte mittel- und langfristige Förderzuwachs wird aus dem Irak erwartet. Dort wurde im Dezember 2014 in der Tat ein neuer Exportrekord aufgestellt. Trotzdem spitzt sich die finanzielle Situation in Bagdad immer weiter zu. Der Ölpreisverfall, hohe Rabatte für Schlüsselkunden in Asien und der lange Konflikt mit den ISIS-Truppen zehren an den Devisenvorräten.

Die westlichen und asiatischen Ölkonzerne haben seit 2010 zweistellige Milliardenbeträge in die irakischen Ölfelder investiert und dadurch die Förderung des Landes von 2 auf über 3 mb/d erhöht. Angesichts der globalen Ölpreiskrise drängen die Firmen jetzt stärker als früher auf eine rasche Umsetzung der Projekte, um ihren Cash Flow zu sichern. Die Kämpfe mit den ISIS-Truppen haben die Arbeit bislang nicht direkt beeinträchtigt. Der größere Gegner ist die Bagdader Bürokratie.

Da es sich um riesige, aber relativ alte Ölfelder handelt, muss die Förderung durch große Wasserinjektionen unterstützt werden. Das große Common Seawater Supply Projekt (CSSP) kommt jedoch nur sehr langsam voran. Ebenso fehlt es an neuen Pipelines, die zusätzliche Ölmengen zu den Exporthäfen bringen könnten. Dort wiederum fehlt es an Lagertanks, so dass bei schlechtem Seewetter die Ölförderung sofort gedrosselt werden muss. Trotz großer Ölreserven ist ein rascher Ausbau der irakischen Ölfelder also nicht gesichert.

Brasilien

Nach den USA und Irak ist Brasilien der größte Hoffnungsträger für die Ölversorgung. Hier gibt es eine ganze Reihe von großen unerschlossenen Feldern, allerdings nur in sehr tiefem Wasser und tief im Gestein unter einer Salzschieht („pre-salt“).

Petrobras erklärte vor kurzem, dass sie einen Marktpreis von mindestens 45 \$/b brauchen, um die großen Funde im Pre-Salt profitabel fördern zu können. Die Verstrickung in zahlreiche Korruptions- und Bestechungsfälle könnte die Investitionen jedoch über einen längeren Zeitraum bremsen, da die Untersuchungen direkten Einfluss auf die internationale Kreditwürdigkeit des Staatskonzerns haben. Auch ist der Konzern mittlerweile so hoch verschuldet, dass die Investitionsprogramme gekürzt werden mussten.

Dutzende von großen Firmen sind in die Skandale verwickelt, so dass auch breite volkswirtschaftliche Folgen befürchtet werden. Die brasilianische Justiz hat den Ruf, extrem langsam zu arbeiten. Die unvermeidlichen Prozesse könnten Petrobras und seine Zulieferer über Jahre hinaus lähmen.

Petrobras hat einen enormen Schuldenberg von 139 Mrd. Dollar angehäuft. Das Credit Rating ist noch relativ gut, da es ein Staatskonzern ist. Der ölpolitische Ausweg wird wohl darin bestehen, die Ölfelder stärker als geplant von internationalen Investoren ausbeuten zu lassen und den Local Content zu verringern.

Libyen

Zwei rivalisierende Regierungen und diverse Milizen verhindern auf unabsehbare Zeit eine Normalisierung der libyschen Ölexporte. Die Entwicklung erscheint unvorsehbar. Von Monat zu Monat schwanken die Exportmengen zwischen 0 und 0,6 mb/d.

Lediglich die Offshore-Felder und einige Felder, die weitab der Kampfregionen liegen, können einigermaßen regelmäßig arbeiten. Keine der beiden rivalisierenden Regierungen kann die Lage im Moment stabilisieren oder auch nur grundlegende Verwaltungsaufgaben erfüllen.

Venezuela

Venezuela braucht Ölpreise weit über 100 \$/b, um seine prekäre außenwirtschaftliche Lage zu stabilisieren. Schon jetzt drohen einschneidende Kürzungen im Sozialbudget, massenhafte Verarmung sowie die Zahlungsunfähigkeit bei Krediten in ausländischen Währungen.²⁸

Jemen

Die anhaltende Staatskrise und der Bürgerkrieg im Nachbarland Saudi-Arabiens hat die Ölförderung völlig zum Erliegen gebracht. Noch vor 10 Jahren produzierte das Land knapp 500 kb/d, jetzt sind es im Durchschnitt nur noch 150 kb/d. Auch die LNG-Terminals liegen derzeit brach. Rivalisierende Milizen und ein Stellvertreterkrieg zwischen den beiden Regionalmächten Saudi-Arabien und Iran könnte diesen Konflikt eskalieren lassen.

Nigeria

Die innenpolitische Krise in Nigeria hält an und könnte immer wieder die Ölexporte gefährden. Länder wie Nigeria oder Angola haben praktisch keine fiskalischen Rücklagen und würden sofort in Zahlungsprobleme geraten, wenn der Ölpreis ein Jahr lang auf einem niedrigen Niveau bleibt. Nigeria hängt bei den Exporteinnahmen zu 95% und bei der Finanzierung des Staatshaushalts zu knapp 70% von Öl und Gas ab. Die Währung wird schwächer, islamistische Rebellen erobern oder destabilisieren schon heute ganze Landesteile. Anschläge beschädigen immer wieder die Ölinfrastruktur.

Kaspische Region

Das öltreiche Kasachstan hat auf der Produktionsseite in den letzten Jahren durchweg enttäuscht. Bis 2020 scheint nur ein Anstieg von 1,7 auf 2,0 mb/d denkbar; und auch das nur, wenn es gelingt, die endlose Kette von Problemen beim Supergiant Kashagan abzuarbeiten.

In Aserbeidschan wird die Ölförderung weiter zurückgehen. Die IEA erwartet 2020 ca. 0,74 mb/d nach 0,87 mb/d im Jahr 2014. Die wichtige Feldergruppe Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) kämpft mit schwindenden Reserven und Instandhaltungsproblemen.

Kanada

Die kanadische Ölbranche wird im Gegensatz zu den USA nur sehr langsam auf niedrige Ölpreise reagieren können. Die kanadische Ölsandbranche hat ihre Produktion bislang kaum eingeschränkt, dafür aber einige neue Vorhaben erst einmal auf Eis gelegt.

²⁸ Allianz: Ölpreiskollaps: Gesamtwirtschaftliche Bedeutung und Ausblick, Februar 2015.

Die Ölsandprojekte sind kapitalintensiv, produktionstechnisch wenig flexibel und so langfristig angelegt, dass auch bei niedrigen Einnahmen weiter produziert wird. Eher noch wird der Output maximiert, um die Kosten zu decken. Technisch gut laufende Ölsandminen haben 31-39 \$/b an operativen Kosten. Allerdings leiden viele Minen an hartnäckigen technischen Problemen, so dass dort im Moment wohl eher rote Zahlen geschrieben werden.

Die IEA erwartet eine weiter steigende kanadische Ölproduktion, die von 4,2 mb/d (2014) auf knapp 5,0 mb/d (2020) zulegt. Vor allem die In-Situ-Produktion wird auf Kosten der Tagebauminen zulegen.

Fehlende Exportmöglichkeiten stellen ein womöglich größeres Hindernis dar. Der Bau der Keystone XL Pipeline Richtung Kansas ist unsicher, ebenso die Northern Gateway Pipeline und die Trans Mountain Pipeline Richtung Westküste, oder zusätzliche Leitungen zu den Raffinerien an der Atlantikküste.

Russland

Russland hat seinen Peak nach Einschätzung der IEA 2014 überschritten: Bis 2020 geht die Förderung dort voraussichtlich um 0,5-0,6 mb/d zurück. Das Land schliddert bereits jetzt in eine tiefe wirtschaftliche Depression, die das BIP deutlich schrumpfen lässt. Ohne die Unterstützung Chinas könnte schon 2016 ein Zusammenbruch der internationalen Kreditaktivitäten drohen, wenn sich die Ölpreise nicht erholen sollten und die Finanzsanktionen des Westens nicht aufgehoben werden.

Auch unter normalen Umständen wäre aktuell ein Peak in Sicht, da die großen westsibirischen Felder weitgehend ausgebeutet sind. Die Sanktionen des Westens werden mittelfristig daher zu einem noch rascheren Produktionseinbruch führen, da neue Investitionen in der Arktis, im sibirischen Schiefer, in Ostsibirien und in der Tiefsee verzögert werden. Gerade hier sind russische Unternehmen von High-Tech-Importen aus dem Westen angewiesen.

Trotz der Sanktionen kann Russland seine Ölproduktion jedoch bislang stabilisieren und sogar im März mit 10,71 mb/d ein neues postsowjetisches Hoch verzeichnen. Der schwache Rubel unterstützt die Gewinne und Produktionsanstrengungen russischer Exporteure.

Iran

Die Sanktionen der USA und der EU ließen die iranische Öl- und NGL-Produktion von 4,2 mb/d im Jahr 2011 auf etwa 3,4 mb/d im Jahr 2014 schrumpfen. Die Exporte fielen von 2,5 mb/d auf knapp über 1 mb/d.

Iran und der Westen haben sich Anfang April im Nuklearstreit auf ein Rahmenabkommen geeinigt. Wenn es bis zum 30. Juni in einen konkreten Vertrag mündet, könnten die Öl-Sanktionen schrittweise aufgehoben werden. Allerdings dürften die westlichen Länder auf der verifizierten Implementierung der Forderungen bestehen, bevor die Wirtschaftssanktionen umfassend aufgehoben werden. Das könnte frühestens 2016 geschehen, wobei auf dem Weg dahin immer wieder Rückschläge wahrscheinlich sind.

Auf dem Weg bis zu einer merklichen Erhöhung der iranischen Ölexporte liegen also noch zahlreiche Stolpersteine:

- Sowohl im Iran als auch in den USA und insbesondere in Israel gibt es erhebliche Widerstände gegen ein Abkommen.

-
- Der Bürgerkrieg im Jemen, wo sich u.a. die von den USA unterstützten saudischen Truppen und die vom Iran unterstützten schiitischen Houthis-Rebellen gegenüberstehen, könnte sich zuspitzen und das Atom-Abkommen blockieren.
 - Der Zustand der iranischen Ölfelder ist nicht genau bekannt. Es dürfte jedoch mehrere Monate dauern, bis die Ölförderung gesteigert werden kann.

Aus heutiger Sicht scheint ein massiver Ausbau der iranischen Ölexporte um 0,5 mb/d frühestens im Herbst, um 1 mb/d frühestens Mitte 2016 möglich. Italien und Griechenland könnten am stärksten davon profitieren, da sie traditionell größere Mengen iranischen Öls aufnehmen.

Kleinere zusätzliche Mengen könnten allerdings schon jetzt auf den Markt kommen, insbesondere aus den als schwimmende Lager dienenden iranischen Supertankern. Die Kosten der iranischen Ölindustrie gelten als relativ niedrig, so dass auch niedrige Ölpreise potenzielle Ausfuhren nicht aufhalten könnten.

Das hätte preisdämpfende Effekte insbesondere im europäischen Raum, wohin normalerweise ein großer Teil dieser Ölsorten verschifft wird. Andererseits könnte der Iran dann seine hohen Rabatte bei asiatischen Kunden wie Indien oder China abbauen. Diese Länder haben die westlichen Sanktionen bislang ignoriert, aber dafür von Teheran Preiszugeständnisse erwartet. Insofern wäre der Netto-Preiseffekt begrenzt.

Nordsee

Die Schotten können sich im Rückblick glücklich schätzen, dass sie sich gegen die Unabhängigkeit entschieden haben. Die Einnahmen aus dem Nordsee-Öl werden 2014/2015 nur einen Bruchteil der bisherigen Schätzungen erreichen.

Die Kosten für die Suche und die Erschließung neuer Felder liegen in der Nordsee weit über dem globalen Durchschnitt. Die Investitionen werden nun trotz der Steuersenkungen im britischen Sektor stark zurückgehen. Davon dürfte nach 2015 auch die Gasproduktion in Mitleidenschaft gezogen werden, da Gas oft ein Nebenprodukt der Ölförderung ist.

Der Verband der britischen Ölexplorier warnt vor einem bevorstehenden Kollaps in der Nordsee. Es gebe praktisch kein neues Projekt, das bei Ölpreisen unter 60 \$/b profitabel wäre.

Die Aktivitäten in der Nordsee gehen jedoch auch ohne den Ölpreiskollaps schon zurück. Im letzten Jahr gab es lediglich 13 Explorationsbohrungen (Suche nach neuen Feldern) und 15 Appraisalbohrungen (um die Größe bereits entdeckter Felder abzuschätzen). Das ist das geringste Aktivitätsniveau seit den 60er Jahren.

Eine Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse finden Sie auf der ersten Seite dieser Kurzstudie.